



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA  
DE MÉXICO

---

---

FACULTAD DE INGENIERÍA

Manual del curso para la certificación de Ingenieros de  
Fluidos de Perforación, Módulos: Laboratorio de fluidos de  
perforación (base agua) e Ingeniería de perforación para  
Inspectores Técnicos de Perforación

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:  
INGENIERO PETROLERO  
P R E S E N T A :  
ERIC DAVILA HERNANDEZ

DIRECTOR DE TESIS: M.C. JAIME ORTIZ RAMIREZ



MEXICO, D. F. CIUDAD UNIVERSITARIA

2005

m343627



Universidad Nacional  
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

**Biblioteca Central**



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

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

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



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE  
MÉXICO**

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

Manual del curso para la certificación de Ingenieros de  
Fluidos de Perforación, Módulos: Laboratorio de fluidos  
de perforación (base agua) e Ingeniería de perforación  
para Inspectores Técnicos de Perforación

**T E S I S**

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:

**I N G E N I E R O P E T R O L E R O**

P R E S E N T A:

**Eric Dávila Hernández**

**DIRECTOR DE TESIS: M.C. JAIME ORTIZ RAMÍREZ**



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



UNIVERSIDAD NACIONAL  
AUTÓNOMA DE  
MÉXICO

**SR. ERIC DÁVILA HERNÁNDEZ**  
**Presente**

**FACULTAD DE INGENIERÍA**  
**DIRECCIÓN**  
**60-I-212**

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

**MANUAL DEL CURSO PARA LA CERTIFICACIÓN DE INGENIEROS DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN, MÓDULOS: LABORATORIO DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN (BASES AGUA) E INGENIERÍA DE PERFORACIÓN PARA INSPECTORES TÉCNICOS DE PERFORACIÓN**

- INTRODUCCIÓN**
- I LABORATORIO DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN (BASE AGUA)**
- II QUÍMICA DE LAS ARCILLAS Y POLÍMEROS**
- III CONTAMINACIÓN DE LOS FLUIDOS**
- IV LIMPIEZA DEL AGUJERO**
- V DETECCIÓN Y CONTROL DE BROTES**
- VI TÓPICOS ESPECIALES**
- VII REGLAMENTACIÓN PARA EL MANEJO DE RECORTES DE PERFORACIÓN EN MÉXICO**
- CONCLUSIONES**
- BIBLIOGRAFÍA**

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

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

Atentamente

**“POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU”**

Cd. Universitaria, D. F., a 9 de marzo de 2005  
EL DIRECTOR

  
M. en C. GERARDO FERRANDO BRAVO

GFB\*JAGC\*gtg



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO**  
**FACULTAD DE INGENIERIA**  
**DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA**

“Manual del curso para la certificación de Ingenieros de Fluidos de Perforación, Módulos: Laboratorio de fluidos de perforación (base agua) e Ingeniería de perforación para Inspectores Técnicos de Perforación”

TESIS PRESENTADA POR:

Eric Dávila Hernández

DIRIGIDA POR:

M.C. Jaime Ortiz Ramírez

JURADO DEL EXAMEN PROFESIONAL:

PRESIDENTE: M. I. José Ángel Gómez Cabrera

VOCAL: M. C. Jaime Ortiz Ramírez

SECRETARIO: M. I. Mario Becerra Zepeda

1ER SUPLENTE: Ing. Rafael Viñas Rodríguez

2DO SUPLENTE: Ing. Martín Carlos Velázquez Franco

Este bloque contiene tres firmas manuscritas escritas sobre líneas horizontales. La firma superior es la más grande y compleja. La firma intermedia es más compacta. La firma inferior es la más sencilla y parece ser una abreviatura o un nombre corto.

## Agradecimientos

*A mis padres Jorge Dávila Pineda y Paula Graciela Hernández de Dávila por darme la oportunidad de tener una carrera universitaria y apoyarme durante todo este tiempo pero sobre todo por todo el amor que me han brindado, gracias por todo, los amo.*

*A mis hermanos Israel y Benjamín Dávila Hernández por apoyarme durante todo este tiempo y estar conmigo cuando los he necesitado, gracias.*

*A mis primas Celeste, Monica, Raquel Laura, y a mi tía Raquel por cuidarme y tenerme paciencia, gracias.*

*A mi querida novia Karla González Ortiz, por todo lo que hemos compartido durante estos años maravillosos y tenerme paciencia, te amo corazón, gracias.*

*A la familia Karla, Alan, Alejandra, Gustavo, Julieta, Joaquín Nancy, Rodolfo, por compartir grandes momentos en la uni y por ser mis amigos gracias.*

*A mi amigo Luis Manríquez Hernández.*

*A todos mis maestros por compartir conmigo todos sus conocimientos, gracias por todo.*

*A mi alma mater la Universidad Nacional Autónoma de México, por darme la oportunidad de ser parte de ella y llegar hasta este punto de mi vida, gracias.*

---

# ÍNDICE

# ÍNDICE

ÍNDICE.....	i
INTRODUCCIÓN .....	iv
CAPÍTULO I LABORATORIO DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN (BASE AGUA) .....	1
I. Laboratorio de Fluidos de Perforación (Base Agua) .....	3
I.1 Clasificación de los Fluidos de Perforación.....	3
I.2 Funciones del Fluido de Perforación .....	7
I.3 Pruebas de Laboratorio Fluidos Base Agua.....	19
I.3.1 Pruebas Fisicoquímicas .....	19
I.3.1.1 Análisis de Propiedades Reológicas y Tixotrópicas.....	19
I.3.1.1.1 Medición de la Viscosidad Marsh .....	19
I.3.1.1.2 Medición de la Viscosidad Fann.....	20
I.3.2 Pruebas Físicas.....	22
I.3.2.1 Medición de Densidad .....	22
I.3.2.2 Medición de la Filtración .....	24
I.3.2.3 Medición del Contenido de Arena.....	25
I.3.2.4 Medición del Contenido de Sólidos y Líquidos.....	26
I.3.2.5 Medición del Ion de Hidrógeno (pH).....	28
I.3.3 Pruebas Químicas.....	31
I.3.3.1 Medición de Alcalinidad .....	31
I.3.3.2 Medición de Contenido de Sólidos de Baja Densidad .....	34
I.3.3.3 Medición de Cl- .....	34
I.3.3.4 Medición del Calcio .....	35
I.3.3.5 Dureza Total.....	36
I.3.3.6 Medición de Sulfato.....	40
I.3.3.7 Medición de Potasio (K+).....	42
I.3.3.8 Concentración de Nitratos .....	46
I.3.3.9 Determinación de Óxido de Zinc Y Carbonato de Zinc.....	48
I.3.3.10 Determinación de Ácido Sulfhídrico (H <sub>2</sub> S).....	50
I.3.3.11 Determinación de Fosfatos.....	51
I.3.3.12 Medición de la Resistividad del Filtrado y Enjarre .....	54
I.3.3.13 Medición del Contenido de Glicoles .....	55
CAPÍTULO II QUÍMICA DE LAS ARCILLAS Y LOS POLÍMEROS .....	57
II. Química de las Arcillas y los Poliméros.....	59
II.1 Tipos de Arcilla.....	59
II.2 Capacidad de Intercambio Catiónico (CEC).....	61
II.3 Arcillas Utilizadas en los Lodos Base Agua .....	62
II.4 Principios del Tratamiento Químico.....	66
II.4.1 Fosfatos.....	67
II.4.2 Lignitos .....	68
II.4.3 Ligninas .....	68
II.4.4 Lignosulfonatos .....	68
Química de los Polímeros.....	69
II.5 Estructura de los Polímeros.....	69
II.6 Polímeros Naturales.....	70
II.6.1 Polímeros Naturales Modificados.....	71
II.6.2 Efectos de la Concentración de Polímeros .....	72
II.6.3 Efectos del pH.....	72
II.6.4 Efectos de la Salinidad.....	73



II.6.5 Derivados de Celulosa .....	73
II.7 Polímeros Sintéticos .....	75
II.8 Polímeros Sintéticos de Alta Temperatura .....	75
CAPÍTULO III CONTAMINACIÓN DE LOS FLUIDOS .....	77
III. Contaminación de los Fluidos .....	79
III.1 Contaminación con Anhidrita .....	80
III.2 Contaminación con Cemento .....	81
III.3 Contaminación por Carbonatos .....	84
III.4 Contaminación con Sal .....	87
III.5 Contaminación por Flujo de Agua Salada .....	90
III.6 Contaminación por Ácido Sulfhídrico (H <sub>2</sub> S) .....	91
CAPÍTULO IV LIMPIEZA DEL AGUJERO .....	93
IV. Limpieza del Agujero .....	95
IV.1 Capacidad de Acarreo .....	95
IV.1.1 Ecuaciones Generales .....	95
IV.1.2 Relación de Transporte .....	95
IV.1.3 Reglas Empíricas .....	96
IV.1.4 Gasto de Recortes en el Pozo .....	96
IV.1.5 Fracción Volumétrica de Recortes .....	97
IV.2 Densidad Efectiva del Fluido en el Espacio Anular .....	97
IV.2.1 Correlación de Chein .....	98
IV.2.2 Correlación de Moore .....	99
IV.2.3 Correlación de Metzner y Reed .....	100
IV.2.4 Correlación de Walker y Mayer .....	101
CAPÍTULO V DETECCIÓN Y CONTROL DE BROTES .....	103
V. Detección y Control de Brotes .....	105
V.1 Causas y Detección de Brotes .....	105
Control de Brotes .....	111
V.2 Método del Perforador .....	111
V.3 Método del Ingeniero .....	113
V.4 Método Dinámico .....	123
CAPÍTULO VI TOPICOS ESPECIALES .....	125
VI. Tópicos Especiales .....	127
VI.1 Asentamiento de Barita .....	127
VI.2 Condiciones del Lodo y Desplazamiento durante las Cementaciones .....	135
VI.3 Preparación del lodo para la toma de registros .....	144
CAPÍTULO VII REGLAMENTACIÓN PARA EL MANEJO DE RECORTES DE PERFORACIÓN EN MÉXICO .....	147
VII. Reglamentación para el Manejo de Recortes de Perforación en México .....	149
VII.1 Reglamento gubernamental .....	149
VII.2 Normas de Pemex Exploración y Producción .....	152
VII.3 Condiciones de los Contratos Vigentes entre Compañías de Servicio y PEP .....	155
CONCLUSIONES .....	159
ANEXO .....	163
LISTA DE FIGURAS Y TABLAS .....	183
BIBLIOGRAFÍA .....	187

# **INTRODUCCIÓN**

---

## INTRODUCCIÓN

Con la finalidad de capacitar a ingenieros de diferentes especialidades en los conocimientos necesarios para desempeñar la categoría de Ingeniero de Fluidos de Perforación o también conocido como Inspector Técnico de Fluidos (I. T. F), la U. N. A. M. en conjunto con Pemex Exploración y Producción (P. E. P.) y las diferentes Compañías de Servicio de Fluidos de Perforación, diseñaron un diplomado para Ingenieros de Fluidos de Perforación o Inspectores Técnicos de Fluidos (I. T. F), el cual al cursarlo y aprobarlo la U. N. A. M. certifica que los alumnos que aprobaron dicho diplomado pueden realizar las funciones de Inspectores Técnicos de Fluidos en los equipos de perforación de la Unidad de Perforación y Mantenimiento de Pozos (U. P. M. P). Teniendo dicha certificación una validez por un tiempo de tres años, al finalizar dicho periodo bastará con tomar un curso de actualización para Ingenieros de Fluidos de perforación, ambos cursos serán impartidos por la U. N. A. M.

El diplomado está integrado por seis módulos los cuales deberán de ser acreditados por el alumno que pretenda recibir la certificación como Inspector Técnico de Fluidos de Perforación, de ser del interés del alumno, se podrán cursar alguno de los cursos por separado los cuales tendrán valor curricular.

Las principales funciones del Ingeniero de Fluidos de Perforación o Inspector Técnico de Fluidos que tiene a su cargo realizar durante los trabajos de perforación, son las siguientes:

- Determinación del tipo fluido de perforación a utilizar así como de sus propiedades reológicas.
- Selección y supervisión del sistema de eliminación de sólidos.
- Preparación y mantenimiento del fluido de perforación.
- Determinación de las condiciones de limpieza de pozo.
- Determinación de las caídas de presión por fricción a los gastos requeridos.
- Optimización de la hidráulica de perforación y determinación de la densidad equivalente de circulación.
- Participar en la detección de brotes y en el control de pozo, entre otras.

Este diplomado está diseñado para capacitar a un profesionista con formación técnica en el área de fluidos de perforación de pozos, para que pueda desempeñar eficientemente las funciones anteriormente señaladas y así contribuir directamente en la optimización de los trabajos de perforación.

Tomando en cuenta todo lo anterior, y considerando que para la realización exitosa de dicho diplomado es necesario contar con una infraestructura completa, la U N A M como la Facultad de Ingeniería cuenta con las instalaciones adecuadas para el desarrollo óptimo del curso, como lo son el laboratorio de Fluidos de Perforación y el laboratorio de Perforación y Terminación de Pozos, ambos laboratorios en condiciones excelentes y a la vanguardia de la tecnología de fluidos de perforación y terminación de pozos.

Por tal motivo se decidió realizar a la par tres trabajos de tesis, los cuales comprendieran de manera completa todos los temas del curso del diplomado divididos en seis módulos; éstos a su vez repartidos de dos módulos por cada tesis.

El presente trabajo de tesis contiene dos de los módulos; Modulo 2: Laboratorio de Fluidos de Perforación (Base Agua) y Modulo 6: Ingeniería de Perforación para Inspectores Técnicos de Perforación, los demás módulos están presentados en los dos trabajos de tesis restantes. Ambos módulos, se apegan directamente al temario propuesto para el curso y con la limitante al desarrollo únicamente de éstos temas, los cuales han sido subdivididos en siete capítulos.

En la industria petrolera encontramos una gran variedad de factores que se deben tomar en cuenta para realizar una explotación adecuada de los recursos petroleros y para obtener un mayor beneficio de los mismos; por eso, todos los aspectos deben tomarse en cuenta desde antes de iniciar la exploración hasta la explotación de los hidrocarburos, es decir, que se tiene que planear cuál será la estrategia para llevar a cabo estas actividades de una manera óptima.

Dentro de la industria petrolera uno de los principales aspectos que se deben tomar en cuenta son los fluidos de perforación los cuales son estrictamente necesarios para la perforación de los pozos.

Para saber cual es el mejor fluido de perforación primero hay que conocer los diferentes tipos que existen, cuales son sus funciones y de esta manera seleccionar el más adecuado para ser utilizado en las operaciones de perforación.

Por eso, las personas que trabajan en esta parte de las operaciones deben asegurarse que las propiedades de los fluidos de perforación sean correctas para el ambiente de perforación específico, así como recomendar modificaciones durante las prácticas de perforación que ayuden a lograr los objetivos de la perforación.

Otro aspecto importante, es conocer cómo actúan las arcillas dentro de los fluidos de perforación lo cual puede ser una herramienta valiosa para el ingeniero.

Arcilla es un término amplio que se usa comúnmente para describir los sedimentos, suelos o rocas compuestos de partículas minerales y materia orgánica de granos extremadamente finos.

La arcilla puede ser añadida intencionalmente, o puede entrar en el fluido de perforación como contaminante importante mediante la dispersión de los sólidos de perforación. En cualquier caso, la arcilla se convierte en una parte activa del sistema. Por este motivo, es necesario entender la química básica de las arcillas para

controlar correctamente los lodos base agua. La química de las arcillas también es importante en lo que se refiere a las interacciones entre los lodos base agua y las lutitas que afectan la estabilidad del pozo.

Las arcillas de la formación se incorporan inevitablemente en el sistema de fluido de perforación durante las operaciones de perforación y pueden causar varios problemas. Por lo tanto, los minerales arcillosos pueden ser beneficiosos o dañinos para el sistema de fluido.

En la industria de fluidos de perforación, las arcillas son usadas para proporcionar viscosidad, estructura de gel y control de filtrado por sólo dar un ejemplo.

De la misma manera los polímeros forman parte de prácticamente cada sistema base agua usado actualmente. En efecto, algunos sistemas dependen totalmente de polímeros y son generalmente llamados sistemas de polímeros.

Actualmente se cuenta con una amplia selección de polímeros. Algunos polímeros como el almidón, por ejemplo provienen de fuentes naturales. Otros polímeros más especializados son polímeros naturales modificados, mientras que otros polímeros más complicados se derivan de sintéticos. Las posibilidades ilimitadas de desarrollo de polímeros hacen que los mismos sean aplicables a prácticamente cada función del fluido de perforación.

La tecnología de polímeros permite analizar una situación a nivel molecular y diseñar un polímero que reúna las propiedades específicas requeridas para tratar una situación particular. Por este motivo, los polímeros tienen un futuro ilimitado en los fluidos de perforación.

Y sin duda una parte importante dentro de los fluidos de perforación son los contaminantes. Estos pueden ser encontrados durante la perforación de los pozos por lo que se debe tener un cuidado especial de que al detectarlos no cambien las características físicas o químicas del fluido de perforación.

Por eso es necesario conocer cómo afectan este tipo de contaminantes a los fluidos de perforación y saber de qué manera tratarlos para inhibir los efectos que puedan producir.

Es importante destacar que no todos los contaminantes actúan de la misma manera en los diferentes tipos de fluidos de perforación; es decir, lo que en un tipo de fluido de perforación constituye un contaminante, en otro no necesariamente lo será.

Por la severidad que se ha detectado en algunos contaminantes se ha tenido la necesidad de desarrollar sistemas de lodo capaces de tolerarlos.

Por eso debemos tener una limpieza adecuada del pozo para poder desalojar el lodo que se encuentre contaminado y de esta manera no dañar la formación productora o algo peor, poder llegar a provocar un brote ya que el lodo al estar contaminado pierde muchas de sus propiedades originales con lo que su densidad puede verse afectada, provocando el ya mencionado brote.

El hecho de que no se logre una limpieza eficaz del pozo puede causar problemas graves, incluyendo la pegadura de la tubería, el exceso de torque y arrastre, el empaquetamiento del espacio anular, la pérdida de circulación, etc.

Además de estos aspectos, también podemos tener asentamiento de barita el cual es una de las principales causas de problema, especialmente cuando lodos densificados son usados en la perforación de pozos direccionales y de alcance extendido causando grandes variaciones en la densidad del lodo.

Por otra parte, debemos de tomar en cuenta los problemas que se puedan presentar durante la perforación de un pozo petrolero cómo son la limpieza del pozo, los brotes, el asentamiento de barita, las condiciones que deben tener las lechadas de cemento y sobre todo cómo mantener limpio el lugar donde se esté perforando para no dañar el medio ambiente, evitando el deterioro de los ecosistemas.

# **CAPÍTULO I LABORATORIO DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN (BASE AGUA)**

## I. Laboratorio de Fluidos de Perforación (Base Agua)

### I.1 Clasificación de los Fluidos de Perforación

Los fluidos de perforación son también llamados lodos de perforación, son clasificados de acuerdo al estado del fluido en su fase continua. Los fluidos de perforación más comunes son los siguientes:

#### **Fluidos Base Aire.**

La utilización del aire como fluido de perforación de pozos ha representado un avance significativo.

Si es comparado con otros tipos de fluidos, los fluidos de perforación base aire tienen una menor densidad, viscosidad, contenido de sólidos y esfuerzo gel. Estas propiedades bajas del fluido de perforación proporcionan un alto ritmo de penetración, además que las pérdidas de circulación no son problemas con este tipo de fluido.

Los fluidos base aire no tienen la densidad suficiente para el control permeable en formaciones de alta presión. Los recortes en este tipo de fluido usualmente son pulverizados lo que hace difícil de analizar los recortes. Además los fluidos airados no reaccionan químicamente con las lutitas por lo que esto es una ventaja de este tipo de fluido.

Como todas las técnicas empleadas en la perforación, este tipo de fluido presenta algunas desventajas como son el riesgo de incendio y

explosiones, derrumbes de formaciones deleznable y problemas al atravesar formaciones con alto contenido de fluidos, así como ser muy corrosivo para las tuberías. Sin embargo, estos problemas pueden minimizarse mediante la utilización de agentes inhibidores de estos efectos.

El riesgo de incendio o de explosión que se tiene cuando se perforan pozos con flujo de gas, se puede reducir al utilizar Dióxido de Carbono ( $\text{CO}_2$ ) o Nitrógeno ( $\text{N}_2$ ) como fluido en sustitución del aire, para evitar las mezclas aire-gas en relaciones altamente inflamables o explosivas.

- ♦ **Aire:** El aire se utiliza para perforar formaciones en las que se tienen problemas de pérdidas de circulación, porque las densidades de los fluidos base agua o aceite fracturan la formación y es necesario disminuir la columna hidrostática utilizando aire como fluido de control para obtener altos avances en la perforación en formaciones consolidadas de caliza. También se puede decidir el perforar con aire aquellos intervalos de formaciones muy porosas en las que cualquier otro fluido se perdería; los recortes que se obtienen son en forma de polvo. La desventaja de usar estos fluidos es que no se puede perforar cuando se tiene flujo de agua al pozo.



- ◆ **Niebla:** La niebla está constituida por una dispersión de pequeñas gotas de un líquido en un gas. Cuando se encuentran flujos de agua durante la perforación con aire, se adiciona un jabón para favorecer la formación de niebla y entonces se tiene la perforación con niebla. Esto se logra agregando pequeños volúmenes de un jabón concentrado dentro de la corriente de aire en la superficie, formándose la mezcla de fluidos dentro de la tubería de perforación. Esto puede controlarse siempre y cuando el flujo de agua no sea muy grande y no haya problemas debido a la presencia de las arcillas sensibles al agua.
- ◆ **Espumas:** Las espumas están formadas por una dispersión de un gas en un líquido. Principalmente se emplean para operaciones de perforación en formaciones depresionadas y con alta permeabilidad, para despegar tuberías, para lavar formaciones no consolidadas con alta permeabilidad. Para usar las espumas como fluido es necesario mantener una columna continua con una consistencia suficiente para satisfacer las condiciones de las operaciones y levantar los fluidos y recortes que se incorporan para sacarlos hasta la superficie. La consistencia de la espuma se controla para satisfacer las condiciones del pozo. Esta consistencia se obtiene al mantener la proporción adecuada de líquido-agente espumante-gas.
- ◆ **Fluidos Aireados:** Un fluido aireado es cualquier fluido al cual se le inyecta aire para reducir la presión hidrostática que ejerce

sobre el fondo del pozo para evitar fracturas inducidas y pérdidas de circulación. Esto se logra colocando una tubería parásita cuando cementan la última tubería de revestimiento para alimentar el aire hacia el espacio anular cuando se presente la pérdida.

### **Fluidos Base Agua.**

El agua fue el primer fluido de perforación y sigue siendo el componente principal de la mayoría de los fluidos de perforación.

El agua puede contener varias sustancias disueltas o en suspensión, por ejemplo: sales, surfactantes polímeros orgánicos, gotas de aceite dispersas, barita, arcillas, cal, yeso, etc.

Los fluidos de perforación base agua están frecuentemente divididos en agua dulce y agua salada.

- ◆ **Fluidos Naturales:** El primer fluido natural utilizado es el agua y se utiliza para perforar el primer intervalo de un pozo. En esta primera etapa es suficiente el utilizar agua para acarrear los recortes de la formación que es muy porosa y se tienen altos filtrados de líquido hacia la formación. Conforme se avanza en la perforación, parte de los sólidos arcillosos perforados se incorporan al agua, proporcionándole características para levantar los recortes y limpiar el fondo del pozo. En estos fluidos no es necesario agregar materiales viscosificantes, reductores de filtrado y densificantes, ya que los mismos

sólidos perforados dan las características necesarias para poder perforar este primer intervalo utilizando agua como fluido de perforación. También puede usarse agua de río, de lagunas, de mar, etc.

- ◆ **Fluidos Bentoníticos:** Estos fluidos pueden ser bentoníticos puros o bentoníticos tratados y se preparan utilizando agua dulce, bentonita, reductores de filtrado, dispersantes, materiales densificantes y sosa cáustica. Estos fluidos requieren de un control de sus propiedades reológicas, de filtración y de una cierta densidad para controlar las presiones de la formación. Los fluidos bentoníticos son sensibles a las contaminaciones con calcio y a la contaminación con sales como el NaCl (Cloruro de Sodio), CaCl<sub>2</sub> (Cloruro de Calcio); así como cuando hay flujo de fluidos de la formación hacia el pozo, lo que provoca un aumento en las propiedades reológicas (floculando a la bentonita) y aumentando el volumen de filtrado. Cuando las contaminaciones con calcio son muy drásticas, es necesario dar tratamientos con Na<sub>2</sub>CO<sub>3</sub> (Carbonato de Sodio) ó NaHCO<sub>3</sub> (Bicarbonato de Sodio) para precipitar el calcio como CaCO<sub>3</sub> (Carbonato de Calcio). La contaminación con sal se contrarresta agregando agentes dispersantes al fluido manteniendo el pH del mismo entre 9 y 10. Si la contaminación con sal es mayor de 50.000 p.p.m. de Cl<sup>-</sup> es muy difícil de controlar el fluido y deberá ser cambiado.
- ◆ **Fluidos Salados:** Son fluidos con salinidades menores de 70.000 p.p.m. y pueden

elaborarse empleando bentonita prehidratada en agua dulce o atapulguita. Estos fluidos se usan para perforar mar adentro o en donde se esperan contaminaciones con sal. Estos lodos se formulan también con polímeros como la Carboxitemil Celulosa de Sodio (CMC), Hidroxietilcelulosa (HEC), etc., y además se puede emplear el agua de mar salinizada con NaCl, KCl y CaCl<sub>2</sub>; estos sistemas reducen el empleo de arcillas dispersas, como son la bentonita y la barita.

- ◆ **Fluidos Cálcidos:** Estos fluidos se utilizan para perforar formaciones saladas, lutitas y de anhidrita; en estos fluidos se debe mantener un exceso de cal para poder conservar sus propiedades reológicas y de filtración. La desventaja principal de estos fluidos es la de que se incrementan las propiedades reológicas y se degradan a 150 °C. Un fluido bentonítico puede convertirse a cálcico dándole un tratamiento adecuado. A estos fluidos no les afectan las contaminaciones con sal o con cemento, pero incrementan considerablemente las propiedades reológicas y tixotrópicas, y disminuye la velocidad de penetración.
- ◆ **Fluidos a base de Yeso:** Estos fluidos son similares a los cálcicos, sólo que en su preparación se utiliza yeso en lugar de cal. Estos pueden emplearse para perforar lutitas, anhidrita, cemento y cantidades moderadas de sal. Sin embargo, tienen el inconveniente de incrementar considerablemente las propiedades tixotrópicas, sobre todo a temperaturas mayores de 150 °C. Su principal

limitante también es la temperatura, ya que a los 165 °C se degradan.

### **Fluidos Base Aceite.**

Los fluidos base aceite se pueden clasificar en dos grupos: aceites y emulsiones inversas; ambos tienen aceite como fase continua. El aceite más utilizado es el diesel, pero también se puede emplear aceite crudo, kerosina, etc. Algunos fluidos tienen agua emulsionada como fase dispersa, a los cuales se les denomina emulsiones inversas (agua en aceite), en el agua pueden tenerse electrolitos y para mantenerse estables requieren de un agente emulsionante.

De acuerdo con la naturaleza y la concentración del electrolito que se utilice en su fase dispersa, una emulsión inversa puede deshidratar, hidratar o dejar sin alteraciones a las lutitas que se perforan con dicho fluido.

Estos fluidos son usados cuando al estar perforando encontramos altas temperaturas o cuando encontramos formaciones sensibles al agua por ejemplo con las lutitas.

Una desventaja de este tipo de fluido además del costo que es alto, es que reduce el ritmo de penetración en comparación con los base agua.

- ◆ **Emulsión de aceite en agua o directa:** Es aquella cuya fase continua es el agua o un electrolito y la fase dispersa un aceite o una mezcla de aceites.

- ◆ **Emulsiones Inversas:** Las emulsiones inversas están formuladas con aceites, agua o salmueras, emulsionantes, viscosificantes, reductores de filtrado, surfactantes y densificantes. Estas son muy estables a altas temperaturas y no les afectan las contaminaciones con anhídrita, sal y cemento. Su principal y más dañino contaminante, es el agua la cual puede provenir de la formación.

## I.2 Funciones del Fluido de Perforación

Los fluidos de perforación desempeñan numerosas funciones durante la perforación de un pozo. Las funciones de los fluidos de perforación son aquellas que describen las tareas que un fluido de perforación es capaz de desempeñar, aunque algunas de éstas no sean esenciales en cada uno de los pozos. La remoción de los recortes del pozo y el control de las presiones de la formación son 2 de las funciones más importantes, aunque el orden de importancia sea determinado por las condiciones del pozo y las operaciones en curso, las funciones más comunes del fluido de perforación son las siguientes:

1. Remoción de los recortes del pozo.
2. Controlar las presiones de la formación.
3. Suspender y descargar los recortes.
4. Obturar las formaciones permeables.
5. Mantener la estabilidad del agujero.
6. Minimizar los daños a la formación.
7. Enfriar, lubricar y apoyar la barrena y la sarta de perforación.
8. Transmitir la energía hidráulica a las herramientas y a la barrena.
9. Asegurar una evaluación adecuada de la formación.
10. Controlar la corrosión.
11. Facilitar la cementación y la terminación.
12. Minimizar el impacto al medio ambiente.

### 1. Remoción de los recortes del pozo

Los recortes de perforación deben ser retirados del pozo a medida que son generados por la barrena, por lo que se hace circular un fluido de perforación dentro de la sarta y a través de la barrena, el cual arrastra y transporta los recortes hasta la superficie, subiendo por el espacio anular. La remoción de los recortes (limpieza del agujero) dependerá de la forma, el tamaño y la densidad de los recortes, unidos a la velocidad de penetración (ROP) y de la rotación de la sarta de perforación; así también como de la viscosidad, densidad y velocidad anular del fluido de perforación. La efectividad del lodo para sacar los recortes a la superficie depende de varios factores, como son:

#### **Viscosidad.**

La viscosidad y las propiedades reológicas de los fluidos de perforación tienen un efecto importante sobre la limpieza del pozo. Los recortes se sedimentan rápidamente en fluidos de baja viscosidad (por ejemplo: agua) por lo que se hacen difíciles de circular fuera del pozo. En general, los fluidos de mayor viscosidad mejoran el transporte de los recortes. La mayoría de los lodos de perforación son tixotrópicos, es decir, que se gelifican bajo condiciones estáticas. Esta característica nos ayuda a suspender los recortes mientras que se efectúan las conexiones de tuberías y otras actividades durante las cuales no se hace circular el fluido de perforación. Los fluidos que disminuyen su viscosidad con el

esfuerzo de corte y que tienen altas viscosidades a bajas velocidades anulares han demostrado ser mejores para una limpieza eficaz del pozo.

### Velocidad.

En general, la remoción de los recortes es mejorada por las altas velocidades anulares; sin embargo, con fluidos de perforación muy diluidos, las altas velocidades pueden causar un flujo turbulento que ayuda a limpiar el agujero, pero puede producir otros problemas de perforación o en el agujero. La velocidad a la cual un recorte se sedimenta en un fluido se llama *velocidad de caída*. La velocidad de caída de un recorte depende de su densidad, tamaño y forma, de la viscosidad, densidad y velocidad del fluido de perforación. Si la velocidad anular del fluido de perforación es mayor que la velocidad de caída del recorte, el recorte será transportado hasta la superficie. La velocidad neta a la cual un recorte sube por el espacio anular se llama *velocidad de transporte*. En un pozo vertical:

Vel. de transporte = Vel. anular – Vel. de caída

El transporte de recortes en los pozos de alto ángulo y horizontales es más difícil que en los pozos verticales. La velocidad de transporte, tal como fue definida para los pozos verticales, no es aplicable en el caso de pozos desviados, puesto que los recortes se sedimentan en la parte baja del pozo en sentido perpendicular a la trayectoria de flujo. En los pozos horizontales, los recortes se acumulan a lo largo de la parte inferior del pozo, formando camas de recortes. Estas camas restringen el flujo, aumentan el torque y son

difíciles de eliminar. Se usan dos diferentes métodos para situaciones de limpieza difícil del pozo que suelen ser encontradas en los pozos de alto ángulo y horizontales:

- a) **El uso de fluidos tixotrópicos que disminuyen su viscosidad con el esfuerzo de corte y que tienen una alta Viscosidad a Muy Baja Velocidad de Corte (LSRV) y condiciones de flujo laminar.**

Ejemplo de estos tipos de fluido incluyen los sistemas de biopolímeros, y las lechadas de bentonita floculadas. Estos sistemas de fluidos de perforación proporcionan una alta viscosidad con un perfil de velocidad anular relativamente plano, limpiando una mayor porción de la sección transversal del pozo. Este método tiende a suspender los recortes en la trayectoria de flujo del lodo e impide que los recortes se sedimenten en la parte baja del pozo.

- b) **El uso de un alto gasto y de un lodo fluido para obtener un flujo turbulento.**

El flujo turbulento proporcionará una buena limpieza del pozo e impedirá que los recortes se sedimenten durante la circulación, pero éstos se sedimentarán rápidamente cuando se interrumpa la circulación. Este método funciona manteniendo los recortes suspendidos bajo el efecto de la turbulencia y de las altas velocidades anulares. Es más eficaz cuando se usan fluidos no densificados de baja densidad en formaciones adecuadas (que no se desgastan fácilmente). La eficacia de esta técnica puede ser limitada por distintos factores, incluyendo un agujero de gran

tamaño, una bomba de baja capacidad, una integridad insuficiente de la formación y el uso de motores y herramientas de fondo que limitan el gasto.

### **Densidad.**

Los fluidos de alta densidad facilitan la limpieza del pozo aumentando las fuerzas de flotación que actúan sobre los recortes, lo cual contribuye a su remoción del pozo. En comparación con los fluidos de menor densidad, los fluidos de alta densidad pueden limpiar el agujero de manera adecuada, aun con velocidades anulares más bajas y propiedades reológicas inferiores. Sin embargo, el peso del lodo en exceso del que se requiere para equilibrar las presiones de la formación, tiene un impacto negativo sobre la operación de perforación; por lo tanto, este peso nunca debe ser aumentado a efectos de limpieza del agujero.

### **Rotación de la sarta de perforación.**

Las altas velocidades de rotación también facilitan la limpieza del pozo introduciendo un componente circular en la trayectoria del flujo anular. Este flujo helicoidal (en forma de espiral o sacacorchos) alrededor de la sarta de perforación hace que los recortes de perforación ubicados cerca de la pared del pozo, donde existen condiciones de limpieza del pozo deficientes, regresen hacia las regiones del espacio anular que tienen mejores características de transporte. Cuando es posible, la rotación de la sarta de perforación constituye uno de los mejores métodos para retirar camaras de

recortes en pozos de alto ángulo y pozos horizontales.

## **2. Controlar las presiones de la formación**

Esta es una función básica del fluido de perforación con la cual se puede garantizar una operación de perforación segura. A medida que la presión de la formación aumenta, se aumenta la densidad del fluido de perforación agregándole barita para equilibrar las presiones y mantener la estabilidad del agujero. Lo cual impide que los fluidos de formación fluyan hacia el pozo pudiendo causar un reventón. La presión ejercida por la columna de fluido de perforación mientras está estática se llama presión hidrostática y depende de la densidad del lodo y de la profundidad vertical verdadera del pozo. Si la presión hidrostática de la columna de fluido de perforación es igual o superior a la presión de la formación, los fluidos de la formación no fluirán dentro del pozo.

El control de pozo (o control de presión) significa que no hay ningún flujo incontrolable de fluidos de la formación dentro del pozo. La presión hidrostática también controla los esfuerzos adyacentes al pozo y que no son ejercidos por los fluidos de la formación. En las regiones geológicamente activas, las fuerzas tectónicas imponen esfuerzos sobre las formaciones y pueden causar la inestabilidad de los pozos, aunque la presión del fluido de la formación esté equilibrada. Los pozos ubicados en formaciones sometidas a esfuerzos tectónicos pueden ser

estabilizados equilibrando estos esfuerzos con la presión hidrostática.

Mantener un pozo "bajo control" se describe frecuentemente como un conjunto de condiciones bajo las cuales ningún fluido de la formación fluye dentro del pozo. Pero esto también incluye situaciones en las cuales se permite que los fluidos de la formación fluyan dentro del pozo bajo condiciones controladas.

Igualmente, la orientación del pozo en los intervalos de alto ángulo y horizontales puede reducir la estabilidad del pozo, lo cual también se puede controlar con la presión hidrostática. Las presiones normales de formación varían de un gradiente de presión de **0.433 psi/pe** (equivalente a 8.33 lb/gal de agua dulce) en las áreas ubicadas "tierra adentro", a **0.465 psi/pe** (equivalente a 8.95 lb/gal) en las "cuencas marinas". La elevación, ubicación y varios procesos y secuencias geológicas crean condiciones donde las presiones de la formación se desvían considerablemente de estos valores normales. La densidad del fluido de perforación puede variar desde la densidad del aire (0.018 lb/gal) hasta más de 20.0 lb/gal. Las formaciones con presiones por debajo de lo normal se perforan frecuentemente con aire, gas, niebla, espuma rígida, lodo aireado o fluidos especiales de densidad ultrabaja (generalmente a base de aceite). El peso de lodo usado para perforar un pozo está limitado por el peso mínimo necesario para controlar las presiones de la formación y el peso máximo del lodo que no fracturará la formación. En la práctica, conviene limitar el peso

del lodo al mínimo necesario para asegurar el control del pozo y la estabilidad del pozo.

### 3. Suspender y descargar los recortes

Los lodos de perforación deben suspender los recortes, los materiales densificantes y los aditivos bajo una amplia variedad de condiciones; sin embargo, deben permitir la remoción de los recortes por el equipo de control de sólidos. Los recortes de perforación que se sedimentan durante condiciones estáticas pueden causar puentes y rellenos, los cuales pueden producir el atascamiento de la barrena o la pérdida de circulación. El material densificante que se sedimenta constituye un asentamiento y causa grandes variaciones de la densidad del fluido del pozo. El asentamiento ocurre con mayor frecuencia bajo condiciones dinámicas en los pozos de alto ángulo donde el fluido está circulando a bajas velocidades anulares. Las altas concentraciones de sólidos de perforación son perjudiciales para prácticamente cada aspecto de la operación de perforación, principalmente la eficacia de la perforación y la velocidad de penetración (ROP). Estas concentraciones aumentan el peso y la viscosidad del lodo, produciendo mayores costos de mantenimiento y una mayor necesidad de dilución. También aumentan la potencia requerida para la circulación, el espesor del enjarre, el torque y el arrastre, y la probabilidad de pegadura por presión diferencial. Se debe mantener un equilibrio entre las propiedades del fluido de perforación que suspenden los recortes y las propiedades que facilitan la remoción de los

recortes por el equipo de control de sólidos. La suspensión de los recortes requiere fluidos de alta viscosidad que disminuyen su viscosidad con el esfuerzo de corte con propiedades tixotrópicas, mientras que el equipo de remoción de sólidos suele funcionar más eficazmente con fluidos de viscosidad más baja. El equipo de control de sólidos no es tan eficaz con los fluidos de perforación que no disminuyen su viscosidad con el esfuerzo de corte, los cuales tienen un alto contenido de sólidos y una alta viscosidad plástica. Para lograr un control de sólidos eficaz, los sólidos de perforación deben ser extraídos del fluido de perforación durante la primera circulación proveniente del pozo. Al ser circulados de nuevo, los recortes se desintegran en partículas más pequeñas que son más difíciles de retirar. Un método más simple para confirmar la remoción de los sólidos de perforación consiste en comparar el porcentaje de arena en el lodo en la línea de flujo y en el tanque de succión.

#### **4. Obturar las formaciones permeables**

La permeabilidad se refiere a la capacidad de los fluidos de fluir a través de formaciones porosas; las formaciones deben ser permeables para que los hidrocarburos puedan ser producidos. Cuando la presión de la columna del fluido de perforación es más alta que la presión de la formación, el filtrado invade la formación y un enjarre se deposita en la pared del pozo. Los sistemas de fluidos de perforación deberán estar diseñados para depositar sobre la formación un delgado enjarre de baja permeabilidad con el fin de limitar la invasión de filtrado. Esto mejora la estabilidad

del pozo y evita numerosos problemas de perforación, terminación y producción. Los posibles problemas relacionados con un grueso enjarre y la filtración excesiva incluyen las condiciones de pozo "reducido", registros de mala calidad, mayor torque y arrastre, tuberías atascadas, así como pérdida de circulación, y daños a la formación. En formaciones muy permeables con grandes gargantas de poros, el fluido de perforación puede invadir la formación, según el tamaño de los sólidos de éste. Para estas situaciones, será necesario usar agentes apuntalantes para bloquear las aberturas grandes, de manera que los sólidos del fluido de perforación puedan formar un sello. Para ser eficaces, los agentes apuntalantes deben tener un tamaño aproximadamente igual a la mitad del tamaño de la abertura más grande. Los agentes apuntalantes incluyen el carbonato de calcio, la celulosa molida y una gran variedad de materiales de pérdida por infiltración u otros materiales finos de pérdida de circulación. Según el sistema de fluido de perforación que se use, podemos aplicar varios aditivos para mejorar el enjarre, limitando la filtración. Como pueden ser la bentonita, los polímeros naturales y sintéticos, el asfalto y los aditivos desfloculantes orgánicos.

#### **5. Mantener la estabilidad del agujero**

La estabilidad del pozo constituye un equilibrio complejo de factores mecánicos (presión y esfuerzo) y químicos. La composición química y las propiedades del fluido de perforación deben combinarse para proporcionar un pozo estable hasta que se pueda introducir y cementar la



tubería de revestimiento. Independientemente de la composición química del fluido y otros factores, el peso del fluido de perforación debe estar comprendido dentro del intervalo necesario para equilibrar las fuerzas mecánicas que actúan sobre el pozo (presión de la formación, esfuerzos del pozo relacionados con la orientación y la tectónica). La inestabilidad del pozo suele ser indicada por el derrumbe de la formación, causando condiciones de agujero reducido, puentes y relleno durante las maniobras. Esto requiere generalmente el ensanchamiento del pozo hasta la profundidad original. (Se debe tener en cuenta que estos mismos síntomas también indican problemas de limpieza del pozo en pozos de alto ángulo y pozos difíciles de limpiar.) La mejor estabilidad del pozo se obtiene cuando este mantiene su tamaño y su forma cilíndrica original. Al desgastarse o ensancharse de cualquier manera, el pozo se hace más débil y es más difícil de estabilizarlo. El ensanchamiento del pozo produce una multitud de problemas, incluyendo bajas velocidades anulares, falta de limpieza del pozo, mayor carga de sólidos, evaluación deficiente de la formación, mayores costos de cementación y malas cementaciones. El ensanchamiento del pozo a través de las formaciones de arena y arenisca se debe principalmente a las acciones mecánicas, siendo la erosión generalmente causada por las fuerzas hidráulicas y las velocidades excesivas a través de las toberas de la barrena. Se puede reducir considerablemente el ensanchamiento del pozo a través de las secciones de arena adoptando un programa de hidráulica más adecuada, especialmente en lo que se refiere a la fuerza de impacto y a la velocidad de la tobera. Las arenas

mal consolidadas y débiles requieren un ligero sobrebalance y un enjarre de buena calidad que contenga bentonita para limitar el ensanchamiento del pozo. En las lutitas, si el peso del fluido de perforación es suficiente para equilibrar los esfuerzos de la formación, los pozos son generalmente estables inicialmente. Con lodos base agua, las diferencias químicas causan interacciones entre el fluido de perforación y la lutita, las cuales pueden producir (con el tiempo) el hinchamiento o el ablandamiento. Esto causa otros problemas, tales como el asentamiento y condiciones de agujero reducido. Las lutitas secas, quebradizas, altamente fracturadas, con altos ángulos de buzamiento pueden ser extremadamente inestables cuando son perforadas. La insuficiencia de estas formaciones secas y quebradizas es principalmente de carácter mecánico y normalmente no está relacionada con las fuerzas hidráulicas o químicas. Varios inhibidores o aditivos químicos pueden ser agregados para facilitar el control de las interacciones entre el fluido de perforación y la lutita. Los sistemas con altos niveles de calcio, potasio u otros inhibidores químicos son mejores para perforar en formaciones sensibles al agua. Sales, polímeros, materiales asfálticos, glicoles, aceites, agentes tensoactivos y otros inhibidores de lutita pueden ser usados en los fluidos de perforación a base de agua para inhibir el hinchamiento de la lutita e impedir el derrumbe. La lutita está caracterizada por composiciones y sensibilidades tan variadas que no se puede aplicar universalmente ningún aditivo en particular.

## **6. Minimizar de los daños a la formación**

La protección del yacimiento contra daños que podrían perjudicar la producción es muy importante. Cualquier reducción de la porosidad o permeabilidad natural de una formación productiva es considerada como daño a la formación. Estos daños pueden producirse como resultado de la obturación causada por el fluido de perforación o los sólidos de perforación, o de las interacciones químicas (fluido de perforación) y mecánicas (conjunto de perforación) con la formación. El daño a la formación es generalmente indicado por un valor de daño superficial o por la caída de presión que ocurre mientras el pozo está produciendo (diferencial de presión del yacimiento al pozo).

El tipo de procedimiento y método de terminación determinará el nivel de protección requerido para la formación. Por ejemplo, cuando un pozo está entubado, cementado y perforado, la profundidad de perforación permite generalmente una producción eficaz, a pesar de los daños que puedan existir cerca del agujero. En cambio, cuando se termina un pozo horizontal usando uno de los métodos de "terminación en pozo abierto", se requiere usar un fluido de "perforación del yacimiento" diseñado especialmente para minimizar los daños. Aunque los daños causados por el fluido de perforación no sean casi nunca tan importantes que no se pueda producir el petróleo y/o gas, sería prudente tener en cuenta los posibles daños a la formación al seleccionar un fluido para perforar los intervalos productivos potenciales. Algunos de los mecanismos más

comunes causantes de daños a la formación son los siguientes:

- a) Invasión de la matriz de la formación por el fluido de perforación o los sólidos de perforación, obturando los poros.
- b) Hinchamiento de las arcillas de la formación dentro del yacimiento, reduciendo la permeabilidad.
- c) Precipitación de los sólidos como resultado de la incompatibilidad entre el filtrado y los fluidos de la formación.
- d) Precipitación de los sólidos del filtrado del lodo con otros fluidos, tales como las salmueras o los ácidos, durante los procedimientos de terminación o estimulación.
- e) Formación de una emulsión entre el filtrado y los fluidos de la formación, limitando la permeabilidad.

La posibilidad de daños a la formación puede ser determinada a partir de los datos de pozos de referencia y del análisis de los núcleos de la formación para determinar la permeabilidad de retorno. Fluidos de perforación diseñados para minimizar un problema en particular, fluidos de perforación del yacimiento diseñados especialmente, o fluidos de rehabilitación y terminación pueden ser usados para minimizar los daños a la formación.

## **7. Enfriar, lubricar y apoyar la barrena y la sarta de perforación**

Las fuerzas mecánicas e hidráulicas generan una cantidad considerable de calor por fricción en la

barrena y en las zonas donde la sarta de perforación roza contra la tubería de revestimiento y el pozo. La circulación del fluido de perforación enfría la barrena y la sarta de perforación, alejando este calor de la fuente y distribuyéndolo en todo el pozo. La circulación del fluido de perforación enfría hasta temperaturas más bajas que la temperatura de fondo. Además de enfriar, el fluido de perforación lubrica la sarta de perforación, reduciendo aún más el calor generado por fricción y limpia la barrena de todos aquellos recortes que pudieran quedarse atorados en los dientes de la misma teniendo así un mejor rendimiento. Las barrenas, los motores de fondo y los componentes de la sarta de perforación fallarían más rápidamente si no fuera por los efectos refrigerantes y lubricantes del fluido de perforación. La lubricidad de un fluido en particular es medida por su coeficiente de fricción, siendo algunos fluidos de perforación más eficaces que otros. Por ejemplo, los lodos base aceite y sintético lubrican mejor que la mayoría de los lodos base agua, pero éstos pueden ser mejorados mediante la adición de lubricantes. En cambio, los fluidos de perforación base agua proporcionan una mayor lubricidad y capacidad refrigerante que el aire o el gas. El coeficiente de lubricación proporcionado por un fluido de perforación varía ampliamente y depende del tipo y de la cantidad de sólidos de perforación y materiales densificantes, además de la composición química del sistema, pH, salinidad y dureza. La modificación de la lubricidad del lodo no es una ciencia exacta. Aun cuando se ha realizado una evaluación exhaustiva, teniendo en cuenta todos los factores pertinentes, es posible

que la aplicación de un lubricante no produzca la reducción anticipada del torque y del arrastre.

Altos valores de torque y arrastre, así como un desgaste anormal, y el agrietamiento por calor de los componentes de la sarta de perforación constituyen indicios de una lubricación deficiente. Sin embargo, se debe tener en cuenta que estos problemas también pueden ser causados por problemas de desviación, embolamiento de la barrena, falta de limpieza del agujero y diseño incorrecto del aparejo de fondo. El fluido de perforación ayuda a soportar una porción del peso de la sarta de perforación o tubería de revestimiento mediante el efecto de flotación. Cuando una sarta de perforación, una tubería de revestimiento corta o una tubería de revestimiento está suspendida en el fluido de perforación, una fuerza igual al peso del fluido de perforación desplazado la mantiene a flote, reduciendo la carga del gancho en la torre de perforación. La flotabilidad está directamente relacionada con el peso del lodo; por lo tanto, un fluido de 18-lb/gal proporcionará el doble de la flotabilidad proporcionada por un fluido de 9-lb/gal. El peso que una torre de perforación puede sostener, está limitado por su capacidad mecánica, un factor que se hace cada vez más importante con el aumento de la profundidad, a medida que el peso de la sarta de perforación y de la tubería de revestimiento se incrementa. Aunque la mayoría de los equipos de perforación tengan suficiente capacidad para manejar el peso de la sarta de perforación sin flotabilidad, este es un factor importante que se debe tener en cuenta al evaluar el punto neutro (cuando la sarta de perforación no está sometida a ningún esfuerzo de tensión o

compresión). Sin embargo, cuando se introducen largas y pesadas tuberías de revestimiento, se puede usar el efecto de flotación para proporcionar una ventaja importante. Cuando se usa la flotabilidad, es posible introducir tuberías de revestimiento cuyo peso excede la capacidad de carga del gancho de un equipo de perforación.

Si la tubería de revestimiento no está completamente llena de lodo al ser introducida dentro del agujero, el volumen vacío dentro de la tubería de revestimiento aumenta la flotabilidad, reduciendo considerablemente la carga del gancho a utilizar. Este proceso se llama "introducción por flotación" ("floating in") de la tubería de revestimiento.

### **8. Transmitir la energía hidráulica a las herramientas y a la barrena**

La energía hidráulica puede ser usada para maximizar la velocidad de penetración (ROP), mejorando la remoción de recortes en la barrena.

Esta energía también alimenta los motores de fondo que hacen girar la barrena y las herramientas de medición al perforar (MWD) y registro al perforar (LWD). Los programas de hidráulica se basan en el dimensionamiento correcto de las toberas de la barrena para utilizar la potencia disponible (presión o energía) de la bomba de lodo a fin de maximizar la caída de presión en la barrena u optimizar la fuerza de impacto del chorro sobre el fondo del pozo. Los programas de hidráulica están limitados por la potencia disponible de la bomba, las pérdidas de

presión dentro de la sarta de perforación, la presión superficial máxima permisible y el gasto óptimo. Los tamaños de las toberas se seleccionan con el fin de aprovechar la presión disponible en la barrena para maximizar el efecto del impacto de lodo en el fondo del pozo. Esto facilita la remoción de los recortes debajo de la barrena y ayuda a mantener limpia la estructura de corte. Las pérdidas de presión en la sarta de perforación son mayores cuando se usan fluidos con densidades, viscosidades plásticas y contenidos de sólidos más altos. El uso de tuberías de perforación o juntas de tubería de perforación de diámetro interior pequeño, motores de fondo y herramientas de MWD/LWD reduce la cantidad de presión disponible en la barrena. Los fluidos de perforación que disminuyen su viscosidad con el esfuerzo de corte, de bajo contenido de sólidos, o los fluidos que tienen características reductoras de arrastre, son más eficaces para transmitir la energía hidráulica a las herramientas de perforación y a la barrena. En los pozos someros, la potencia hidráulica disponible es generalmente suficiente para asegurar la limpieza eficaz de la barrena. Como la presión disponible en la sarta de perforación disminuye a medida que se aumenta la profundidad del pozo, se alcanzará una profundidad a la cual la presión será insuficiente para asegurar la limpieza óptima de la barrena. Se puede aumentar esta profundidad controlando cuidadosamente las propiedades del fluido de perforación.

## **9. Asegurar la evaluación adecuada de la formación**

La evaluación correcta de la formación es esencial para el éxito de la perforación, especialmente durante la perforación exploratoria.

Las propiedades químicas y físicas del fluido de perforación afectan la evaluación de la formación. Las condiciones físicas y químicas del agujero después de la perforación también afectan la evaluación de la formación. Durante la perforación, personal técnico controla la circulación del lodo y de los recortes para detectar indicios de petróleo y gas. Este técnico examina los recortes para determinar la composición mineral, la paleontología y detectar cualquier indicio visual de hidrocarburos. Esta información es asentada en un registro geológico (mud log) que indica la litología, la velocidad de penetración (ROP), la detección de gas y los recortes impregnados de petróleo, además de otros parámetros geológicos y de perforación importantes.

Los registros eléctricos con cable son realizados para evaluar la formación con el fin de obtener información adicional. También se pueden obtener núcleos de pared usando herramientas transportadas por cable de alambre. Los registros con cable incluyen la medición de las propiedades eléctricas, sónicas, nucleares y de resonancia magnética de la formación, para identificar la litología y los fluidos de la formación.

Herramientas de LWD están disponibles para obtener un registro continuo mientras se perfora el

pozo. También se obtienen núcleos en las zonas de producción para realizar la evaluación en el laboratorio con el fin de obtener la información deseada. Las zonas productoras potenciales son aisladas y evaluadas mediante la realización de pruebas de intervalo (FT) o pruebas de productividad potencial de la formación (DST) para obtener datos de presión y muestras de fluido. Todos estos métodos de evaluación de la formación son afectados por el fluido de perforación. Por ejemplo, si los recortes se dispersan en el lodo, el geólogo no tendrá nada que evaluar en la superficie. O si el transporte de los recortes no es bueno, será difícil para el geólogo determinar la profundidad a la cual los recortes se originaron.

Los lodos base aceite, lubricantes, asfaltos y otros aditivos ocultarán los indicios de hidrocarburos en los recortes. Ciertos registros eléctricos son eficaces en fluidos conductores, mientras que otros lo son en fluidos no conductores. Las propiedades del fluido de perforación afectarán la medición de las propiedades de la roca por las herramientas eléctricas de cable. El filtrado excesivo puede expulsar el petróleo y el gas de la zona próxima al agujero, perjudicando los registros y las muestras obtenidas por las pruebas FT o DST. Los fluidos de perforación que contienen altas concentraciones iónicas de potasio perjudican el registro de la radioactividad natural de la formación. La salinidad alta o variable del filtrado puede dificultar o impedir la interpretación de los registros eléctricos. Las herramientas de registro con cable deben ser introducidas desde la superficie hasta el fondo, y las propiedades de la roca se miden conforme las

herramientas son retiradas del pozo. Para un registro con cable óptimo, el fluido de perforación no debe ser demasiado denso y debe mantener la estabilidad del pozo. Además, el pozo debe mantener el mismo calibre desde la superficie hasta el fondo, visto que el ensanchamiento excesivo del diámetro interior y/o los enjarres gruesos pueden producir diferentes respuestas al registro y aumentar la posibilidad de bloqueo de la herramienta de registro. La selección del fluido de perforación requerido para perforar un núcleo, está basada en el tipo de evaluación a realizar. Si se extrae un núcleo solamente para determinar la litología (análisis mineral), el tipo de fluido de perforación no es importante. Si el núcleo será usado para estudios de inyección de agua y/o humectabilidad, será necesario usar un fluido de perforación ligero base agua, de pH neutro, sin agentes tensoactivos o diluyentes. Si el núcleo será usado para medir la saturación de agua del yacimiento, se suele recomendar un fluido de perforación ligero base aceite con una cantidad mínima de agentes tensoactivos y sin agua o sal.

### **10. Controlar la corrosión**

Los componentes de la sarta de perforación y tubería de revestimiento que están constantemente en contacto con el fluido de perforación y propensos a varias formas de corrosión. Los gases disueltos tales como el oxígeno, bióxido de carbono y ácido sulfhídrico pueden causar graves problemas de corrosión, tanto en la superficie como en el fondo del pozo.

En general, un pH bajo agrava la corrosión. Por lo tanto, una función importante del fluido de perforación es mantener la corrosión a un nivel aceptable. Además de proteger las superficies metálicas contra la corrosión, el fluido de perforación no debería dañar los componentes de caucho o elastómeros. Cuando los fluidos de la formación y/o otras condiciones de fondo lo justifican, metales y elastómeros especiales deberían ser usados. Muestras de corrosión deberían ser obtenidas durante todas las operaciones de perforación para controlar los tipos y las velocidades de corrosión. La aireación del fluido de perforación, formación de espuma y otras condiciones de oxígeno pueden causar graves daños por corrosión en poco tiempo. Los inhibidores químicos y secuestradores son usados cuando el riesgo de corrosión es importante. Los inhibidores químicos deben ser aplicados correctamente. Las muestras de corrosión deberían ser evaluadas para determinar si se está usando el inhibidor químico correcto y si la cantidad es suficiente. Esto mantendrá la velocidad de corrosión a un nivel aceptable.

El ácido sulfhídrico puede causar una falla rápida y catastrófica de la sarta de perforación. Este producto también es mortal para los seres humanos, incluso después de cortos periodos de exposición y en bajas concentraciones.

Cuando se perfora en ambientes de alto contenido de ácido sulfhídrico, se recomienda usar fluidos de alto pH, combinados con un producto químico secuestrador de sulfuro, tal como el zinc.

### **11. Facilitar la cementación y terminación**

El fluido de perforación debe producir un pozo dentro del cual la tubería de revestimiento puede ser introducida y cementada eficazmente que no dificulte las operaciones de terminación.

La cementación es crítica para el aislamiento eficaz de la zona y la terminación exitosa del pozo. Durante la introducción de la tubería de revestimiento, el fluido de perforación debe permanecer fluido y minimizar el pistoneo, de manera que no se produzca ninguna pérdida de circulación inducida por las fracturas.

Resulta más fácil introducir la tubería de revestimiento dentro de un pozo liso de calibre uniforme, sin recortes, derrumbes o puentes. El fluido de perforación debería tener un enjarre fino y liso. Para que se pueda cementar correctamente la tubería de revestimiento, todo el fluido de perforación debe ser desplazado por los espaciadores, los fluidos de limpieza y el cemento. El desplazamiento eficaz del fluido de perforación requiere que el pozo tenga un calibre casi uniforme y que el fluido de perforación tenga una baja viscosidad y bajas resistencias de gel no progresivas. Las operaciones de terminación tales como la rehabilitación y la colocación de filtros de grava también requieren que el pozo tenga un calibre casi uniforme y pueden ser afectadas por las características del fluido de perforación.

### **12. Minimizar el impacto al medio ambiente**

Con el tiempo, el fluido de perforación se convierte en un desecho y debe ser eliminado de conformidad con la ley de equilibrio ecológico vigente. Los fluidos de bajo impacto ambiental que pueden ser eliminados en la cercanía del pozo son los más deseables. La mayoría de los países han establecido reglamentos ambientales locales para los desechos de fluidos de perforación. Los fluidos base agua, base aceite, anhidros y sintéticos están sujetos a diferentes consideraciones ambientales y no existe ningún conjunto único de características ambientales que sea aceptable para todas las ubicaciones. Esto se debe principalmente a las condiciones complejas y cambiantes que existen por todo el mundo, la ubicación y densidad de las poblaciones humanas, la situación geográfica local (costa afuera o en tierra), altos o bajos niveles de precipitación, la proximidad del sitio de eliminación respecto a las fuentes de agua superficiales y subterráneas, la fauna y flora locales etc.

## I.3 Pruebas de Laboratorio Fluidos Base Agua

### I.3.1 Pruebas Fisicoquímicas

#### I.3.1.1 Análisis de Propiedades Reológicas y Tixotrópicas

##### Instrumentos

El viscosímetro de Marsh (Figura I.1) es usado para la medición de rutina en el campo, de la viscosidad del lodo de perforación. El medidor de V-G (viscosidad-gravedad) de Fann (Figura I.2) es usado para completar la información obtenida con el viscosímetro de Marsh, especialmente en lo que se refiere a las características de gel del lodo.

El medidor de V-G puede indicar la viscosidad aparente, la viscosidad plástica, el punto cedente y los esfuerzos de gel (iniciales y cíclicos).

##### I.3.1.1.1 Medición de la Viscosidad Marsh

##### Descripción

El viscosímetro de Marsh tiene un diámetro de 6 in. en la parte superior y una longitud de 12 in. En la parte inferior, un tubo de orificio liso de 2 in. de largo, con un diámetro interior de  $3/16$  in., está acoplado de tal manera que no hay ninguna constricción en la unión. Una malla de tela metálica con orificios de  $1/16$  in. cubriendo la mitad del embudo, está fijada a  $3/4$  in. debajo de la parte superior del embudo.



Figura I-1: Viscosímetro de Marsh.

##### Calibración

Llenar el embudo hasta la parte inferior de la malla (1500 ml) con agua dulce a 21 °C. El tiempo requerido para descargar 1 qt (946 ml) debería ser 26 seg.  $\pm 0.5$  seg.

##### Procedimiento

1. Manteniendo el embudo en posición vertical, tapar el orificio con un dedo y verter la muestra de lodo recién obtenida a través de la malla dentro de un embudo limpio, hasta que el nivel del fluido llegue a la parte inferior de la malla (1500 ml).
2. Retirar inmediatamente el dedo del orificio y medir el tiempo requerido para que el lodo llene el vaso receptor hasta el nivel de 1 qt. (946 ml) indicado en el vaso.



3. Ajustar el resultado al segundo entero más próximo como indicación de viscosidad Marsh.
4. Registrar la temperatura del fluido en grados Fahrenheit o Celsius.

Línea trazada 2.30 in. encima de la parte inferior del manguito.

Dos líneas de agujeros de 1/8 in. separados por 120°, alrededor del manguito de rotor, justo debajo de la línea trazada.

### 1.3.1.1.2 Medición de la Viscosidad Fann

#### Descripción

Los viscosímetros de indicación directa son instrumentos de tipo rotativo accionados por un motor eléctrico o una manivela. El fluido de perforación está contenido dentro del espacio anular entre dos cilindros concéntricos. El cilindro exterior o manguito de rotor es accionado a una velocidad rotacional (RPM) constante. La rotación del manguito de rotor en el fluido impone un torque sobre el balancín o cilindro interior. Un resorte de torsión limita el movimiento del balancín y su desplazamiento es indicado por un cuadrante acoplado al balancín. Las constantes del instrumento han sido ajustadas de manera que se pueda obtener la viscosidad plástica y el punto cedente usando las indicaciones derivadas de las velocidades del manguito de rotor de 600 y 300 RPM.

#### Especificaciones:

##### Viscosímetro de indicación directa Manguito de rotor:

Diámetro interior 1.450 in.  
Longitud total 3.425 in.

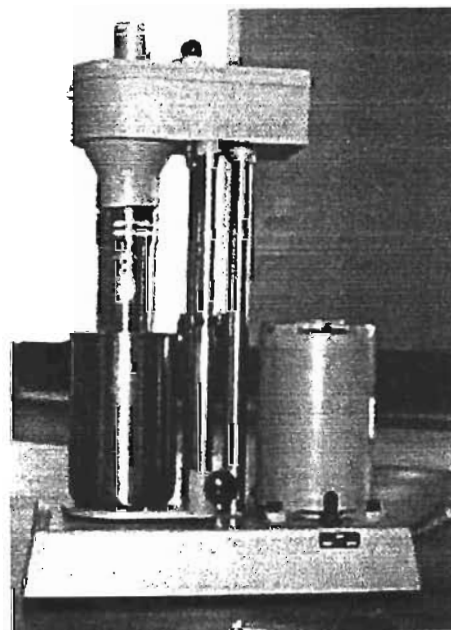


Figura I-2: Viscosímetro Fann V-G.

#### Balancín:

Diámetro 1.358 in.

Longitud del cilindro 1.496 in.

El balancín está cerrado con una base plana y una parte superior ahusada.

#### Constante del resorte de torsión:

Deflexión de 386 dinas-cm/grado

#### Velocidades del rotor:

Alta velocidad: 600 RPM

Baja velocidad: 300 RPM

A continuación se enumeran los tipos de viscosímetros usados para probar los fluidos de perforación:

1. Instrumento accionado por manivela con velocidades de 600 y 300 RPM. Se usa una perilla sobre la rueda de la palanca de cambio de velocidad para determinar el esfuerzo de gel.
2. El instrumento accionado por motor de 12 voltios también tiene velocidades de 600 y 300 RPM. Un conmutador activado por regulador permite un alto esfuerzo de corte antes de medir y se usa un volante moleteado para determinar el esfuerzo de gel.
3. El instrumento de 115 voltios (Figura I.2) es accionado por un motor síncrono de dos velocidades para obtener velocidades de 600, 300, 200, 100, 6 y 3 RPM. Se usa la velocidad de 3 RPM para determinar el esfuerzo de gel.
4. El instrumento de velocidad variable de 115 ó 240 voltios es accionado para obtener todas las velocidades comprendidas entre 625 y 1 RPM. Se usa la velocidad de 3 RPM para determinar el esfuerzo de gel.
3. Arrancar el motor colocando el conmutador en la posición de alta velocidad, con la palanca de cambio de velocidad en la posición más baja. Esperar que el cuadrante indique un valor constante y registrar la indicación obtenida a 600 RPM. Cambiar las velocidades solamente cuando el motor está en marcha.
4. Ajustar el conmutador a la velocidad de 300 RPM. Esperar que el cuadrante indique un valor constante y registrar el valor indicado para 300 RPM.
5. Viscosidad plástica en centipoise = indicación a 600 RPM - indicación a 300 RPM (Figura I.3).
6. Punto Cedente en  $\text{lb}/100 \text{ ft}^2$  = indicación a 300 RPM - viscosidad plástica en centipoise.
7. Viscosidad aparente en centipoise = indicación a 600 RPM dividida por 2.

#### **Procedimiento para la determinación de la viscosidad aparente, viscosidad plástica y el punto cedente**

1. Colocar la muestra recién agitada dentro de un vaso térmico y ajustar la superficie del fluido de perforación al nivel de la línea trazada en el manguito de rotor.
2. Calentar o enfriar la muestra hasta 120°F (49°C). Agitar lentamente mientras se ajusta la temperatura.

#### **Procedimiento para la determinación del esfuerzo de gel**

1. Agitar la muestra a 600 RPM durante aproximadamente 15 segundos y levantar lentamente el mecanismo de cambio de velocidad hasta la posición neutra.
2. Apagar el motor y esperar 10 segundos.
3. Poner el conmutador en la posición de baja velocidad y registrar las unidades de deflexión máxima en  $\text{lb}/100 \text{ pies}^2$  como esfuerzo de gel inicial. Si el indicador del cuadrante no vuelve a ponerse a cero con el motor apagado, no se debe reposicionar el conmutador.
4. Repetir los pasos 1 y 2, pero dejar un tiempo de 10 minutos y luego poner el conmutador en la posición de baja velocidad y registrar las unidades de deflexión máxima como esfuerzo

de gel a 10 minutos. Indicar la temperatura medida

$$\text{Esfuerzo Gel} = \frac{\text{Lectura a 3 r.p.m. a 10 segundos}}{\text{Lectura a 3 r.p.m. a 10 minutos}}$$

**Mantenimiento del Instrumento**

Limpiar el instrumento operándolo a gran velocidad con el manguito de rotor sumergido en agua u otro solvente. Retirar el manguito de rotor torciendo ligeramente para soltar la clavija de cierre. Limpiar minuciosamente el balancín y las otras piezas con un trapo limpio y seco o una servilleta de papel. El balancín es hueco y puede quitarse para ser limpiado. A veces, la humedad puede acumularse dentro del balancín y debería ser eliminada con un limpiador para tubos.

**OBSERVACIÓN:** *Nunca sumergir el Instrumento en agua.*

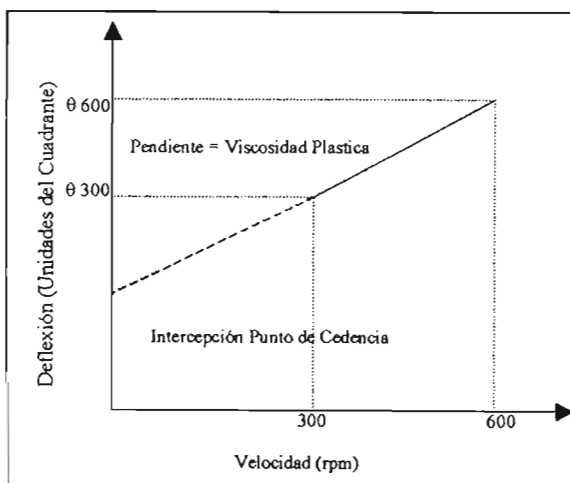


Figura I-3: Curva típica de caudales para un lodo de perforación.

I.3:2 Pruebas Físicas

I.3.2.1 Medición de Densidad

**Instrumentos**

La densidad (comúnmente llamada peso del lodo) se mide con una balanza de lodo de suficiente precisión para obtener mediciones con un margen de error de 0.1 lb/gal (0.5 lb/ft<sup>3</sup> o 5 psi/1000 ft de profundidad). A todos los efectos prácticos, la densidad significa el peso por volumen unitario y se mide pesando el lodo. El peso del lodo se puede expresar como gradiente de presión hidrostática en lb/in<sup>2</sup> por 1000 pies de profundidad vertical (psi/1000 ft), como densidad en lb/gal, lb/ft<sup>3</sup>, o como Gravedad Específica (SG) (Tabla I.1).

$$SG = \frac{lb / gal}{8.345} \text{ o } \frac{lb / ft^3}{62.3} \text{ o } \frac{gr}{cm^3}$$

Tabla I-1: Conversión de unidades para la densidad.

**Descripción**

La balanza de lodo (Figura I.4) se compone principalmente de una base sobre la cual descansa un brazo graduado con un vaso, tapa, cuchillo, nivel de burbuja de aire, caballero y contrapeso. Se coloca el vaso de volumen constante en un extremo del brazo graduado, el cual tiene un contrapeso en el otro extremo. El vaso y el brazo oscilan perpendicularmente al cuchillo horizontal, el cual descansa sobre el

soporte, y son equilibrados desplazando el caballero a lo largo del brazo.

**Calibración**

1. Se retira la tapa del vaso y llena completamente el vaso con agua pura o destilada.
2. Se vuelve a colocar la tapa y secar con un trapo.
3. Colocar de nuevo el brazo de la balanza sobre la base, con el cuchillo descansando sobre el punto de apoyo.
4. La burbuja de nivel debería estar centrada cuando el caballero está en 8.33 lb/gal. Si no, ajustar usando el tornillo de calibración en el extremo del brazo de la balanza. Algunas balanzas no tienen tornillos de calibración y se requiere añadir o remover balines de plomo a través de la tapa de calibración.

parte del lodo sea expulsado a través del agujero de la tapa.

3. Limpiar el lodo que está fuera del vaso y secar el vaso.
4. Colocar el brazo de la balanza sobre la base, con el cuchillo descansando sobre el punto de apoyo.
5. Desplazar el caballero hasta que el nivel de burbuja de aire indique que el brazo graduado está nivelado.
6. En el borde del caballero más cercano al vaso, leer la densidad o el peso del lodo.
7. Ajustar el resultado a la graduación de escala más próxima, en lb/gal, lb/pie<sup>3</sup>, psi/1000 pies de profundidad o en Gravedad Especifica (SG).
8. Cuando las balanzas no indican la escala deseada, las ecuaciones indicadas en la Tabla 1.1 pueden ser usadas.

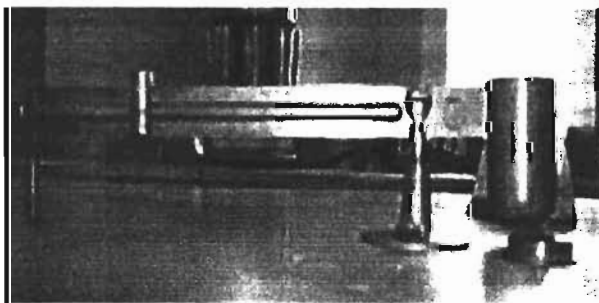


Figura I-4: Balanza de lodo.

**Procedimiento**

1. Quitar la tapa del vaso y llenar completamente el vaso con el lodo a probar.
2. Volver a poner la tapa y girar hasta que esté firmemente asentada, asegurándose que

Gradiente de lodo:

$$\text{psi/pie} = 0.052 \times \text{lb/gal}$$

$$\text{psi/pie} = 0.4333 \times \text{SG}$$

$$\text{psi/pie} = 0.00695 \times \text{lb/pie}^3$$

$$\text{kg/cm}^2 / \text{m} = \frac{\text{SG}}{10}$$

$$\text{SG a } 60^\circ \text{F} (15.6^\circ \text{C}) = \frac{141.5}{131.5 + ^\circ \text{API}}$$

Donde:

°API = Gravedad según el Instituto Americano del Petróleo.

### 1.3.2.2 Medición de la Filtración

#### Descripción

La propiedad de filtración o formación de paredes de un lodo es determinada con un filtro prensa. La prueba consiste en determinar la velocidad a la cual se fuerza un fluido a través del papel filtro. La prueba es realizada bajo las condiciones de tiempo, temperatura y presión especificadas. Después de la prueba se mide el espesor del enjarre sólido que se ha asentado. El filtro prensa usado debería cumplir con las especificaciones indicadas en la práctica recomendada de API y la prueba deberá ser realizada de la manera recomendada. La prueba de filtrado API es realizada a la temperatura superficial y a una presión de 100 psi, y los resultados se registran como número de mililitros perdidos en 30 minutos.

#### Instrumentos

El filtro prensa (Figura I.5) consta de una celda, un regulador de presión y un medidor montado encima de la caja de transporte o en la parte superior de la unidad de laboratorio móvil.

Se usa un adaptador de acoplamiento para conectar la celda al regulador, simplemente introduciendo el conector macho de la celda dentro del conector hembra del filtro prensa y dando un cuarto de vuelta en sentido de las manecillas del reloj. Algunas celdas no tienen este dispositivo de cierre y son simplemente introducidas dentro del acoplamiento apropiado. La celda se cierra en la parte inferior con una tapa provista de una tela metálica (o rejilla), colocando

la tapa firmemente contra el papel filtro y girando hacia la derecha hasta que quede apretada a mano. Esto empuja la hoja de papel filtro contra la junta tórica que fue previamente introducida en la base de la celda. La presión es proporcionada por un pequeño cartucho de gas carbónico. Se proporciona una válvula de purga para aliviar la presión antes de desacoplar la celda.

**OBSERVACIÓN: No se debe usar óxido nítrico ( $N_2O$ ).**

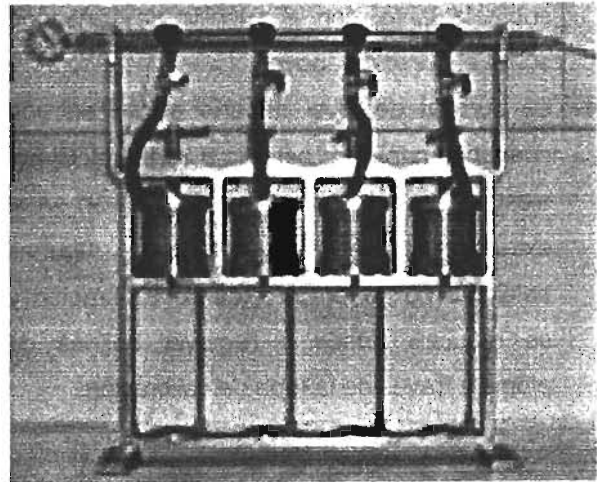


Figura I-5: Filtro prensa API

#### Procedimiento

1. Mantener disponible una presión de aire o gas de 100 psi.
2. Retirar la tapa de la parte inferior de la celda limpia y seca.
3. Colocar la junta tórica en una ranura en buen estado y volver la celda al revés para llenarla. Cualquier daño mecánico podría perjudicar la hermeticidad de la celda. Obturar la entrada con un dedo.
4. Llenar la celda con lodo hasta  $\frac{1}{4}$  pulgada de la ranura de la junta tórica. Colocar el papel

filtro (Whatman N° 50 o equivalente) encima de la junta tórica. Colocar la tapa encima del papel filtro con las bridas de la tapa entre las bridas de la celda, y girar en sentido de las manecillas del reloj hasta que quede apretada a mano. Invertir la celda, introducir el conector macho de la celda dentro del conector hembra del filtro prensa y girar en cualquier sentido para bloquear.

5. Colocar un cilindro graduado apropiado debajo del orificio de descarga de filtrado para recibir el filtrado.
  6. Abrir la válvula de entrada aplicando presión sobre la celda. (Se puede observar que la aguja oscila rápidamente hacia abajo a medida que la presión llena la celda.)
  7. La prueba de API dura normalmente 30 minutos. Al término de la prueba, cerrar la válvula.
- CUIDADO: La celda sigue conteniendo presión.**
8. Después de desconectar la fuente de presión, la presión se purgará automáticamente.
  9. Retirar la celda.
  10. Registrar el filtrado en mililitros, a menos que se especifique de otra manera.
  11. Desmontar la celda, desechar el lodo y recuperar el papel filtro con mucho cuidado para dañar lo menos posible el enjarre.
  12. Lavar el enjarre minuciosamente para eliminar el exceso de lodo.
  13. Medir el espesor del enjarre y registrar la medida en 1/32 de pulgada.

### 1.3.2.3 Medición del Contenido de Arena

#### Descripción

El contenido de arena del lodo se mide usando una malla para arena. La prueba de filtrado es de uso extendido en el campo, debido a lo sencillo de la operación.

#### Instrumentos

El juego de determinación del contenido de arena (Figura 1.6) se compone de una malla de 2 ½ in. de diámetro, de malla 200, un embudo de tamaño que se ajusta a la malla y un tubo medidor de vidrio, marcado para señalar el volumen de lodo a ser añadido para leer el porcentaje de arena directamente en la parte inferior del tubo, el cual está graduado de 0 a 20%.

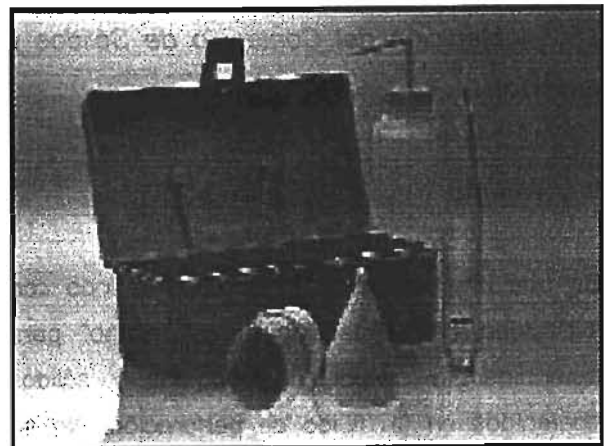


Figura 1-6: Juego de determinación del contenido de arena.

### Procedimiento

1. Llenar de lodo el tubo medidor de vidrio hasta la marca señalada. Añadir agua hasta la siguiente marca. Tapar la boca del tubo con el pulgar y agitar enérgicamente.
2. Verter la mezcla sobre la malla, añadir más agua al tubo, agitar y verter de nuevo sobre la malla. Repetir hasta que el agua de lavado esté clara. Lavar la arena retenida por la malla.
3. Colocar el embudo en la parte superior de la malla. Introducir la extremidad del embudo dentro del orificio del tubo de vidrio.
4. Usando un chorro fino de agua, enjuagar la malla para arrastrar la arena dentro del tubo.
5. Esperar que la arena se asiente.
6. Usando las graduaciones del tubo, leer el porcentaje de volumen de arena.

componentes líquidos se vaporicen. Los vapores pasan a través de un condensador y se recogen en un cilindro graduado que suele estar en porcentaje. El volumen de líquido, petróleo y agua se mide directamente en porcentajes. Los sólidos suspendidos y disueltos, son determinados restando de 100% o leyendo el espacio vacío en la parte superior del cilindro.

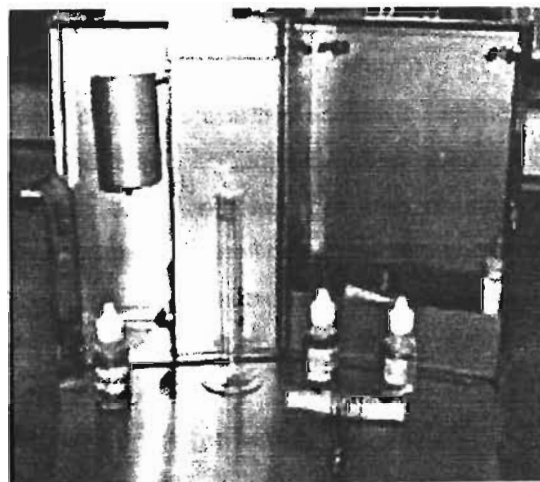


Figura I-7: Retorta.

### 1.3.2.4 Medición del Contenido de Sólidos y Líquidos

#### Instrumento

Se usa una retorta (Figura I.7) para lodo con capacidad de calefacción en el "horno" para determinar la cantidad de líquidos y sólidos contenidos en un fluido de perforación. No se recomienda el uso de retortas calefactoras de sonda interna. Se coloca una muestra de lodo (retortas de 10, 20 ó 50 ml están disponibles) dentro del vaso y se añade la tapa para expulsar parte del líquido. Esto garantiza un volumen correcto. La muestra es calentada hasta que los

#### Descripción

##### A) Procedimiento: Retorta

1. Dejar que la muestra de lodo se enfríe a la temperatura ambiente.
2. Desmontar la retorta y lubricar las roscas del vaso de muestra con grasa para altas temperaturas.
3. Llenar el vaso de muestra con el fluido a probar casi hasta el nivel máximo. Colocar la tapa del vaso de muestra girando firmemente y escurriendo el exceso de fluido para obtener el volumen exacto, se requiere un volumen de

- 10, 20 ó 50 ml. Limpiar el fluido derramado sobre la tapa y las roscas.
4. Llenar la cámara de expansión superior con virutas finas de acero y luego atornillar el vaso de muestra a la cámara de expansión. Las virutas de acero deberían atrapar los sólidos extraídos por ebullición. Mantener el montaje vertical para evitar que el lodo fluya dentro del tubo de drenaje.
  5. Introducir o atornillar el tubo de drenaje dentro del orificio en la extremidad del condensador, asentándolo firmemente. El cilindro graduado que está calibrado para leer en porcentajes debería estar sujetado al condensador con abrazaderas.
  6. Conectar el equipo a la corriente y mantener la unidad encendida hasta que termine la destilación, lo cual puede tardar 25 minutos según las características del contenido de petróleo, agua y sólidos.
  7. Dejar enfriar el destilado a la temperatura ambiente.
  8. Leer el porcentaje de agua, petróleo y sólidos directamente en la probeta graduada. Una o dos gotas de solución atomizada ayudará a definir el contacto petróleo-agua, después de leer el porcentaje de sólidos.
  9. Al final de la prueba, enfriar completamente, limpiar y secar el montaje de retorta.
  10. Hacer circular un producto limpiador de tubos a través del orificio del condensador y del tubo de drenaje de la retorta para limpiar y mantener íntegro el calibre de los orificios.

**OBSERVACIÓN: No permitir que el tubo de drenaje quede restringido.**

### **B) Análisis del porcentaje en volumen de sólidos, método de pesaje (cálculo basado en la diferencia de pesos usando una retorta convencional)**

#### 1. Equipo necesario:

Balanza de lodo.

Retorta convencional de 20 cm<sup>3</sup> (del tipo de horno).

Balanza analítica con una precisión de  $\pm 0.01$  gr.

#### 2. Se toman cuatro medidas:

A. Peso del lodo.

B. Peso de la retorta (incluyendo las virutas de acero y el vaso).

C. Peso de la retorta con lodo entero.

D. Peso de la retorta con los sólidos del lodo.

### **Procedimiento**

1. Preparar la retorta con las virutas de acero y el vaso de muestra. Determinar el peso en gramos. Este es el valor B.
2. Desmontar la retorta y añadir lodo para llenar el vaso de muestra. No se requiere medir el volumen ni usar la tapa porque los volúmenes son calculados durante este procedimiento de pesaje. Pesarse la retorta reensamblada. Este es el valor C.
3. Operar la retorta normalmente, captando el destilado (agua y cualquier cantidad de petróleo).



- Dejar enfriar la retorta y pesar de nuevo el montaje. Este es el valor D.

**Cálculo**

Calcular:

- Densidad de lodo ( $\text{gr}/\text{cm}^3$ );  $SG_{\text{LODO}} = \text{peso del lodo (lb/gal)} \times 0.11994$ .
- Gramos de lodo en la retorta:  $\text{gr}_{\text{lodo}} = \text{Valor C} - \text{Valor B}$ .
- Gramos o  $\text{cm}^3$  de agua destilada  $\text{Valor C} - \text{Valor D}$ .

Calcular el porcentaje en volumen de sólidos:

$$\text{Fracción de sólidos} = \frac{(C - B) - SG_{\text{LODO}} * (C - D)}{C - B}$$

% sólidos = 100 x fracción volumétrica de sólidos

**1.3.2.5 Medición del Ion de Hidrógeno (pH)**

El **pH** es un número que indica la concentración del ión hidrógeno ( $\text{H}^+$ ) en una solución y por consiguiente la relativa acidez o alcalinidad de esta. La escala es de 0 al 14 donde 7 es la parte neutra y los valores por debajo de este son llamados ácidos y por el contrario los valores mayores son llamados básicos.

La medición en el campo del pH del fluido de perforación (o filtrado) y los ajustes del pH son operaciones críticas para el control del fluido de perforación. Las interacciones de la arcilla, la

solubilidad de distintos componentes y la eficacia de los aditivos dependen del pH, al igual que en el control de los procesos de corrosión causada por ácidos y el sulfuro.

Se usan dos métodos para medir el pH del lodo de perforación base agua dulce: un método colorimétrico modificado, usando tiras de prueba con refuerzo de plástico (listones); y el método potenciométrico, usando el medidor electrónico de pH con electrodo de vidrio.

El método de listón de plástico se usa frecuentemente para medir el pH en el campo, pero no constituye el método preferido. Este método sólo es para los lodos base agua que tienen una composición muy simple. Los sólidos del lodo, las sales y los productos químicos disueltos, y los fluidos de color oscuro causan errores en los valores indicados por los listones de plástico indicadores de pH.

**A) PAPEL pH (listones indicadores)**

**Descripción**

Los listones indicadores de pH (Figura I.8) están revestidos con indicadores cuyo color depende del pH del fluido donde se introducen los listones.

Se proporcionan tablas de colores estándar para fines de comparación con el palillo de prueba, lo cual permite estimar el pH con una precisión de  $\pm 0.5$  sobre todo el rango de pH.

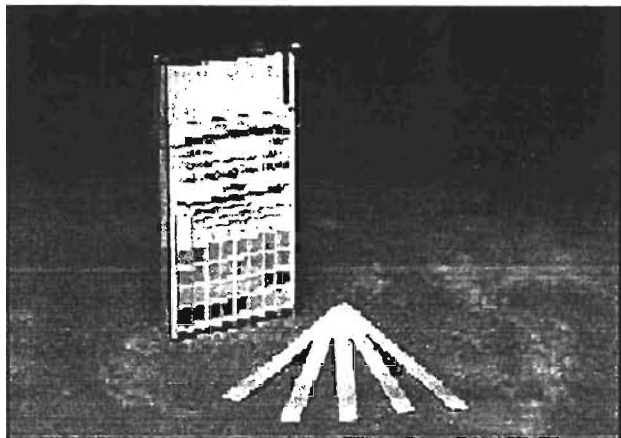


Figura I-8: Listones indicadores de pH.

### Procedimiento

1. Colocar un listón indicador de pH en el lodo y dejarlo hasta que el color se estabilice, lo cual requiere generalmente menos de un minuto.
2. Enjuagar el listón con agua destilada, sin secar.
3. Comparar los colores del listón con el patrón de color proporcionado y estimar el pH del lodo.
4. Ajustar el pH del lodo a la unidad de pH 0.5 más próxima.

### B) MEDIDOR DE pH (Electrodo de vidrio)

#### Descripción

Para medir el pH del fluido de perforación, se recomienda el método que emplea el medidor electrónico de pH con electrodo de vidrio (Figura I.9). Este medidor es preciso y proporciona valores de pH confiables, visto que está esencialmente libre de interferencias. Las medidas se pueden tomar rápida y fácilmente,

ajustando automáticamente la pendiente y la compensación termostática.

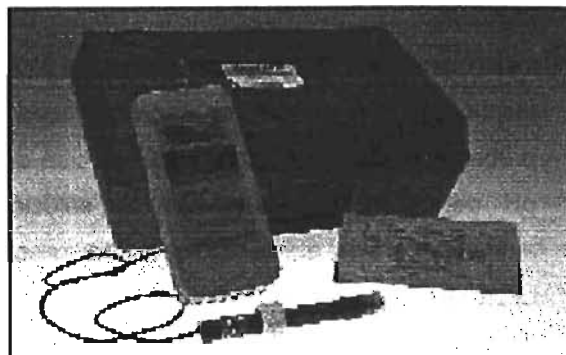


Figura I-9: Medidor de pH.

### Equipo

1. Medidor de pH.
2. Electrodo de vidrio medidor de pH.
3. Soluciones amortiguadoras (pH 4, 7 y 10).
4. Accesorios:
  - a. Cepillo blando.
  - b. Detergente líquido suave.
  - c. NaOH, 0.1M, para reacondicionar el electrodo.
  - d. HCl, 0.1M, para reacondicionar el electrodo.
  - e. Agua destilada.
  - f. Papel fino suave para secar los electrodos.
  - g. Termómetro de varilla de cristal, 32 a 212°F.

**Procedimiento**

1. Obtener la muestra de fluido a probar y dejar que alcance la temperatura de  $75 \pm 5^\circ\text{F}$  ( $24 \pm 3^\circ\text{C}$ ).
2. Dejar que las soluciones amortiguadoras alcancen la misma temperatura que el fluido a probar. Para obtener una medida precisa del pH del fluido de la prueba, la solución amortiguadora y el electrodo de referencia deben estar a la misma temperatura. El pH de la solución amortiguadora indicado en la etiqueta del recipiente sólo es para  $75^\circ\text{F}$  ( $24^\circ\text{C}$ ). Para calibrar a otra temperatura, se debe usar el pH efectivo de la solución amortiguadora a esa temperatura. Tablas de valores del pH de la solución amortiguadora a diferentes temperaturas pueden ser obtenidas del fabricante y deberían ser usadas en el procedimiento de calibración.
3. Limpiar los electrodos, lavarlos con agua destilada y secar.
4. Colocar la sonda dentro de la solución amortiguadora de pH 7.0.
5. Activar el medidor, esperar 60 segundos para que la indicación se estabilice. Si la indicación del medidor no se estabiliza, consultar los procedimientos de limpieza.
6. Medir la temperatura de la solución amortiguadora de pH 7.0.
7. Fijar esta temperatura sobre el botón de "temperatura".
8. Fijar la indicación del medidor a "7.0" usando el botón de "calibración".
9. Enjuagar y secar la sonda.
10. Repetir las etapas 6 a 9 usando una solución amortiguadora de pH 4.0 ó 10.0. Usar la solución de pH 4.0 para la muestra de bajo pH, o la solución de pH 10.0 para la muestra alcalina. Ajustar el medidor a "4.0" o "10.0" respectivamente, usando el botón de "temperatura".
11. Controlar de nuevo el medidor con la solución amortiguadora de pH 7.0. Si la indicación ha cambiado, fijarla de nuevo a "7.0" con el botón de "calibración".
12. Repetir las etapas 6 a 11. Si el medidor no se calibra correctamente, reacondicionar o reemplazar los electrodos de la manera indicada en los procedimientos de limpieza.
13. Si el medidor calibra correctamente, enjuagar y secar los electrodos. Colocar la muestra a probar. Esperar unos 60 segundos para que la indicación se estabilice.
14. Registrar el pH medido, junto con la temperatura de la muestra probada. Indicar si se probó el lodo o el filtrado.
15. Limpiar minuciosamente los electrodos, preparándolos para el próximo uso. Usar una solución amortiguadora de pH 7.0 para guardar el electrodo. En general no se recomienda usar agua destilada para guardar el electrodo. Si el medidor no es usado por mucho tiempo, quitarle las pilas.
16. Desactivar el medidor y cerrar la tapa para proteger el instrumento.

**Procedimientos de limpieza**

1. Los electrodos deben ser limpiados periódicamente, especialmente si el petróleo o las partículas de arcilla cubren la superficie del electrodo de vidrio o la cara porosa del

- electrodo de referencia. Limpiar los electrodos con el cepillo blando y un detergente suave.
2. Puede ser necesario reacondicionar los electrodos si el taponamiento se hace grave, tal como lo indica la respuesta lenta, la dispersión de las indicaciones, o si la "pendiente" y la "calibración" no se pueden ajustar mutuamente.
  3. Reacondicionar mediante el remojo de los electrodos durante 10 minutos en HCl con una concentración molar de 0.1 y enjuagando con agua, y luego remojando durante 10 minutos en NaOH con una concentración molar de 0.1 y enjuagando de nuevo.
  4. Verificar la respuesta de los electrodos ejecutando las etapas de calibración.
  5. Si los electrodos no dan ninguna respuesta, remojar los electrodos en una solución de  $\text{NH}_4\text{F}$  HF de 10%, por un máximo de 2 minutos. **(CUIDADO: Este ácido es fuerte y tóxico).**
  6. Repetir las etapas de calibración.
  7. Reemplazar el sistema de electrodos si no se puede reacondicionar mediante los pasos citados.

### I.3.3 Pruebas Químicas

#### I.3.3.1 Medición de Alcalinidad

##### Equipo

Los siguientes materiales son necesarios para determinar la alcalinidad de los fluidos de perforación:

1. Solución ácida normalizada, 0.02N (N/50); ácido sulfúrico o nítrico. También se puede utilizar la solución ácida normalizada 0.1N (N/10), pero convirtiéndola al equivalente ml 0.02N multiplicando por 5).
2. Solución indicadora de fenolftaleína.
3. Solución indicadora de anaranjado de metilo/verde de bromocresol. *API recomienda el anaranjado de metilo (amarillo a rosado).*
4. Recipiente de valoración, 100 a 150 ml, preferiblemente transparente.
5. Pipetas graduadas: 1 ml y 10 ml.
6. Varilla de agitación.
7. Una jeringa de 1 ml.
8. Medidor de pH con electrodo de vidrio (sugerido).

Pf: Alcalinidad de filtrado

Pm: Alcalinidad de lodo

Mf: Alcalinidad de filtrado de anaranjado de metileno

#### PROCEDIMIENTO PARA LA ALCALINIDAD DEL FILTRADO (Pf y Mf)

1. Medir 1 ml de filtrado dentro del recipiente de valoración y añadir 5 ml de agua destilada.
2. Añadir 2 o más gotas de indicador de fenolftaleína. Si la solución se vuelve rosada.
3. Añadir ácido 0.02N gota a gota de la pipeta, agitando hasta que el color rosado desaparezca. Si la muestra está tan coloreada que no se puede observar el cambio de color del indicador, el punto final será tomado cuando el pH cae a 8.3, según sea medido por el medidor de pH con

electrodo de vidrio. (La muestra puede ser diluida con agua destilada.)

4. Indicar la alcalinidad de fenolftaleína del filtrado, Pf, como número de ml de ácido 0.02N requeridos por ml de filtrado para lograr el punto final.
5. Añadir 3 a 4 gotas de indicador de anaranjado de metil/verde de bromocresol a la misma muestra que fue utilizada para medir Pf; un color verde aparecerá.
6. Valorar con ácido 0.02N hasta que el color se vuelva amarillo. Esto ocurrirá al pH 4.3.
7. Mf se indica como el volumen total (ml) de ácido utilizado para Pf más esta última valoración.

#### Ejemplo:

Si se utilizó 0.5 ml de ácido para valorar el punto final de fenolftaleína, Pf es 0.5. Si se utilizó un volumen adicional de ácido de 0.3 ml para valorar hasta el punto final de anaranjado de metilo, Mf es 0.8.

#### Procedimiento para BaCl<sub>2</sub>:

1. Medir 1 ml de filtrado dentro de un recipiente de valoración.
2. Añadir 2 gotas de solución de cloruro de bario de 10%(BaCl<sub>2</sub>)  
**OBSERVACIÓN: La solución de cloruro de bario (BaCl<sub>2</sub>) es venenosa.**
3. Repetir las Etapas 2 a 4 para la valoración de Pf.

4. Como regla general, si P<sub>Alcalinidad</sub> de BaCl<sub>2</sub> es la mitad o menos de la valoración Pf anterior, la contaminación por carbonatos ha ocurrido.

#### Ejemplo:

Si se utilizó 1 ml de ácido para valorar hasta el punto final para Pf, entonces Pf es 1.0. Si se utilizó 0.4 ml de ácido para valorar hasta el punto final de P<sub>Alcalinidad</sub> con BaCl<sub>2</sub>, entonces el valor de BaCl<sub>2</sub> es 0.5. Por lo tanto, la contaminación por carbonatos existe porque BaCl<sub>2</sub> es menos de la mitad de Pf.

#### PROCEDIMIENTO PARA LA ALCALINIDAD DEL LODO (Pm)

1. Medir 1 ml de lodo dentro del recipiente de valoración utilizando la jeringa.
2. Diluir la muestra de lodo con 25 ml de agua destilada.
3. Añadir 5 gotas de indicador de fenolftaleína, y durante la agitación, añadir ácido 0.02N o ácido 0.1N hasta que el color rosa desaparezca.
4. Si la muestra está tan coloreada que no se puede observar el cambio de color del indicador, el punto final será tomado cuando el pH cae a 8.3, según sea medido con electrodo de vidrio.
5. Indicar la alcalinidad de fenolftaleína del lodo, Pm, como número de ml de ácido 0.02N (N/50) requeridos por ml de lodo. Si se utiliza el ácido 0.1N, Pm = 5 x ml de ácido 0.1N por ml de lodo.

**ALCALINIDAD DEL FILTRADO: P1 Y P2****Equipo**

1. Solución normal de ácido sulfúrico, 0.02N (N/50).
2. Solución de hidróxido de sodio, 0.1N (N/10).
3. Solución de cloruro de bario, 10%.
4. Indicador de fenolftaleína.
5. Agua destilada.
6. Papel pH o medidor de pH con electrodo de vidrio.
7. Recipiente de valoración, 100 a 150 ml, preferiblemente transparente.
8. Pipetas: 1 ml, 2 ml y 10 ml.
9. Cilindros graduados: 25 ml y 5 ó 10 ml.
10. Varilla de agitación.

**Procedimiento: P1 – P2**

1. Medir 1 ml de filtrado dentro del recipiente de valoración y añadir 24 ml de agua destilada.
2. Añadir 2 ml de hidróxido de sodio 0.1N y agitar bien. Medir el pH con el papel pH o el medidor de pH. Si el pH es 11.4 o mayor, pasar a la siguiente etapa. Si el pH es menor de 11.4, añadir 2 ml más de hidróxido de sodio 0.1N.
3. Utilizando el cilindro graduado, medir 2 ml de cloruro de bario y añadir al recipiente de valoración. Añadir 2 a 4 gotas de fenolftaleína, agitando.

**OBSERVACIÓN: La solución de cloruro de bario es venenosa.**

4. Valorar inmediatamente la mezcla con ácido sulfúrico normal, hasta que el color rosado empiece a desaparecer (o hasta obtener el

pH 8.3 con el medidor de pH). El color puede reaparecer después de poco tiempo; suspender la valoración.

5. Indicar la alcalinidad P1, como ml de ácido sulfúrico 0.02N requerido para valorar el punto final de fenolftaleína.

**Procedimiento: P2 (en blanco)**

1. Omitir el filtrado, pero por lo demás repetir el mismo procedimiento que fue ejecutado para P1, utilizando exactamente las mismas cantidades de agua y reactivos. Valorar utilizando los mismos procedimientos que para P1.
2. Indicar la alcalinidad, P2, como volumen ml de ácido sulfúrico 0.02N requerido para valorar hasta el punto final de fenolftaleína.

**Cálculos**

Dentro de las limitaciones, las diferentes alcalinidades iónicas pueden ser calculadas de la siguiente manera:

**Cuando P1 > P2**

$$\text{OH}^{-}(\text{mg/l}) = 340 \times (\text{P1} - \text{P2})$$

$$\text{CO}_3^{2-}(\text{mg/l}) = 1.200 \times [\text{Pf} - (\text{P1} - \text{P2})]$$

**Cuando P1 < P2**

$$\text{HCO}_3^{-}(\text{mg/l}) = 1.220 \times (\text{P2} - \text{P1})$$

$$\text{CO}_3^{2-}(\text{mg/l}) = 1.200 \times \text{Pf}$$

### 1.3.3.2 Medición de Contenido de Sólidos de Baja Densidad

La medición del contenido de sólidos de baja densidad puede ser basada en una titulación alcalina del filtrado de lodo o de todo el lodo. La titulación del lodo debe ser hecha rápidamente permitiendo titulación de hidróxido de calcio e hidróxido de sodio sin interferencia de carbonato de calcio.

#### Procedimiento

1. Medir 1ml de lodo dentro del recipiente de valoración y diluirlo con agua destilada hasta 50 ml. Agitar hasta diluir el lodo.
2. Agregar 2 o 3 gotas de solución indicadora de fenolftaleína.
3. Agregar 0.02N (N/50) o 0.1N de ácido sulfúrico si se sabe que el contenido de sólidos de baja densidad es mayor 10 lb/bbl. Agregar con la pipeta hasta que la muestra empiece a tomar rojo. El volumen de 0.02N de ácido (ml) dividido por el volumen de muestra (ml) es la Pm. El resultado debe ser multiplicado por 5, si se usa 0.1N de ácido.
4. Determinar la Pf con el procedimiento de la alcalinidad.
5. El contenido de sólidos de baja densidad se calcula:

$$\text{Contenido de sólidos de baja densidad} = 0.26 \times (Pm - \text{fracción de agua del lodo} \times pf)$$

6. La fracción de agua de lodo puede ser determinada usando el procedimiento del contenido de sólidos y líquidos. Reporte el

contenido de sólidos de baja densidad en lb/bbl.

### 1.3.3.3 Medición de Cl

#### Propósito

La prueba de sal, o cloruro, es muy importante en las áreas donde la sal puede contaminar el fluido de perforación. Esto incluye la mayoría de los campos de petróleo del mundo. La sal puede provenir del agua de preparación, sacos, capas discontinuas, estratos o corrientes de agua salada.

#### Equipo

Los siguientes materiales son necesarios para determinar la concentración iónica de cloruro en el filtrado de lodo.

1. Solución de nitrato de plata, 0.0282N o 0.282N (fuerte)  $\text{AgNO}_3$ , almacenada en un cilindro opaco o de color ámbar.
2. Solución indicadora de cromato de potasio.
3. Solución de ácido sulfúrico o nítrico 0.02N.
4. Agua destilada.
5. Dos pipetas graduadas: 1 ml y 10 ml.
6. Recipiente de valoración, 100 a 150 ml, preferiblemente transparente.
7. Varilla de agitación.

**Procedimiento**

1. Medir 1 o 2 ml de filtrado dentro de un recipiente de valoración.
2. Añadir la cantidad de ácido requerida para la valoración de Pf.
3. Añadir 25 ml de agua destilada y 10 gotas de la solución de cromato de potasio. Agitar continuamente y valorar con la solución normal de nitrato de plata, gota a gota de la pipeta, hasta que el color pase de amarillo a rojo anaranjado y permanezca en este color durante 30 segundos.
4. Registrar el número de ml de nitrato de plata requeridos para lograr el punto final. (Si se utiliza más de 10 ml de solución de nitrato de plata 0.282N, considerar repetir la prueba con una muestra más pequeña del filtrado medida con precisión, o diluir usando el factor de dilución.).

Indicar la concentración iónica de cloruro del filtrado en mg/l, calculada de la siguiente manera:

$$Cl^{-}(mg/l) = \frac{\text{ml de nitrato de plata } 0.282 \text{ N} \times 10000}{\text{ml de filtrado}}$$

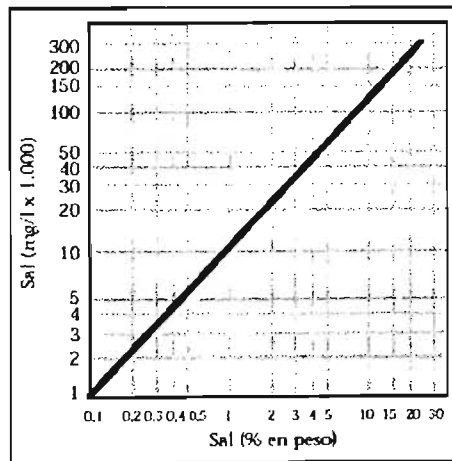


Figura I-10: Miligramos de sal por litro vs porcentaje de sal en peso.

**Cálculos**

Si la concentración iónica de cloruro del filtrado es inferior a 10000 mg/l, utilizar la solución de nitrato de plata 0.0282N (equivalente a 0.001 gr de ión Cl<sup>-</sup> por ml). Indicar la concentración iónica de cloruro del filtrado en miligramos por litro, calculada de la siguiente manera:

$$Cl^{-}(mg/l) = \frac{\text{ml de nitrato de plata } 0.0282 \text{ N} \times 1000}{\text{ml de filtrado}}$$

Si la concentración iónica de cloruro del filtrado es mayor de 10000 mg/l, utilizar el nitrato de plata 0.282N (equivalente a 0.01 gr de ión Cl<sup>-</sup> por ml).

Para cualquier normalidad de nitrato de plata:

$$Cl^{-} (mg/l) = \frac{N \times 35000 \times \text{ml utilizado}}{\text{ml de muestra de filtrado}}$$

**1.3.3.4 Medición del Calcio**

**Propósito**

El agua que contiene una gran cantidad de sales disueltas de calcio y magnesio es llamada "agua dura". La dureza del agua en el hogar suele ser indicada por lo difícil que resulta hacer espuma



con el jabón. En muchos campos de petróleo, el agua disponible es bastante dura. Las arcillas de perforación tienen bajos puntos cedentes cuando son mezcladas en agua dura. Cuanto más dura sea el agua, más bentonita será necesaria para obtener un lodo con un esfuerzo de gel satisfactorio. En casos extremos, se ha determinado que es económico tratar el agua químicamente antes de usarla para mezclar el lodo, pero en general esto no resulta económico. Sin embargo, cuando se puede elegir entre dos o más fuentes de agua para el equipo de perforación, se recomienda realizar una simple prueba para seleccionar la más suave de estas fuentes. Los ingenieros de campo están familiarizados con los efectos sobre el lodo cuando se perforan formaciones de anhidrita (sulfato de calcio) o de yeso. El calcio puede ser arrastrado durante la perforación de los tapones de cemento y a veces al penetrar en las secciones de lutita caliza. Cualquier contaminación extensa de calcio puede producir grandes pérdidas de agua y altos geles. El efecto perjudicial del cemento sobre el Pm más alto se debe a la alta alcalinidad (contenido de cal).

### Equipo

Los siguientes materiales son necesarios para determinar cualitativamente la presencia de calcio y/o magnesio.

1. Tubo de ensayo.
2. Gotero con solución saturada de oxalato amónico.

### Procedimiento

1. Colocar 1 a 3 ml de filtrado dentro del tubo de ensayo.
2. Añadir unas cuantas gotas de oxalato amónico saturado. La formación de un precipitado blanco indica la presencia de calcio.
3. Registrar el resultado como ligero, mediano o pesado.

#### 1.3.3.5 Dureza Total

### Propósito

La dureza total del agua o filtrado de lodo puede ser determinada ejecutando la prueba de alcalinidad de la manera indicada. Esta prueba es realizada para obtener la dureza total en ppm, registrada como concentración de calcio en el formulario del informe de lodo. Puede que sea necesario determinar la concentración de magnesio además de la del calcio. En este caso, utilizar el procedimiento descrito de Calcio y magnesio separadamente. Este procedimiento mide específicamente el calcio, en vez de indicar  $Mg^{2+}$  como  $Ca^{2+}$ .

Una vez que se conoce la concentración de calcio, se puede calcular la concentración de magnesio a partir de la diferencia entre las dos valoraciones. La sosa cáustica (designada en la presente como "solución amortiguadora de calcio") precipita el magnesio como el hidróxido, y

el calcio se valora con un indicador usado específicamente para el calcio.

## ANÁLISIS CUANTITATIVO DE CALCIO Y MAGNESIO JUNTOS

### Equipo

1. Solución de ácido etilendiaminotetraacético (EDTA), (Versenato Estándar) 0.01M (1 ml = 400 mg  $\text{Ca}^{2+}$  o 1000 mg  $\text{CaCO}_3$ ).
2. Solución amortiguadora fuerte (hidróxido amónico/cloruro amónico).
3. Solución de Indicador Calmagite
4. Recipiente de valoración, 100 a 150 ml, preferiblemente transparente.
5. Tres pipetas graduadas: 1 ml, 5 ml y 10 ml.
6. Cilindro graduado, 50 ml.
7. Agua destilada.
8. Varilla de agitación.
9. Solución de NaOH 8N o KOH.
10. Indicador Calcon o Calver II.
11. Cuchara/espátula de porcelana.
12. Agente de cobertura: volumen de mezcla 1:1:2 de trietanolamina: tetraetilenopentamina: agua (API).

### Procedimiento (dureza total como $\text{Ca}^{2+}$ )

1. Añadir aproximadamente 20 ml de agua destilada al recipiente de valoración.
2. Añadir 1 ml del agua o filtrado a probar.
3. Añadir 1 ml de solución amortiguadora fuerte (base de  $\text{NH}_4\text{OH}$ ).
4. Añadir unas 6 gotas de Calmagite y mezclar con una varilla de agitación. Un color rojo tinto

aparecerá si la muestra contiene calcio y/o magnesio.

5. Usando una pipeta, valorar con la solución de versenato estándar, agitando continuamente hasta que la muestra se vuelva azul por primera vez, sin que quede ningún rastro de rojo. Registrar el número de ml de solución de versenato estándar utilizados. (Si se debe medir el magnesio separadamente, registrar este valor como "A" ml.).

### Cálculos

Dureza total como:

$$\text{Ca}^{2+} \text{ (mg/l)} = \frac{\text{ml de Versenato Estándar} \times 400}{\text{ml de muestra}}$$

$$\text{CaCO}_3 \text{ (mg/l)} = \frac{\text{ml de Versenato Estándar} \times 1000}{\text{ml de muestra}}$$

Ocasionalmente, en un filtrado de color oscuro, es difícil observar el punto final para determinar la dureza total. El siguiente método puede ser usado para observar mejor el punto final. Los cálculos siguen siendo iguales.

1. Añadir aproximadamente 20 ml de agua destilada al recipiente de valoración.
2. Añadir 1 ml de filtrado al recipiente de valoración (se puede usar un volumen de 0.5 ml medido con precisión, si no se puede observar el punto final con una muestra de 1 ml).

3. Añadir 1 ml de Agente de cobertura.
4. Añadir 1 ml de solución amortiguadora fuerte.
5. Añadir 6 gotas de Indicador Calmagite y agitar.
6. Usando una pipeta, valorar con la solución de versenato estándar hasta que el color pase a azul/verde. Registrar el número de ml utilizados y calcular de la misma manera que antes.

### Cálculos

Dureza total como:

$$\text{CaCO}_3 \text{ (mg/l)} = \frac{\text{ml de Versenato Estándar} \times 1000}{\text{ml de muestra}}$$

### CALCIO Y MAGNESIO SEPARADAMENTE

1. Añadir aproximadamente 20 ml de agua destilada al recipiente de valoración.
2. Añadir la misma cantidad de agua o filtrado a probar de la misma manera que en la prueba de dureza anterior.
3. Añadir 1 ml de Agente de cobertura.
4. Añadir 1 ml de NaOH 8N o KOH y una cucharada de porcelana (0.2 gr) de Indicador Calcon, y mezclar con una varilla de agitación.
5. Valorar con la solución de versenato estándar hasta que el indicador pase de rojo tinto a azul, sin que quede ningún rastro de rojo. Registrar el número de ml de versenato estándar requeridos (registrar este valor como "B" ml).

### Cálculos

$$\text{Calcio (mg/l)} = B \times 400 / \text{ml de muestra}$$

$$\text{Magnesio (mg/l)} = (A - B) \times 243 / \text{ml de muestra}$$

### ANÁLISIS CUANTITATIVO DE DUREZA TOTAL EN FILTRADOS OSCURO

#### Propósito

A veces es difícil valorar con exactitud la concentración de dureza en los filtrados de color oscuro debido al imperceptible cambio de color del filtrado cuando se alcanza el punto final. Por lo tanto, el siguiente método ha sido desarrollado y es recomendado solamente cuando el procedimiento de prueba de dureza que antecede es difícil o imposible de realizar.

#### Equipo

1. Ácido acético: glacial (cuidado).
2. Indicador Calcon o Calver II (específico para  $\text{Ca}^{2+}$ ).
3. Hipoclorito de sodio de 5.25% (Clorox).
4. Indicador Calmagite.
5. Hidróxido de sodio; NaOH 8N.
6. Agente de cobertura.
7. Solución de versenato estándar, concentración molar de 0.01.
8. Solución amortiguadora fuerte.
9. Vaso de precipitado, 100 ml.
10. Cilindros graduados, dos de 10 ml.
11. Pipeta graduada, 10 ml.

12. Placa calentadora.
13. Pipeta volumétrica, 1 ml.
14. Cuchara/espátula de porcelana para agregar indicadores sólidos.

**Método I (incluye todos los metales valorados por la solución de Versenato)**

**CUIDADO: Trabajar en un lugar bien ventilado. No respirar los vapores.**

1. Usando una pipeta volumétrica de 1 ml, transferir 1 ml de filtrado a un vaso de precipitado de 100 ml.
2. Añadir 10 ml de Clorox (verificar que esté fresco porque este producto se deteriora con el tiempo). Revolver para mezclar.
3. Añadir 1 ml de ácido acético y revolver para mezclar.
4. Calentar hasta la temperatura de ebullición a fuego alto, y dejar hervir durante 5 minutos. Mantener el volumen añadiendo agua destilada.
5. Retirar el vaso de precipitado de la placa calentadora y dejarlo enfriar a la temperatura ambiente. Lavar los lados del vaso de precipitado con agua destilada.
6. Añadir 1 ml de solución amortiguadora fuerte y revolver para mezclar.
7. Añadir 6 gotas de Calmagite y mezclar. Un color rojo tinto aparecerá si la dureza está presente.
8. Usando una pipeta, valorar con solución de versenato estándar, agitando continuamente hasta que la muestra se vuelva azul, sin que quede ningún rastro de rojo. El color cambiará

de morado a gris pizarra en los filtrados oscuros. Registrar el número de ml de solución de versenato estándar utilizados.

**Cálculos**

Dureza total como:

$$\text{Ca}^{2+} \text{ (mg/l)} = \text{ml Versenato Estándar} \times 400$$

**Método II (incluye el calcio y magnesio indicados como  $\text{Ca}^{2+}$ )**

1. Usando una pipeta volumétrica de 1 ml, transferir 1 ml de filtrado a un vaso de precipitado Pyrex de 100 ml.
2. Añadir 10 ml de Clorox (verificar que el Clorox esté fresco). Revolver para mezclar.
3. Añadir 1 ml de ácido acético y mezclar.
4. Calentar hasta la temperatura de ebullición y dejar hervir durante 5 minutos. Mantener el volumen añadiendo agua destilada.
5. Retirar el vaso de precipitado de la placa calentadora y dejarlo enfriar a la temperatura ambiente. Lavar los lados del vaso de precipitado con agua destilada.
6. Añadir 1 ml de solución amortiguadora fuerte y revolver para mezclar.
7. Añadir 1 ml de agente de cobertura y mezclar.
8. Añadir 6 gotas de Calmagite y mezclar. Un color rojo tinto aparecerá si el calcio y/o magnesio está presente.
9. Usando una pipeta, valorar con solución de versenato estándar, agitando continuamente hasta que la muestra se vuelva azul, sin que quede ningún rastro de rojo. Registrar el

número de ml de solución de versenato estándar utilizados. Este es el Valor "A".

versenato estándar requeridos. Este es el Valor "B".

### Cálculos

Dureza total como:

$$\text{Ca}^{2+} \text{ (mg/l)} = A \times 400$$

### Cálculos

$$\text{Calcio (mg/l)} = B \times 400$$

$$\text{Magnesio (mg/l)} = (A - B) \times 243$$

## CALCIO Y MAGNESIO SEPARADAMENTE

1. Usando una pipeta volumétrica de 1 ml, transferir 1 ml de filtrado a un vaso de precipitado Pyrex de 100 ml.
2. Añadir 10 ml de Clorox y revolver para mezclar.
3. Añadir 1 ml de ácido acético y mezclar.
4. Calentar hasta la temperatura de ebullición y dejar hervir durante 5 minutos. Mantener el volumen añadiendo agua destilada.
5. Retirar el vaso de precipitado de la placa calentadora y dejarlo enfriar a la temperatura ambiente. Lavar el vaso de precipitado con agua destilada.
6. Añadir 1 ml de amortiguador de calcio (hidróxido de sodio) y mezclar (precipitación de  $\text{Mg}^{2+}$ ).
7. Añadir 1 ml de Agente de cobertura y mezclar.
8. Añadir 1/4 cucharada (0.2 gr) de Indicador Calcon y mezclar. Un color rojo tinto aparecerá si el calcio está presente.
9. Valorar con solución de versenato estándar hasta que el indicador pase de rojo tinto a azul, sin que quede ningún rastro de rojo. Registrar el número de ml de solución de

### 1.3.3.6 Medición de Sulfato

#### Propósito

El ión sulfato está presente en muchas aguas naturales debido a la acción solvente del agua sobre los minerales de la tierra. La anhidrita (sulfato de calcio) es un contaminante ligeramente soluble encontrado durante la perforación en ciertas áreas. En general, resulta conveniente conocer el contenido de iones sulfato del filtrado. Concentraciones iónicas de sulfato de aproximadamente 2000 mg/l podrían contribuir a los problemas de alta viscosidad y control de filtrado.

#### Equipo

Los siguientes materiales son necesarios para determinar cualitativamente la presencia del sulfato:

1. Tubo de ensayo.  
Gotero con solución de cloruro de bario de 10%. **OBSERVACIÓN: La solución de cloruro de bario es venenosa.**

2. Gotero con ácido nítrico fuerte.

### Procedimiento

1. Colocar aproximadamente 3 ml de filtrado dentro de un tubo de ensayo.
2. Añadir unas cuantas gotas de solución de cloruro de bario. La formación de un precipitado blanco indica la presencia de sulfatos y/o carbonatos.
3. Añadir unas cuantas gotas de ácido nítrico concentrado. Si el precipitado se disuelve, se trata de carbonato; si no, se trata de sulfato.
4. Registrar la cantidad de precipitado que queda después del tratamiento con ácido como cantidad ligera, mediana o pesada.

### SULFATO DE CALCIO DISPONIBLE (SIN REACCIONAR)

#### Propósito

Cuando se hace circular lodo yeso, es necesario conocer la cantidad de yeso (sulfato de calcio) disponible en el sistema.

#### Equipo

1. Agente de cobertura: mezcla de 1:1:2 en volumen de trietanolamina: tetraetilenopentamina: agua.
2. Agua destilada.
3. Indicador Calmagita.
4. Solución de versenato estándar, concentración molar de 0.01.
5. Solución amortiguadora de pH fuerte.

6. Vaso de precipitado, 400 ml.
7. Vaso de precipitado calibrado en la marca de volumen de 250 ml.
8. Placa calentadora.
9. Pipetas: 1 ml, 2 ml y 10 ml.
10. Jeringa de 5 ml.
11. Recipiente de valoración, 100 a 150 ml, preferiblemente transparente.
12. Destilador de lodo (retorta).

### Procedimiento

1. Añadir 5 ml de lodo al vaso de precipitado calibrado, y luego añadir 245 ml de agua para obtener un volumen final en la marca de calibración de 250 ml.
2. Calentar hasta 160°F y agitar de 15 a 20 minutos. Si es posible, agitar durante el calentamiento. (Si no hay ningún equipo de calentamiento disponible, agitar durante 30 minutos.)
3. Enfriar agitando y aumentar el volumen hasta exactamente 250 ml, añadiendo agua con el contenedor calibrado.
4. Filtrar con el filtro prensa, desechando la primera porción turbia de filtrado y guardando solamente el filtrado claro.
5. Añadir 1 ml de amortiguador fuerte y 6 gotas de Indicador Calmagita a 10 ml de filtrado.
6. Valorar con la solución de versenato estándar, agitando continuamente hasta que la muestra se vuelva azul (o verde para el filtrado de color oscuro), sin que quede ningún rastro de rojo. Registrar el número de ml de solución de versenato estándar utilizados (Vt).
7. Limpiar el recipiente de valoración y añadir aproximadamente 20 ml de agua.

8. Añadir 1 ml de filtrado del lodo.
9. Añadir 1 ml de solución amortiguadora fuerte.
10. Añadir 1 ml de agente de cobertura.
11. Añadir 6 gotas de Calmagite y mezclar con una varilla de agitación.
12. Valorar con la solución de versenato estándar, agitando continuamente hasta que la muestra se vuelva azul (o verde para el filtrado de color oscuro), sin que quede ningún rastro de rojo.
13. Registrar el número de ml de solución de versenato estándar utilizados ( $V_f$ ).

### Cálculos

$$\text{CaSO}_4 \text{ disponible (lb/bbl)} = 2.38 \times V_t - [0.2 \times (F_w \times V_f)]$$

Donde:

$V_t$  = Número de ml de solución de versenato estándar utilizados para valorar 10 ml de filtrado claro en la Etapa 6.

$V_f$  = Número de ml de solución de versenato estándar utilizados para valorar 1 ml de filtrado de lodo en la Etapa 13.

$F_w$  = Fracción de agua dulce del lodo obtenido del destilador de lodo.

$$\% \text{ agua}/100 = F_w.$$

### 1.3.3.7 Medición de Potasio ( $K^+$ )

Cuando es necesario determinar la concentración iónica de potasio, cualquiera de los siguientes procedimientos puede ser utilizado eficazmente. El Procedimiento I puede ser utilizado con exactitud para cualquier concentración de iones de potasio. El Procedimiento II es un método rápido utilizado para altas concentraciones de potasio.

#### PROCEDIMIENTO I:

**Concentración de potasio menor de 5000 mg/l (método de stpb)**

#### Equipo

1. Solución de Tetrafenilborato de Sodio (STPB) normal.
2. Solución de Sal Amónica Cuaternaria (QAS), bromuro amónico de hexadeciltrimetilo.
3. Solución de hidróxido de sodio (NaOH) (20%); 20 gr/80 ml de agua destilada.
4. Indicador de azul de bromofenol.
5. Pipetas graduadas; una de 2 ml con subdivisiones de 0.1 ml, dos de 5 ml y dos de 10 ml.
6. Cilindros graduados: dos de 25 ml y dos de 100 ml.
7. Embudo: 100 ml.
8. Papel filtro.
9. Vasos de precipitado: dos de 250 ml y agua destilada.

**Procedimiento**

1. Colocar la cantidad apropiada de filtrado dentro de una probeta graduada de 100 ml, utilizando la Tabla I.2 para determinar el tamaño de la muestra. Utilizar una pipeta para medir la cantidad de filtrado y/o muestra diluida.
2. Añadir 4 ml de NaOH con una pipeta de 5 ml, 25 ml de solución de STPB medida con una probeta graduada de 25 ml, y suficiente agua destilada para aumentar el nivel de la solución hasta la marca de 100 ml.
3. Mezclar y dejar reposar durante 10 minutos.
4. Filtrar dentro de un cilindro graduado limpio de 100 ml. Si el filtrado está turbio, la solución debe ser filtrada de nuevo.
5. Transferir 25 ml de filtrado claro (medido con un cilindro de 25 ml) dentro de un vaso de precipitado de 250 ml.
6. Añadir 15 gotas de indicador de azul de bromofenol.
7. Valorar con la solución de QAS hasta que el color cambie de morado-azul a azul claro. Registrar el volumen (ml) de solución de QAS utilizado. Continuar la valoración hasta 25 ml para confirmar que el punto final ha sido alcanzado y que no quede ninguna coloración morada-azul. Si es posible, usar un agitador magnético con una luz. No se debe usar una cubeta de valoración.

$$\text{Relación QAS/STPB} = \text{ml de QAS} + 2$$

Si la relación es diferente de  $4.0 \pm 0.05$ , esta debe usarse como factor de corrección en el cálculo de  $\text{mg/l K}^+$ .

**Cálculos**

$$K^+ (\text{mg/l}) = \frac{(25 - \text{ml de QAS}) \times 1000}{\text{ml de filtrado}}$$

Si se requiere aplicar el factor de corrección:

$$K^+ (\text{mg/l}) = \frac{\left[ 25 - \left( \frac{\text{ml de QAS} * 4}{\text{relación QAS / STPB}} \right) \right] \times 1000}{\text{ml de filtrado}^*}$$

\* Para el cálculo, usar el volumen (ml) de filtrado del Procedimiento N° 1, marcado ml de filtrado\* (cálculos). Este procedimiento constituye una retrovaloración. La Etapa 2 precipita el potasio de la solución. Los iones potasio son filtrados en la Etapa 4. La valoración con la solución de QAS determina la cantidad de solución de STPB sin reaccionar.

**PROCEDIMIENTO II (IONES POTASIO)  
(Método de perclorato de sodio)**
**Equipo**

1. Solución de perclorato de sodio normal: 150.0gr de  $\text{NaClO}_4$  por 100 ml de agua destilada.

**OBSERVACIÓN:** El perclorato de sodio es explosivo en estado seco si se calienta a altas temperaturas o si entra en contacto con agentes reductores orgánicos. El perclorato no es peligroso si se mantiene mojado con agua. Se descompondrá



**inofensivamente si se dispersa en un cubo de agua.**

2. Solución de cloruro de potasio normal, 14.0 gr de KCl llevados a 100 ml con agua destilada.
3. Tubos centrífugos clínicos de 10 ml, de tipo Kolmer solamente; Corning 8360.
4. Centrífuga, cabeza de rotor de oscilación horizontal (manual o eléctrica), capaz de producir aproximadamente 1800 RPM.
5. Curva de calibración normal para cloruro de potasio.

**Preparación**

1. Calibrar la centrífuga.

a) Si se usa la centrífuga eléctrica, calibrar a 1800 RPM usando el reóstato.

b) Si se usa la centrífuga manual, una velocidad relativamente constante de 1800 RPM puede ser obtenida de la siguiente manera:

- I. Determinar el número de revoluciones del rotor por cada vuelta de la manivela; i.e. girar muy lentamente la manivela y contar el número de revoluciones de la cabeza del rotor durante una vuelta de la manivela.
- II. Determinar el número de vueltas de la manivela requeridas para obtener 1800 revoluciones de la cabeza del rotor.
- III. Para mantener una velocidad constante durante 1 minuto, tomar el número requerido de vueltas de la manivela y dividirlo por 12. Esto indicará las vueltas de la manivela requeridas por cada periodo de 5 segundos.

Ppm de K <sup>+</sup> estimados	Preparación de la Muestra	Filtrado (ml)
Más de 100000	Tomar 1 ml de filtrado, añadir 9 ml de agua destilada. Mezclar y utilizar una solución de 1 ml como muestra.	0.10
50000-100000	Tomar 1 ml de filtrado, añadir 9 ml de agua destilada. Mezclar y utilizar una solución de 2 ml como muestra.	0.20
20000-50000	Tomar 1 ml de filtrado, añadir 9 ml de agua destilada. Mezclar y utilizar una solución de 5 ml como muestra.	0.50
10000-20000	Tomar 1 ml de filtrado no diluido	1.00
4000-10000	Tomar 2 ml de filtrado no diluido	2.00
2000-4000	Tomar 5 ml de filtrado no diluido	5.00
250-2000	Tomar 10 ml de filtrado no diluido	10.00

*Tabla I-2. Tamaños de las muestras de potasio.*

**OBSERVACIÓN:** Es importante que la concentración de la solución de QAS sea verificada mensualmente en relación con la solución de STPB. Para determinar la QAS equivalente, diluir 2 ml de solución STPB en el recipiente de valoración con 50 ml de agua destilada. Añadir 1 ml de solución de hidróxido de sodio y 10 a 20 gotas del indicador de azul de bromofenol. Valorar con la solución de QAS hasta que el color cambie de morado-azul a azul claro.

Ahora, observe la segunda aguja de su reloj. Empiece a accionar la manivela rápidamente y cuente el número de vueltas de la manivela en 5 segundos. Si el número es mayor de 10, reduzca un poco la velocidad y cuente las vueltas durante otro periodo de 5 segundos. Siga ajustando la velocidad hasta que obtenga el número de vueltas requerido y que logre mantener ese ritmo con total naturalidad.

2. Preparación de la curva de calibración normal para cloruro de potasio (Figura I.11 o aplicar el siguiente procedimiento para preparar la curva).
  - a) Preparar soluciones normales cubriendo la gama de 1 a 8% KCl, añadiendo el volumen (ml) apropiado de solución de cloruro de potasio normal (0.5 ml para cada 3.5 lb/bbl) al tubo centrífugo y diluir hasta 7 ml con agua destilada.
  - b) Añadir 3 ml de solución de perclorato de sodio a cada tubo
  - c) Centrifugar durante 1 minuto a 1800 RPM y leer inmediatamente el volumen de precipitado.
  - d) Enjuagar los tubos y desechar el líquido de una manera apropiada.
  - e) Trazar el volumen (ml) de precipitado en relación con el contenido de cloruro de potasio (lb/bbl) en el gráfico rectangular.

**Procedimiento**

1. Medir 7 ml de filtrado dentro del tubo centrífugo. Añadir 3 ml de solución de perclorato de sodio al tubo (si el potasio está

presente, la precipitación ocurre inmediatamente).

2. Centrifugar a una velocidad constante de aproximadamente 1800 RPM, durante 1 minuto, y leer inmediatamente el volumen de precipitado. Enjuagar el precipitado del tubo dentro de un cubo de agua.

**OBSERVACIÓN:** Para asegurarse que todo el potasio ha sido eliminado, añadir 2 a 3 gotas de perclorato de sodio al tubo centrífugo después de centrifugar. La formación de un precipitado significa que no se midió la cantidad total de iones potasio; en este caso, la muestra debe ser diluida de la manera indicada en la Observación 2.

3. Determinar la concentración de cloruro de potasio comparando el volumen de precipitado medido con la curva normal (Figura I.11).

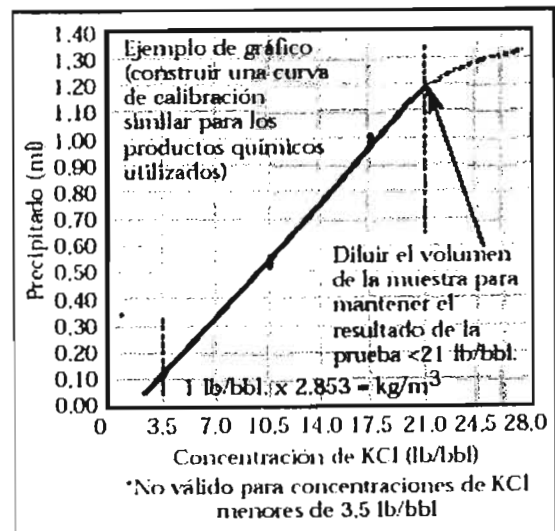


Figura I-11: Curva de calibración de la concentración de KCl.

4. Registrar la concentración de potasio como lb/bbl de KCl o  $\text{kg/m}^3$ .

### Cálculos

La concentración de potasio también se puede registrar como % en peso de KCl.

$$\text{KCl (\% en peso)} = \text{lb/bbl} / 3.5$$

$$\text{lb/bbl} \times 2.853 = \text{kg/m}^3$$

$$\text{K}^+ (\text{mg/l}) = 1500 \times \text{KCl (lb/bbl)}$$

**OBSERVACIÓN 2: Estos dos cálculos suponen que la gravedad específica del filtrado es de 1.00.**

Si la concentración de KCl excede 21 lb/bbl, se puede mejorar la precisión ejecutando una dilución apropiada para mantener el resultado de la prueba dentro de la gama de 3.5 a 21 lb/bbl. El volumen en el tubo debería ser aumentado hasta 7 ml con agua destilada y agitado antes de añadir la solución de perclorato de sodio. Si se usan volúmenes de filtrado diferentes de 7 ml, la concentración de KCl debería ser calculada de la siguiente manera:

$$\text{KCl (lb/bbl)} / 7 = \text{ml de filtrado (valor de la curva normal)}$$

Este método fue desarrollado como procedimiento de campo y debería usarse como tal. Se trata de un método que ayuda a mantener la concentración iónica de potasio dentro del filtrado de lodo a, o encima de un determinado nivel. Este

método es más eficaz cuando la concentración iónica de potasio es mayor de 5000.

### 1.3.3.8 Concentración de Nitratos

#### Propósito

Muchas veces resulta difícil identificar los fluidos recuperados de las pruebas de la formación (DST) como filtrado o agua irreductible. Cuando el ión nitrato es utilizado como elemento indicador en el filtrado de lodo, se puede realizar una evaluación más precisa.

#### Equipo

Aparato de Ensayo de Nitrato (A.J. Chemical) y cuchara grande para medir la cal.

#### Procedimiento

1. Medir una muestra de 5 ml de filtrado casi incoloro dentro de un tubo de ensayo. Si el filtrado es de color oscuro, el color debe ser eliminado por dilución o tratamiento con cal.
2. Añadir el contenido de una ampollita de  $\text{NO}_3^-$  11 y agitar durante 3 minutos.
3. Dejar reposar y decantar el líquido dentro de otro tubo de ensayo.
4. Añadir el contenido de una ampollita de  $\text{NO}_3^-$  12 al líquido decantado dentro del segundo tubo de ensayo.
5. Agitar y dejar reposar en el soporte durante 10 minutos para que el color se desarrolle completamente.

6. Después del desarrollo total del color, verter la muestra dentro de una probeta graduada de 10 ml y añadir agua destilada para aumentar el volumen hasta 10 ml. Mezclar minuciosamente.
7. Transferir la muestra al segundo tubo de ensayo.
8. Preparar una muestra en blanco tomando una muestra de 5 ml tratada de manera idéntica a la muestra de la Etapa 1, en lo que se refiere a la dilución y al tratamiento con cal, y añadir 5 ml de agua destilada para obtener la dilución indicada en la Etapa 6.
9. Colocar la incógnita coloreada en el agujero derecho de la caja comparadora.
10. Colocar la muestra en blanco en el agujero izquierdo de la caja comparadora.
11. Mirando por los agujeros, girar lentamente la rueda hasta que las intensidades de color coincidan. Si el color de la muestra es más oscuro que el color de la rueda a 80 (ver la Observación), estimar la dilución necesaria (Tabla I.3) para reducir la concentración iónica de nitrato hasta que esté comprendida dentro de la gama de la rueda de colores, y repetir la prueba.
12. Registrar la indicación del cuadrante.

**Cálculos**

Filtrados claros:

$$\text{mg/l de NO}_3^- = \frac{\text{indicación del cuadrante} \times \text{factor de dilución}}{10}$$

Filtrado coloreado que requiere un tratamiento con cal:

$$\text{mg/l de NO}_3^- = (\text{indicación del cuadrante} \times \text{factor de dilución} / 10) - (6 \times \text{mg/l NO}_3^- \text{ en la cal}^*)$$

Filtrado coloreado que requiere dos tratamientos con cal:

$$\text{mg/l de NO}_3^- = (\text{indicación del cuadrante} \times \text{factor de dilución} / 10) - 1 - (42 \times \text{mg/l NO}_3^- \text{ en la cal}^*)$$

\*Este valor está marcado en el contenedor de cal.

<i>Sin tratamiento con cal.</i>		
<b>NO<sub>3</sub> (mg/l)</b>	<b>Dilución (ml)</b>	<b>Factor de Dilución</b>
0-8	Ninguno	1
8-20	2-5	2.5
20-40	1-5	5
40-80	1-10	10
80-200	1-25	25
200-500	1-50	50
<i>Un tratamiento con cal</i>		
<b>mg/l</b>	<b>Dilución (ml)</b>	<b>Factor de Dilución</b>
0-20	Ninguno	6
20-100	2-5	15
100-200	1-5	30
200-450	1-10	60
<i>Dos tratamientos con cal</i>		
<b>mg/l</b>	<b>Dilución (ml)</b>	<b>Factor de Dilución</b>
0-120	Ninguna	36
120-550	2-5	90

Tabla I-3: Tablas de disolución

Esta tabla ayudará a seleccionar la dilución correcta del filtrado original (sin tratamiento con cal) o la dilución adicional requerida después del tratamiento con cal, si se conoce la concentración aproximada de  $\text{NO}_3$  de los filtrados de lodo originales. Los Factores de Dilución (FD) a utilizar para los cálculos también están indicados.

La columna de factor de dilución indica la cantidad de filtrado utilizada y el volumen final de dilución del filtrado con agua destilada.

No es necesario que la muestra de 5 ml tomada en la Etapa 1 sea totalmente incolora. Se puede tolerar un color ligero si se usa la muestra en blanco apropiada, especificada en la Etapa 8. Muchas veces, el color será reducido a un nivel satisfactorio por la dilución que pueda ser requerida para reducir la concentración de  $\text{NO}_3$  de manera que esté comprendida dentro de la gama de la rueda de colores en la Etapa 11. Sin embargo, un filtrado extremadamente oscuro debe ser descolorado. Este descoloramiento se obtiene diluyendo 5 ml de filtrado con agua destilada, añadiendo 1 cucharada de hidróxido de calcio, agitando bien y filtrando con un embudo. Esto produce un factor de dilución inicial de 6. Si el filtrado es demasiado oscuro, tomar 1 ml y diluir hasta 5 ml con agua destilada, para determinar si esta muestra sería apropiada para utilizar en la Etapa 1. Si no, tomar 5 ml y repetir la dilución y el tratamiento descritos anteriormente, y luego filtrar de nuevo. Esto producirá un factor de dilución de 36. Ningún descoloramiento adicional debería ser necesario; sin embargo, puede que se requiera diluir de nuevo con agua destilada (ver Tabla I.3).

Pero es posible que esta necesidad no sea determinada hasta la terminación de la Etapa 11.

**OBSERVACIÓN: Las indicaciones mayores de 80 en la rueda de colores proporcionan resultados incorrectos. Por lo tanto, las muestras que producen indicaciones mayores de 80 deberían ser diluidas y sometidas a otra prueba.**

### *1.3.3.9 Determinación de Óxido de Zinc Y Carbonato de Zinc*

#### **Propósito**

El óxido de zinc y el carbonato de zinc pueden ser utilizados para secuestrar el sulfuro de hidrógeno en los fluidos de perforación. Para determinar el  $\text{ZnO}$  o  $\text{ZnCO}_3$  disponible en el lodo, se utiliza el siguiente procedimiento:

#### **Equipo**

1. Ácido acético, glacial.
2. Fluoruro amónico, 10%.
3. Hidróxido amónico, concentrado.
4. Agente de cobertura.
5. Agua destilada.
6. Solución de formaldehído (4%).
7. Solución de Indicador Calmagite.
8. Solución de versenato estándar.
9. Vaso de precipitado, 150 ml.
10. Cilindros graduados: 10 ml, 25 ml y 100 ml.
11. Mezclador de campo con reóstato o agitador magnético con varilla de agitación.
12. Jeringas: 10 ml y 20 ml.

13. Embudo de plástico, 4 in.
14. Papel filtro estriado (N° 588, tamaño 18.5 cm).
15. Papel pH.
16. Pipetas volumétricas: 10 ml y 20 ml.

### Procedimiento

1. Agitar la muestra de lodo; luego medir 10 ml utilizando la jeringa.
2. Colocar dentro del vaso de precipitado de 150 ml.
3. Diluir hasta 40 ml con agua destilada.
4. Añadir 10 ml de ácido acético glacial (**CUIDADO: Utilizar una campana de ventilación**).
5. Agitar durante 10 minutos con el mezclador o el agitador. Si no se dispone de ninguno de éstos, mezclar a la mano con la varilla de agitación. Es esencial que se mezcle minuciosamente, porque la reacción tarda en producirse.
6. Añadir 15 ml de hidróxido amónico.
7. Verificar el pH. Si el pH es mayor de 9, pasar a la siguiente etapa. Si el pH es menor de 9, añadir hidróxido amónico en cantidades de 5 ml hasta que el pH sea mayor de 9, y luego pasar a la siguiente etapa.
8. Añadir 3 ml de agente de cobertura.
9. Añadir 10 ml de solución de fluoruro amónico.  
**OBSERVACIÓN: El fluoruro amónico es venenoso y nunca debe ser mezclado con una solución ácida.**
10. Transferir la solución al cilindro graduado de 100 ml y diluir hasta la marca de 100 ml con agua destilada.
11. Mezclar bien y filtrar dentro de vaso de precipitado limpio y seco.

12. Tomar 20 ml de filtrado y colocarlo dentro de un vaso de precipitado limpio.
13. Diluir con agua destilada hasta aproximadamente 40 ml.
14. Añadir 6 gotas de Indicador Calmagite. Si la solución es azul, pasar directamente a la Etapa 15. Si la solución es roja, valorar lentamente con versenato estándar hasta el punto final azul normal. No se requiere registrar la cantidad de indicador versenato utilizada.
15. Añadir 5 ml de hidróxido amónico.
16. Verificar el pH. Este debería estar comprendido entre 10 y 11. Si el pH es menor de 10, añadir hidróxido amónico en cantidades de 5 ml hasta obtener un pH 10.
17. Añadir 5 ml de solución de formaldehído.
18. Dejar reposar durante por lo menos 2 minutos. La solución cambiará de azul a rojo tinto si el zinc está presente.
19. Valorar con el indicador versenato hasta que el color rojo tinto cambie a azul.

### Cálculos

$$\text{ZnO (lb/bbl)} = \frac{28.5 \times \text{ml de Versenato Estándar}}{\text{ml de muestra} \times \text{ml de filtrado}}$$

$$\text{ZnCO}_3 \text{ (lb/bbl)} = \frac{44 \times \text{ml de Versenato Estándar}}{\text{ml de muestra} \times \text{ml de filtrado}}$$

### 1.3.3.10 Determinación de Ácido Sulfhídrico (H<sub>2</sub>S)

#### Propósito

Es posible que el gas venenoso H<sub>2</sub>S entre en el fluido de perforación, causando corrosión. Este gas es un veneno mortal para los seres vivos. Se presentan dos métodos diferentes para determinar la presencia de H<sub>2</sub>S en partes por millón. El primer método es rápido y requiere un mínimo de equipo. Los resultados son menos precisos y deberían ser usados para indicar si el H<sub>2</sub>S está presente o no. Utilizar el segundo método (GGT) para determinar la concentración en ppm de H<sub>2</sub>S dentro del fluido de perforación mediante el análisis del filtrado.

#### Equipo

1. Una botella de ensayo calibrada especial con un tapón que contiene un agujero para permitir la descarga del gas.
2. Papel indicador de sulfuro de hidrógeno que encaje en el tapón.
3. Jeringa hipodérmica; 10 ml.
4. Agua destilada.
5. Pastillas Alka-Seltzer, (frescas).
6. Tabla de comparación de colores para ppm de H<sub>2</sub>S.
7. Antiespumante de octanol.
8. Ácido clorhídrico, aproximadamente 6N.

#### Procedimiento (Prueba Hach)

1. Con una jeringa, transferir 8.3 ml de lodo a la botella de ensayo. Añadir 16.7 ml de agua destilada y revolver hasta que queden mezclados. Ahora el volumen es de 25 ml. Para reducir la formación de espuma, una gota de antiespumante debería ser agregada en este momento. Impedir que el fluido toque y manche el papel.
2. Colocar un círculo de papel indicador de H<sub>2</sub>S dentro del tapón de la botella (el cual tiene un agujero para que el gas se escape a través del papel).
3. Añadir una pastilla de Alka-Seltzer a la muestra y enroscar inmediatamente sobre la botella el tapón que contiene el papel indicador. **Nota: Agitar lentamente.**
4. Después de 15 min, retirar el papel indicador y comparar con la tabla de colores. El valor de ppm de H<sub>2</sub>S obtenido de la tabla debe ser multiplicado por tres para obtener el valor de ppm de H<sub>2</sub>S en el lodo.

Esta prueba puede detectar una concentración tan pequeña como 0.3 ppm de H<sub>2</sub>S. La prueba sólo es eficaz para el sulfuro disuelto en el lodo. Para determinar la presencia de sulfuro no disuelto, como el sulfuro de hierro, se debe poner en una solución con ácido. La adición de cinco gotas de ácido clorhídrico durante la Etapa 3 permitirá determinar la presencia de sulfuro de hierro.

**OBSERVACIÓN: Si la concentración de H<sub>2</sub>S en el lodo es mayor que 15 ppm, será necesario diluir más. Para las concentraciones comprendidas entre 15 y 125 ppm, utilizar 1 ml**

**de lodo y 24 ml de agua destilada y multiplicar el valor de ppm de  $H_2S$  obtenido de la tabla por 25.**

Para concentraciones comprendidas entre 125 y 1250 ppm, mezclar 1 ml de lodo con 9 ml de agua destilada en un pequeño vaso de precipitado, y luego extraer 1 ml de la mezcla y añadir 24 ml de agua destilada para realizar la prueba; multiplicar el valor de ppm de  $H_2S$  obtenido de la tabla por 250. Como la prueba de GGT utiliza el filtrado, estos resultados no pueden ser comparados.

### 1.3.3.11 Determinación de Fosfatos

#### Propósito

Los ingredientes activos de los inhibidores son fosfatos orgánicos. Sin embargo, fosfatos inorgánicos también pueden estar presentes en el fluido de perforación; por lo tanto, la prueba debe distinguir los fosfatos orgánicos de los fosfatos inorgánicos. Los dos siguientes procedimientos son básicamente idénticos, pero utilizan diferentes equipos.

**OBSERVACIÓN:** *La presencia de almidón en el fluido puede impedir la detección de los fosfatos orgánicos o inorgánicos.*

#### PROCEDIMIENTO I: Utilizando el colorímetro de lectura directa Hach

##### Equipo

1. Agua destilada.
2. Indicador de fenolftaleína.

3. Píldoras de PhosVer III.
4. Píldoras de persulfato de potasio.
5. Hidróxido de sodio, NaOH 8N.
6. Ácido sulfúrico,  $H_2SO_4$  5N.
7. Matraz Erlenmeyer, 50 ml.
8. Cilindro graduado, 25 ml.
9. Colorímetro de Lectura Directa HACH.
10. Placa calentadora.
11. Pipetas: 1 ml, 5 ml y 10 ml.

#### a) Fosfato inorgánico

1. Tomar con la Pipeta 5 a 10 ml de filtrado dentro del matraz de 50 ml. Añadir agua destilada hasta la marca de 20 ml.
2. Añadir 1 ml de ácido sulfúrico.
3. Hacer hervir durante 15 minutos manteniendo un volumen de aproximadamente 20 ml.
4. Enfriar.
5. Añadir una gota de indicador de fenolftaleína.
6. Añadir hidróxido de sodio gota a gota hasta que la muestra se vuelva prácticamente rosa. Si se añade demasiado hidróxido de sodio y el color rosado persiste, añadir ácido sulfúrico gota a gota hasta que el color rosado desaparezca.
7. Verter la muestra dentro de un vaso de precipitados graduado de 25 ml y añadir agua destilada hasta la marca de 25 ml.
8. Verter dentro de la botella de mezcla cuadrada.
9. Añadir el contenido de una píldora PhosVer III. Revolver y dejar reposar por 1 a 2 minutos, sin exceder más.
10. Introducir la escala del medidor de fosfato o la escala de transmitancia dentro del colorímetro



de lectura directa Hanch y usar el filtro de color 2408.

11. Llenar otra botella cuadrada del colorímetro con el filtrado no tratado para la muestra en blanco.
12. Verificar que tenga la misma concentración que la muestra. Si se usa un volumen de 5 ml para la muestra, usar 5 ml del filtrado diluido hasta 25 ml para la muestra en blanco.
13. Introducir la muestra en blanco dentro del colorímetro. Ajustar el control de luz para una indicación del medidor de 0 mg/l o 100% de transmitancia, según la escala que se está utilizando.
14. Colocar la muestra preparada dentro del colorímetro y leer mg/l  $\text{PO}_4^{3-}$  o la transmitancia. Si la indicación de mg/l  $\text{PO}_4^{3-}$  es mayor de 2.0, o si la indicación de transmitancia es menor de 10%, repetir el procedimiento utilizando menos filtrado en la Etapa 1.
15. Registrar la indicación de mg/l  $\text{PO}_4^{3-}$  para los cálculos. Si se utiliza la escala de transmitancia, consultar el gráfico de transmitancia vs. mg/l  $\text{PO}_4^{3-}$ .

#### b) Total de fosfato (inorgánico más orgánico)

16. Tomar con la pipeta de 5 a 10 ml de filtrado dentro del matraz de 50 ml. Añadir agua destilada hasta la marca de 20 ml.
17. Añadir 1 ml de ácido sulfúrico.
18. Añadir el contenido de una píldora de persulfato de potasio.
19. Hacer hervir durante 30 minutos.

20. Reducir por ebullición hasta obtener un volumen no menor de 10 ml. Añadir agua destilada, si es necesario.

21. Proceder de la manera indicada en las Etapas 4 a 11 anteriormente.

**OBSERVACIÓN:** Si el color de filtrado desaparece debido a la oxidación del persulfato de potasio el filtrado coloreado no debe ser utilizado para la muestra en blanco de la Etapa 11. En este caso, usar agua destilada.

22. Introducir la muestra en blanco dentro del colorímetro. Ajustar el control de luz para una indicación del medidor de 0 mg/l o 100% de transmitancia, según la escala que se está utilizando.

23. Colocar la muestra preparada dentro del colorímetro y leer el valor de mg/l  $\text{PO}_4^{3-}$  o el % de transmitancia. Si la indicación de mg/l  $\text{PO}_4^{3-}$  es mayor de 2.0 o si la indicación de transmitancia es menor de 10%, repetir el procedimiento usando menos filtrado en la Etapa 15.

24. Registrar la indicación de mg/l  $\text{PO}_4^{3-}$  para los cálculos. Si se utiliza la escala de transmitancia, consultar el gráfico de transmitancia vs. mg/l  $\text{PO}_4^{3-}$ .

#### Cálculos

Fosfato inorgánico (mg/l) = (mg/l de  $\text{PO}_4^{3-}$  de la tabla x 25) / ml de filtrado

Fosfato total (mg/l) = (mg/l de  $\text{PO}_4^{3-}$  de la tabla x 25) / ml de filtrado

Fosfato orgánico = fosfato total – fosfato inorgánico

## PROCEDIMIENTO II: Equipo de fosfato Hach

### Equipo

1. Agua destilada.
2. Indicador de fenoltaleína.
3. Píldoras de PhosVer III.
4. Píldoras de persulfato de potasio.
5. Hidróxido de sodio, NaOH 8N.
6. Ácido sulfúrico, H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub> 5N.
7. Matraz Erlenmeyer, 50 ml.
8. Cilindro graduado, 25 ml.
9. Equipo de fosfato HACH PO-24.
10. Placa calentadora.
11. Pipetas: 1 ml, 5 ml y 10 ml.

### a) Fosfato inorgánico

1. Tomar con la pipeta de 5 a 10 ml de filtrado dentro del matraz de 50 ml. Añadir agua destilada hasta la marca de 20 ml.
2. Añadir 1 ml de ácido sulfúrico.
3. Hacer hervir durante 15 minutos manteniendo el volumen a aproximadamente 20 ml.
4. Enfriar.
5. Añadir una gota de indicador de fenoltaleína. Añadir hidróxido de sodio gota a gota hasta que la muestra se vuelva casi rosa. Si se añade demasiado hidróxido de sodio y el color rosa persiste, añadir ácido sulfúrico gota a gota hasta que el color rosa desaparezca.
6. Verter la muestra dentro de la botella cuadrada de mezcla y añadir agua hasta la marca de 20 ml.

7. Añadir una píldora de PhosVer III a la muestra. Revolver y dejar reposar por 1 a 2 minutos.
8. Verter la muestra dentro del tubo de visualización de colores.
9. Introducir este tubo dentro del comparador de colores en el orificio más cerca del centro.
10. Colocar una muestra en blanco dentro del otro tubo. Verificar que tenga la misma concentración que la muestra. Si se usa 5 ml para la muestra, usar 5 ml del filtrado diluido hasta 20 ml para la muestra en blanco.
11. Levantar el comparador hacia una luz y observar a través de los dos orificios en la parte delantera. Hacer girar el disco de colores hasta que los colores coincidan. Si el color es demasiado oscuro, repetir el procedimiento usando menos filtrado en la Etapa 1.
12. Registrar la indicación para los cálculos.

### b) Fosfato total (inorgánico más orgánico)

13. Tomar con la pipeta de 5 a 10 ml de filtrado dentro del matraz y añadir agua destilada hasta la marca de 20ml.
14. Añadir 1 ml de ácido sulfúrico.
15. Añadir el contenido de una píldora de persulfato de potasio.
16. Hacer hervir durante 30 minutos.
17. Reducir por ebullición hasta obtener un volumen no menor de 10 ml. Añadir agua destilada, si es necesario.
18. Proceder de la manera indicada en las Etapas 4 a 10 que anteceden.

**OBSERVACIÓN:** Si el color del filtrado desaparece debido a la oxidación del

***persulfato de potasio, el filtrado coloreado no debe ser utilizado para la muestra en blanco de la Etapa 10. En este caso, usar agua destilada.***

19. Levantar el comparador hacia una luz y observar a través de los dos orificios en la parte delantera. Repetir el procedimiento usando menos filtrado en la Etapa 13.
20. Registrar la indicación para los cálculos.

### **Cálculos**

Fosfato inorgánico (mg/l) = (indicación de la Etapa 12 x 2) / ml de filtrado de la Etapa 1

Fosfato total (mg/l) = indicación de la Etapa 20 x 2 / ml de filtrado de la Etapa 13

Fosfato orgánico = fosfato total – fosfato inorgánico

### ***1.3.3.12 Medición de la Resistividad del Filtrado y Enjarre***

A veces se requiere conocer la resistividad del lodo, filtrado y enjarre para ayudar a evaluar los registros eléctricos.

### **Equipo**

1. Lodo, filtrado y enjarre.
2. Medidor de resistividad de lectura directa para fluidos de perforación.
3. Celda de resistividad calibrada.
4. Termómetro, 32 a 220°F.

### **Procedimiento**

1. Llenar la celda de resistividad limpia y seca con lodo o filtrado recién agitado. Tratar de evitar que se arrastren burbujas de aire.
2. Llenar la celda hasta el volumen correcto, de conformidad con el procedimiento del fabricante.
3. Conectar la celda al medidor.
4. Medir la resistencia en ohmsmetro si se utiliza el medidor de lectura directa. El valor debería ser ajustado a ohms si se utiliza un "medidor no directo".
5. Registrar la temperatura de medición.
6. Limpiar la celda, enjuagar con agua destilada y secar.

### **Cálculos**

1. Ajustar la resistividad del lodo  $R_m$  o la resistividad del filtrado  $R_{mf}$  en ohms-metros a la unidad 0.01 más próxima.
2. Registrar la temperatura de la muestra en °F.
3. Si la lectura se hace en ohms, convertir a ohms-metro mediante la siguiente fórmula:

$$\text{Resistencia (ohms-metro)} = R \text{ (ohms)} \times K$$

(constante de la celda,  $m^2/m$ )

### I.3.3.13 Medición del Contenido de Glicoles

#### REFRACTÓMETRO

##### Equipo

1. Refractómetro para determinar el rango de porcentajes en volumen de glicol utilizado en el sistema de lodo. Se pueden usar varios tipos de refractómetros. Un tipo usado comúnmente es el Atago N10E. El instrumento mide el contenido de glicol dentro del rango de 0 a 10%. Si se desea obtener algún valor fuera de este rango por cualquier motivo, consultar las especificaciones del fabricante para un rango distinto.
2. Retorta de 10, 20 ó 50 ml, lana de acero sin aceite, completa con accesorios de vidrio.

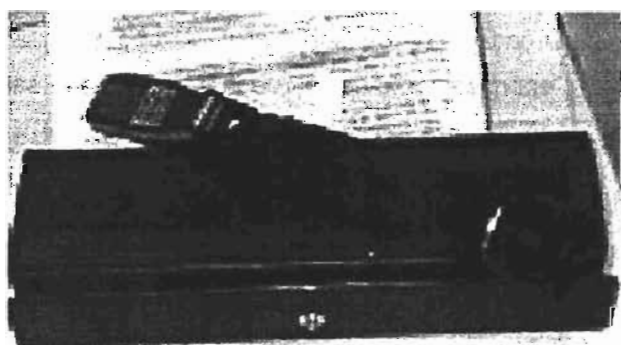


Figura I-12: Refractómetro.

##### Reactivos

1. Glicol usado en el fluido de perforación.
2. Agua destilada.
3. Cilindros graduados, botellas de almacenamiento.

##### Procedimiento I

1. Preparar un glicol en la curva de calibración de agua. Esta curva se obtiene añadiendo varios porcentajes en volumen de glicol en agua destilada (típicamente, se usa de 1 a 6% en volumen). Circular cada mezcla a través de la retorta y trazar en un papel cuadrulado la correspondiente curva de indicación de BRIX vs. porcentaje en volumen original de glicol añadido. BRIX es el nombre de la unidad de medición del refractómetro para la determinación del glicol.
2. Circular el fluido de perforación a través de una retorta.
3. Registrar el porcentaje en volumen de líquido.
4. Agitar el líquido captado en el cilindro graduado a partir de la retorta.
5. Colocar 2 a 4 gotas del líquido de la retorta sobre la superficie limpia del prisma del refractómetro. Verificar que toda la superficie del prisma esté cubierta con el líquido y cerrar el tapón. Mirar dentro de la ventana del refractómetro con el prisma orientado hacia una fuente de luz viva (Figura I.12).
6. Registrar la indicación de BRIX y utilizando la curva de calibración de glicol, convertir la indicación en porcentaje en volumen de glicol en el lodo.
7. Porcentaje de glicol del lodo entero = porcentaje de glicol de la curva de calibración x fracción líquida del lodo.
8. La fracción líquida del lodo es  $F_w$ .

### Análisis en retorta de dos temperaturas para sistemas de glicol

El glicol que constituye el principal inhibidor en el sistema base agua de poliglicol (estabilizador de lutitas, control de filtrado y lubricante) se agotará del sistema a medida que se adsorbe en las lutitas. Por lo tanto es importante medir y controlar el nivel de glicol en el lodo de perforación. Este procedimiento de prueba puede ser usado para medir la concentración de todos los tipos de glicol. Esta no es una prueba definida por API, pero utiliza el procedimiento de retorta de API.

#### Equipo

Equipo estándar de API para prueba en retorta; se prefiere uno de 50 ml para mayor precisión. Este equipo debe tener un dispositivo de control de temperatura que permita calentar a 302°F (150°C) y a 950°F (510°C).

#### Procedimiento II

1. Colocar un volumen conocido de lodo dentro del vaso inferior de la celda de la retorta. Es importante que esta muestra contenga la menor cantidad posible de aire arrastrado. Introducir lana de acero fina sin aceite en la parte superior de la celda, según las necesidades. Ensamblar la celda y sellar las roscas con grasa para altas temperaturas, para reducir las fugas a través de las roscas.
2. Ajustar el regulador de temperatura a 302°F (150°C). Calentar la retorta hasta que toda el agua se haya acumulado (aproximadamente 90 minutos). Registrar este volumen como V1.

3. Reajustar el regulador de temperatura a 950°F (510°C) y seguir destilando el resto de la fase líquida. Registrar el volumen final como V2.

% en volumen de glicol =  $(V2 - V1) \times 100 / \text{Volumen de muestra de lodo}$

**OBSERVACIÓN:** *la presencia de otros líquidos con altos puntos de ebullición, tales como los lubricantes o el aceite, afectará los resultados de esta prueba.*

#### Determinación química del glicol usando una centrifuga

#### Procedimiento

1. Captar 8 ml de filtrado y transferir este volumen a un tubo centrífugo graduado.
2. Añadir 3 gr de sal (NaCl) al tubo y agitar enérgicamente hasta que la mayoría de la sal se disuelva.
3. Centrifugar durante 3 minutos.
4. El glicol se separa de la solución de NaCl saturada y forma una capa en la parte superior. El volumen de esta capa puede ser determinado a partir de las graduaciones del tubo. Registrar este volumen (V).

% en volumen de glicol en el filtrado =  $V \times 100 / \text{volumen de filtrado}$

Porcentaje en volumen de glicol en el lodo entero = % en volumen de glicol en el filtrado x fracción líquida del lodo (Fw).

Donde la fracción líquida (Fw) es igual a %/100 del lodo y se obtiene de la retorta.

# **CAPÍTULO II QUÍMICA DE LAS ARCILLAS Y LOS POLÍMEROS**

## II. Química de las Arcillas y los Polímeros

### II.1 Tipos de Arcilla

Existe un gran número de minerales arcillosos, pero los que nos interesan en relación con los fluidos de perforación. Están clasificados en tres tipos.

- Arcillas en forma de aguja no hinchables
- Arcillas laminares no hinchables
- Montmorillonitas laminares muy hinchables

El primer tipo, las arcillas en forma de aguja no hinchables como la *atapulguita* o la *sepiolita*.

Se cree que la forma de las partículas es responsable de la capacidad que la arcilla tiene para aumentar la viscosidad. El tamaño natural de cristales finos y la forma de aguja hacen que la arcilla desarrolle una estructura de "escobillas amontonadas" en suspensión, demostrando así una alta estabilidad coloidal, incluso en la presencia de una alta concentración de electrolitos. Debido a su forma y a sus características no hinchables, estas arcillas demuestran un control de filtración muy débil. Por este motivo, la *atapulguita* se usa principalmente para mejorar la viscosidad en los lodos base agua salada, mientras que la *sepiolita* se usa generalmente como viscosificante suplementario para los fluidos geotérmicos y de alta temperatura. Estas arcillas rara vez están presentes en las lutitas de las formaciones.

El segundo tipo son las arcillas laminares no hinchables (o ligeramente hinchables): como la *ilita*, *clorita* y *kaolinita*.

#### *Illitas*

Las illitas tienen la misma estructura básica que las montmorillonitas, pero no muestran la capacidad de hinchamiento entre capas. En vez de la sustitución de  $Al^{3+}$  por  $Mg^{2+}$  como en la montmorillonita, la illita tiene una sustitución de  $Si^{4+}$  por  $Al^{3+}$ , lo cual aún produce una carga negativa. Los cationes compensadores son principalmente el ión potasio ( $K^+$ ).

El espacio entre las capas unitarias es de 2.8 Å, el diámetro iónico de  $K^+$  es de 2.66 Å. Esto permite que el  $K^+$  encaje perfectamente entre las capas unitarias, formando un enlace que impide el hinchamiento en la presencia de agua. Como las capas unitarias no se hinchan ni se separan al ser expuestas al agua, los iones potasio ( $K^+$ ) presentes entre las capas unitarias no están disponibles para el intercambio. Sólo los iones potasio que se encuentran en las superficies exteriores pueden ser cambiados por otros cationes. Entre los minerales arcillosos, la esmectita, illita, y capas mixtas de illita y esmectita son encontradas durante la perforación de formaciones de lutita, causando frecuentemente distintos problemas relacionados con la estabilidad del pozo y el mantenimiento del fluido de perforación. La naturaleza problemática de

estos minerales arcillosos puede estar relacionada con los cationes débilmente enlazados entre las capas y las cargas débiles de las capas que producen el hinchamiento y la dispersión al entrar en contacto con el agua. A medida que la profundidad aumenta, la esmectita se convierte gradualmente en arcillas de capas mixtas de illita/esmectita, y finalmente en illita y mica. Como resultado, las formaciones de lutita se vuelven generalmente menos hinchables pero más dispersivas en agua, a medida que la profundidad aumenta.

### **Cloritas**

Las cloritas están estructuralmente relacionadas con las arcillas de tres capas. Las cloritas no se hinchan en su forma pura, pero puede hacerse que hinchen ligeramente al ser modificadas. En estas arcillas, los cationes compensadores de carga entre las capas unitarias de tipo montmorillonita son reemplazados por una capa de hidróxido de magnesio octaédrico, o brucita.

Esta capa tiene una carga positiva neta debido a la sustitución de ciertos  $Mg^{2+}$  por  $Al^{3+}$  en la capa de brucita.

Las cloritas se encuentran frecuentemente en antiguos sedimentos marinos enterrados a grandes profundidades, y normalmente no causan ningún problema importante a menos que estén presentes en grandes cantidades. La distancia entre capas del clorita suele ser de aproximadamente 14 Å. La clorita también puede formar arcillas de capas mixtas con otros minerales arcillosos tales como la esmectita.

La arcilla resultante de capas mixtas tendría las propiedades de ambos tipos de minerales arcillosos.

### **Kaolinitas**

La kaolinita es una arcilla no hinchable cuyas capas unitarias están fuertemente ligadas mediante enlaces de hidrógeno. Esto impide la expansión de la partícula, porque el agua no es capaz de penetrar en las capas. La kaolinita no contiene cationes entre capas ni tiene cargas superficiales porque no se produce casi ninguna sustitución en las hojas tetraédricas u octaédricas. Sin embargo, algunas pequeñas cargas pueden resultar de los enlaces rotos o las impurezas. La kaolinita se encuentra comúnmente como componente menor a moderado (5 a 20%) de las rocas sedimentarias tales como las lutitas y las areniscas.

El tercer tipo son las *montmorillonitas* laminares muy hinchables.

### **Montmorillonitas**

La montmorillonita sódica (bentonita de Wyoming,) también se añade normalmente a un lodo para aumentar la viscosidad y reducir el filtrado. Las propiedades de filtración y reológicas del lodo dependen de las cantidades de las diferentes arcillas contenidas en el lodo. Como la montmorillonita es añadida intencionalmente a un lodo para controlar estas propiedades, los otros tipos de arcillas pueden ser considerados como



contaminantes, visto que no son tan eficaces como una arcilla comercial.

Podemos tener montmorillonita sódica, montmorillonita cálcica y/o montmorillonita magnésica. Aunque la bentonita de Wyoming esté generalmente definida como montmorillonita sódica. La propiedad más típica de las montmorillonitas es la capacidad de hinchamiento entre capas (hidratación) con el agua.

Las arcillas son generalmente del tipo de dos capas como la *kaolinita* o del tipo de tres capas como la *montmorillonita*, la *clorita* o la *ilita*. Cada partícula de arcilla laminar se compone de un apilamiento de capas unitarias paralelas. Cada capa unitaria consta de una combinación de hojas de sílice dispuestas tetraédricamente (en pirámide) y hojas de alúmina o magnesia dispuestas octaédricamente (ocho caras). Las arcillas de tres capas se componen de capas unitarias constituidas por dos hojas tetraédricas de cada lado de una hoja octaédrica, en cierto modo como un emparedado. Las arcillas de dos capas se componen de capas unitarias constituidas por una hoja tetraédrica y una hoja octaédrica.

Las arcillas pueden ser eléctricamente neutras o estar cargadas negativamente. Por ejemplo, la pirofilita una arcilla neutra, es similar a la montmorillonita cargada negativamente.

El segundo y el tercer tipo de minerales arcillosos se encuentran en las lutitas de las formaciones,

en el orden siguiente y en cantidades decrecientes:

- a) Iilita
- b) Clorita
- c) Montmorillonita
- d) Kaolinita.

Como están presentes en las formaciones perforadas, estas arcillas se dispersan en cantidades variables dentro del sistema de fluido de perforación. La montmorillonita presente en las lutitas es generalmente la montmorillonita cálcica, porque está en equilibrio con el agua de la formación, la cual es generalmente rica en calcio.

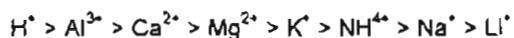
## II.2 Capacidad de Intercambio Catiónico (CEC)

Los cationes compensadores que se adsorben en la superficie de la capa unitaria pueden ser cambiados por otros cationes y se llaman los cationes intercambiables de la arcilla. La cantidad de cationes por peso unitario de la arcilla es medida y registrada como la CEC (capacidad de intercambio catiónico).

La CEC está expresada en miliequivalentes por 100 g de arcilla seca (meq/100 g). La CEC de la montmorillonita está comprendida dentro del rango de 80 a 150 meq/100 g de arcilla seca. La CEC de las ilitas y cloritas es de aproximadamente 10 a 40 meq/100 g, y la CEC de las kaolinitas es de aproximadamente 3 a 10 meq/100 g de arcilla.

La Prueba de Azul de Metileno (MBT) es un indicador de la CEC aparente de una arcilla. Cuando se realiza esta prueba sobre un lodo, se mide la capacidad total de intercambio de azul de metileno de todos los minerales arcillosos presentes en el lodo. Normalmente se registra la Capacidad de Azul de Metileno (MBC) como cantidad equivalente de bentonita de Wyoming requerida para obtener esta misma capacidad. Es importante notar que la prueba no indica directamente la cantidad de bentonita presente. Sin embargo, la cantidad aproximada de bentonita y sólidos en el lodo puede ser calculada basándose en el hecho de que los sólidos de perforación normales tienen una CEC equivalente a 1/9 de la CEC de la bentonita, y si se calcula la cantidad de sólidos de perforación presentes en el lodo a partir de un análisis de retorta. Este cálculo aproximado de la cantidad de bentonita añadida y sólidos de perforación puede ser más preciso cuando se mide la MBC de los recortes de perforación. Este procedimiento puede ser útil para evaluar la cantidad y la calidad de las arcillas en el lodo.

Para hacerse una idea de los cationes que reemplazarán a otros cationes en las posiciones de intercambio, se acepta generalmente la siguiente secuencia, disponiéndola en orden de preferencia decreciente:



Es decir que cualquier catión a la izquierda reemplazará a cualquier catión ubicado a su derecha. La concentración relativa de cada catión también afecta esta preferencia de intercambio

catiónico. Aunque resulte más difícil reemplazar el calcio que el sodio, si la concentración iónica de  $Na^+$  es considerablemente más alta que la concentración de  $Ca^{2+}$ , el sodio desplazará al calcio.

El intercambio catiónico puede resultar de un cambio de temperatura visto que muchos compuestos tienen diferentes relaciones de solubilidad a temperatura.

La solubilidad de algunas de las sales cálcicas comunes, disminuye a grandes temperaturas, mientras que la solubilidad de la mayoría de los compuestos de sodio aumenta. A medida que la concentración de  $Na^+/Ca^{2+}$  aumenta, los cationes  $Ca^{2+}$  de la arcilla tienden a ser reemplazados por los cationes  $Na^+$  de la solución.

### II.3 Arcillas Utilizadas en los Lodos Base Agua

Las principales arcillas utilizadas en los lodos base agua son descritas a continuación:

#### *Bentonita*

Probablemente la bentonita se deriva de cenizas volcánicas más o menos alteradas por acciones hidrotermales. Se halla también en los terrenos arcillosos originados por la alteración de los granitos y rocas eruptivas pobres en sílice.

La bentonita pertenece a la familia mineralógica de las esmectitas y químicamente es un silicato de aluminio y magnesio. Es un mineral abundante

en la naturaleza y está compuesta de arcilla montmorillonita mineral. Esta arcilla mineral (montmorillonita de sodio) proporciona la viscosidad y características de pérdida de agua, que son vitales en los lodos de agua dulce debido a la propiedad de hidratación de la bentonita; la cual consiste en la habilidad de aumentar varias veces su tamaño original en los lodos de agua dulce.

La explotación de bentonita en México, se realiza principalmente en los yacimientos localizados en los estados de: Durango, Guerrero, Puebla, Querétaro, Morelos, Oaxaca y Nuevo León. Mientras que uno de los mayores depósitos de esta ceniza volcánica ocurrió hace 60 millones de años aproximadamente, en las hoy llamadas Colinas Negras de Wyoming y Dakota del Sur; así como en las montañas del Gran Cuerno de Wyoming, en Norteamérica.

### Mecanismos de hidratación

El primer mecanismo de hidratación se da en la superficie y es del tipo residual; y se inicia en el momento en que la bentonita se pone en contacto con el agua; penetrando esta en la unidad de capas y es fijada por adsorción en las partes superior e inferior de la estructura.

Cuando las hojas planas de montmorillonita son expuestas al agua, las moléculas de agua son adsorbidas en las superficies de la capa de sílice; conforme prosigue la adsorción, las capas son alejadas entre sí, esto es llamado hinchamiento entre capas y es controlado por el catión asociado particularmente a la estructura.

La cantidad de agua adsorbida y el grado de expansión, en unidades ángstrom (Å) las cuales se relacionan con la distancia existente entre el catión y la superficie de la arcilla. Si el catión es sodio, el hinchamiento entre las capas puede ir de 9.8 Å cuando la arcilla está expuesta a aire seco hasta un máximo de 40 Å cuando la arcilla está completamente hidratada. En cambio, si el catión reemplazable es calcio, el hinchamiento entre las capas varía de entre 11.8 Å en el estado seco, hasta cerca de 18 Å.

Esta diferencia de espaciamiento en el estado seco entre la montmorillonita de sodio o de calcio, se debe a que el catión de sodio no se hidrata, mientras que, el catión de calcio tiene una capa de agua molecular, conforme esta adsorción de agua molecular continua las capas de arcilla tienden a separarse, con lo que se expone más área superficial para la hidratación; si este proceso se aproxima a la máxima exposición de todas las áreas superficiales, la solución se vuelve viscosa.

El segundo mecanismo de hidratación es debido a lo que se conoce con el nombre de "rotura de la unión por agua"; la cual consiste en que al agua se va absorbiendo por las esquinas y orillas de las unidades repartiendo las cargas de iones no saturadas, hasta que las partículas de arcilla se quiebran o parten como resultado de las fuerzas de corte, propiciando que al permanecer en reposo la bentonita se hidrate más, adquiriendo un mayor espacio.

Este segundo aspecto de hidratación es resultado de las fuerzas de corte que rompen los enlaces

químicos de las estructuras de arcilla en sus bordes y esquinas.

El agua absorbida por estos iones libres es llamada "Agua de rotura" y posteriormente disminuye la cantidad de agua libre disponible, lo cual explica el porqué se incrementa la viscosidad de las lechadas de bentonita cuando se aplican esfuerzos de corte.

El tercer mecanismo, es la hidratación de la superficie, cuando penetra suficiente agua entre las capas propiciando el intercambio de cationes y redundando en una repulsión entre las mismas, lo que provoca que más agua entre en medio de las hojas hidratando cada vez más a la lutita.

La calidad API de la Bentonita se considera que cumple con esta especificación si una muestra representa no más de un día de producción conforme a los requerimientos físicos de la siguiente tabla:

Requisitos	Especificación
Lectura del Viscosímetro a 600 r.p.m.	30 mínimo
Relación punto de cedencia/ viscosidad plástica	3 máximo
Volumen de filtrado	15 cm <sup>3</sup> máximo
Residuos Mayores a 74 micrómetros	4% máximo en peso
Humedad	10% máximo en peso

Tabla II-1: Requerimientos Físicos de la Bentonita

### Atapulguita

Mineral natural de origen sedimentario o metamórfico con excelentes propiedades absorbentes o reológicas para su utilización como absorbente higiénico para animales de compañía, absorción de derrames o para lodos de perforación, tratamiento de residuos y farmacia.

Pertenece a la misma familia mineralógica que la sepiolita y químicamente es un silicato de aluminio y magnesio, también con estructura acicular; ya que consiste en una doble cadena de sílice, paralelas, cuyos eslabones se juntan a través de oxígeno en sus filos longitudinales y la forma de sus elementos es de tetraedros y octaedros.

El eslabonamiento de la cadena forma una hoja de doble enlace a intervalos arriba y debajo de la hoja. El enlace entre las hojas se hace por un hidróxido de aluminio o un silicato de magnesio en coordinación octaedral.

La atapulguita es un mineral bastante abundante en la naturaleza y se usa principalmente en agua que contiene muy altas concentraciones de electrolitos disueltos, ya que las propiedades de viscosidad y filtración de la bentonita son poco eficientes en tales aguas.

Como las partículas de Bentonita, las partículas de atapulguita son de tamaño muy pequeño y el área superficial de dichas partículas dispersadas es muy grande.

A diferencia de la bentonita, las partículas de atapulguita se asemejan a agujas, más que a placas, por lo que la propiedad de dar viscosidad de la atapulguita, depende de lo enredado de estas partículas, lo desorganizado de las mallas de estas partículas de atapulguita también explica las pobres propiedades de filtración de las suspensiones, ya que la forma o estructura de agujas de las partículas no es favorable para la formación de enjames delgados o impermeables.

### **Sepiolita**

Mineral natural no metálico de origen sedimentario que se destaca por sus propiedades reológicas. Es una arcilla ligera, porosa, con gran superficie específica y escasa actividad química. La apariencia del mineral es compacta y su estructura de carácter acicular. Razón por la cual es similar a la atapulguita pero difiere en espesor.

Pertenece a la familia mineralógica de las Paligorskitas y químicamente es un silicato de magnesio hidratado.

La sepiolita presenta características morfológicas y fisicoquímicas peculiares que le permiten ser utilizada en aplicaciones muy variadas: pinturas, residuos industriales, cosmética, fertilizantes, asfaltos, lodos de perforación, aislamientos acústicos e impermeabilizantes, control de humedad, soportes, decoloración, plásticos, caucho, construcción.

No es un mineral abundante en la naturaleza y el yacimiento de mejor calidad y mayor

homogeneidad se encuentra en la cuenca del Tajo, en España.

### **Barita**

Se le conoce como Sulfato de Bario o Baritina; su fórmula química es  $BaSO_4$ . La Barita pura contiene 65.7% BaO y 24.3% SiO.

En su forma comercial, puede tener impurezas tales como: silicatos, óxidos de fierro, calizas, dolomitas, lutitas, etc. Es insoluble en agua, tiene una dureza es de 3.0, tiene un peso específico de 4.2 a 4.4 su color varía de blanco o gris, o café, dependiendo de las impurezas contenidas.

La Barita en la industria petrolera, se utiliza como agente densificante en los fluidos de perforación, reparación y terminación de pozos.

Geológicamente, se cree que la barita tiene su origen como una deposición de agua caliente circulante desde una gran profundidad y se encuentra en cuatro principales tipos de depósito:

1. Calizas y otras rocas sedimentarias.
2. Como nódulos residuales en arcillas.
3. En yacimientos de reemplazo de calizas y lutitas.
4. Como materiales de ganga en vetas metalíferas.

Además de producir barita en los depósitos, también se puede obtener como subproducto en la explotación de algunos otros minerales; aunque en cantidades poco significativas.

Los principales países productores de barita son: Estados Unidos, Irlanda, Chile, Marruecos, Tailandia y México.

En el caso de nuestro país, algunos de los yacimientos de barita más importantes, se encuentran en los estados de:

- Coahuila.
- Chihuahua.
- Durango.
- Nuevo León.
- Oaxaca.
- Zacatecas, etc.

#### II.4 Principios del Tratamiento Químico

La viscosidad resulta de los esfuerzos de fricción y de los esfuerzos eléctricos que existen dentro de un sistema de lodo. Los sólidos se incorporan dentro del lodo de perforación a medida que la perforación va avanzando. Estos sólidos serán triturados y se descompondrán en partículas muy finas, causando un aumento de la viscosidad del lodo, a menos que los sólidos sean retirados del sistema. La perforación a través de varios contaminantes también causará la floculación y un aumento de la viscosidad.

Evaluando las propiedades reológicas del lodo, el ingeniero podrá determinar rápidamente la causa del problema y el tratamiento apropiado para reducir la viscosidad. El agua es eficaz para reducir la viscosidad si el contenido de sólidos es alto, pero no constituye el tratamiento más económico si la viscosidad anormal es causada

por la floculación química (indicada por un alto punto cedente y grandes esfuerzos de gel).

Existen varios aditivos no iónicos orgánicos e inorgánicos que pueden ser usados para reducir eficazmente la floculación. Se considera que el efecto principal de los productos químicos reductores de viscosidad es la neutralización de las cargas catiónicas de enlaces rotos residuales.

El mecanismo de esta acción en suspensiones de arcilla en agua consiste en reducir la porción de la viscosidad causada por las fuerzas de atracción entre las partículas, sin afectar considerablemente la porción de la viscosidad que se debe a la hidratación de los minerales arcillosos.

Los materiales no iónicos se adsorben en los bordes de las partículas de arcilla para satisfacer las cargas catiónicas de enlaces rotos residuales.

Los productos químicos de carga aniónica que se usan comúnmente para el tratamiento del lodo de perforación incluyen fosfatos, taninos, ligninas de ácido húmico (lignito), lignosulfonatos y polímeros sintéticos de bajo peso molecular. Esta adsorción modifica el equilibrio de las fuerzas que actúan sobre la partícula de arcilla, pasando de una fuerza de atracción (floculación) a una fuerza repulsiva (desfloculación). En vez de unirse, las partículas se rechazan o tienden a evitar cualquier contacto entre ellas.

Los agentes de tratamiento químico reducen la floculación en los fluidos de perforación base agua-arcilla, mediante uno o varios de los siguientes mecanismos.

1. Eliminando el contaminante mediante precipitación.
2. Reduciendo los efectos del contaminante mediante la secuestración del mismo.
3. Neutralizando la floculación mediante la satisfacción de las cargas catiónicas en las partículas de arcilla.
4. Encapsulando o formando una película protectora alrededor de la partícula de arcilla.

#### II.4.1 Fosfatos

Los dos fosfatos principales usados en los lodos de perforación son:

1. Pirofosfato Ácido de Sodio (SAPP), pH de 4.8.
2. Tetrafosfato de Sodio (STP o PHOS), pH de 8.0.

Estos fosfatos son potentes dispersantes no iónicos y sólo un tratamiento pequeño puede producir la máxima reducción de la viscosidad. La cantidad de producto de tratamiento para la simple dispersión casi nunca excede 0.2 lb/bbl. Esto significa que para un sistema de 1000 bbl, sólo se requiere 200 lb para diluir el fluido. Los fosfatos pueden ser añadidos directamente a través de la tolva o a partir del barril químico. Si los fosfatos son añadidos a partir del barril químico, se mezclará aproximadamente 50 lb de fosfato con un barril de agua. Luego se añade la solución directamente al lodo, de manera uniforme durante una circulación.

Los fosfatos son usados principalmente en lodos de bajo pH y lodos de perforación inicial. Los fosfatos reducen la viscosidad de dos maneras:

1. Neutralizan las fuerzas de atracción al ser adsorbidos en la superficie de los sólidos,
2. Eliminan el calcio y el magnesio.

Debido a su bajo pH y a su capacidad para eliminar el calcio, el SAPP es un excelente agente de tratamiento para la contaminación de cemento. Los fosfatos casi nunca son usados solos en el tratamiento del lodo; más bien se usan para complementar el control, junto con la sosa cáustica y un diluyente orgánico. Si el SAPP fuera usado solo de manera continua, el lodo se volvería ácido. Esto podría ser perjudicial y podría causar una corrosión grave y una viscosidad excesiva. El PHOS tiene un pH más neutro (8.0), lo cual hace que sea más adecuado para los tratamientos de rutina de dilución del lodo. Los fosfatos tienen una aplicación limitada para el tratamiento. Los materiales no son diluyentes eficaces del lodo a temperaturas moderadas. Si la temperatura del lodo excede considerablemente 175°F (79.4°C), los fosfatos se transforman en ortofosfatos. Como ortofosfatos, éstos pueden ser floculantes en vez de ser defloculantes. Esto no descarta la posibilidad de utilizar fosfatos para secuestrar el calcio a altas temperaturas. Como ortofosfatos, estos materiales aún tienen la capacidad de reducir el calcio, aunque su capacidad diluyente sea inferior. Además, los fosfatos no son eficaces en concentraciones altas de sal.

#### II.4.2 Lignitos

El lignito de base usado para controlar la viscosidad, (pH =3.2). Es menos soluble a un pH bajo; por lo tanto, para que sea eficaz, el pH del lodo debe estar comprendido dentro del rango alcalino o el lignito debe ser presolubilizado en una lechada de alto pH antes de ser añadido al sistema de lodo. En general se añade sosa cáustica con los aditivos de lignito de bajo pH. La mejor manera de añadir las ligninas es a través de la tolva de lodo. Un lignito caustizado que tiene un pH de aproximadamente 9.5, un lignito neutralizado con hidróxido de potasio que tiene un pH de aproximadamente 9.5, un lignito de cromo (pH=10) pre-reaccionado que se usa principalmente en conjunción con un lignosulfonato de cromo.

Los aditivos de lignito facilitan la formación de emulsiones de aceite en agua y en general no son eficaces en altas concentraciones de calcio. Sólo son moderadamente eficaces en altas concentraciones de sal.

#### II.4.3 Ligninas

Las ligninas constituyen un grupo de productos similares al lignito y al lignosulfonato que provienen de la corteza de árbol sometida a un tratamiento químico. QUEBRACHO es una mezcla de lignina/lignito diseñada para proporcionar funciones de dilución y control de filtrado. En general, los productos tánicos son más solubles que otros productos químicos en lodos de bajo pH. Son más eficaces a bajas

temperaturas y en ambientes de alta salinidad, en comparación con los aditivos a base de lignito.

#### II.4.4 Lignosulfonatos

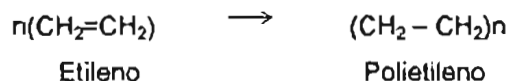
Los lignosulfonatos incluyen, un lignosulfonato de cromo; un lignosulfonato sin cromo; y un lignosulfonato de ferrocromo. Estos aditivos son materiales versátiles que tienen numerosas aplicaciones en muchos sistemas desfloculados a base de agua. Estos materiales producen buenos resultados a todos los niveles de pH alcalino, pueden ser usados con altos niveles de sal y son eficaces en la presencia de altos niveles de calcio.

Los aditivos de lignosulfonato tienen un bajo pH (aproximadamente 3.0). Por este motivo, la sosa cáustica debería ser añadida con todos los tratamientos de lignosulfonatos. La cantidad de sosa cáustica depende del tipo de lodo que se está utilizando, pero en general se añade una parte de sosa cáustica para cuatro partes de lignosulfonatos. Este producto no solamente reduce la viscosidad y el esfuerzo de gel, sino que cuando se usa en cantidades suficientes, también reduce la pérdida de agua y proporciona un ambiente inhibitor. Las adiciones de lignosulfonatos son generalmente realizadas a través de la tolva mezcladora.



## Química de los Polímeros

Un polímero es una molécula de gran tamaño que se compone de pequeñas unidades repetidas idénticas. Las pequeñas unidades repetidas se llaman *monómeros*. La polimerización ocurre cuando los monómeros se juntan para formar la molécula de polímero de gran tamaño. Los polímeros pueden tener pesos moleculares de varios millones o pueden componerse simplemente de algunas unidades repetidas. Los polímeros que sólo tienen unas cuantas unidades repetidas se llaman *oligómeros*. Para representar la fórmula escrita de un polímero, se expresa la fórmula empírica de la unidad repetida simple al *enésimo grado*. Por ejemplo, el polímero más simple es el polietileno  $((C_2H_4)_n)$ . El polietileno resulta de la polimerización del monómero etileno  $(CH_2=CH_2)$ . Durante el proceso de polimerización, el enlace doble desaparece y se forma el polímero de polietileno.



El polímero de polietileno resultante se compone de una larga cadena de "n" unidades repetidas. El número de veces que los monómeros se repiten constituye el *grado de polimerización*. Los polímeros tienen típicamente un grado de polimerización mayor que 1000. El polietileno es un ejemplo de un homopolímero. Los homopolímeros sólo contienen un monómero. Otros ejemplos de homopolímeros incluyen el polipropileno y el poliestireno.

Los copolímeros son polímeros preparados a partir de dos o más tipos de monómeros. Los monómeros pueden estar presentes en varias proporciones y en diferentes posiciones de la cadena. La copolimerización ofrece una flexibilidad mucho más grande para el diseño de polímeros.

## II.5 Estructura de los Polímeros

Las estructuras de los polímeros se clasifican como estructuras lineales, ramificadas o entrecruzadas.

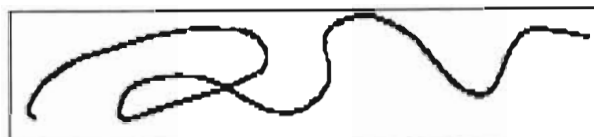


Figura II-1: Estructura Lineal

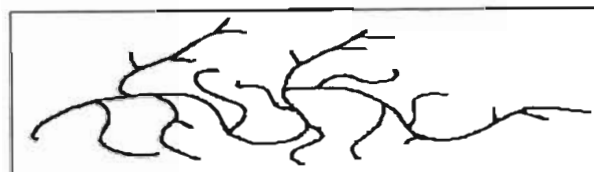


Figura II-2: Estructura Ramificada



Figura II-3: Estructura Entrecruzada

Existen infinitas posibilidades de variaciones estructurales. Algunas de las posibilidades estructurales que afectan el rendimiento de los polímeros están enumeradas a continuación:

- Tipo de monómero o monómeros.
- Peso molecular.
- Tipo y alcance de la modificación química subsiguiente en el polímero.
- Número de grupos de ramificación o entrecruzamiento en la cadena del polímero.

Los polímeros usados en los fluidos de perforación pueden ser clasificados de tres maneras. Se pueden clasificar de acuerdo a su química, es decir iónica o no iónica; de conformidad con su función, tal como viscosificantes o aditivos de control de filtración; o simplemente de acuerdo con su origen.

## II.6 Polímeros Naturales

Los polímeros naturales son polímeros producidos en la naturaleza, sin la intervención humana. Estos materiales se derivan de fuentes naturales como plantas, animales y la fermentación bacteriana. El producto final debe ser sometido a cierto tratamiento, siendo como mínimo, recolección, separación, trituración y desecación antes de ser empacado.

Los polímeros naturales tienen estructuras más complejas que los polímeros sintéticos, y en general también tienen pesos moleculares más altos, así como menos estables térmicamente que

los polímeros sintéticos y toleran menos la degradación por actividad bacteriana.

Los polímeros naturales usados en los fluidos de perforación se componen de moléculas de azúcar polimerizadas y pertenecen a una clase de compuestos llamados *polisacáridos*. Los monómeros son las unidades de azúcar y contienen carbono-hidrógeno-oxígeno en la proporción de 6:12:6. La polimerización de las unidades de azúcar ocurre a través de una reacción de condensación mediante la cual se elimina el agua de las unidades individuales de azúcar. El polisacárido resultante consta de las unidades de azúcar enlazadas mediante átomos de oxígeno comunes.

El enlazado de la cadena principal de los polímeros naturales es más complicado que el de los polímeros sintéticos. La cadena principal se compone de estructuras de anillo de carbohidratos y de los átomos de oxígeno que realizan el enlace entre los anillos. Los polímeros sintéticos tienen un enlace carbono-carbono mucho más simple.

El almidón es un polímero natural que proviene de una variedad de plantas y semillas. Los almidones de maíz y papas constituyen la fuente más importante para los fluidos de perforación. El almidón se compone de dos polisacáridos: amilosa y amilopectina.

La amilosa, es una cadena de anillos de carbohidratos, forma la cadena recta principal de la molécula de almidón.

La amilopectina, es una cadena de anillos de carbohidrato con muchas ramificaciones que se inician en la cadena principal de una amilosa. Las relaciones de las fracciones de amilosa y amilopectina determinan las propiedades del almidón.

En su estado natural, el almidón no es hidrosoluble, simplemente flota como partículas de almidón. Para que el almidón sea eficaz en los fluidos de perforación, es necesario romper la capa protectora de la amilopectina para liberar la amilosa contenida dentro de ésta. Los gránulos de almidón son calentados hasta que las células se rompan, lo cual permite la dispersión de la amilosa. Este proceso se llama pregelatinización.

Una vez disperso, el almidón se hidrata, posteriormente, el almidón es sometido a la desecación para ser empacado como producto final. Este producto es no iónico y soluble tanto en agua salada saturada como en agua dulce.

El almidón de papa tiene un peso molecular ligeramente más alto que el almidón de maíz, y también tiene una concentración más alta de amilosa en relación con la amilopectina. Por estas razones, sus funciones son un tanto diferentes, también produce un poco más de viscosidad.

El principal inconveniente del uso de almidones es su tendencia a fermentar. Los almidones son materiales naturales biodegradables que deben ser conservados con un biocida cuando son utilizados en los fluidos de perforación. Otra desventaja del almidón es su baja estabilidad térmica. El almidón se degrada rápidamente

cuando está expuesto por mucho tiempo a temperaturas superiores a 102 °C.

Algunos ambientes son más propicios que otros para la degradación bacteriana. Los peores ambientes giran en torno al agua de preparación bioactiva. El agua de estanques constituye la peor fuente, aunque debería dudarse de cualquier agua obtenida de ríos o arroyos. Altas temperaturas, condiciones de pH neutro y aguas más dulces aceleran el crecimiento bacteriano. Es menos probable que surjan problemas bacterianos en sistemas de alto contenido de sal y ambientes de alto pH; sin embargo, estos problemas ocurren después de cierto tiempo.

### II.6.1 Polímeros Naturales Modificados

Los polímeros naturales modificados son muy comunes en los fluidos de perforación. La celulosa y el almidón son dos polímeros naturales usados frecuentemente para producir polímeros naturales modificados. Las versiones modificadas pueden tener propiedades considerablemente diferentes de las de los polímeros naturales originales. Para los fluidos de perforación, los polímeros naturales no iónicos como la celulosa y el almidón son convertidos en polielectrólitos.

### Polielectrólitos

Muchos polímeros no son solubles en agua, y por lo tanto, no pueden ser aplicados a los fluidos de perforación base agua a menos que sean modificados. Para obtener la solubilidad en agua, los polímeros a veces son modificados a

polielectrólitos. Esta modificación supone una alteración de la unidad repetida del polímero. Un polielectrólito es un polímero que se disuelve en agua, formando poliones y contraiones de carga contraria. Un polión tiene cargas que se repiten a lo largo de la cadena del polímero. Las cargas pueden ser positivas, como en un polímero catiónico, o negativas, como en un polímero aniónico. La mayoría de los polímeros usados en los fluidos de perforación están cargados negativamente. La eficacia de un polielectrólito depende del número de sitios disponibles en el polímero, lo cual, a su vez, depende de los siguientes factores:

- La concentración del polímero.
- La concentración y distribución de los grupos ionizables.
- La salinidad y dureza del fluido.
- El pH del fluido.

Cuando el número de sitios ionizados en el polímero aumenta, este tiende a extenderse y a desenrollarse. Esto se debe a la repulsión recíproca de las cargas que alarga y extiende el polímero en una configuración que produce la distancia máxima entre las cargas semejantes. Al extenderse, el polímero expone el número máximo de sitios cargados y puede unirse a las partículas de arcilla y viscosificar la fase fluida.

### II.6.2 Efectos de la Concentración de Polímeros

Como se mencionó anteriormente, los polímeros adoptan una configuración extendida o alargada

al disolverse en la fase acuosa de un fluido de perforación. Esta configuración no es en forma de varilla, sino retorcida y enrollada para obtener la distancia máxima entre las cargas semejantes del polímero. En concentraciones diluidas, el polímero hidrata una gruesa envoltura de agua (aproximadamente 3 ó 4 moléculas de agua).

Existe una repulsión electrostática entre esas envolturas, cuyas superficies son grandes cuando el polímero adopta la forma de extensión total. Esta gran área superficial contribuye a los efectos de viscosidad del polímero. Cuando la concentración del polímero aumenta, las envolturas de agua que están alrededor de los polímeros, disminuyen. Como más polímero esté compitiendo para menos agua, el efecto resultante es el aumento de la viscosidad. Esto ocurre cuando los polímeros se enredan al adherirse a una cantidad limitada de agua.

### II.6.3 Efectos del pH

La solubilidad del polímero es afectada por el pH, el cual determina frecuentemente el grado de ionización de los grupos funcionales a lo largo de la cadena del polímero. Por ejemplo, el grupo funcional más común encontrado en los polímeros base agua es el grupo carboxilo. El grupo carboxilo ionizado constituye una característica distintiva de la mayoría de los polímeros aniónicos. La ionización se realiza haciendo reaccionar el grupo carboxilo con un material alcalino tal como la sosa cáustica. Al ionizar el grupo carboxilo que era previamente insoluble se logra la solubilidad del polímero.

El grupo carboxilato de sodio atrae el agua a través de su sitio de carga aniónica. Cuando se agrega el polímero al agua, el ión sodio se separa de la cadena del polímero, dejando un sitio cargado negativamente. Ahora el polímero es aniónico y libre de hidratar el agua. A medida que el polímero se hidrata, la envoltura alrededor del polímero aumenta de tamaño y la viscosidad aumenta.

La solubilidad óptima del grupo carboxilo se obtiene entre el pH=8.5 y el pH=9.5. Se requiere suficiente sosa cáustica para alcanzar el pH=8.5 con el fin de ionizar y volver el polímero soluble. Si se añaden mayores cantidades de sosa cáustica, las características de viscosidad disminuirán ligeramente. En caso de inversión del pH, es decir, que el pH de la solución cae dentro del rango ácido (menos de 7) el grupo carboxilato vuelve a su forma original de carboxilo y el polímero pierde su solubilidad.

#### II.6.4 Efectos de la Salinidad

La salinidad desempeña un papel muy importante en la determinación de la eficacia de un polímero. La sal inhibe el efecto de desenrollamiento y alargamiento que ocurre cuando se añade un polímero hidrosoluble al agua. En vez de desenrollarse y alargarse, el polímero adopta una forma aglomerada relativamente más pequeña y su solubilidad también disminuye.

Esto resulta de la mayor competencia por agua. La sal limita el agua disponible en que un polímero puede hidratarse y expandirse. Cuando

la salinidad aumenta, los polímeros ni se hidratan tanto ni aumentan la viscosidad con la misma facilidad. Cuando se añade sal a un sistema de agua dulce donde los polímeros están totalmente extendidos, esta adición suele producir un pico de viscosidad. Como la sal hidrata y extrae el agua de los polímeros, el sistema puede desestabilizarse temporalmente, como mínimo, y la viscosidad aumenta. Los polímeros se enredan con los sólidos perforados y otros polímeros mientras que se contraen a su estado aglomerado. Una vez que los polímeros adoptan su estado aglomerado, la viscosidad disminuye considerablemente. Típicamente, la eficacia de los polímeros en los ambientes salinos disminuye, pero esto puede ser solucionado mediante tratamientos adicionales.

#### II.6.5 Derivados de Celulosa

La celulosa es un polímero natural insoluble en agua. Para ser útil como aditivo en los fluidos de perforación, la celulosa debe ser convertida en Carboximetilcelulosa (CMC). La CMC es un ejemplo de polielectrolito. Ahora, el polímero modificado, tiene una afinidad con el agua y es hidrosoluble. La carboximetilcelulosa se forma mediante la reacción de la sal de sodio del ácido monocloroacético ( $\text{ClCH}_2\text{COONa}$ ) con la celulosa. La mayoría de las veces, una sustitución ocurre en el grupo ( $\text{CH}_2\text{OH}$ ) para formar un polielectrolito soluble.

Las propiedades de la carboximetilcelulosa de sodio dependen de varios factores:

- El Grado de Substitución (G.S.).
- El Grado de Polimerización (G.P.).
- La uniformidad de la sustitución.
- La pureza del producto final.

El grado de polimerización se refiere al número de veces que la estructura de anillo se repite. La estructura de anillo es la estructura repetida que define el polímero. Cuanto más alto sea el G.P., más alto será el peso molecular. La viscosidad aumenta a medida que el G.P. para la CMC aumenta. La CMC de alta viscosidad tiene un peso molecular más alto que la CMC de baja viscosidad.

El grado de sustitución se refiere al número de sustituciones que ocurren en una sola estructura de anillo repetida.

La HEC (Hidroxietilcelulosa) es otro tipo de polímero de celulosa modificada. Se produce poniendo la celulosa en remojo en una solución de sosa cáustica, luego haciendo reaccionar la celulosa alcalina con óxido de etileno. Esto resulta en una sustitución de los grupos hidroxietilo en los sitios de hidroximetilo e hidroxilo. Aunque el polímero sea no iónico, los grupos hidroxietilo tienen una suficiente afinidad con el agua para que el polímero sea hidrosoluble. Además del G.S., la estructura del polímero también es afectada por el G.P. de las cadenas laterales etoxiladas. El G.P. de las cadenas laterales se llama Sustitución Molecular (S.M.), o el número medio de moléculas de óxido de etileno que han

reaccionado con cada unidad de celulosa. Una vez que un grupo hidroxietilo se agrega a cada unidad, este puede reaccionar de nuevo con otros grupos, en una formación de extremo a extremo.

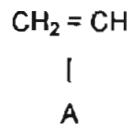
Mientras haya óxido de etileno disponible, esta reacción puede continuar. Cuanta más alta sea la S.M., más alta será la solubilidad en agua del polímero, y por ende, la tolerancia de sal y la dureza.

Típicamente, los valores de S.M. varían de 1.5 a 2.5 para la HEC. La HEC se usa principalmente para la viscosidad y el control de filtrado en los fluidos de rehabilitación y terminación. Es compatible con la mayoría de las salmueras, incluyendo el agua salada, KCl, NaCl,  $\text{CaCl}_2$  y  $\text{CaBr}_2$ .

Éste es un polímero muy limpio y soluble en ácido, lo cual hace que sea ideal para las operaciones de relleno de grava y otras operaciones en las cuales el fluido de terminación hace contacto con el intervalo productivo. Como la HEC es no iónica, no reacciona con las superficies cargadas con la misma intensidad que los polímeros iónicos. Esto mejora su función como aditivo del fluido de terminación. La HEC tiene un límite de temperatura de 121 °C. No es muy afectada por el pH (con un pH mayor a 10, la viscosidad puede disminuir ligeramente) y es resistente a las bacterias. No es un polímero tixotrópico (no genera estructuras de gel para la suspensión), y en realidad no proporciona casi ninguna viscosidad a muy baja velocidad de corte, aunque produzca una viscosidad global bastante alta.

## II.7 Polímeros Sintéticos

Los polímeros sintéticos son sintetizados químicamente, generalmente a partir de productos derivados del petróleo. A diferencia de los polímeros naturales y naturales modificados, los polímeros sintéticos son "desarrollados" a partir de moléculas relativamente más pequeñas. Los polímeros sintéticos ofrecen una flexibilidad casi ilimitada en su diseño. Pueden ser adaptados a prácticamente cualquier aplicación. Se puede manipular su tamaño y su composición para producir las propiedades requeridas para prácticamente cualquier función. Frecuentemente, los polímeros sintéticos son preparados a partir de etileno sustituido. El proceso de polimerización ocurre mediante una *reacción de adición* en la cual los grupos de etileno sustituidos son agregados al extremo de la cadena del polímero. En la figura proporcionada a continuación, el grupo sustituido "A" puede ser cualquier grupo funcional.



Al observar la cadena principal de carbono-carbono y las posibilidades ilimitadas de sustitución. La cadena principal de carbono-carbono constituye un enlace más estable que el enlace de carbono-oxígeno encontrado anteriormente en los polímeros a base de almidón y celulosa. El enlace de carbono-carbono es resistente a las bacterias y tiene una estabilidad térmica superior a 371°C. Lo más probable es que los grupos de sustitución se degraden antes del enlace de carbono-carbono.

## II.8 Polímeros Sintéticos de Alta Temperatura

Debido al enlace carbono-carbono térmicamente estable que constituye la cadena principal de los polímeros sintéticos, los polímeros de alta temperatura son derivados sintéticamente. Varios polímeros de alta temperatura están disponibles para los fluidos de perforación. Algunos de éstos son preparados a partir del monómero (ácido sulfónico de 2-acrilamido 2-metilpropano).

Se usan para mejorar la tolerancia de sólidos, la salinidad y la dureza a altas temperaturas, también se usa para mejorar la tolerancia de contaminantes a altas temperaturas en los aditivos de control de filtrado.

Los fabricantes de estos materiales afirman que los polímeros son resistentes a la sal y a la dureza hasta temperaturas de 204°C.

El copolímero Anhídrido Maleico de Estireno Sulfonado (SSMA) es un ejemplo de polímero de alta temperatura cuya función es impedir la gelificación a altas temperaturas. Este copolímero se aplica generalmente a los pozos a temperaturas elevadas, antes de realizar los registros y en otras oportunidades cuando no se hace circular el fluido de perforación por mucho tiempo. Tiene como efecto el mantenimiento de esfuerzos de gel estables a altas temperaturas. No se trata de un aditivo de control de filtrado ni de un desfloculante.





# CAPÍTULO III CONTAMINACIÓN DE LOS FLUIDOS

### III. Contaminación de los Fluidos

Un contaminante es cualquier tipo de material (sólido, líquido o gas) que tiene un efecto perjudicial sobre las características físicas o químicas de un fluido de perforación. Lo que en un tipo de fluido de perforación constituye un contaminante, en otro no será necesariamente un contaminante.

Los sólidos reactivos de baja densidad son contaminantes comunes en todos los fluidos de perforación. Estos sólidos se componen de sólidos perforados que se han incorporado dentro del sistema o que resultan del tratamiento excesivo con arcillas comerciales. Desde el punto de vista económico, los recortes y los problemas relacionados con su control tienen un mayor impacto sobre el costo del lodo que los otros tipos de contaminación.

Los principalmente contaminantes químicos comunes de los lodos base agua son los siguientes:

1. Anhidrita ( $\text{CaSO}_4$ ) o yeso ( $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ ).
2. Cemento (silicato complejo de  $\text{Ca}(\text{OH})_2$ ).
3. Sal (sal de roca, agua de preparación, agua salada, magnesio, calcio y cloruro de sodio, y agua irreducible).
4. Gases ácidos, incluyendo el bióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ) y el ácido sulfhídrico ( $\text{H}_2\text{S}$ ).

Con excepción de los gases ácidos, estos contaminantes químicos están directamente relacionados a las reacciones de intercambio de iones con las arcillas. Por lo tanto, la

concentración de sólidos de tipo arcilloso en un lodo base agua está directamente relacionada con la severidad con la cual el contaminante químico afecta las propiedades del lodo.

La Capacidad de Azul de Metileno (MBC) constituye una buena indicación de la concentración de sólidos de tipo arcilloso. Los lodos con niveles de MBC inferiores a 15 lb/bbl son menos afectados por la contaminación química. Una reacción de intercambio de iones puede ocurrir cuando la bentonita sódica está expuesta a los ambientes químicos que contienen altas concentraciones de otros iones metálicos, floculando inicialmente, y luego posiblemente convirtiendo químicamente la bentonita en una arcilla de rendimiento más bajo. Esto afecta la cantidad de agua adsorbida y el tamaño, la forma y la asociación de las partículas, produciendo la inestabilidad de la reología y del control de filtrado.

La severidad de estos contaminantes impuso la necesidad de desarrollar sistemas de lodo capaces de tolerarlos. Estos sistemas incluyen lodos de lignosulfonato, lodos de polímeros con bajo contenido de coloides, lodos de calcio, lodos yeso y lodos salados. Muchos de estos sistemas son pretratados deliberadamente con lignosulfonato, sal (cloruro de sodio) y materiales cálcicos como la cal o el yeso. Por lo tanto, cuando concentraciones adicionales de estos contaminantes son encontradas, éstas no tienen casi ningún efecto sobre los sistemas.

Como los cambios de las propiedades físicas del lodo, tales como el aumento de la reología y del filtrado debido a la floculación, son similares con cualquier contaminante químico que esté presente, dichos cambios de las propiedades físicas sólo indican que existe algún contaminante. Será necesario realizar un análisis de los cambios de las propiedades químicas para identificar al contaminante.

### III.1 Contaminación con Anhidrita

Hay pocas áreas en el mundo donde no se perfora a través de la anhidrita o del yeso. La anhidrita y el yeso son sulfatos de calcio y tienen composiciones químicas prácticamente idénticas.

El yeso ( $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ ), con su agua fijada, es más soluble que la anhidrita ( $\text{CaSO}_4$ ). La severidad de este contaminante depende principalmente de la cantidad perforada. Si se encuentra solamente una pequeña cantidad, este puede ser tolerado mediante la precipitación del ión calcio. Si se encuentran grandes cantidades, el sistema de lodo debería ser convertido en un sistema a base de calcio.

Los sistemas a base de cal y de yeso pueden tolerar la contaminación de anhidrita o yeso sin afectar negativamente las propiedades del lodo.

El efecto inicial de la contaminación de calcio sobre un sistema de lodo a base de bentonita es la alta viscosidad, altos esfuerzos de gel y un mayor filtrado. La medida en que estas propiedades son afectadas depende de la

concentración del contaminante, la concentración de sólidos reactivos y la concentración de defloculantes químicos en el lodo de perforación.

La solubilidad de la anhidrita es controlada por el pH, la salinidad y la temperatura. El aumento del pH y de la temperatura reduce la solubilidad del yeso, mientras que el aumento de los cloruros del lodo aumenta la solubilidad. La solubilidad del sulfato de calcio es reversible y alcanzará algún grado de equilibrio con el ambiente químico.

#### Factores de detección

La primera indicación de contaminación de anhidrita o yeso es el aumento de las propiedades físicas, incluyendo la viscosidad Marsh, el punto cedente y los esfuerzos de gel. Será necesario realizar pruebas químicas para identificar el contaminante químico que está presente, porque el aumento de estas propiedades físicas también constituye la primera indicación de otros tipos de contaminación química. Las principales indicaciones de contaminación de yeso o anhidrita incluyen:

1. Aumento de la cantidad de calcio en el filtrado. Es posible que este aumento inicialmente no resulte evidente si hay algún excedente de iones carbonato, bicarbonato o fosfato en el lodo, o si se está aumentando el pH del sistema de lodo.
2. La reducción del pH y de la alcalinidad y el aumento de la cantidad de calcio en el filtrado constituyen los indicadores más confiables.
3. Debido a la solubilidad relativamente limitada de la anhidrita y del yeso, los recortes pueden

contener trazas del mineral. Esto es demostrado frecuentemente en los recortes por la presencia de bolitas blandas de material soluble en ácido.

4. La prueba cualitativa para el ión sulfato debería indicar un aumento. Sin embargo, esta prueba también detecta el ión sulfonato. La prueba carece de sentido si se usa lignosulfonato como desfloculante principal, a menos que se efectúe una comparación con el lodo no contaminado.

#### Tolerancia del contaminante

1. Aumentar la concentración de desfloculante en el sistema. El lignosulfonato y el lignito son desfloculantes eficaces en presencia de calcio. Este tratamiento puede ser suficiente, según la cantidad perforada de anhidrita o yeso. El lignito causa la quelación del ión calcio, eliminándolo de esa manera. Si hay demasiado calcio, será necesario usar carbonato de sodio ( $\text{Na}_2\text{CO}_3$ ) para precipitarlo.
2. El pH debe ser mantenido dentro del rango de 9.5 a 10.5 con sosa cáustica ( $\text{NaOH}$ ) o potasa cáustica ( $\text{KOH}$ ). Este rango de pH limita la solubilidad del yeso y aumenta el rendimiento del lignosulfonato.

La precipitación del calcio con una fuente de iones carbonato es sumamente eficaz, debido al bajo pH de la anhidrita/yeso (6 a 6.5), el carbonato de sodio constituye el carbonato preferido porque tiene un pH más alto (11 a 11.4) que el bicarbonato de sodio (8 a 8.5). Si los iones calcio

están presentes, éstos se precipitarán como  $\text{CaCO}_3$  insoluble (caliza).

Una reacción similar ocurre cuando se usa bicarbonato de sodio como precipitante. Los productos secundarios de la reacción son compuestos químicos tales como el bicarbonato de calcio, un material altamente soluble según el pH. Con la cantidad adicional de sosa cáustica para mantener el pH encima de 9.7, el ión bicarbonato se convierte en carbonato.

Luego reacciona con el calcio del filtrado para precipitar  $\text{CaCO}_3$ , sin embargo, el periodo intermedio durante el cual el ión bicarbonato está presente puede crear problemas, que pueden ser casi tan graves como la contaminación propiamente dicha. Por lo tanto se prefiere usar carbonato de sodio en vez de bicarbonato de sodio.

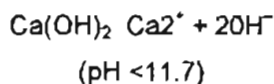
Sin embargo, el carbonato de sodio constituye el producto preferido para tratar el calcio de la anhidrita o del yeso a temperaturas mayores de 200°F.

### III.2 Contaminación con Cemento

En cada pozo que se perfora existe la posibilidad de perforar a través de cemento. Las únicas circunstancias bajo las cuales el cemento no es un contaminante son cuando se usa agua clara, salmueras o lodos base aceite, o cuando el cemento está totalmente seco. El sistema de lodo más usado es el sistema de bentonita de bajo pH. En este caso, el cemento puede tener efectos

muy perjudiciales sobre las propiedades del lodo. La severidad del contaminante depende de factores tales como el tratamiento químico de la anhidrita, el tipo y la concentración de sólidos, la cantidad de cemento perforado, y la medida en que el cemento se secó en el pozo. Debemos recordar que la barita a granel puede ser contaminada ocasionalmente por cemento durante el transporte o en el equipo de perforación, y puede causar una contaminación de cemento grave. El efecto inicial de la contaminación de cemento es la alta viscosidad, altos esfuerzos de gel y la reducción del control de filtrado. Esto resulta del aumento del pH y de la adsorción del ión calcio en las partículas de arcilla, causando la floculación.

El cemento es un silicato de cal complejo,  $\text{Ca}(\text{OH})_2$ . Al solubilizarse en agua o en la fase acuosa de un fluido de perforación, produce una abundancia de iones hidroxilo ( $\text{OH}^-$ ).



La reacción anterior es reversible y representa un equilibrio entre la concentración de cemento y el pH del lodo. La solubilidad de la cal disminuye a medida que el pH del lodo aumenta. Cuando el pH excede 11.7, la cal se precipita de la solución. Por lo tanto, la cal se vuelve prácticamente insoluble a un pH mayor de 11.7 y proporciona un excedente o una reserva de cal no reaccionada, debido a la presencia de cemento no disuelto. La indicación principal de la contaminación de cemento es un aumento importante del pH, alcalinidad de lodo ( $P_m$ ) y del excedente de cal

calculado, tal como sea medido por la alcalinidad de lodo y la alcalinidad del filtrado ( $P_f$ ). Si la cantidad de cemento perforado es relativamente pequeña, el problema no es grave.

El lodo contaminado puede ser eliminado en la temblorina o tratado con desfloculantes y precipitantes. Una pequeña contaminación puede ser tratada eficazmente para dejar un fluido satisfactorio en el pozo como fluido de empaque, pero en muchos casos no se toma suficiente tiempo para acondicionar el lodo correctamente.

La contaminación de cemento a altas temperaturas de fondo (BHT) debe ser tratada rápida y completamente para evitar la gelificación o solidificación que suele producirse a altas temperaturas.

Las siguientes opciones deberían ser consideradas cuando se perfora un gran espesor de cemento:

1. Si es necesario usar el lodo de perforación, los problemas de contaminación pueden generalmente resolverse si la operación de perforación se encuentra en una etapa intermedia. A estas alturas de la operación, se suele contar con suficiente tiempo para realizar el tratamiento y la dilución gradual a fin de acondicionar el lodo correctamente.
2. Si el pozo está en la etapa de terminación, sería necesario establecer un tiempo suficiente para tratar apropiadamente la contaminación de cemento, sino un problema de gelificación podría desarrollarse. Si se usa un lodo cálcico como fluido de empaque, el

lodo podría ser tratado simplemente con desfloculantes y mediante la dilución.

El efecto del pH sobre la solubilidad del cemento dificulta el tratamiento con precipitantes, a menos que se cuente con suficiente tiempo para realizar la dilución y la reducción del pH. Los iones hidroxilo producidos por el cemento aumentan el pH, haciendo que el calcio (cemento) sea insoluble. Por lo tanto, un lodo muy contaminado puede tener propiedades de flujo típicamente bajas, debido a la reacción de intercambio de iones calcio, al alto pH, alta alcalinidad, alto Pm, bajo calcio de filtrado y al filtrado generalmente alto, según la concentración química del lodo.

Siempre se debe tener mucho cuidado al realizar el tratamiento del lodo contaminado por cemento. Es posible que las bajas propiedades de flujo derivadas de las pruebas realizadas a bajas temperaturas no indiquen la condición del lodo en el fondo del pozo, especialmente a las temperaturas de fondo mayores de 275°F. La gelificación producida por altas temperaturas puede constituir un problema grave con los lodos contaminados por el cemento.

#### Tolerancia del contaminante

1. Aumentar la concentración de desfloculantes en el sistema. El lignosulfonato y el lignito son muy eficaces en la presencia de calcio dentro de un amplio rango de pH. La mayoría de los problemas de contaminación de cemento pueden ser tolerados de forma aceptable con este método. Sin embargo, si se perfora una cantidad excesiva de cemento, el lodo puede ser convertido en un sistema de bajo contenido de cal, si las temperaturas lo permiten.
2. El cemento aumenta la alcalinidad al volverse soluble, por lo tanto, no es necesario añadir sosa cáustica con los desfloculantes. El bajo pH de los desfloculantes como el lignito compensa algunos de los iones hidroxilo generados por el cemento. Esto ayuda a reducir el pH y Pm, lo cual aumenta la solubilidad del cemento, permitiendo la precipitación.
3. El calcio de filtrado disponible puede ser precipitado por el bicarbonato de sodio. El bicarbonato de sodio reduce el pH y Pm.
4. Si el cemento es perforado con un sistema de polímeros, los polímeros serán hidrolizados por el alto pH y precipitados por el calcio (Ca). Por lo tanto, es necesario reducir el pH y separar el calcio ( $Ca^{2+}$ ) por precipitación lo antes posible.
5. En este caso, el ácido cítrico es el aditivo que se debe usar. Este precipita el cemento como citrato de calcio y reduce el pH.
6. La utilización de los equipos de eliminación de sólidos para eliminar las partículas finas de cemento constituye otro método para reducir la contaminación. De esta manera se retira el cemento antes de que este pueda disolverse a un pH más bajo.

El bicarbonato de sodio es un excelente agente de tratamiento para la contaminación de cemento, porque precipita el calcio y reduce el pH. Según el pH del fluido, el bicarbonato de sodio forma iones carbonato y bicarbonato, los cuales precipitarán el calcio para formar carbonato de calcio (caliza).

Cuando se usa bicarbonato de sodio, el objetivo es proporcionar una fuente de iones carbonato y bicarbonato que se combinarán con los excedentes de iones cal y calcio. Uno de los problemas que surge frecuentemente con este tipo de tratamiento es el uso de una cantidad excesiva de carbonatos. Si la cantidad de carbonatos presentes excede la cantidad requerida para precipitar el calcio, los problemas del lodo relacionados con los carbonatos pueden surgir. En general, la mejor manera de proceder consiste en tratar inicialmente la contaminación de cemento con una cantidad insuficiente, observando los resultados antes de realizar tratamientos adicionales. Otro método de tratamiento del cemento consiste en usar fosfato.

Los fosfatos eliminan eficazmente el calcio y ayudan a desflocular el fluido contaminado. Los fosfatos que se usan comúnmente se convierten en ortofosfatos cuando las temperaturas exceden 200°F. En esta forma, los fosfatos dejan de ser eficaces como desfloculantes, pero siguen eliminando el calcio con eficacia. Una ventaja adicional del uso de fosfatos es la reducción del pH. P<sub>f</sub> y P<sub>m</sub>, además que esta reacción no produce ninguno de los productos secundarios dañinos que pueden crear otros problemas del lodo. Se prefiere usar fosfato cuando se requiere lograr una reducción importante de P<sub>m</sub>. Si se requiere perforar una gran cantidad de cemento, será necesario usar algún tipo de ácido. Aunque se use bicarbonato para eliminar todo el calcio y el excedente de cal, se obtiene generalmente un pH demasiado alto.

**Nota:** El carbonato de sodio no debe ser usado para tratar la contaminación de cemento, debido a su alto pH.

### III.3 Contaminación por Carbonatos

La contaminación química causada por los carbonatos solubles es uno de los conceptos menos comprendidos y más complicados de la química relacionada con fluidos de perforación. La contaminación de carbonatos/bicarbonatos resulta generalmente en la alta viscosidad de la línea de flujo, un alto punto cedente y esfuerzos de gel progresivos, y podría causar la solidificación del lodo. Estos aumentos de la viscosidad son producidos cuando los carbonatos y/o bicarbonatos floculan los sólidos de tipo arcilloso en el lodo.

Las fuentes de carbonatos y bicarbonatos son las siguientes:

1. El bióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) del aire se incorpora en el lodo a través de las tolvas mezcladoras en los tanques, y mediante las descargas de los equipos utilizados para mezclar el lodo y eliminar los sólidos. Al disolverse, el CO<sub>2</sub> se transforma en ácido carbónico (H<sub>2</sub>CO<sub>3</sub>) y es convertido en bicarbonatos (HCO<sub>3</sub>) y/o carbonatos (CO<sub>3</sub>) según el pH del lodo.
2. Los excedentes de carbonato de sodio o bicarbonato de sodio que resultan del tratamiento de la contaminación de cemento o yeso.

3. El gas  $\text{CO}_2$  proveniente de la formación y agua de formación.
4. Bicarbonatos y/o carbonatos de los productos secundarios de la degradación térmica del lignosulfonato y del lignito a temperaturas mayores de  $325^\circ\text{F}$ .
5. Algunas baritas impuras contienen iones carbonato/bicarbonato.

#### Análisis químico para identificar el contaminante de carbonato/bicarbonato

El método de pH/Pf usado para realizar el análisis de carbonatos/bicarbonatos está basado en la cantidad (ml) de ácido sulfúrico 0.02N ( $\text{H}_2\text{SO}_4$ ) requerida para reducir el pH de una muestra de filtrado de lodo, a partir de un pH existente hasta un pH de 8.3. Esto cubre el rango de pH en el cual los hidroxilos y carbonatos existen. Cuando no hay carbonatos, se requiere muy poca sosa cáustica para lograr los rangos típicos de pH de los fluidos de perforación, y que la Pf correspondiente también es baja.

El método de Pf/Mf usado para realizar el análisis de carbonatos/bicarbonatos está basado en la cantidad (ml) de ácido sulfúrico 0.02N requerida para reducir el pH de una muestra de filtrado de lodo, desde un pH existente hasta un pH de 8.3 y un pH de 4.3, respectivamente. Este rango también cubre el rango de pH en el cual existen los carbonatos, los bicarbonatos y el ácido carbónico.

Sin embargo, si los iones carbonato/bicarbonato existen, además del hecho que los iones hidroxilo deben ser neutralizados, cada ión carbonato debe

ser convertido en un ión bicarbonato mediante la adición de ácido sulfúrico para lograr el punto final Pf del pH=8.3. Esto aumenta el valor de Pf para un pH equivalente cuando iones carbonato/bicarbonato están presentes, en comparación con un lodo que no tiene iones carbonato/bicarbonato.

Cuando todos los carbonatos han sido convertidos en bicarbonatos y después de alcanzar el punto final de Pf del pH=8.3, se debe añadir ácido sulfúrico 0.02N para convertir todos los bicarbonatos en ácido carbónico, antes de lograr el punto final de la alcalinidad de filtrado de anaranjado de metileno (Mf=4.3). Si no existe ningún ión carbonato/bicarbonato, no se producirá ninguna reacción con los bicarbonatos en el rango de 8.3 a 4.3. Por lo tanto, el valor de Mf sólo será ligeramente más alto que el valor de Pf. Pero si la concentración de carbonato/bicarbonato es alta, el valor de Mf será mucho más alto que el valor de Pf. Como este método no constituye un análisis cualitativo como el método de pH/Pf, algunas pautas deben ser establecidas.

1. Si el valor de Mf es inferior a 5 ml de ácido sulfúrico 0.02N, generalmente no hay ningún problema relacionado con carbonatos.
2. Si el valor de Mf es superior a 5 ml de ácido sulfúrico 0.02N, y la relación Mf/Pf está aumentando, es muy probable que la contaminación de carbonatos haya ocurrido y se debería usar un método de determinación más cuantitativo (tal como el método de pH/Pf o el Tren de Gas de Garrett (GGT)).



**Nota:** *Altas concentraciones de lignito (o sales orgánicas como los acetatos o formiatos) en los lodos pueden causar un alto valor de Mf. Estos productos químicos orgánicos amortiguan el pH entre 4.3 y 8.3.*

#### Tratamiento del contaminante de carbonato/bicarbonato

El tratamiento de este contaminante es complicado porque los iones  $\text{HCO}_3$  y  $\text{CO}_3$  pueden existir juntos a varios niveles de pH. Sólo el ión  $\text{CO}_3$  puede ser tratado con el calcio libre para formar el precipitado  $\text{CaCO}_3$ . La coexistencia de  $\text{CO}_3$  y  $\text{HCO}_3$  forma un compuesto amortiguador que permanece al mismo nivel de pH pero con niveles crecientes de Pf y Mf. A medida que la zona amortiguadora de carbonato/bicarbonato se forma, el valor de Pf aumenta mientras que el pH permanece relativamente constante. Todos los iones bicarbonato no son convertidos en iones carbonato hasta que se alcance un pH de 11.7. Por lo tanto, los iones bicarbonato/carbonato coexisten en el rango de pH de 8.3 a 11.7. La concentración de  $\text{HCO}_3$  no tiene importancia cuando el pH es superior a 11.7. Como el bicarbonato de calcio  $[\text{Ca}(\text{HCO}_3)_2]$  es demasiado soluble para formar un precipitado, los iones  $\text{HCO}_3$  deberían ser convertidos en iones  $\text{CO}_3$  con (iones) hidroxilo.

Para convertir  $\text{HCO}_3$  en  $\text{CO}_3$ , el pH debería ser aumentado hasta por lo menos 10.3, pero sin exceder 11.3. Cuando se añade calcio libre al  $\text{CO}_3$ , los dos reaccionan para formar  $\text{CaCO}_3$ . El carbonato de calcio ( $\text{CaCO}_3$ ) es un precipitado

relativamente insoluble. Por lo tanto, una concentración de calcio libre de 150 a 200 mg/l debería ser mantenida en el sistema. Si el pH es inferior a 10.3, la cal debería ser usada para aumentar el pH, porque constituye una fuente de iones hidroxilo y de calcio para precipitar los carbonatos. Si el pH está comprendido entre 10.3 y 11.3, la cal y el yeso deberían ser usados juntos para proporcionar una fuente de calcio sin modificar el pH. Si el pH del lodo es superior a 11.3, pH al cual el calcio es poco soluble, se debería usar yeso como fuente de calcio y para reducir el pH.

Problemas graves del lodo pueden surgir si la contaminación de carbonatos/bicarbonatos no es identificada y tratada correctamente. Si se permite que el pH del lodo baje hasta 10 o menos, los carbonatos, los cuales son beneficiosos en bajas concentraciones, se convertirán en bicarbonatos. Si esto ocurre, viscosidades y esfuerzos de gel muy altos pueden desarrollarse. La adición de una gran concentración de desfloculantes y sosa cáustica parece desflocular el lodo, pero lo que sucede realmente es que la adición de sosa cáustica convierte los bicarbonatos en carbonatos. Esto resulta en una reducción importante de la viscosidad. Este fenómeno se repetirá hasta que el problema sea correctamente identificado y tratado. La adición de desfloculantes puede ser necesaria para mejorar las propiedades de flujo después de que los iones carbonato hayan sido neutralizados.

### III.4 Contaminación con Sal

Los tres tipos de sales de roca naturales encontradas durante las operaciones de perforación son la halita (NaCl), la sílvita (KCl) y la carnalita ( $\text{KMgCl}_3 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$ ). Estas sales están clasificadas por orden de solubilidad creciente.

Otras dos sales comunes son el cloruro de magnesio ( $\text{MgCl}_2$ ) y el cloruro de calcio ( $\text{CaCl}_2$ ). Estas dos sales no existen naturalmente en la forma cristalina, debido a su extrema solubilidad. Sin embargo, ambas pueden existir individualmente, juntas o con otras sales disueltas en agua irreductible.

Un flujo de agua salada puede ser mucho más perjudicial para las propiedades de flujo que la perforación dentro de sal de roca, porque las sales ya están solubilizadas y reaccionan más rápidamente con las arcillas.

Cuando se produce algún flujo de agua salada, la densidad del lodo debe ser aumentada para controlar el flujo antes de que se pueda tomar el tiempo de acondicionar las propiedades del lodo.

En el caso de las sales, el mecanismo de contaminación está basado en las reacciones de intercambio catiónico con las arcillas, la acción de masas por el catión predominante y, a veces, el pH. Los únicos sistemas sobre los cuales las sales disueltas no tienen casi ningún efecto son los sistemas de agua clara, las salmueras, los lodos base aceite y algunos sistemas de polímeros con bajo contenido de coloides.

Los sistemas de lodo a base de bentonita no son afectados de diferentes maneras según el origen de la sal, ya sea el agua de preparación, agua salada, sal de roca o los flujos de agua salada.

Los efectos iniciales son la alta viscosidad, altos esfuerzos de gel, un alto filtrado y un aumento importante del contenido de cloruros, acompañado por pequeños aumentos de la dureza en el filtrado del lodo. Esto es producido debido a un intercambio catiónico entre la sal y las arcillas para expulsar el ión calcio de las partículas de arcilla, lo cual resulta en un aumento de la dureza.

Para lograr un mejor entendimiento de estas sales y de la manera de tratar la contaminación en cada caso, las sales y/o sus cationes asociados se describen a continuación.

#### HALITA (NaCl)

La halita (sal común) es perforada con más frecuencia y constituye el principal componente de la mayoría de los flujos de agua salada. El efecto inicial sobre el lodo de perforación es la floculación de las arcillas causada por la acción de masas del ión sodio. La viscosidad Marsh, el punto cedente, los esfuerzos de gel y el filtrado aumentan cuando se encuentra la halita. La presencia de halita puede ser confirmada por un aumento de los cloruros. Las arcillas se deshidratan cuando hay suficiente sodio y tiempo.

Cuando esto ocurre, el tamaño de la partícula disminuye debido a la reducción de agua adsorbida. El agua liberada se reincorpora a la

fase continua del lodo, lo cual puede resultar en una ligera reducción de la viscosidad plástica. Pero las partículas de arcilla deshidratada flocculan, causando un alto punto cedente, altos esfuerzos de gel y un filtrado alto. El filtrado aumentará en proporción directa a la cantidad de sal que se ha incorporado en el lodo. El tratamiento del lodo incluye añadir suficiente desflocculante para mantener las propiedades de flujo y la dilución con agua dulce deseables a fin de obtener una reología adecuada. Se debe continuar el tratamiento químico hasta que las arcillas estén desflocculadas.

Se requiere una cantidad adicional de sosa cáustica para aumentar el pH. Esto depende de la cantidad de sal perforada y de si existe una cantidad suficiente para deshidratar todas las arcillas contenidas en el sistema. Si el pH disminuye hasta menos de 9.5, será necesario aumentarlo con sosa cáustica para que los desflocculantes base ácido se vuelvan solubles a fin de ser eficaces.

La halita pura tiene un pH de 7. Por lo tanto, cuanta más halita se perfora, más sosa cáustica será requerida para mantener el pH a más de 9.5.

La halita también tiene un efecto sobre los instrumentos usados para medir el pH. Si se usa papel indicador de pH, la precisión de este será afectada por la concentración de cloruros y el papel indicará un pH más bajo a medida que la concentración de cloruros aumenta. Si la halita es pura, el pH no debería sufrir ninguna reducción de más de una unidad hasta que se alcance la saturación total del lodo. Sin embargo, es muy

raro que se encuentre halita pura. Minerales asociados tales como la anhidrita están generalmente presentes en cierta medida, lo cual aumentará el calcio del filtrado. Por lo tanto, se suele añadir un poco de sosa cáustica con los desflocculantes para mantener el pH dentro del rango apropiado.

Se puede lograr una mayor precisión cuando un medidor de pH está disponible. La sonda usada normalmente en este instrumento contiene una solución de cloruro de potasio y da indicaciones incorrectas cuando mide el pH en soluciones que tienen un alto contenido de sodio. Por lo tanto, debería usarse una sonda especial compensada para sales para medir el pH en lodos de alto contenido de sal.

Si se debe perforar a través de sal maciza o frecuentes estratos de sal, el lodo debería estar saturado de sal para evitar derrumbes y el colapso del pozo.

Que el lodo esté saturado o no, se requiere generalmente un agente de control de filtrado, cuando las concentraciones son mayores de 10000 mg/l. En general, cualquiera que sea el tipo de contaminación de sal, se recomienda añadir bentonita. Bajo estas circunstancias, la bentonita seca no debería ser añadida directamente al sistema. La bentonita debería ser prehidratada y protegida con otro producto químico, antes de ser añadida al sistema activo.

### SILVITA (KCl)

La contaminación de silvita produce la misma reacción de las propiedades del lodo y requiere el mismo tratamiento del lodo que la contaminación de halita. Si el lodo no contiene cloruros, excepto los que se obtienen al perforar la sal de silvita, el valor de la valoración del cloruro constituiría una medida precisa de la concentración de iones potasio. Sin embargo, esto casi nunca ocurre. No es raro que estas sales estén interestratificadas.

La valoración cuantitativa del ión potasio puede ser utilizada para identificar la sal como silvita pura o silvita parcial, a efectos geológicos.

Es importante conocer el tipo de sal que se perforará. Como la solubilidad de la silvita es ligeramente más alta que la halita, una sección de sal de silvita maciza perforada con un fluido saturado de halita aún puede derrumbarse en cierta medida, aunque no con la misma severidad que si se usara agua dulce. Es difícil preparar un fluido saturado de cloruro de potasio que tenga propiedades de flujo deseables, un buen control de filtrado y buenas características de suspensión. Sin embargo, si fuera necesario (y suponiendo que las condiciones del pozo lo permiten), se podría usar un fluido claro saturado de cloruro de potasio.

### CARNALITA (KMgCl<sub>3</sub> 6H<sub>2</sub>O)

La sal compleja "camalita" es relativamente rara, sin embargo, esta sal existe en cierta medida en algunas partes de los Estados Unidos, Sudamérica, Europa y el Medio Oriente.

Los problemas del lodo asociados con la carnalita son graves y tienen dos aspectos:

1. Cuando está solubilizada, dos cationes fuertes (calcio y magnesio) actúan sobre las arcillas para causar la floculación y la deshidratación. Si este fuera el único problema, el tratamiento del lodo no sería demasiado complicado.
2. En la presencia de iones hidroxilo, el magnesio de la carnalita disuelta se precipita como hidróxido de magnesio (Mg(OH)<sub>2</sub>). Este precipitado (Mg(OH)<sub>2</sub>) es una sustancia gelatinosa espesa que actúa como viscosificador.

El pH es relativamente bajo de 9.9, hay suficientes iones hidroxilo presentes para que el precipitado tenga un profundo efecto sobre la viscosidad del lodo. El magnesio sólo puede ser precipitado por la sosa cáustica. Esta reacción empieza a producirse con solamente 0.03 lb/bbl de sosa cáustica. Por lo tanto, si es posible, la sosa cáustica no debería usarse. Si el magnesio es precipitado por la sosa cáustica, la viscosidad aumentará.

La mayoría de los lodos de perforación son circulados en el estado alcalino para maximizar el rendimiento de las arcillas y otros productos químicos usados para tratar los fluidos de perforación. También son circulados en el estado alcalino para minimizar la corrosión. El calcio debería ser eliminado aumentando el pH y tratando con carbonato de sodio para neutralizar el calcio como CaCO<sub>3</sub>.

### III.5 Contaminación por Flujo de Agua Salada

Las aguas irreducibles pueden contener una amplia gama de sales. El origen de estas sales está directamente relacionado con el origen de los sedimentos propiamente dichos. Como los sedimentos marinos se depositan en agua salada, éstos contienen generalmente sales que son similares a las que se encuentran en el agua salada. Sin embargo, como la mayoría del agua es expulsada durante el proceso de compactación, la concentración de sal puede ser considerablemente más alta. La solubilidad de la mayoría de las sales comunes es directamente proporcional a la temperatura. A medida que la temperatura de una solución de sal aumenta, la solubilidad de la sal en esa solución aumenta.

Una solución que está saturada con una sal en particular a la temperatura superficial, es capaz de contener más sal en solución a temperaturas elevadas. Además, otras reacciones químicas, tales como la lixiviación de los minerales de sedimentos por el agua freática, pueden enriquecer las aguas irreducibles con aniones y cationes adicionales. Muchas de éstas pueden ser perjudiciales para los fluidos de perforación. Las aguas muy enriquecidas con calcio y magnesio son las más perjudiciales. En el caso del agua con un alto contenido de magnesio, las relaciones que describimos anteriormente para la carnalita son aplicables. Los indicadores de magnesio son los siguientes:

1. Reducción rápida del pH.
2. Espesamiento del lodo con adiciones de sosa cáustica o carbonato de sodio.
3. Valoración para la concentración de iones magnesio.

La valoración de dureza total está indicada como la concentración de calcio soluble en mg/l, sin embargo, esta valoración también detecta el magnesio. Para confirmar la presencia y concentración de magnesio, el calcio y el magnesio deben ser valorados separadamente.

Los indicadores para un flujo de agua con alto contenido de calcio, suponiendo que la cantidad de magnesio presente es poca o prácticamente nula, serían:

1. Menor efecto sobre el pH.
2. Respuesta positiva del lodo a las adiciones de sosa cáustica o carbonato de sodio.
3. Valoración para la concentración verdadera de iones calcio.

Los términos agua irreducible de alto contenido de calcio o alto contenido de magnesio son usados porque la sal de sodio está casi siempre presente. Esto ilustra el hecho que la determinación de cloruros puede inducir a error.

En una solución pura de una sal, esta sal puede ser identificada por el contenido de cloruros y la valoración de los cationes (excepto el sodio). Sin embargo, en soluciones de sales mezcladas, el problema se complica hasta el punto de convertirse en una cuestión puramente teórica.

Esto es especialmente cierto porque sólo el calcio, el potasio y el magnesio pueden ser identificados con facilidad en el campo. Se supone que los cloruros que no están asociados con los cationes identificables, están asociados con los iones sodio.

### III.6 Contaminación por Ácido Sulfhídrico (H<sub>2</sub>S)

El contaminante más severo y más corrosivo es el de ácido sulfhídrico (H<sub>2</sub>S). Este gas es destructivo para los materiales tubulares y tóxicos para los seres humanos. Cuando se identifica la presencia de H<sub>2</sub>S, el personal debe usar inmediatamente los equipos apropiados de protección personal y poner en práctica las medidas de seguridad de los trabajadores. El ácido sulfhídrico se origina en:

1. Depósitos térmicos.
2. Gas de la formación.
3. Degradación biológica.
4. Descomposición de materiales que contienen azufre.

Puede ser identificado por:

1. Reducción del pH del lodo.
2. Decoloración del lodo (hacia un color oscuro) debido a la formación de FeS a partir de la barita.
3. Olor a huevo podrido.
4. Aumento de la viscosidad y del filtrado debido a la reducción del pH.
5. Formación de incrustaciones negras (FeS) sobre las tuberías de perforación de acero.

Como el H<sub>2</sub>S es un ácido, el pH del lodo es reducido rápidamente mediante la neutralización de OH<sup>-</sup>. Para compensar los aspectos dañinos del H<sub>2</sub>S, el pH debe ser aumentado hasta por lo menos 11, o a un nivel más seguro de 12, añadiendo sosa cáustica o cal.

Un tratamiento de 1 lb/bbl de óxido de zinc elimina aproximadamente 1000 mg/l de sulfuros.

***Nota: Consultar los reglamentos ambientales y los requisitos de toxicidad acuática locales antes de usar cualquier compuesto de zinc.***

No se debe usar más de 2 lb/bbl de óxido de zinc en el tratamiento preliminar del lodo para eliminar H<sub>2</sub>S.

Para proteger los materiales tubulares contra la corrosividad del H<sub>2</sub>S, se recomienda usar un lodo base aceite. El aceite actúa como un agente formador de película en la presencia de H<sub>2</sub>S. La ruptura por absorción de hidrógeno es la causa de la destrucción de los materiales tubulares, porque el H<sub>0</sub> (hidrógeno atómico) entra en los pequeños poros del metal sometidos a grandes esfuerzos y se transforma en gas H<sub>2</sub> (hidrógeno molecular), causando la ampliación del volumen de la molécula de hidrógeno, lo cual rompe el metal. El H<sub>2</sub>S no es menos tóxico en los lodos base aceite que en los lodos base agua. En realidad, con los lodos base aceite sería necesario tomar mayores precauciones que con los lodos base agua, debido a la solubilidad del H<sub>2</sub>S en el aceite.

La detección del sulfuro de hidrógeno en el lodo puede ser probada de dos maneras:

1. Tren de Gas de Garrett (GGT).
2. Prueba de Hach.

Ambas pruebas son rápidas, fáciles y producen resultados fáciles de definir, pero con el tren de gas de Garrett es más preciso y proporciona un resultado cuantitativo

Si se detecta  $H_2S$  en el lodo cuando se usa la prueba de filtrado soluble en el tren de gas de Garrett, será necesario tomar medidas para:

1. Aumentar inmediatamente el pH hasta un valor de por lo menos 11.5 a 12, mediante la adición de sosa cáustica.
2. Amortiguar el pH con cal.
3. Comenzar tratamientos con óxido de zinc para eliminar los sulfuros solubles del sistema.

Si parece que el  $H_2S$  fluye de la formación, la densidad del lodo debería ser aumentada para interrumpir el flujo de gas dentro del pozo.

Las propiedades químicas del  $H_2S$  son bastante complejas. Las acciones descritas anteriormente son recomendadas para minimizar los aspectos tóxicos de este contaminante corrosivo.

# **CAPÍTULO IV LIMPIEZA DEL AGUJERO**



## IV. Limpieza del Agujero

La limpieza del pozo es una de las funciones básicas de un fluido de perforación. Los recortes generados por la barrena, además de los derrumbes y/o desprendimientos, deben ser transportados por el lodo hasta la superficie. El hecho de que no se logre una limpieza eficaz del pozo puede causar problemas graves, incluyendo la pegadura de la tubería, el exceso de torque y arrastre, el empaquetamiento del espacio anular, la pérdida de circulación, viscosidades y esfuerzos de gel excesivos, altos costos del lodo, revestimientos y cementaciones inadecuados, y bajas velocidades de perforación.

### IV.1 Capacidad de Acarreo

Una función importante del fluido de perforación es el transporte de las partículas generadas por la barrena (recortes) hasta la superficie. Esto es comúnmente referido como capacidad de acarreo de los recortes.

#### IV.1.1 Ecuaciones Generales

A continuación se presentan las ecuaciones que son utilizadas para la limpieza del pozo dentro de la perforación de pozos petroleros, las cuales nos ayudarán a tener un mejor desarrollo en las operaciones de perforación.

#### IV.1.2 Relación de Transporte

El avance de los recortes hacia la superficie a una velocidad igual a la diferencia entre la velocidad del fluido y la velocidad de deslizamiento de la partícula se conoce como la velocidad de transporte, definida por:

$$V_T = V_a - V_s \quad (4.1.1)$$

y la relación de transporte es entonces definido como la velocidad de transporte entre la velocidad anular, por lo tanto:

$$R_T = \frac{V_T}{V_a} = \frac{V_a - V_s}{V_a} = 1 - \frac{V_s}{V_a} \quad (4.1.2)$$

Para relaciones de transporte positivo, los recortes serán transportados hacia la superficie. De la ecuación (4.1.1) se observa que para una velocidad de asentamiento de la partícula igual a cero, la velocidad media del recorte será igual a la velocidad anular y la relación de transporte será igual a 1.

Conforme la velocidad de deslizamiento se incrementa, la relación de transporte decrece y la concentración de recortes en el espacio anular hacia la superficie se incrementa. Por lo tanto, se puede establecer que la relación de transporte es una medida excelente de la capacidad de acarreo de un fluido de perforación en particular.

Sifferman y colaboradores establecieron que la relación de transporte es una medida apropiada de la capacidad de acarreo de los fluidos.

En un trabajo presentado por Sample y Bourgoyne, se muestra que una gráfica de la relación de transporte contra el recíproco de la velocidad anular, es una excelente técnica.

En operaciones practicas de campo, una relación de transporte de 50% es adecuado para tener una buena limpieza del agujero. Así:

Si

$$R_T = 0.5 \longrightarrow Va_{\min} = 2Vs \longrightarrow Qa_{\min} \quad (4.1.3)$$

#### IV.1.3 Reglas Empíricas

En la industria petrolera existe una gran variedad de reglas empíricas para la determinación de parámetros a emplear durante la perforación de pozos. Con respecto a la capacidad de acarreo de recortes, las reglas empíricas más empleadas son, el empleo de una velocidad anular del fluido de aproximadamente igual 120 pies por minuto, para tener una buena limpieza del espacio anular:

$$Va_{\min} \approx 120 \text{ ft / min} \quad (4.1.4)$$

y aquella propuesta por Fullerton, la cual está expresada en términos del diámetro del agujero y la densidad del fluido empleado:

$$Va_{\min} \approx \frac{1417}{D\rho_f} \quad (4.1.5)$$

donde:

D = Diámetro del agujero o de la TR, (in)

Va<sub>min</sub> = Velocidad anular mínima, (ft/min).

ρ<sub>f</sub> = Densidad del fluido, (gr/cm<sup>3</sup>).

#### IV.1.4 Gasto de Recortes en el Pozo

El gasto de recortes en el pozo se refiere a la cantidad de recortes que se adicionan al fluido de perforación y se determina con la siguiente ecuación:

$$Q_p = \frac{D_a R}{448.38} \quad (4.1.6)$$

donde:

Da: Diámetro de agujero o diámetro interior de la tubería de revestimiento, in.

R: Velocidad de penetración, m/hr.

y el número del denominador es el factor de conversión para que el gasto quede en gal/min.

### IV.1.5 Fracción Volumétrica de Recortes

La fracción volumétrica de recortes puede ser determinada considerando el gasto de recortes en el pozo y la relación de transporte, por lo que tenemos que:

$$v_T = \frac{Q_p}{A_{ea} f_p} \quad (4.1.7)$$

y

$$v_a = \frac{Q}{A_{ea}(1-f_p)} \quad (4.1.8)$$

Si la relación de transporte está definida como:

$$R_T = \frac{V_T}{V_a} \quad (4.1.2)$$

Entonces tenemos que:

$$R_T = \frac{\frac{Q_p}{A_{ea} f_p}}{\frac{Q}{A_{ea}(1-f_p)}} \quad (4.1.9)$$

Despejando  $f_p$  tenemos que la fracción volumétrica de recorte está dada por la siguiente ecuación:

$$f_p = \frac{Q_p}{Q_p + R_T Q} \quad (4.1.10)$$

donde:

$f_p$ : Fracción volumétrica de recortes en el espacio anular, %.

$Q$ : Gasto volumétrico de flujo, gal/min.

$Q_p$ : Gasto volumétrico de sólidos, gal/min.

$R_T$ : Relación de transporte, adimensional.

### IV.2 Densidad Efectiva del Fluido en el Espacio Anular

La densidad efectiva del fluido en el espacio anular se puede obtener una vez que se conoce la fracción volumétrica de recortes con la siguiente ecuación:

$$\rho_m = \rho_f(1-f_p) + \rho_p f_p \quad (4.2.1)$$

donde:

$f_p$ : Fracción volumétrica de recortes en el espacio anular, %.

$\rho_f$ : Densidad del fluido, gr/cm<sup>3</sup>.

$\rho_m$ : Densidad efectiva del fluido en el espacio anular, gr/cm<sup>3</sup>.

$\rho_p$ : Densidad de la partícula, gr/cm<sup>3</sup>.

Varios investigadores han propuesto las correlaciones empíricas para estimar la velocidad de deslizamiento de los recortes experimentada durante operaciones de perforación. Con estas correlaciones no se deben esperar resultados extremadamente exactos para el comportamiento de un flujo complejo, pero proporcionan información valiosa como las características del funcionamiento y condición de las operaciones de perforación y bombeo. Las correlaciones de Chein, Moore, Metzner y Reed, y Walker y de Mayes las cuales tiene una mayor aceptación son presentadas a continuación.

#### IV.2.1 Correlación de Chein

Para la determinación del Número de Reynolds de la partícula, Chien propuso el empleo de una viscosidad aparente dependiendo del tipo de fluido a través del cual se está asentando la partícula.

Así:

Fluidos poliméricos:

$$\mu_a = \mu_p + 5 \frac{\tau_y Dp}{Va} \quad (4.2.2)$$

Fluidos bentoníticos:

$$\mu_a = \mu_p \quad (4.2.3)$$

Por lo que el Número de Reynolds está definido por:

$$NRe_p = 7730 \frac{Dp V_s \rho_f}{\mu_a} \quad (4.2.4)$$

$$V_s = \left[ \frac{4}{3} g \frac{Dp}{C_D} \left( \frac{\rho_p - \rho_f}{\rho_f} \right) \right]^{1/2} \quad (4.2.5)$$

Para Número de Reynolds de las partículas mayores que 100, Chien recomienda el uso del coeficiente de arrastre igual a 1.72, por lo que, la ecuación 4.2.5, en unidades de campo se reduce a:

$$V_s = 1.44 \left[ Dp \left( \frac{\rho_p - \rho_f}{\rho_f} \right) \right]^{1/2} \quad (4.2.6)$$

En tanto que para Número de Reynolds iguales o menores que 100, la velocidad de asentamiento de la partícula está definido por:

$$V_s = 0.0009 \left( \frac{\mu_a}{\rho_f Dp} \right) \left[ \frac{2553512 Dp \left( \frac{\rho_p - \rho_f}{\rho_f} \right) + 1 - 1}{\left( \frac{\mu_a}{\rho_f Dp} \right)^2 \left( \frac{\rho_p - \rho_f}{\rho_f} \right) + 1 - 1} \right]^{1/2} \quad (4.2.7)$$

donde:

Dp = Diámetro de la partícula, (in).

Va = Velocidad anular de flujo, (ft/min).

Vs = Velocidad de deslizamiento de la partícula, (ft/seg).

$\mu_a$  = Viscosidad aparente, (cp).

$\mu_p$  = Viscosidad plástica, (cp).

$\tau_y$  = Punto de cedencia, (lbf/100 ft<sup>2</sup>).

$\rho_p$  = Densidad de la partícula, (gr/cm<sup>3</sup>).

$\rho_f$  = Densidad del fluido (gr/cm<sup>3</sup>).

#### IV.2.2 Correlación de Moore

Moore propuso una correlación, basada en la determinación de una viscosidad, fundamentada en el método propuesto por Dodge y Metzner, igualando las ecuaciones para determinar las pérdidas por fricción para un fluido no-Newtoniano a las correspondientes de los fluidos Newtonianos y resolviendo para la viscosidad Newtoniana aparente. La viscosidad aparente obtenida se expresa entonces por:

$$\mu_a = \frac{k}{144} \left[ 60 \left( \frac{Da - D_{TP}}{Va} \right) \right]^{1-n} \left( \frac{2 + \frac{1}{n}}{0.0208} \right)^n \quad (4.2.8)$$

El Número de Reynolds está definido por la ecuación:

$$NRe_p = 7730 \frac{DpVs\rho_f}{\mu_a} \quad (4.2.4)$$

Moore desarrolló una correlación entre el coeficiente de arrastre y el Número de Reynolds de la partícula, empleando recortes de caliza y lutita. Para Número de Reynolds mayores que 300, el flujo alrededor de la partícula es totalmente turbulento y el coeficiente de arrastre adquiere un valor constante e igual al 1.5, por lo que la ecuación 4.2.5 en unidades de campo se reduce a:

$$Vs = 1.54 \left[ Dp \left( \frac{\rho_p - \rho_f}{\rho_f} \right) \right] \quad (4.2.9)$$

Para Número de Reynolds menores que 3, el patrón de flujo es considerado laminar y el coeficiente de arrastre es una línea recta definido por:

$$C_D = \frac{40}{NRe_p} \quad (4.2.10)$$

$$NRe_p = \frac{dpVs\rho_f}{\mu} \quad (4.2.11)$$

$$Vs = \left[ \frac{4}{3} g \frac{Dp}{C_D} \left( \frac{\rho_p - \rho_f}{\rho_f} \right) \right]^{1/2} \quad (4.2.5)$$

Para esta condición, la combinación de las ecuaciones anteriores conducen a:

$$Vs = 691 \frac{Dp^2}{\mu_a} (\rho_p - \rho_f) \quad (4.2.12)$$

En tanto que para Número de Reynolds iguales o mayores que 3 e iguales o menores que 300, el patrón de flujo es transicional y la relación entre el coeficiente de arrastre y el Número de Reynolds puede ser aproximada por:

$$C_D = \frac{22}{NRe p^{1/2}} \quad (4.2.13)$$

Por lo tanto, la velocidad de asentamiento de la partícula puede estar definida por:

$$V_s = \frac{5.889 Dp (\rho_p - \rho_f)^{0.667}}{\rho_f^{0.333} \mu_a^{0.333}} \quad (4.2.14)$$

donde:

Da = Diámetro de agujero (TR), (in).

De = Diámetro exterior de la TP, (in).

Dp = Diámetro de la partícula, (in).

Va = Velocidad anular de flujo, (ft/min).

Vs = Velocidad de deslizamiento de la partícula, (ft/seg).

$\mu_a$  = Viscosidad efectiva, (cp).

$\rho_p$  = Densidad de la partícula, (gr/cm<sup>3</sup>).

$\rho_f$  = Densidad del fluido (gr/cm<sup>3</sup>).

n = Índice de comportamiento de flujo, adimensional; definido por:

$$n = 3.32 \log \left( \frac{\theta_{600}}{\theta_{300}} \right) \quad (4.2.15)$$

K=Índice de consistencia de flujo, cp equivalentes; definido por:

$$K = \frac{510 \theta_{300}}{511^n} \quad (4.2.16)$$

$\theta_{300}$  = Lectura Fann a 300 rpm.

$\theta_{600}$  = Lectura Fann a 600 rpm.

#### IV.2.3 Correlación de Metzner y Reed

Metzner & Reed proporcionaron una ecuación para determinar la velocidad de deslizamiento de las partículas, la cual no es otra que la Ley de Stokes. Sin embargo, si proporcionan correlaciones para determinar el coeficiente de arrastre en función del Número de Reynolds de la partícula. Así, la velocidad de asentamiento de la partícula está definida por la ecuación:

$$V_s = 1.891 \left[ \frac{Dp}{C_D} \left( \frac{\rho_p - \rho_f}{\rho_f} \right) \right]^{1/2} \quad (4.2.17)$$

Metzner y Reed desarrollaron una correlación para el coeficiente de arrastre en función del Número de Reynolds de la partícula, para el

régimen laminar (NRep menores o iguales a 1), régimen turbulento (NRep mayores a 100) y para el régimen de transición. Así:

Si  $N_{Rep} \leq 1$

$$C_D = \frac{24}{N_{Rep}} \quad (4.2.18)$$

Si  $N_{Rep} > 100$

$$C_D = \frac{1.75}{N_{Rep}^{0.1}} \quad (4.2.19)$$

Si  $1 > N_{Rep} \geq 100$

$$C_D = \frac{18.5}{N_{Rep}^{0.6}} \quad (4.2.20)$$

y el Número de Reynolds está definido por:

$$N_{Rep} = 581.91 \frac{\rho_f V_s^2}{K} \left( \frac{D_p}{36V_s} \right)^n \quad (4.2.21)$$

donde:

$D_p$  = Diámetro de la partícula, (in).

$K$  = Índice de consistencia, ((lb<sub>r</sub>-seg<sup>n</sup>)/100 ft<sup>2</sup>.)

$n$  = Índice de comportamiento de flujo, adimensional.

$V_s$  = Velocidad de deslizamiento de la partícula, (ft/seg).

$\rho_p$  = Densidad de la partícula, (gr/cm<sup>3</sup>).

$\rho_f$  = Densidad del fluido, (gr/cm<sup>3</sup>).

#### IV.2.4 Correlación de Walker y Mayer

La correlación propuesta por Walker y Mayer considera un coeficiente de arrastre definido para una partícula en forma de disco cayendo con la cara horizontal en la dirección opuesta al flujo, en lugar de considerar partículas esféricas.

Para este caso, definieron que una partícula se asienta en régimen turbulento cuando el número de Reynolds es mayor que 100 y el coeficiente de arrastre es constante e igual a 1.12. Para estas condiciones propusieron:

Para Régimen turbulento

$$V_s = \frac{0.096\tau_p}{\rho_p^{1/2}} \quad (4.2.22)$$

Para Régimen laminar o transicional

$$V_s = 0.01195\tau_p \left( \frac{D_p\gamma_p}{\rho_p^{1/2}} \right)^{1/2} \quad (4.2.23)$$

con:

$$\tau_p = 22.80 [hc(\rho_p - \rho_f)]^{1/2} \quad (4.2.24)$$

**Determinación del régimen de caída de la partícula**

Para determinar el régimen de caída de la partícula se requiere determinar la velocidad de corte desarrollada por la partícula ( $\gamma_p$ ):

$$\gamma_p = \left( \frac{\tau_p}{K} \right)^{1/n} \quad (4.2.25)$$

y la velocidad de corte crítica ( $\gamma_c$ ):

$$\gamma_c = \frac{64.65}{Dp \sqrt{\rho_p}} \quad (4.2.26)$$

y compararlas una vez que ambas velocidades de corte han sido determinadas. Así:

si  $\gamma_p > \gamma_c$  el régimen es Turbulento

si  $\gamma_p < \gamma_c$  el régimen es Laminar o Transicional

Una vez determinado el régimen de flujo, este puede ser comprobado mediante el empleo de la ecuación 4.2.4, empleando la ecuación 4.2.25 para el término de la viscosidad aparente.

donde:

$D_p$  = Diámetro de la partícula, (in).

$K$  = Índice de consistencia, ( $lb_f \cdot seg^n / 100 ft^2$ ).

$n$  = Índice de comportamiento de flujo, adimensional.

$V_s$  = Velocidad de deslizamiento de la partícula, (ft/seg).

$\tau_p$  = Punto de cedencia, (lb/100 ft<sup>2</sup>).

$\gamma_p$  = Velocidad de corte desarrollada por la partícula, (1/seg).

$\gamma_c$  = Velocidad de corte crítica, (1/seg).

$\rho_p$  = Densidad de la partícula, (gr/cm<sup>3</sup>).

$\rho_f$  = Densidad del fluido, (gr/cm<sup>3</sup>).

**Nota:**  $K$  y  $n$  deberán ser determinadas en el rango de  $\tau_p$ , mediante:

$$n = \frac{\log\left(\frac{\theta_1}{\theta_2}\right)}{\log\left(\frac{N_1}{N_2}\right)} \quad (4.2.27)$$

$$K = \frac{\theta_1}{(1.703N_1)^n} = \frac{\theta_2}{(1.703N_2)^n} \quad (4.2.28)$$

con:

$\theta_1$  y  $\theta_2$  = Lecturas Fann a la velocidad de corte

$N_1$  y  $N_2$  respectivamente, grados.

$N_1$  y  $N_2$  = Revoluciones por minuto del viscosímetro Fann.



# **CAPÍTULO V DETECCIÓN Y CONTROL DE BROTES**

## V. Detección y Control de Brotes

### V.1 Causas y Detección de Brotes

Un brote es la entrada de los fluidos de la formación al pozo, tales como agua, aceite o gas.

Normalmente, en las operaciones de perforación se conserva una presión hidrostática ligeramente mayor que la de formación, de esta forma se previene el riesgo que ocurra un brote. En ocasiones, la presión de formación excederá a la presión hidrostática ejercida por el lodo y ocurrirá un brote debido a:

1. Densidad insuficiente de lodo
2. Llenado insuficiente durante los viajes
3. Sondeo del pozo al sacar tubería demasiado rápido
4. Contaminación del lodo por corte de gas
5. Pérdidas de circulación

Estas son las causas que originan los brotes. A continuación se describen cada una de ellas.

#### Densidad Insuficiente de lodo

Es una causa predominante por las que se originan los brotes. En los últimos años se ha hecho énfasis en perforar con densidades de lodo mínimas con el fin de optimizar las velocidades de penetración, es decir, que la presión hidrostática sea suficiente para contener la presión de la formación.

Los brotes causados por densidades insuficientes de lodo pudieran parecer tener una solución obvia de perforar con densidades de lodo más altas pero esto no resulta ser la mejor solución debido a diferentes variables como son:

- Se puede exceder el gradiente de fractura de la formación e inducir una pérdida de circulación.
- Se incrementa el riesgo de tener pegaduras por presión diferencial.
- Se reduce significativamente la velocidad de penetración.

#### Llenado Insuficiente durante los viajes

A medida que la tubería se saca del pozo el nivel de lodo dentro del mismo disminuye debido a que el volumen de acero de tubería desplaza una cierta cantidad del lodo al ser introducido al pozo. Conforme se extrae la tubería y el pozo no se llena con lodo, el nivel del mismo decrece y por consecuencia también la presión hidrostática, esto es más crítico cuando se saca herramienta como las lastrabarreras.

De acuerdo con la reglamentación, al estar sacando tubería se debe llenar el pozo con lodo antes que la presión hidrostática tenga una disminución de  $5 \text{ kg/cm}^2$  ( $71 \text{ lb/in}^2$ ) o cada 5 lingadas de tubería de perforación, lo que da un decremento menor de la presión hidrostática. Lo que implica que se deberá indicar al perforador el número de lingadas o lastrabarreras que puede

sacar antes de llenar nuevamente el pozo, así como el volumen de lodo requerido para llenar el pozo cada vez que se realice un viaje de tubería.

Podemos ver la importancia que tiene el llenar el pozo periódicamente al realizar este tipo de operaciones para evitar así un posible brote.

#### Sondeo del pozo al sacar tubería

El efecto de sondeo se refiere a la acción del pistón y el cilindro que ejerce la sarta de perforación dentro del pozo, es decir, cuando se mueve la sarta hacia arriba, esta tiende a levantar el lodo con mayor rapidez que la que el lodo tiene para caer por la sarta y la barrena.

En algunas ocasiones la barrena o los estabilizadores se embolan con sólidos de la formación, haciendo más crítico dicho efecto.

Si esta reducción de presión es lo suficientemente grande como para disminuir la presión hidrostática efectiva a un valor por debajo de la formación, dará origen a un desequilibrio que podrá causar un brote.

Entre las variables que influyen este efecto se tienen las siguientes:

- Velocidad de extracción de la tubería.
- Propiedades reológicas (alta viscosidad, alta gelatinosidad y enjarre grueso).
- Geometría del pozo.
- Estabilización de la sarta.

#### Contaminación del lodo por cote de gas

Los brotes pueden ser ocasionados debido a una reducción en la densidad del lodo a causa de la presencia del gas existente en la formación perforada

Al perforar demasiado rápido se puede desprender el gas contenido en los recortes, en tal cantidad que reduzca sustancialmente la densidad del lodo. Al reducir esta, lógicamente también se reduce la presión hidrostática en el pozo, de manera que si esta es menor que la presión de formación, una cantidad adicional de gas entrará al pozo.

El gas se detecta en la superficie bajo la forma de lodo "cortado". Una pequeña cantidad de gas en el fondo del pozo representa en la superficie gran volumen debido a su expansión.

Han ocurrido brotes por esta causa, los cuales se han transformado en reventones, por lo que para reducir su efecto se recomienda efectuar las prácticas siguientes:

- Reducir el ritmo de penetración.
- Aumentar el gasto de circulación.
- Circular el tiempo necesario para desgasificar el lodo.

#### Pérdidas de circulación

Las pérdidas de circulación son uno de los problemas más comunes durante la perforación de un pozo y se clasifican en dos tipos.

- Pérdidas naturales o intrínsecas.
- Pérdidas mecánicas o inducidas.

Si la pérdida de circulación se presenta durante el proceso de la perforación de un pozo, se corre el riesgo de tener un brote, esto se incrementa al estar en zonas de alta presión o de yacimiento.

Al perder la columna de lodo, la presión hidrostática ejercida por el mismo, puede disminuir a un punto tal, que permita que el pozo fluya originando un brote.

Con el objetivo de reducir las pérdidas de circulación se recomienda efectuar las prácticas siguientes:

- Emplear la densidad mínima de lodo que permita el pozo.
- Mantener el mínimo de sólidos en el pozo.
- Mantener los valores reológicos en condiciones óptimas de operación.
- Reducir las pérdidas de presión por fricción en el espacio anular.
- Evitar incrementos bruscos de presión.
- Reducir la velocidad de introducción de la sarta.

## INDICADORES DE BROTE Y PROCEDIMIENTO DE CIERRE

En la detección oportuna del brote, se puede tener hasta un 98% de probabilidades de controlarlo.

Los indicadores de que el lodo está fluyendo fuera del pozo se pueden presentar en las siguientes etapas de la operación de perforación de un pozo:

1. Al estar perforando
2. Al sacar o meter tubería de perforación y/o herramientas
3. Al no tener tubería dentro del pozo

### Indicadores de brote al estar perforando

Los siguientes son indicadores de brotes al estar perforando:

#### ➤ *Aumento en la velocidad de penetración*

Un aumento en la velocidad de penetración puede ser un indicador de un posible brote. La velocidad de penetración, está en función de varios factores como son:

- El peso sobre la barrena.
- Velocidad de rotación.
- Densidad del lodo.
- Hidráulica.

Pero también está determinado por la presión diferencial entre la presión hidrostática del lodo y la presión de formación, es decir, que si la presión de formación es mayor que la presión hidrostática dentro del pozo, aumentara considerablemente la velocidad de penetración de la barrena. Cuando esto ocurra, y no haya cambio en alguna de las otras variables, se debe sospechar la presencia de un posible brote, esta posibilidad es mayor

cuando se perforan zonas de presión anormal o de yacimiento.

➤ *Disminución de la presión de bombeo y aumento de emboladas*

Cuando un brote ocurre mientras se está perforando, los fluidos debido al brote solo estarán únicamente en el espacio anular. La presencia de dichos fluidos que tienen una densidad menor que el lodo, causará que la presión hidrostática en el espacio anular sea menor que la presión hidrostática dentro de la sarta. La diferencia de presiones ayuda a que el lodo dentro de la sarta fluya hacia el espacio anular más fácilmente, con la consecuente disminución de presión de bombeo y el aceleramiento de la bomba de lodo, el cual se manifiesta en el aumento de emboladas.

Sin embargo hay que hacer notar que una disminución de presión de bombeo también puede deberse a las siguientes causas:

- Reducción en el gasto de circulación.
- Agujero o fisura en la TP.
- Desprendimiento de una tobera de la barrena.
- Cambio en las propiedades de lodo

Como se observa, la decisión final se tomara después de haber ponderado varios indicadores del brote.

➤ *Lodo contaminado con gas*

La aparición de lodo contaminado por gas, puede deberse al fluido contenido en los recortes de la

barrena o al flujo de fluido de la formación al pozo que están siendo circulados a la superficie.

Conforme el gas se va expandiendo al acercarse a la superficie (por la reducción de presión al disminuir la columna de lodo sobre él), el lodo contaminado con gas provoca disminución en la presión hidrostática, por lo cual puede ocasionar un brote.

➤ *Lodo contaminado con cloruros*

La detección de un aumento de cloruros y el porcentaje de agua, puede ser indicador de que los fluidos de la formación estén entrando al pozo y, por consecuencia, sean el origen posible de un brote. Sin embargo, el aumento de cloruros también puede ser originado al perforar una sección salina.

➤ *Cambio en las propiedades reológicas del lodo*

Cuando las propiedades reológicas cambien, debe tenerse presente que tal variación pudo ser causada por la entrada de un fluido invasor, lo cual se manifiesta en la variación de la viscosidad, relación agua-aceite y la presencia de sólidos.

➤ *Aumento en el peso de la sarta de perforación*

Aun cuando este indicador es difícil de detectar, es conveniente mencionarlo. Cuando ocurre un brote y los fluidos de la formación (que tienen menor densidad que el lodo) entran al pozo, el efecto de flotación de la sarta en el sistema del lodo se reduce, dando como resultado el

incremento en el peso de la sarta, siendo más notable en lodos de alta densidad, ya que tiene un factor de flotación mayor.

➤ *Flujo sin circulación*

Si las bombas de lodo están paradas y el pozo se encuentra fluyendo, generalmente un brote está en camino. A la acción de verificar el estado de un pozo se le conoce como "observar el pozo". Esto significa que las bombas de lodo son detenidas y los niveles de TP y TR son observados para determinar si el pozo continuo fluyendo o si el nivel del lodo está aumentando.

Es conveniente considerar que si fluye el pozo puede deberse a una descompensación de columnas de lodo, por lo que se deberá observar ambos niveles (TP y TR) para la toma de decisiones correctas.

➤ *Aumento en el gasto de salida*

El aumento en el gasto de salida mientras se está circulando con un gasto constante, generalmente es señal de que está ocurriendo un brote.

El flujo de salida puede determinarse con gran exactitud con el dispositivo denominado indicador de flujo en la línea de flote.

➤ *Aumento de volumen en presas*

Generalmente, una ganancia o aumento de volumen en presas al estar perforando es indicativo de que se tiene un brote.

El volumen de lodo en presas puede medirse mediante un dispositivo automático denominado indicador de nivel de presas.

Ninguno de los indicadores mencionados es absoluto; por lo tanto, se deben de analizar en conjunto. Sin embargo, cuando exista la presencia de alguno de estos indicadores, se justifica el tener que investigar de inmediato la causa ya que se requiere una pronta respuesta a cualquier indicador para poder mantener el control del pozo.

**Indicadores de brotes al estar metiendo o sacando TP y/o herramienta**

Los siguientes, son indicadores de brotes al estar introduciendo o extrayendo tubería de perforación y/o herramienta:

1. Aumento de volumen en presas
2. Flujo sin circulación
3. El pozo toma menos volumen de lodo o desplaza mayor volumen durante los viajes

Los dos primeros indicadores han sido descritos anteriormente por lo cual solo se describirá el último

➤ *El pozo toma menos volumen de lodo o desplaza mayor volumen durante los viajes*

El volumen de lodo requerido para llenar el pozo, debe ser igual al volumen de acero de la tubería que ha sido extraído. Si el pozo es llenado con una cantidad menor de lodo que el calculado, se

tendrá un indicativo de que está ocurriendo un brote.

Si la cantidad de lodo necesaria para llenar el pozo es mayor que el volumen de acero de tubería extraído, se tendrá la posibilidad de una pérdida de lodo con el riesgo de que se presente un brote.

Para el caso en que se introduzca tubería de perforación, se desplazará lodo hacia fuera. El volumen de lodo desplazado tendrá que ser igual al volumen de acero de la tubería introducida.

Si el volumen de lodo desplazado es mayor que el volumen de tubería introducida, se debe considerar que los fluidos de la formación están entrando al pozo, es decir, estará ocurriendo un brote. En caso contrario, si el volumen de lodo desplazado es menor que el volumen de acero de tubería o no hay desplazamiento de lodo, se tendrá una pérdida de lodo con el riesgo de que ocurra un brote.

Estadísticamente, la mayor parte de los brotes ocurren durante los viajes, siendo la extracción de tubería del pozo una operación más crítica que la introducción, debido al efecto de sondeo y a la práctica incorrecta de no mantener el pozo suficientemente lleno de lodo.

Por eso cuando se realiza un viaje, es más fácil detectar un brote en su inicio, por lo que se hace necesario llevar un control del volumen de acero de tubería de perforación introducido o extraído del pozo y el correspondiente volumen de lodo requerido para llenarlo.

El volumen de lodo puede medirse mediante:

- Indicador de nivel de presas.
- Indicador de flujo en la línea de flote.
- Tanque de viajes.
- Contador de emboladas.

#### **Indicadores de brotes al no tener tubería dentro del pozo**

En este caso los indicadores de brote son:

1. Aumento de volumen en presas
2. Flujo sin circulación

Los cuales han sido mencionados anteriormente.

## Control de Brotes

### V.2 Método del Perforador

Se basa en el principio de control, requiere de un ciclo de circulación completo para que los fluidos invasores circulen fuera del espacio anular, utilizando el lodo con densidad original aun gasto y presión constante y un estrangulador ajustable.

El método del perforador se usa ampliamente por su relativa facilidad de aplicación ya que al detectar la presencia de un brote se toman medidas inmediatas para desalojarlo.

#### Procedimiento

1. Lleve a cabo las instrucciones de la hoja de trabajo del perforador.
2. Abra el estrangulador y simultáneamente inicie el bombeo.
3. Ajuste el estrangulador, hasta que la presión que se observe en el espacio anular sea igual a la presión de cierre estabilizada en la tubería de revestimiento (PCTR), manteniendo constante el gasto reducido de circulación.
4. Después de realizar la anterior instrucción registre la presión en la tubería de perforación (que será la presión inicial de circulación)
5. Mantenga constante la presión en la tubería de perforación ajustando el estrangulador. Si la presión en la tubería de perforación se incrementa, abra el estrangulador si disminuye, ciérrelo, manteniendo constante el gasto reducido de circulación.
6. Después de desalojar la burbuja y que salga el lodo en condiciones, suspenda el bombeo.
7. Si las presiones en tuberías de perforación y revestimiento son iguales a cero, el pozo estará controlado.
8. Si las presiones en tuberías de perforación y revestimiento son mayores a cero, pero iguales, la densidad del lodo se deberá incrementar para lograr el equilibrio, (seguir con el método del ingeniero).
9. Si las presiones no son iguales, es indicativo que durante la circulación se ha introducido un segundo brote al espacio anular. Continúe la circulación con las mismas condiciones, hasta que las presiones en TP y TR sean iguales con el pozo cerrado y la bomba parada.

#### Descripción de los eventos

La presión en el espacio anular no varía significativamente, durante la etapa de desplazamiento de la capacidad de tubería de perforación.

Sólo se observará una pequeña disminución en esta presión al pasar el fluido invasor del espacio anular entre la herramienta y al agujero o tubería de revestimiento, al espacio anular entre la tubería de perforación y el agujero o la tubería de revestimiento.

Con respecto al volumen de presas y al gasto, se observará que, al circular el brote, ambos se incrementan (esto no ocurre si el fluido invasor es



agua salada). El incremento es similar a la expansión que sufre el gas en su viaje a la superficie.

Conforme la burbuja de gas se acerca a la superficie, la presión en el espacio anular se incrementará (si el fluido invasor es aceite o gas) y de no tener el conocimiento del comportamiento de este tipo de fluido, el incremento podría interpretarse erróneamente como una nueva aportación.

La decisión de abrir el estrangulador para abatir esta presión complicaría el problema, ya que se permitiría la introducción de otra burbuja. Debe entenderse que el incremento en la presión del espacio anular, sirve para compensar la disminución de la presión hidrostática en el mismo, resultante de tener una menor columna de lodo (completada con gas).

De no permitir la expansión de la burbuja, la misma llegaría a la superficie con la presión del yacimiento.

Lo anterior no es favorable, ya que lo más probable es que las conexiones superficiales de control o la tubería de revestimiento no soporten dicha presión ocasionando un problema de graves consecuencias o que, en el mejor de los casos, se produzca pérdida de circulación (reventón subterráneo).

Si la expansión de la burbuja se ha efectuado, la máxima presión a registrar en el espacio anular será cuando la masa de la misma llegue a la superficie.

### Recomendación

Cierre ligeramente el estrangulador al momento que se desaloje la burbuja del pozo, la cual sufre una expansión súbita al no tener la carga hidrostática de un fluido más pesado arriba de ella. Por esto, una descompensación en la presión de fondo provocada por la expansión de la burbuja, podría permitir la introducción de otra durante el desalojo de la primera, observándose disminución en la presión en el espacio anular, hasta un valor similar a la presión de cierre en la tubería de perforación (PCTP), que será la presión con que excede el yacimiento a la hidrostática de la columna de lodo.

Cuando la burbuja ha sido eliminada y salga lodo en condiciones favorables (densidad, viscosidad, etc.), al suspender el bombeo las presiones en las tuberías de perforación y de revestimiento deben ser iguales a la PCTP original, ya que, en el espacio anular y en la tubería de perforación habrá lodo con la misma densidad a la existente en la tubería de perforación al ocurrir el brote y cerrar el pozo.

Este será el momento para hacer los preparativos y cálculos necesarios y poder llevar a cabo la segunda etapa del control, con el método del ingeniero o cualquier otro, sin el riesgo de que las presiones se incrementen.

Hoja de trabajo del perforador

Máxima presión permisible en superficie:	_____ kg/cm <sup>2</sup>	_____ lb/in <sup>2</sup>
Máxima presión permisible en TR:	_____ kg/cm <sup>2</sup>	_____ lb/in <sup>2</sup>
Q <sub>R</sub> = Gasto reducido de circulación:	_____	emb/min
P <sub>R</sub> = Presión reducida de circulación:	_____	kg/cm <sup>2</sup>
PCTP = Presión de cierre de TP estabilizada:	_____	kg/cm <sup>2</sup>
PCTR = Presión de cierre de TR estabilizada:	_____	kg/cm <sup>2</sup>
D <sub>L</sub> = Densidad de lodo:	_____	gr/cm <sup>3</sup>
PROF = Profundidad de la barrena:	_____	m

Esta hoja muestra la secuencia de eventos que se llevarán a cabo, con instrucciones directas al perforador, para que en cualquier momento esta persona pueda tomar las acciones inmediatas.

**V.3 Método del Ingeniero**

Este método también es llamado de *espera y densificar*, implica que estando el pozo cerrado se tenga que esperar mientras se prepara lodo con la densidad adecuada y equilibrar la presión hidrostática con la presión de formación, así como recabar los datos necesarios y efectuar los cálculos necesarios para llevar a cabo el control total del pozo.

**Secuencia**

1. Abra el estrangulador y simultáneamente inicie el bombeo del lodo con densidad de control aun gasto reducido.

2. Ajustando el estrangulador, iguale la presión en el espacio anular a la presión de cierre de la tubería de revestimiento (PCTR).
3. Mantenga la presión en el espacio anular constante, con ayuda del estrangulador, hasta que la densidad de control llegue a la barrena.
4. Cuando el lodo de control llegue a la barrena, lea y registre la presión en la tubería de perforación.
5. Mantenga constante el valor de presión en la tubería de perforación, auxiliándose del estrangulador. Si la presión se incrementa, abra el estrangulador, si disminuye, ciérrelo.
6. Continué circulando manteniendo la presión en la tubería de perforación constante, hasta que el lodo con densidad de control llegue a la superficie.
7. Suspenda el bombeo y cierre el pozo.
8. Lea y registre las presiones en las tuberías de perforación y revestimiento.
9. Si las presiones son iguales a cero, el pozo estará bajo control. Si las presiones son

iguales entre sí, pero mayores a cero, la densidad de lodo bombeado no fue suficiente para controlar el pozo, por lo que se deberá repetir el procedimiento con base en las presiones registradas. Si la presión en tubería de perforación es igual a cero pero en tubería de revestimiento se registra alguna presión, será indicativo que no se ha desplazado totalmente el espacio anular con densidad de control o que hubo ingreso adicional de fluidos de la formación al pozo.

#### *Descripción de los eventos*

Una vez que el lodo esté preparado con la densidad de control y se comience a bombear a un gasto reducido de circulación, la presión que se registre en la tubería de perforación, sólo al momento de igualarla en el espacio anular con la presión de cierre en tubería de revestimiento (PCTR), será similar a la inicial de circulación (PIC).

Al bombear lodo con densidad de control a través de la sarta de perforación, se observará disminución paulatina en la presión de la tubería de perforación, hasta un valor llamado presión final de circulación (PFC), que será cuando la densidad de control llegue a la barrena. Entonces se observará que el abatimiento de presión en tubería de perforación será similar al calculado en la cedula de bombeo. Esto es, que a cierto volumen de lodo bombeado o tiempo de bombeo, le corresponderá una disminución en la presión en TP.

Lo anterior se debe a que se estará generando una mayor presión hidrostática por dentro de la tubería que contrarrestará la presión ejercida por la formación aportadora.

Si se suspendiera el bombeo y se cerrara el pozo cuando el lodo de control alcance el extremo inferior de la sarta, la presión superficial en la tubería de perforación sería cero

Una vez que el lodo de control ha llegado a la barrena, la PFC deberá mantenerse constante durante el viaje del lodo, con densidad de control a la superficie (ajustando el estrangulador).

Si el brote se circuló previamente por el método del perforador, se observará que la presión registrada en el espacio anular se abatirá conforme el lodo con densidad de control viaje hacia la superficie.

Cuando salga lodo con densidad de control a la superficie, la presión en el espacio anular deberá ser cero. Para observar si no hay flujo, se deberá suspender el bombeo; si no hay, el pozo estará bajo control.

En caso de que este método se utilice para desalojar la burbuja del fluido invasor, el comportamiento de las presiones registradas en el espacio anular (cuando el lodo de control salga de la barrena) diferirá de lo descrito.

Cuando se haga presente el efecto de la expansión del gas cerca de la superficie, la declinación de la presión en la tubería de revestimiento cesará y empezará incrementar

hasta alcanzar su máxima presión, la cual ocurrirá cuando la burbuja de gas llegue a la superficie. Durante la salida de la burbuja, se observará disminución en la presión en la tubería de revestimiento, originada por la súbita expansión de la misma.

Se recomienda cerrar ligeramente el estrangulador, ya que de esta forma no se permite la disminución excesiva de presión en el espacio anular, puesto que se tendría, aún en este espacio, un volumen equivalente a la capacidad de la tubería de perforación con densidad original.

A medida que se circula el fluido con densidad de control, la presión en la tubería de revestimiento continuará disminuyendo con menor rapidez hasta llegar casi a cero (cuando el lodo con densidad de control salga a la superficie), donde el estrangulador deberá estar totalmente abierto y esta presión sólo será igual a las pérdidas por fricción en las líneas y el árbol del estrangulación.

Si al haber circulado completamente el lodo de control y suspendido el bombeo, las presiones en las tuberías de perforación y revestimiento no son iguales a cero, se deberá a alguna de las razones siguientes:

- a) La densidad de control no es la suficiente para controlar el pozo.
- b) Se tendrá un brote adicional en el espacio anular, causado por permitir que la presión disminuyera al estar circulando el brote.

Para comprobar que esta presión no es producida por fluidos atrapados cerca de la superficie, se deberá desfogar el pozo con una pequeña

cantidad de fluido que no exceda de medio barril; si con este desfogue no se observa una disminución de presión, se deberá aumentar la densidad del lodo, para lo cual se debe tomar en cuenta las nuevas presiones de cierre registradas en las tuberías de perforación y revestimiento, circulando el brote en la forma ya indicada.

### ***Cálculos básicos para el control de brote***

Cuando se detecta un brote, es necesario cerrar el pozo con los procedimientos adecuados para cada situación y elaborar los cálculos básicos para el control total antes de iniciar la circulación.

Estos cálculos facilitaran el seguimiento de cada etapa durante el control e incluyen.

- a) Tiempo de desplazamiento en el interior de la sarta.
- b) Densidad de control.
- c) Presión inicial de circulación.
- d) Presión final de circulación.
- e) Tiempo total para desalojar el brote del pozo.

➤ *Tiempo de desplazamiento en el interior de la sarta.*

Es necesario conocer este parámetro para observar el avance realizado al estar circulando un brote y para elaborar la cédula de presión durante el desplazamiento de la densidad de control en el interior de la sarta. Este tiempo se determina en función de la capacidad interior de la sarta y de las características de la bomba, los

cuales se pueden conocer en las siguientes explicaciones:

- *Factores de capacidad de los componentes de la sarta y secciones del espacio anular*

Estos factores se pueden conocer empleando tablas elaboradas para este fin. En este caso de no contar con ellos, se podrán obtener con las siguientes ecuaciones:

Para interior de tubería (TP, tubería pesada, herramienta, TR).

$$\text{Factor de Cap} = d^2 \times 0.5067$$

Para espacio anular (entre tubería o agujero y tuberías).

$$\text{Factor de Cap} = (d^2 - D^2) \times 0.5067$$

donde:

Factor de Cap: Factor de capacidad de la sección (lt/ m)

d: Diámetro interior TP, TR o agujero (in)

D: Diámetro exterior TP o herramienta (in)

0.5067: Constante de conversión

Se define como factor de capacidad interior o anular, a los litros necesarios para llenar un metro lineal con la geometría de (los) diámetro (s) considerado (s).

- *Volumen activo del lodo en el sistema*

Este volumen incluye el que haya en el agujero y en presas, es importante conocer siempre estos datos, ya que cuando ocurre un brote el volumen de fluido invasor será equivalente al incremento de volumen de lodo en las presas.

Cuando es necesario incrementar la densidad, se determina la cantidad de material densificante mínimo para efectuar el control, para conocer el volumen de fluido en el sistema es necesario utilizar los factores de capacidad, los cuales se determinan de la siguiente manera:

Volumen interior de tubería = factor de cap x longitud de tubería (lt)

Volumen espacio anular = factor de cap x longitud de sección (lt)

Volumen en presas = (m<sup>3</sup> de fluido / cm de altura) x altura de nivel en la presa (m)

- *Capacidad de bombeo de acuerdo a las características de la bomba*

Los datos que son necesarios registrar de una bomba son:

1. Marca
2. Modelo
3. Diámetro de camisa
4. Longitud de carrera
5. Emboladas máximas
6. Presión de operación a gasto establecido

7. Presión límite de operación

Para calcular la capacidad de la bomba dúplex de doble acción, considerando una eficiencia volumétrica del 90%, se dispone de las siguientes ecuaciones:

$$G = 0.2575 \times L(2D_c^2 - d_v^2) = \text{lt / emb}$$

$$Q = 0.0068 \times L(2D_c^2 - d_v^2) = \text{gal / emb}$$

Y para bombas triples de simple acción, considerando un 90% de eficiencia volumétrica, se aplican las siguientes ecuaciones:

$$G = 0.0386 \times L \times D_c^2 = \text{lt / emb}$$

$$Q = 0.0102 \times L \times D_c^2 = \text{gal / emb}$$

donde:

G: Capacidad de la bomba (lt/emb)

Q: Capacidad de la bomba (gal/emb)

L: Longitud de la carrera (in)

D<sub>c</sub>: Diámetro de la camisa (in)

d<sub>v</sub>: Diámetro del vástago (in)

Al establecer un gasto (gasto reducido de circulación) en gal/min o lt/min, es posible conocer

el tiempo necesario para desplazar la capacidad del interior de la sarta.

$$T = \frac{\text{Vol. Int. TP}}{Q_R}$$

donde:

T: Tiempo de desplazamiento (min)

Vol. Int. TP: Volumen total del interior de la sarta (lt o gal)

Q<sub>R</sub>: Gasto reducido de circulación (lt/min o gal/min)

$$\text{emb} = \frac{\text{Vol. Int. TP}}{\text{Cap. de la bomba}}$$

➤ Densidad de control

Para obtener el control de un pozo se requiere que la presión hidrostática ejercida por la columna de lodo, equilibre la presión de la formación. La densidad que cumple lo anterior se conoce como densidad de control; para calcularla se deberá auxiliar de la lectura de presión de cierre estabilizada en TP, por ser la que generalmente presenta la mínima contaminación.

De lo anterior tenemos que:

$$\text{Inc. Dens.} = \frac{PCTP \times 10}{\text{profundidad}}$$

$$\rho_c = \rho_i + \text{Incremento de densidad}$$

donde:

Inc. Dens: Incremento a la densidad ( $\text{gr/cm}^3$ )

PCTP. Presión de cierre estabilizada en TP ( $\text{kg/cm}^2$ )

Profundidad: Profundidad vertical del pozo o donde se encuentra la barrena (m)

$\rho_i$ : Densidad original del lodo ( $\text{gr/cm}^3$ )

$\rho_c$ : Densidad de control ( $\text{gr/cm}^3$ )

El margen de seguridad será ( $0.03 \pm 0.04 \text{ gr/cm}^3$ ) y se utiliza dependiendo de las condiciones del pozo, si este lo permite.

➤ *Presión inicial de circulación*

Para lograr establecer la circulación en un pozo donde se ha presentado un brote, es necesario que la presión inicial de circulación sea equivalente a la suma de:

Las caídas de presión por fricción en el sistema, más la presión de formación en exceso de la hidrostática en TP.

La primera de éstas se refiere a la presión reducida de circulación, prerregistrada cuando se presentan las mismas condiciones de profundidad

de la barrena, gastos y densidad del fluido en el momento del brote. La segunda es igual a la presión de cierre en TP estabilizada (PCTP); de lo anterior tenemos que:

$$PIC = P_R - PCTP$$

donde:

PIC: Presión inicial de circulación ( $\text{kg/cm}^2$ )

$P_R$ : Presión reducida de circulación ( $\text{kg/cm}^2$ )

PCTP: Presión de cierre en TP estabilizada ( $\text{kg/cm}^2$ )

➤ *Método alternativo para conocer la PIC*

Se emplea cuando se presentan las condiciones siguientes:

- a) Cuando se utiliza una bomba diferente a las del equipo (unidad de alta presión).
- b) Cuando la profundidad de la barrena o de la tubería sea diferente a la profundidad donde se registro la  $P_R$ .
- c) Cuando las condiciones del fluido de perforación hayan sufrido un cambio sustancial.
- d) Cuando se requiera circular a un gasto diferente a  $Q_R$
- e) Para verificar el valor prerregistrado de  $P_R$ .
- f) Cuando no se hayan determinado de antemano la  $P_R$ .

El método alternativo para conocer la presión inicial de circulación, consiste:

1. Bombear lento, abriendo simultáneamente el estrangulador y manteniendo la presión en el espacio anular igual a la PCTR hasta alcanzar el gasto reducido de circulación.
2. Una vez alcanzado el gasto y ajustando el estrangulador para mantener la PCTR, permita que bajo estas condiciones la presión en TP se estabilice.

La presión en TP estabilizada será igual a la presión inicial de circulación (PIC); por lo tanto, si se desea conocer la presión reducida de circulación ( $P_R$ ) bastará restar de la presión inicial de circulación, la presión de cierre en TP (PCTP), lo que nos queda como:

$$P_R = PIC - PCTP = \text{kg/cm}^2$$

Lo cual equivale a conocer las caídas de presión por fricción a las condiciones de gasto, densidad de lodo y profundidad de la barrena en ese momento.

➤ *Presión final de circulación*

Cuando se utiliza lodo con una densidad diferente a la original para controlar un brote (lodo con densidad de control) y este es bombeado a través de la sarta, se genera una mayor columna hidrostática por lo que se necesitará menor presión en la superficie para controlar la presión de la formación. Por otro lado, al tener lodo más pesado las pérdidas de presión por fricción serán

mayores y será necesaria una mayor presión en la bomba. Al parecer, estas dos condiciones se contraponen, para solucionar este problema se tiene que determinar la presión necesaria para circular el lodo cuando este ha llegado a la barrena o al extremo de la tubería, ya que la presión hidrostática que habría generado la columna de lodo será la suficiente para equilibrar la presión de formación (si la densidad de control es la correcta).

Esta presión es sólo necesaria para circular lodo con densidad de control de la barrena a la superficie (a un gasto constante); se le llama presión final de circulación (PFC) y se calcula de la siguiente manera:

$$PFC = P_R \times \frac{\rho_c}{\rho_i} = (PIC - PCTP) \frac{\rho_c}{\rho_i}$$

donde:

PFC: Presión final de circulación (kg/cm<sup>2</sup>)

$P_R$ : Presión reducida de circulación (kg/cm<sup>2</sup>)

$\rho_c$ : Densidad de control del lodo (gr/cm<sup>3</sup>)

$\rho_i$ : Densidad original del lodo (gr/cm<sup>3</sup>)

PIC: Presión inicial de circulación (kg/cm<sup>2</sup>)

PCTP: Presión de cierre en TP estabilizada (kg/cm<sup>2</sup>)



Cedula de bombeo

En esta hoja se registran los datos necesarios para controlar el pozo.

Máxima presión permisible en superficie:	_____ kg/cm <sup>2</sup>	_____ lb/in <sup>2</sup>
Q <sub>R</sub> = Gasto reducido de circulación:	_____	emb/min
P <sub>R</sub> = Presión reducida de circulación:	_____	kg/cm <sup>2</sup>
Densidad de lodo en presas:	_____	gr/cm <sup>3</sup>
Profundidad de la barrena:	_____	m
Incremento de volumen de presas:	_____ lt	_____ m <sup>3</sup>
PCTP = Presión de cierre de TP estabilizada:	_____	kg/cm <sup>2</sup>
PCTR = Presión de cierre de TR estabilizada:	_____	kg/cm <sup>2</sup>
Volumen interior de sarta:	_____ lt	_____ m <sup>3</sup>
Gasto de la bomba:	_____	lt/min
Tiempo de desplazamiento:	_____	min
Emboladas para desplazar:	_____	emb
Densidad del lodo de control:	_____	gr/cm <sup>3</sup>
Margen de seguridad:	_____	gr/cm <sup>3</sup>
Presión inicia de circulación:	_____	kg/cm <sup>2</sup>
Presión final de circulación:	_____	kg/cm <sup>2</sup>

**CÁLCULOS COMPLEMENTARIOS**

Los cálculos de los parámetros que a continuación se mencionan, son el complemento para llevar a cabo un control de brote más estricto, esto no quiere decir, que con el procedimiento mencionado con anterioridad no se pueda tener un control de brote adecuado.

- a) Determinación del tipo de brote.
- b) Cantidad de barita necesaria para densificar el lodo.
- c) Incremento en el volumen de lodo por adición de barita.
- d) Cédula de presión durante el desplazamiento de la densidad de control en el interior de la sarta.

**Determinación del tipo de brote**

Los fluidos de la formación asociados con un brote son: aceite, agua, gas o una combinación entre ellos.

Existen diferencias en el comportamiento de las presiones que van ligadas a un brote de aceite, agua o gas a medida que éstos circulan.

Las presiones en tubería de perforación y revestimiento y el aumento en volumen de presas (si se puede medir con exactitud) se emplean para estimar el tipo de brote mediante el cálculo de la densidad del fluido invasor, a través de la siguiente ecuación:

$$\text{Densidad del fluido invasor} = \rho_i \frac{10(PCTR - TCTP)}{L_B}$$

donde:

$\rho_i$ : Densidad del lodo en el pozo ( $\text{gr/cm}^3$ )

PCTR: Presión de cierre en el espacio anular estabilizado ( $\text{kg/cm}^2$ )

PCTP: Presión de cierre en TP estabilizado ( $\text{kg/cm}^2$ )

$L_B$ : Longitud de la burbuja

Midiendo el incremento de volumen en presas y con el factor de capacidad anular de la sección donde se estima esté localizada la burbuja, la longitud de la burbuja se determina de la siguiente manera:

$$L_B = \frac{\text{Incremento de volumen de presas (lt)}}{\text{Capacidad del espacio anular (lt/m)}}$$

Si la densidad calculada es menor a  $0.69 \text{ gr/cm}^3$ , posiblemente el brote sea gas, si la densidad se encuentra entre  $0.69$  y  $0.92 \text{ gr/cm}^3$  el brote será de aceite con alguna cantidad de gas. Una densidad mayor a  $0.92 \text{ gr/cm}^3$  indicara que el fluido invasor es agua salada.

**Cantidad de barita necesaria para densificar el lodo**

Una vez que se conoce la densidad del lodo de control, es necesario calcular la cantidad de barita requerida para poder aumentar el peso del lodo hasta obtener la densidad adecuada.

La siguiente ecuación nos indica la cantidad de barita que se necesita para incrementar la densidad a  $1 \text{ m}^3$  de lodo a la densidad requerida:

$$\text{Num. de sacos de barita} = \frac{85(\rho_c - \rho_i)}{4.25 - \rho_c}$$

donde:

Num. de sacos de barita: ( $\text{sacs/m}^3$ )

$\rho_c$ : Densidad de lodo de control ( $\text{gr/cm}^3$ )

$\rho_i$ : Densidad inicial de lodo ( $\text{gr/cm}^3$ )

De donde:

Cantidad de barita = Num de sacos de barita x volumen de lodo en el sistema

$$\text{Cantidad de barita} = \frac{\text{SCS}}{\text{m}^3} \times \text{m}^3 \text{ de lodo}$$

#### **Incremento en el volumen de lodo por adición de barita**

Cuando se adiciona barita al sistema de lodo para incrementar su densidad, también se estará incrementando su volumen. Es conveniente conocer este aumento de volumen antes de agregar el material densificante, con objeto de disponer la capacidad de almacenamiento suficiente, dicho incremento se calcula de la siguiente manera.

$$\text{Incremento de volumen} = \frac{\# \text{ de sacos de barita totales}}{85} = \text{m}^3$$

#### **Cédula de presión durante el desplazamiento de la densidad de control en el interior de la sarta**

A medida que el lodo con densidad de control es bombeado a través de la sarta, la presión de circulación disminuye desde el valor de presión inicial de circulación hasta el valor de presión final de circulación. Con esta cédula de presiones se puede determinar el tiempo de bombeo o el número de emboladas correspondientes a determinada disminución de presión, y estar en condiciones de verificar el desarrollo de control y,

de ser necesario, tomar las medidas correctivas oportunamente.

Para elaborar la cédula de bombeo, se procede de la siguiente forma:

1. Determine la presión reducida.

$$P_R = P_{IC} - P_{FC} = \text{kg/cm}^2$$

2. Determine el tiempo necesario para abatir la presión en 1 kg/cm<sup>2</sup> durante el bombeo del lodo con densidad de control.

$$\text{Tiempo necesario} = \frac{\text{tiempo despi. cap. Interior}}{P_R} = \text{min/ kg/cm}^2$$

3. Determine las emboladas necesarias para abatir la presión en 1 kg/cm<sup>2</sup> durante el bombeo del lodo con densidad de control.

$$\text{Emb necesarias} = \frac{\# \text{ emb para despi cap Interior}}{P_R} = \text{emb/ kg/cm}^2$$

#### **Recomendación**

Para simplificar la cédula tome valores mayores a 1 kg/cm<sup>2</sup> como intervalos de reducción.

## V.4 Método Dinámico

Este método comienza al circular el lodo con la densidad inicial. Se adiciona barita hasta que el lodo alcanza el peso de control. Este método requiere de circular varias veces el lodo hasta completar el control del pozo.

### Secuencia de control

1. Registre la presión de cierre en TP y TR.
2. Iniciar el control a una presión reducida ( $P_r$ ) de circulación constante, hasta totalizar las emboladas necesarias para llenar el interior de la tubería de perforación.
3. El operador del estrangulador debe controlar y registrar las emboladas de la bomba y graficar la densidad del lodo a medida que se va densificando.
4. Al llegar a la barrena se tiene la  $P_{fc}$ , por lo que se debe mantener la presión constante hasta que el lodo densificado alcance la superficie.

### Descripción de los eventos

Este método se puede utilizarse inmediatamente al conocer las presiones de cierre y sobre todo es recomendable cuando se requiere una densidad de lodo muy alta.

El número de circulaciones será función del aumento de la densidad del lodo, el volumen activo y las condiciones del fluido en el sistema, así como la capacidad de los accesorios y equipo de agitación para preparar grandes volúmenes de lodo.



# **CAPÍTULO VI TOPICOS ESPECIALES**

## VI. Tópicos Especiales

### VI.1 Asentamiento de Barita

El asentamiento de barita es la sedimentación de barita que causa grandes variaciones en la densidad del lodo. Es una de las principales causas de preocupación, especialmente cuando lodos densificados son usados en la perforación de pozos direccionales y de alcance extendido. El asentamiento está generalmente relacionado con ángulos del pozo de 50 a 80°, bajas velocidades anulares y lodos limpios de baja viscosidad. Las posibles consecuencias incluyen pérdida de circulación, pegadura de tubería, empaquetamiento del pozo, inestabilidad del pozo y problemas de control de pozo.

El asentamiento es afectado por numerosos factores relacionados con las prácticas de perforación y las propiedades del lodo, las cuales deben ser manejadas correctamente para lograr un control satisfactorio.

Aunque antes se pensaba que el asentamiento ocurría con mayor frecuencia en los Lodos Base Aceite o los Lodos Base Sintético, debido a la disminución de la viscosidad causada por el calor, el asentamiento ha sido observado en todos los tipos de fluidos de perforación densificados.

El asentamiento de barita ocurre cuando las partículas del material densificante inerte (barita, hemalita, etc.) se sedimentan y forman una lechada de alta densidad o una "cama" de barita en el lado bajo del pozo. En general, las camas de barita pueden formarse en pozos desviados 30° o

más que son perforados con pesos de lodo mayores que 12 lb/gal. a ángulos de hasta 75°, las camas pueden derrumbarse (deslizarse o fluir hacia el fondo del pozo). Después de un viaje, la circulación subsiguiente del lodo revela una amplia variación en el peso del lodo.

En principio, la limpieza del lodo y el asentamiento de barita están relacionados. Ambos son afectados por factores interdependientes tales como: velocidad anular; ángulo del pozo; longitud del intervalo; régimen de flujo; peso del lodo; y rotación, tiempo y prácticas de perforación. Sin embargo, las diferencias requieren distintos métodos de control y manejo. Por ejemplo, las camas de recortes que se forman debido a la limpieza insuficiente del pozo, dejan generalmente de deslizarse (derrumbarse) a ángulos mayores de 60 a 65°, o sea 10 a 12° menos que las camas de barita más fluidas. En el campo, el asentamiento se mide pesando el lodo con regularidad en la línea de flujo, después de que haya permanecido sin circular por un tiempo, tal como cuando se circula desde el fondo hacia arriba después de realizar viajes, registros o asentamiento de tubería de revestimiento.

La "huella" típica del asentamiento de barita es una forma más o menos sinusoidal (Figura VI.1). Cuando se circula desde el fondo hacia arriba, el lodo ligero viene seguido del lodo pesado, y luego del lodo de peso original. El lodo más pesado suele aparecer durante la circulación desde el fondo hacia arriba. En la mayoría de los pozos direccionales, es muy probable que haya ocurrido

cierto grado de asentamiento. Sin embargo, hasta hace poco, el peso del lodo se medía solamente en la muestra de la circulación desde el fondo hacia arriba. El lodo pesado del fondo se atribuía generalmente, a la deshidratación y/o a la dispersión. En los casos donde se había identificado el asentamiento, simplemente se toleraba, supuestamente porque se pensaba que los problemas relacionados con el asentamiento eran relativamente pocos. El asentamiento ha sido responsable de la pérdida de circulación en pozos con ángulos de solamente 30°.



Figura VI-1: Variaciones del peso del lodo

El asentamiento puede ser minimizado ajustando las propiedades reológicas, la composición y la formulación del lodo. Sin embargo, el asentamiento es un problema que no está relacionado solamente con las propiedades del lodo. Puede ser inducido en prácticamente cualquier pozo direccional por la circulación de un lodo densificado a bajos gastos, tal como cuando se acondiciona el lodo antes de colocar la tubería de revestimiento. Las pautas generales relacionadas con las propiedades del lodo y las prácticas de perforación están descritas más adelante en este capítulo.

Cuando no está bien suspendido, el material densificante se sedimentará a partir de una columna de fluido estática. En los pozos verticales, la sedimentación retardada que tiene lugar es sensiblemente más lenta que la velocidad de sedimentación libre de una sola partícula. La sedimentación disminuye aún más cuando estructuras de gel se forman y mejoran la suspensión. Sin embargo, si la columna está en un plano inclinado, la velocidad de sedimentación aumentará considerablemente. Se atribuye el descubrimiento de este fenómeno al médico A.E. Boycott, quien reportó en 1920 que los glóbulos sanguíneos se sedimentaban a una velocidad de 3 a 5 veces más rápida en los tubos de ensayo inclinados, que en los tubos verticales. La mejor manera de visualizar la sedimentación de Boycott es usando el Tubo Zag, (un tubo de plástico segmentado que contiene agua viscosificada y brillantes). Sin embargo, se puede realizar una prueba sencilla usando un cilindro graduado (o tubo de ensayo), barita y agua de grifo (Figura VI.2).

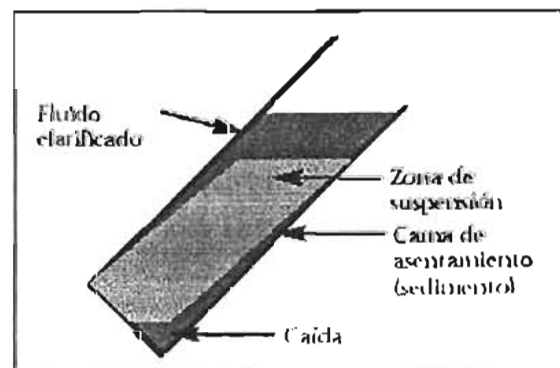


Figura VI-2: Sedimentación de Boycott



### Sedimentación Boycott

Primero, agregar barita seca para llenar aproximadamente un tercio del tubo. Luego, llenar con agua. Agitar enérgicamente y colocar el tubo a un ángulo de aproximadamente 45°. A medida que la barita se sedimenta, se puede observar que la cola de agua en el lado alto del tubo fluye hacia arriba, mientras que los sólidos se deslizan hacia abajo. Este movimiento especial ocurre cuando la sedimentación inmediata en el lado bajo y en el lado alto crea un desbalance de presión a través de la sección transversal. El fluido de baja densidad se ve forzado hacia arriba, mientras que el fluido de alta densidad se ve forzado hacia abajo, a lo largo del lado bajo del pozo.

En los pozos direccionales, la sedimentación de Boycott es complicada por varios factores, el más importante de los cuales es la dinámica de los fluidos. A bajos gastos, la corriente de flujo se mueve a lo largo del lado alto del pozo y aumenta tanto el desbalance de presión como la formación de camas. Esto se llama sedimentación de Boycott acelerada o intensificada dinámicamente.

Este tipo de sedimentación puede ser disipado sistemáticamente por velocidades anulares más altas y rotación de la tubería. Está claro que el proceso de asentamiento conlleva tres mecanismos claves: la sedimentación dinámica, la sedimentación estática y la caída.

Los tratamientos del lodo deberían tratar el mecanismo apropiado. Si se intenta resolver

problemas dinámicos con soluciones estáticas, esto puede causar la pérdida de circulación o dificultades de este tipo. Por ejemplo, los altos esfuerzos de gel sólo pueden reducir la sedimentación estática. Hubo un momento en que se pensaba que el asentamiento era un problema estático típico, porque los síntomas están relacionados con las condiciones estáticas en el pozo. Sin embargo, como la mayoría de las camas de barita se forman durante la circulación, el asentamiento es un problema que está principalmente relacionado con la sedimentación dinámica. Típicamente, el crecimiento de las camas bajo condiciones estáticas (bombas apagadas) es mínimo, aunque es más probable que la caída se produzca durante periodos estáticos. Por estos motivos, las prácticas de perforación antes y después de los viajes pueden generalmente impedir los problemas relacionados con el asentamiento.

Las prácticas de perforación que afectan el asentamiento incluyen:

1. Deslizamiento vs. rotación de la tubería de perforación.
2. Técnicas de desplazamiento
3. Técnicas de acondicionamiento del lodo antes de la cementación.
4. Viajes cortos y viajes del limpiador rotatorio.
5. Procedimientos de viaje.
6. Técnicas para reanudar la circulación.
7. Procedimientos de monitoreo del pozo.

### Mediciones del Asentamiento

Se recomienda medir y registrar el peso del lodo en la línea de flujo después de los viajes, para todos los pesos densificados usados en pozos direccionales. Esta información suele ser llamada "reporte de viaje".

El asentamiento es más grave durante la primera circulación desde el fondo hacia arriba después de un viaje. El reporte de viaje debería incluir (a intervalos de 15 min.) la siguiente información: tiempo y carreras acumulativas de la bomba, peso del lodo, temperatura del lodo, viscosidad *Marsh* y unidades de gas. Una balanza de lodo presurizada puede ser necesaria para minimizar los efectos por corte de gas.

Si es posible, el peso del lodo debería ser corregido para tomar en cuenta la temperatura. La mejor medida del asentamiento es la diferencia entre los pesos de lodo máximos y mínimos observados en la línea de flujo después de un viaje.

Como lo ilustra la ecuación, el registro de asentamiento depende de la relación entre la diferencia de peso del lodo y el peso del lodo en circulación. Se agrega la función exponencial para ampliar los problemas graves de asentamiento.

$$Sr = e(10 \times Wd / Wc)$$

donde:

Sr. Registro de Asentamiento (adimensional)

Wd: Diferencia máxima del peso de lodo (lb/gal)

Wc: Peso del lodo en circulación (lb/gal)

Si no se produce ningún asentamiento, entonces:

$$Sr = 1.0.$$

Los datos del campo sugieren que problemas mínimos de asentamiento serán encontrados para  $1.0 < Sr < 2.5$ .

Los valores de Sr mayores que 5 indican un asentamiento grave. Para referencia, el registro de asentamiento Sr es de 2.55 para la circulación desde el fondo hacia arriba.

El registro de asentamiento es una escala abierta. Valores mayores que 70 han sido calculados para un lodo base aceite de alta densidad bombeado a bajos gastos en un pozo del Mar del Norte, lo cual constituye un ejemplo extremo de un problema grave de asentamiento.

El registro de asentamiento tiene dos ventajas claras. En primer lugar, puede ayudar a monitorear las tendencias de asentamiento en el pozo. En segundo lugar, Sr proporciona una correlación entre los resultados del campo y los resultados del laboratorio.

Los datos tomados en el circuito de flujo de asentamiento guardan muy buena correlación con los resultados del campo cuando se usa el registro de asentamiento. Este circuito de flujo simula el ángulo real del pozo, la excentricidad de

la tubería de perforación, la rotación de la tubería y la velocidad anular.

La medición y el registro continuo de las adiciones de material densificante y el peso del lodo en circulación pueden proporcionar una medida directa del material densificante que se ha depositado en la cama

Para medir los cambios de peso del lodo durante un periodo determinado, se toman muestras de lodo en el fondo del vaso térmico con una jeringa de aguja larga.

#### PAUTAS PARA EL ASENTAMIENTO

Debido a su complejidad, el mecanismo de asentamiento de barita no tiene ninguna solución analítica. Sin embargo, pautas prácticas han sido desarrolladas en base a la experiencia de campo y a las medidas realizadas en el laboratorio. Estas pautas están clasificadas de acuerdo con:

1. La planificación del pozo.
2. Las propiedades y las pruebas del lodo.
3. Las prácticas operacionales.
4. El monitoreo del pozo.

##### ➤ *Planificación del Pozo*

**Tipo de pozo.** Los pozos direccionales con una inclinación mayores a 30° que son perforados con densidades de lodo mayor a 12 lb/gal (SG>1.44) tienen muchas posibilidades de sufrir problemas de asentamiento. Debido al margen

potencialmente estrecho entre la presión de poro y el gradiente de fractura, los pozos de alcance extendido y los pozos direccionales de aguas profundas son especialmente críticos. Los gastos disponibles para estos pozos pueden estar limitados debido a las pérdidas de presión y a las herramientas

**Ambiente del pozo.** La temperatura y la presión afectan la composición del lodo. Las temperaturas elevadas causan la disminución de la viscosidad del lodo y aumentan las tendencias de asentamiento. En los pozos de alta temperatura y alta presión (ATAP), las medidas reológicas son importantes sobre todo el rango de temperaturas y presiones.

**Ángulo y perfil del pozo.** Los ángulos más críticos para el asentamiento son los que están comprendidos entre 60 y 75°.

**Diseño de la tubería de revestimiento.** Evitar diseños de la tubería de revestimiento y situaciones que producen bajas velocidades anulares.

**Diámetro del pozo.** Se han producido problemas de asentamiento en pozos con tamaños mayores que 6 in. El tamaño del espacio anular, la excentricidad y el diámetro de la tubería de perforación son factores claves.

##### ➤ *Propiedades y Pruebas del Lodo*

**Tipo de lodo.** El asentamiento puede ocurrir en todos los tipos de lodo que usan material

densificante para aumentar su densidad. El asentamiento puede ser sensiblemente más bajo en los lodos base agua, si se están perforando formaciones reactivas.

**Peso del lodo.** Las densidades mayores a 12 lb/gal (SG>1.44) son propensas al asentamiento en los pozos direccionales.

**Reología.** Los valores altos de reología y esfuerzos de gel a baja velocidad de corte reducen el asentamiento. Los modificadores de reología a base de arcilla pueden ser más eficaces que los productos de ácidos grasos en los lodos base aceite y los lodos base sintético recién preparados. Para algunos lodos usados en las aplicaciones de aguas profundas, los ajustes de la reología para contrarrestar los efectos de las bajas temperaturas pueden agravar el asentamiento.

**Esfuerzo de cedencia.** El punto cedente a baja velocidad de corte (LSRYP), es un buen indicador para las propiedades reológicas relacionadas con el asentamiento. Para la mayoría de los pozos, el LSRYP debería ser mantenido encima del rango de 7 a 15 lb/100 ft<sup>2</sup>. Los pozos de mayor tamaño suelen requerir valores más altos de LSRYP.

**Pruebas.** Las pruebas de asentamiento deberían ser realizadas en el laboratorio durante la planificación del pozo, y en el laboratorio/campo durante la perforación. Los pozos de ATAP pueden exigir pruebas de ATAP bajo las condiciones esperadas del pozo.

**Relación aceite/agua.** Las adiciones de aceite/sintético aumentan el potencial de asentamiento. Los modificadores de reología pueden compensar la pérdida de viscosidad; sin embargo, algunos modificadores de reología exigen que una cantidad suficiente de agua esté disponible.

**Concentración de agentes tensioactivos.** Los niveles de agentes humectantes en los fluidos no acuosos deben ser suficientes para impedir la aglomeración de barita. Se debe evitar el sobretratamiento para impedir reducciones indeseables de la viscosidad.

**Aditivos de filtrado.** Bajo ciertas circunstancias, los problemas de asentamiento pueden ser agravados por las reducciones de la viscosidad causadas por los aditivos de control de filtrado. Esto reafirma la necesidad de evaluar las formulaciones e interacciones específicas del lodo.

#### ➤ *Prácticas de Operación*

**Operaciones según los gastos.** El asentamiento de barita es predominantemente un problema de sedimentación dinámica en el cual las camas se forman durante periodos de bajas velocidades de circulación. Los periodos largos de bajos gastos agravan el asentamiento, aunque las otras variables claves estén dentro de los límites aceptables. Las camas deberían ser eliminadas antes de sacar la tubería, usando altos gastos y altas velocidades de rotación.

**Variación de la densidad.** Las grandes variaciones de densidad del lodo durante la circulación desde el fondo hacia arriba, después de realizar un viaje, constituyen una señal inequívoca de que el asentamiento ha ocurrido. Para el asentamiento grave especialmente cuando va acompañado de un bajo gradiente de fractura en la zapata de cementación de la tubería de revestimiento puede que sea necesario interrumpir la circulación, sacar la tubería y volver a meter la tubería por etapas. El objetivo de esta operación sería impedir la pérdida de circulación cuando el lodo pesado del fondo está encima de la zapata.

**Perturbación de las camas.** Como las partículas son inertes, la atracción entre las partículas de las camas de barita suele ser débil. Las camas de barita son fácilmente perturbadas por operaciones como los registros y los viajes. Estas perturbaciones pueden fluidizar las camas y aumentar la caída, deslizamiento o flujo, incluso a ángulos de hasta 75°.

**Tiempo entre viajes.** Las camas formadas bajo condiciones dinámicas pueden derrumbarse durante periodos estáticos. Las camas formadas a ángulos medianos se derrumban más rápidamente, pero las camas que se forman a ángulos comprendidos entre 60 y 75° pueden ser considerablemente más gruesas y causan mayores problemas. Puede que sea necesario meter la tubería por etapas dentro del pozo si el tiempo entre viajes es muy grande.

**Rotación vs deslizamiento.** Para un conjunto determinado de condiciones, el asentamiento es

más bajo cuando la tubería es excéntrica y está girando a una velocidad mayor a 75 RPM. El asentamiento es peor cuando la tubería es excéntrica y permanece inmóvil. La rotación de la tubería puede minimizar la formación de camas e incluso eliminar las camas existentes. Los viajes del limpiador rotatorio suelen ser beneficiosos después de largos periodos de deslizamiento.

**Acondicionamiento del lodo antes de la cementación.** Evitar el sobretretamiento del lodo para reducir la viscosidad antes de meter la tubería de revestimiento y/o realizar la cementación. La dilución excesiva aumenta considerablemente la probabilidad de asentamiento.

➤ *Monitoreo en el Pozo*

**Peso del lodo.** Después de los viajes, se debe medir el peso del lodo dentro y fuera del pozo (por lo menos cada 15 minutos), durante la circulación desde el fondo hacia arriba. En las aplicaciones de ATAP, el peso del lodo debe ser ajustado para tomar en cuenta la temperatura.

**Indicadores de asentamiento.** La diferencia de peso de lodo durante la circulación desde el fondo hacia arriba debería ser usada para calcular y registrar las tendencias de asentamiento (Registro de Asentamiento). Las pruebas de monitoreo del pozo, tal como la prueba de asentamiento con viscosímetro (VST), pueden facilitar las correlaciones de los datos del campo para medir el impacto de los tratamientos remediadores.

**Presión del tubo vertical.** La presión del tubo vertical puede oscilar a medida que el lodo ligero y pesado pasa a través de las toberas y otros componentes restrictivos del sistema de circulación. Además, las presiones más altas del tubo vertical pueden indicar que el asentamiento está causando el empaquetamiento del espacio anular.

**Torque y arrastre.** Los valores altos de torque y sobretensión pueden indicar que camas de barita se están formando en el lado bajo del pozo.

**Pérdidas o aumentos del volumen de lodo.** Pérdidas inesperadas pueden producirse cuando el lodo pesado en el espacio anular alcanza las secciones casi verticales del pozo y causa un aumento rápido de la presión hidrostática. El efecto contrario puede ocurrir con lodo ligero, pudiendo causar el flujo del pozo.

**ECUACIÓN DEL ÍNDICE DE ASENTAMIENTO**

El Índice de asentamiento (Si) es un método para ajustar los resultados de la VST para un conjunto determinado de condiciones del pozo, a fin de obtener una mejor evaluación de la posibilidad de algún problema relacionado con el asentamiento.

$$S_i = MW \times K_a \times K_d \times K_f \times K_h$$

MW: Peso del lodo

**Factores del Índice de Asentamiento**

***Inclinación del pozo (desde el plano vertical) (Ka)***

Ángulo del Pozo	Ka
0° - 10°	0.1
10° - 30°	0.2
30° - 40°	0.8
40° - 50°	1.0
50° - 60°	0.7
60° - 90°	0.4

**Diámetro del pozo (Kd)**

Diámetro	Kd
< 8.5 in. (216 mm)	0.2
8.5 - 12.25 in. (216-311 mm)	0.5
>12.25 - 17.5 in. (311-445 mm)	0.8
> 17.5 in. (445 mm)	1.0

**Perfil de flujo anular (Kf)**

Régimen de Flujo	Kf
Turbulento	0.5
Transicional	0.7
Laminar	1.0

**Longitud de la sección de aumento de ángulo (Kh)**

Longitud	Kh
0 - 1 000 ft (0 - 305 m)	0.5
1.000 - 2.000 ft (305 - 610 m)	0.8
> 2.000 ft (610 m)	1.0

El asentamiento de barita y sus consecuencias sólo pueden ser minimizados cuando todos los factores pertinentes son controlados de manera adecuada. Para impedir el asentamiento, la reología y la hidráulica apropiadas del fluido deben ser combinadas con buenas prácticas de perforación que reduzcan el asentamiento.

## VI.2 Condiciones del Lodo y Desplazamiento durante las Cementaciones

Los desplazamientos de fluidos constituyen un procedimiento que se usa comúnmente en la perforación, terminación y rehabilitación de los pozos. Un desplazamiento ocurre cuando un fluido reemplaza a otro en el pozo. Se describirán dos categorías diferentes de desplazamiento.

La primera cubre los desplazamientos de fluidos estándar, incluyendo los lodos base agua, lodos base aceite, lodos base sintético, fluidos de terminación y fluidos de rehabilitación. La segunda categoría cubre los desplazamientos de cementación.

Diferentes procedimientos de desplazamiento son usados en las operaciones del pozo. A continuación se describen algunos de los procedimientos más comunes.

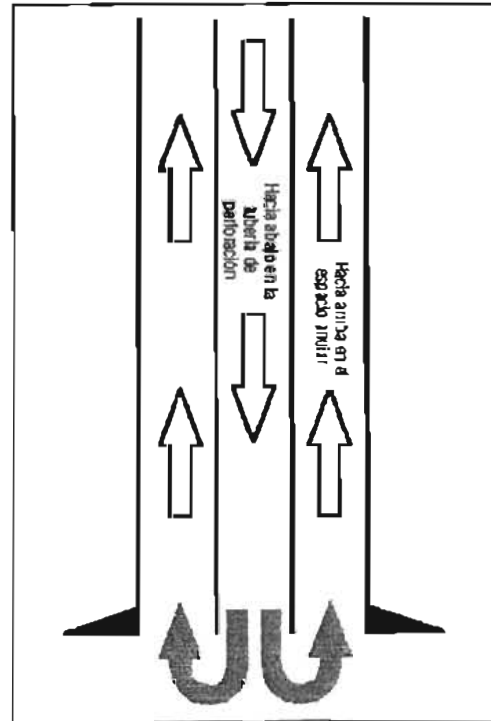


Figura VI-3: Desplazamiento convencional

### Desplazamiento convencional o estándar

Se bombea el fluido nuevo dentro de la tubería de perforación o la tubería de producción para desplazar el fluido existente hacia arriba y fuera del espacio anular. Este es el método normal de circulación del pozo (Figura VI.3).

### Circulación inversa

Se bombea el fluido nuevo hacia abajo en el espacio anular, desplazando el fluido existente hacia arriba y fuera de la columna de perforación o tubería de producción. Este procedimiento suele ser aplicado cuando se usa un fluido más ligero para desplazar a un fluido más pesado.

(Figura VI.4).

**Desplazamiento o inyección a presión**

Se bombea el fluido nuevo hacia abajo en el pozo, desplazando el fluido existente dentro de la formación, sin retornos en la superficie. Este procedimiento puede ocurrir dentro de la tubería de producción o entre las tuberías de revestimiento (Figura VI.5).

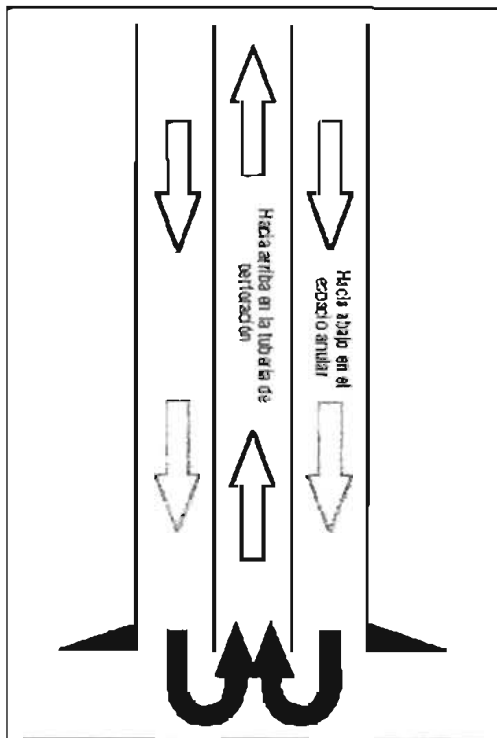


Figura VI-4: Circulación inversa

**Desplazamiento en el espacio anular de la tubería de revestimiento**

Se bombea el fluido nuevo hacia abajo en la tubería de perforación o la tubería de producción, y a través de un orificio o collar en la tubería de revestimiento para desplazar el fluido existente en el espacio anular de la tubería de revestimiento (Figura VI.6).

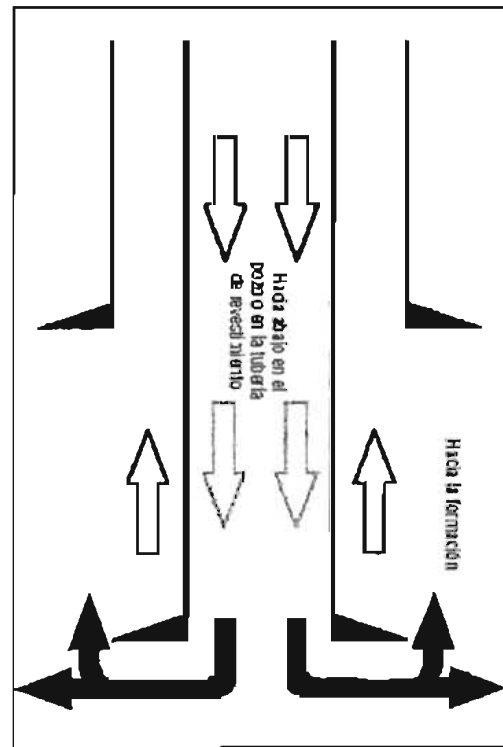


Figura VI-5: Desplazamiento a presión

**FACTORES QUE AFECTAN LOS DESPLAZAMIENTOS**

Otros procedimientos de desplazamiento son usados en las operaciones de cementación, instalación de filtros de grava y fracturación. Varios factores son críticos para el diseño de un procedimiento de desplazamiento satisfactorio.

Estos factores incluyen los siguientes:

1. Densidad del fluido.
2. Viscosidad del fluido.
3. Píldoras de barrido y espaciadores.
4. Condición del fluido.
5. Rotación y movimiento alternativo.
6. Equipo de perforación.



- 7. Operaciones de bombeo.
- 8. Desviación del pozo.

Se debe tomar en cuenta el impacto de estos factores para optimizar los procedimientos de desplazamiento. Cada uno de estos factores está descrito detalladamente a continuación.

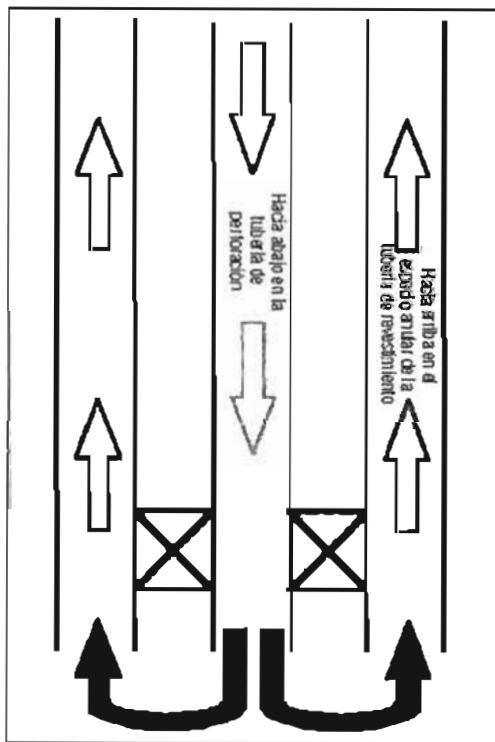


Figura VI-6: Desplazamiento en el anular en la TR

➤ Densidad del fluido

En un procedimiento de desplazamiento estándar o convencional, se desea tener un fluido desplazador más pesado que el fluido que se está desplazando. Al llegar al fondo del pozo, el fluido más pesado tiende a hundirse mientras que el fluido existente más ligero tiende a flotar o ser suspendido, ayudando de ese modo a mantener la separación. Si un fluido de densidad más baja

está desplazando a un fluido de densidad más alta, resulta ventajoso realizar una circulación inversa. En este procedimiento, el fluido más ligero debería ser bombeado hacia abajo en el espacio anular, desplazando el fluido más pesado hacia arriba y fuera de la tubería de perforación o tubería de producción. Puede que estos fluidos se mezclen dentro de la tubería de producción, pero este procedimiento minimizará el contacto cuando un fluido más ligero está desplazando a un fluido más pesado. Las presiones del pozo y los valores de caída de presión deberían ser calculados antes de usar el procedimiento de circulación inversa. El uso incorrecto de este procedimiento puede causar daños al pozo y/o la pérdida de circulación.

Es posible obtener un desplazamiento eficaz entre fluidos que tienen diferentes densidades, incluso cuando no se puede usar la técnica óptima de desplazamiento. Esto se logra utilizando espaciadores, píldoras de barrido y gastos apropiados. **OBSERVACIÓN:** Cuando se desplazan fluidos con diferentes densidades, es imprescindible tener un buen entendimiento de las presiones de fondo durante todo el proceso de desplazamiento. El análisis incorrecto de las presiones ha causado problemas de control de pozo, incluyendo reventones y la pérdida de circulación.

➤ Viscosidad del fluido

La viscosidad del fluido es importante en los procedimientos de desplazamiento. La situación

más deseable consiste en desplazar un fluido existente de baja densidad con un fluido viscoso.

Cuando se usan espaciadores de aislamiento para separar dos fluidos incompatibles, los espaciadores deberían ser más viscosos que cualquiera de los fluidos, para impedir que los dos fluidos incompatibles se mezclen. En general, la viscosidad del fluido desplazador debería ser más alta que la viscosidad del fluido que se está desplazando.

#### ➤ *Píldoras de barrido y espaciadores*

Las píldoras de barrido y los espaciadores cumplen varias funciones diferentes en el proceso de desplazamiento. Se usan para separar el fluido desplazado del fluido desplazador, limpiar el enjarre del pozo y modificar la humectabilidad del pozo. Las píldoras de barrido y los espaciadores pueden ser adaptados a cualquier densidad y viscosidad del fluido que se desea obtener, y pueden incluir agentes tensioactivos y detergentes. Las píldoras de barrido y los espaciadores deben tener un volumen suficiente para impedir la mezcla del fluido desplazado con el fluido desplazador. Deben ser lo suficiente largo para permitir un tiempo de contacto suficiente que permita limpiar o modificar la humectabilidad del pozo. Los espaciadores y las píldoras de barrido pueden ser preparados con agua dulce, salmuera, aceite, fluido sintético y productos químicos especializados.

La función más básica de todos los espaciadores es diluir el lodo en el pozo de manera que pueda ser extraído del mismo, y viscosificar el lodo que

se está bombeando dentro del pozo de manera que el frente de este fluido desplazador sea lo más viscoso posible, asegurando que el frente del lodo desplazador sea lo más viscoso posible, se obtiene un flujo tapón con un perfil de velocidad plano y se minimiza la contaminación y la mezcla de los dos fluidos. Usando este concepto, si se usa un solo espaciador, se recomienda usar agua para desplazar un lodo base agua con un lodo base aceite, o aceite para desplazar un lodo base aceite con un lodo base agua. Resulta generalmente beneficioso usar algún tipo de indicador para identificar con mayor precisión el momento en que el frente del lodo desplazador llega a la temblorina. Muchas veces, el lodo que regresa a la superficie es descargado en la temblorina y es difícil observar la transición de un lodo a otro. En general, un material de pérdida de circulación de tamaño fino a mediano puede ser mezclado en uno de los espaciadores o en la primera porción del fluido desplazador, para servir de indicador.

#### ➤ *Condición del fluido*

Es muy importante tener un fluido de perforación en buenas condiciones antes del desplazamiento. Será difícil eliminar del pozo a un fluido de perforación con un alto contenido de sólidos, una alta viscosidad y altos esfuerzos de gel. Cuando se desplaza un fluido de perforación hacia una salmuera de terminación, es imprescindible que el fluido de perforación esté en buenas condiciones para el desplazamiento, a fin de minimizar los daños causados a la formación y la contaminación por sólidos de la salmuera de terminación sin sólidos.

➤ *Rotación y movimiento alternativo*

La tubería de perforación o tubería de producción estará cerca de la pared del pozo o de la tubería de revestimiento en varias partes del pozo. Cuando la tubería no está centrada, los fluidos tienden a canalizarse hacia arriba por el lado más grande del pozo, dejando el fluido viejo detrás de la tubería de perforación, en el lado estrecho del pozo. La mejor manera de eliminar este problema es haciendo girar y reciprocando la tubería durante el desplazamiento. La rotación y el movimiento alternativo de la tubería desplazan al fluido desde las zonas de poca circulación hacia la corriente de flujo, permitiendo un desplazamiento más uniforme. La rotación también aumenta el grado de turbulencia del fluido. Si la tubería permanece estática, parte del fluido quedará atrás, causando la posible contaminación. Aunque no se pueda hacer girar la tubería, el movimiento alternativo sigue siendo beneficioso. Si los desplazamientos son realizados con una unidad de tubería flexible, se pueden usar procedimientos especiales de tensión para lograr desplazamientos eficaces.

➤ *Equipo de perforación*

En la mayoría de las situaciones de desplazamiento, todos los equipos superficiales del equipo de perforación deben ser limpiados minuciosamente antes de realizar el desplazamiento. Esto incluye los tanques, las líneas, las bombas, los equipos de control de sólidos, los equipos de control de pozo y las tolvas. En algunas situaciones de desplazamiento,

otros equipos de bombeo y filtración pueden ser necesarios para mantener la limpieza del fluido.

➤ *Operaciones de bombeo*

El desplazamiento debería ser realizado con una velocidad de bombeo suficientemente alta para obtener un flujo turbulento. En este caso, el perfil de velocidad es plano, con una pequeña capa límite para minimizar la mezcla de los fluidos. Si no se puede establecer la turbulencia, la eliminación del fluido será mejor cuando se usa la máxima energía de flujo, aunque el fluido esté en un flujo laminar. Desplazar siempre con el mayor gasto posible.

Una vez que el desplazamiento ha comenzado, no se debe interrumpir las operaciones de bombeo. Todos los cálculos de presión, volumen y carreras de la bomba deben ser realizados antes de iniciar el desplazamiento. Además, antes de que se comience el desplazamiento, se debe celebrar una reunión del equipo de perforación para que todo el personal se familiarice con sus responsabilidades.

➤ *Desviación del pozo*

Muchos de los factores que afectan el desplazamiento del pozo vertical se hacen aún más críticos en los pozos desviados. Los resultados de las investigaciones sobre los desplazamientos de lodo en pozos desviados indican que la sedimentación de Boycott de los sólidos puede causar la formación de una "cama" o un canal de lodo y sólidos en el lado inferior del espacio anular, que es prácticamente imposible

de desplazar. Este tipo de sedimentación puede ocurrir en cualquier momento durante la circulación en un pozo de alto ángulo. La sedimentación puede ser controlada manteniendo una alta viscosidad a muy baja velocidad de corte (LSRV).

Este valor depende de la desviación del pozo, del tamaño del pozo, del tipo de fluido, de la rotación disponible de la tubería y de la carga de sólidos. Aún se pueden obtener desplazamientos eficaces mediante el uso de altas velocidades de bombeo, espaciadores correctamente diseñados y de tamaño adecuado, y técnicas eficaces de rotación/movimiento alternativo de la tubería.

## TIPOS DE DESPLAZAMIENTOS DE FLUIDO

Hay muchos tipos diferentes de desplazamientos de fluido que ocurren durante las operaciones del pozo.

Los desplazamientos en pozos entubados ofrecen varias ventajas importantes con respecto a los desplazamientos en pozos abiertos. Éstas incluyen volúmenes conocidos del pozo, mejor control del pozo, ningún problema de estabilidad y menores posibilidades de contaminación cruzada entre los fluidos de desplazamiento. Cuando el desplazamiento ocurre dentro de la tubería de revestimiento, se pueden usar los procedimientos de desplazamiento convencional o los procedimientos de desplazamiento por circulación inversa.

Normalmente hay cuatro situaciones diferentes que pueden dar lugar a desplazamientos durante las operaciones a la profundidad de la zapata de la tubería de revestimiento.

La primera ocurre durante las operaciones de cementación de la tubería de revestimiento, cuando se usa un fluido nuevo para desplazar el cemento que está dentro de la tubería de revestimiento y "empujar" el tapón.

La segunda situación ocurre justo antes de perforar el cemento, el collar flotador y la zapata de cementación de la tubería de revestimiento.

La tercera situación que puede dar lugar al desplazamiento es después de perforar el cemento y el collar flotador, pero antes de perforar la zapata de cementación de la tubería de revestimiento.

La cuarta ocurre después de perforar el cemento, el collar flotador y la zapata de cementación. El desplazamiento ocurre justo antes o justo después de la prueba de integridad de la formación.

Los desplazamientos en pozos abiertos son más complicados que los desplazamientos en pozos entubados, debido a la posibilidad de socavamiento del pozo y a la incapacidad para calcular volúmenes exactos. Los desplazamientos en pozos abiertos con fluidos incompatibles pueden producir situaciones caracterizadas por una inestabilidad marcada del pozo. Al planificar los desplazamientos en pozos abiertos, es imprescindible mantener una presión hidrostática

de fondo adecuada para mantener el control del pozo. Los desplazamientos de pozos abiertos en formaciones productivas deben tomar en cuenta la posibilidad de daños a la formación.

Los desplazamientos pueden ser exitosos en los pozos abiertos si se cuenta con una planificación apropiada, espaciadores bien diseñados y una buena ejecución de las operaciones en el pozo. Los desplazamientos de agua dulce a lodos a base de salmuera pueden causar problemas graves. Estos fluidos deben ser desplazados con espaciadores apropiados, ya que la mezcla de los fluidos podría producir una floculación perjudicial.

A continuación se proporciona una lista de control de los factores que deberían ser considerados durante el desarrollo de un plan de desplazamiento:

- Tipos, densidad y viscosidad de los fluidos.
- Posibles daños a la formación.
- Aspectos relacionados con el medio ambiente.
- Seguridad del pozo, control de presión.
- Desviación, geometría del pozo.
- Tamaño y composición del espaciador.
- Gastos, rendimientos de las bombas.
- Cálculos volumétricos.
- Capacidad para hacer girar y reciprocarse la tubería.
- Programa de presiones y presiones del pozo calculadas.

## FACTORES DEL DESPLAZAMIENTO CON CEMENTO

Estudios exhaustivos han demostrado que el factor más importante que afecta la colocación del cemento es el desplazamiento eficaz de los fluidos de perforación desde el espacio anular.

Los estudios de cementación han comprobado que la mayoría de las cementaciones ineficaces se pueden atribuir al desplazamiento incompleto del lodo del espacio anular, resultando en la formación de canales de lodo en el cemento. Estos canales de lodo proporcionan un conducto para la migración de fluidos que causan la pérdida de producción y/o la corrosión de la tubería de revestimiento, y no permiten que el cemento forme un sello de presión anular eficaz. Es imprescindible que el lodo y el enjarre sean extraídos del pozo para obtener una buena cementación. Los factores principales que afectan la remoción del lodo son:

1. Propiedades del fluido de perforación.
2. Movimiento de la tubería.
3. Centralización de la tubería.
4. Gasto.
5. Espaciadores o productos de limpieza.
6. Tiempo de contacto.
7. Diferencias de densidad.
8. Tamaño del pozo.

### ➤ *Propiedades del fluido de perforación*

El factor más importante para lograr la remoción total del lodo es contar con un fluido de

perforación cuyas propiedades han sido optimizadas para el desplazamiento con cemento.

La remoción del lodo es afectada por los siguientes factores:

**Propiedades del lodo.** Las propiedades del lodo deben ser adaptadas al tipo de fluido, ángulo del pozo y condiciones del pozo. Las propiedades del lodo deberían ser ajustadas después de meter la tubería de revestimiento. Las propiedades del lodo requeridas para obtener una buena cementación pueden ser diferentes de las propiedades necesarias para meter la tubería satisfactoriamente. En muchas regiones, se acostumbra aumentar la viscosidad y los esfuerzos de gel antes de meter la tubería de revestimiento, para obtener una suspensión adecuada de cualquier recorte o derrumbe presente en el pozo. Sin embargo, los fluidos de baja viscosidad son más convenientes para obtener un desplazamiento eficaz del fluido de perforación y una buena cementación.

**Filtrado.** Al reducir la pérdida de filtrado, se obtiene un enjarre delgado. Esto aumenta la proporción de lodo en el pozo que es más fácil de extraer que el enjarre. En general, un filtrado API de 7 a 8 cm<sup>3</sup>/30 min es suficiente. El filtrado de alta temperatura, alta presión (ATAP) no debería ser más del doble del valor de filtrado API.

**Esfuerzo de gel.** Un lodo no tixotrópico con bajos esfuerzos de gel no progresivos es conveniente para la remoción eficaz del lodo. Los parámetros claves que determinan la capacidad de extraer el lodo del pozo son el punto cedente bajo y los

esfuerzos de gel a 10 seg, 10 min. Un lodo bien acondicionado debería tener una viscosidad, un punto cedente y esfuerzos de gel relativamente bajos. Además, estas propiedades permiten que lograr un flujo turbulento con gastos más bajos.

**Circulación.** Hacer circular antes de cementar, hasta que el lodo bien acondicionado regrese a la superficie. Esto puede requerir dos o más circulaciones.

#### ➤ *Movimiento de la tubería*

Después del acondicionamiento del lodo, el factor más importante es la necesidad de mover, hacer girar y reciprocarse la tubería, tanto antes como durante la cementación. El movimiento de la tubería ayuda a romper las zonas con lodo gelificado y a liberar los recortes que pueden acumularse dentro de las zonas. El movimiento de la tubería también puede ayudar a compensar los efectos negativos de una tubería mal centralizada.

Los raspadores mecánicos conectados a la tubería de revestimiento pueden intensificar los efectos beneficiosos del movimiento de la tubería. Cuando la tubería está bien centralizada, el movimiento alternativo de la tubería parece ser el mejor método. La rotación es más eficaz cuando la tubería está muy descentrada.

#### ➤ *Centralización de la tubería*

La centralización de la tubería es otro factor importante para obtener un desplazamiento muy eficiente. El cemento presenta una fuerte tendencia a evitar el lodo cuando la tubería de

revestimiento es excéntrica. El cemento tiende a seguir el camino que opone la menor resistencia, o sea el lado amplio del espacio anular. Los centradores mejoran la distancia al pozo y la centralización de la tubería de revestimiento, igualando de ese modo la distribución de las fuerzas ejercidas por la lechada de cemento al fluir por el espacio anular. En general, la distancia al pozo de la tubería de revestimiento que se desea obtener para lograr una buena centralización es de 70%. Como es imposible lograr una centralización perfecta (100%) de la tubería, la distancia al pozo de la tubería de revestimiento debería ser usada conjuntamente con otros métodos.

#### ➤ Gastos

En un fluido no newtoniano tal como el cemento pueden existir tres regímenes de flujo: flujo turbulento, flujo laminar y flujo tapón.

**Flujo turbulento.** Los desplazamientos más eficientes ocurren sistemáticamente a las velocidades de desplazamiento más altas, independientemente del régimen de flujo de la lechada de cemento. El desplazamiento más eficiente se produce en condiciones de flujo turbulento. Sin embargo, si no se puede lograr un flujo turbulento, el desplazamiento siempre será mejor al gasto más alto que se pueda lograr en condiciones idénticas para lechadas de composición similar. Si no se puede lograr el flujo turbulento, habría que considerar el uso de un colchón:

- a) Cuando los pesos del lodo son bajos, el uso de una lechada secuestrante ligera (fluido de limpieza) en flujo turbulento delante del cemento primario puede ser beneficioso.
- b) Cuando los pesos del lodo son más altos, se recomienda usar un espaciador o fluido de limpieza fácil de poner en flujo turbulento. Varios espaciadores y fluidos de limpieza pueden ser usados. Una recomendación general buena para un volumen de fluido de limpieza turbulento es suficiente para un tiempo de contacto de 10 minutos, o 1000 pies de volumen anular.

**Flujo laminar.** Los fluidos no newtonianos viscosos como el cemento tienden a mantenerse en un flujo laminar sobre una amplia gama de velocidades de corte o velocidades anulares. En muchos casos, es imposible bombear el cemento en condiciones turbulentas, debido a los riesgos de pérdida de circulación y otras razones. En flujos turbulentos, los fluidos demuestran una acción menos raspante sobre las superficies del pozo y no logran una remoción tan buena del fluido o del enjarre.

**Flujo tapón.** En teoría, el flujo tapón es el segundo régimen de flujo más eficaz. Sin embargo, los estudios han demostrado que si no se puede lograr la turbulencia, la remoción del lodo será mejor cuando se usa la máxima energía de flujo, aunque la lechada esté en un flujo laminar. Por lo tanto, cuando las condiciones son favorables, siempre conviene obtener gastos máximos.

➤ *Espaciadores o productos de limpieza*

Los fluidos tan simples como el agua o tan complejos como los espaciadores densificados pueden facilitar el desplazamiento porque separan los diferentes fluidos y la lechada de cemento, y eliminan el lodo gelificado. Esto fomenta una mejor adherencia del cemento, lo cual ayuda a evitar la incompatibilidad potencial de los fluidos.

Muchas formulaciones de espaciadores especializados han sido diseñadas para aplicaciones específicas que abarcan desde el control de pozo hasta espaciadores reactivos que reaccionan con los componentes químicos del enjarre para mejorar la adherencia del cemento.

➤ *Tiempo de contacto*

El tiempo de contacto es el tiempo durante el cual un fluido fluye a partir de un punto determinado en el espacio anular. Los estudios de campo indican que un tiempo de contacto de 10 minutos con la lechada en un flujo turbulento mejora las posibilidades de que se obtenga una buena cementación. Los estudios también demuestran que el tiempo de contacto no constituye un factor importante si la lechada no está en un flujo turbulento.

➤ *Diferencias de densidad*

Las diferencias de densidad no parecen ser un factor importante, excepto en los casos extremos.

Un cemento muy ligero no desplaza a un lodo denso, tan bien como un cemento denso desplaza

a un lodo ligero. La única recomendación relacionada con las diferencias de densidad es que la lechada de cemento debería tener una densidad más alta que el fluido de perforación o una densidad lo suficientemente alta para mantener el control del pozo.

➤ *Tamaño del pozo*

El tamaño óptimo del espacio anular que se recomienda para lograr una buena remoción del lodo es la que se obtiene cuando el tamaño del pozo es de 1.5 a 2 in más grande que el tamaño de la tubería de revestimiento. Se puede tolerar que el tamaño del espacio anular sea mayor que 2 in, pero si son inferiores a 1.5 in complican considerablemente el proceso de cementación.

### VI.3 Preparación del lodo para la toma de registros

Durante la perforación de un pozo se usan distintos métodos para identificar los estratos geológicos según la edad, tipo, y para buscar y ubicar indicios de petróleo y/o gas.

El método de mayor uso para la evaluación de la formación es el registro con cable. Las herramientas especiales introducidas dentro del agujero miden las propiedades eléctricas, acústicas y/o radioactivas de las formaciones. Un cable eléctrico conecta a la herramienta a una unidad de registro ubicada en la superficie, donde las señales son amplificadas y registradas o digitalizadas para el análisis computarizado.



Los registros pueden ser usados para localizar e identificar las formaciones en el pozo y para realizar correlaciones geológicas con los pozos adyacentes. Varios registros pueden indicar la litología, porosidad, permeabilidad, tipo de fluido (petróleo, gas, agua dulce, agua salada), contactos de fluidos, y en cierta medida, dónde se puede encontrar la mejor parte del yacimiento.

Los registros miden las presiones y temperaturas de fondo, así como el tamaño del pozo, verificando también el desgaste de la tubería y la integridad de la adherencia del cemento detrás de la tubería de revestimiento.

Si bien el lodo perturba las características originales de las formaciones, es necesario para la toma de registros geofísicos, lo que nos permitirá la evaluación de la formación; además que para la utilización de algunos de los registros se requiere que el lodo sea buen conductor de la electricidad y presente propiedades afines a la formación.

### Ambiente del pozo

El propósito de los registros es medir las propiedades de la roca y los fluidos que contienen. Sin embargo la perforación de un pozo causa cambios en las condiciones in situ e introduce nuevos materiales, los cuales pueden alterar las mediciones de los registros

Los fluidos de perforación no solo contienen los materiales iniciales (arcillas, aditivos de alta densidad, polímeros complejos, surfactantes, etc.), si no también fluidos y sólidos de la

formación perforada. Tales materiales, en cantidades pequeñas, pueden afectar las respuestas de los registros eléctricos, acústicos, radiación y nuclear.

Por ejemplo, la impregnación de barita puede causar una sobre estimación de porosidad para un volumen de densidad; la impregnación de montmimillonita puede afectar la resistividad y con eso afectar también la estimación de porosidad, permeabilidad y saturación de hidrocarburos.

Por otra parte, si los recortes no son removidos del fondo del pozo, no permitirán instalar la herramienta de registro en la parte más profunda del pozo, o bien si se tiene una alta densidad del lodo en el pozo incrementa el factor de flotación en la herramienta de registro, por lo que se deberá agregar peso a la herramienta para poder colocarla en el lugar adecuado. En diámetros pequeños o pozos con grandes inclinaciones, los rayos gama son grandemente atenuados por la barita del lodo, por el agua o la baja densidad del lodo.

Las reacciones entre la columna de perforación y algunos lodos pueden producir gases, los cuales hacen que algunos detectores respondan como si los gases del hidrocarburo estuvieran presentes, con lo que se pueden tener interpretaciones incorrectas en los registros.

### Invasión

Los fluidos de perforación llenan el pozo y a menudo invade los espacios porosos de la roca reemplazando el fluido de la formación en la región

adyacente del pozo afectando las respuestas del registro. Varios métodos de registros saca estas respuestas de la región cercana al pozo; por eso, la evaluación de las consecuencias de la invasión del fluido de perforación es crítica para la interpretación correcta de los registros de pozos.

### **Alteración química**

Los fluidos de perforación interactúan con la roca alrededor del pozo lo que pueden cambiar el ambiente del registro de ideal a hostil. Algunas soluciones minerales pueden crear largas cavidades en algunos intervalos y falsas porosidades en otros. La hidratación entre el todo y la formación pueden alterar las propiedades de la formación medidas por la herramienta de registro.

Por ejemplo, el efecto principal de la sal en los registros de pozos es la baja resistencia eléctrica del lodo y del filtrado. Algunas veces la sal es KCl en lugar de NaCl, y esto produce otras consecuencias adversas: la radioactividad del potasio en el pozo además una contribución no deseada de rayos gama en la radioactividad natural de la formación.

Los fluidos de perforación también pueden alterar la formación arcillosa afectando las mediciones de registros de densidad y acústicos. Las areniscas cementadas con ciertas arcillas pueden ser inestables en presencia de algunos fluidos de perforación.

# **CAPÍTULO VII REGLAMENTACIÓN PARA EL MANEJO DE RECORTES DE PERFORACIÓN EN MÉXICO**

## VII. Reglamentación para el Manejo de Recortes de Perforación en México

La actividad petrolera en México, al igual que en el resto del mundo, traen beneficios económicos, sociales, y también traen consigo importantes perturbaciones ambientales.

Aún cuando en sus inicios los efectos negativos provocados por esta actividad, se justifica por el desconocimiento en materia de protección ambiental, la falta de regulación en la materia y la improvisación en su acelerado crecimiento, debe reconocerse que no son justificables por causar graves daños a los ecosistemas.

Así mismo, en los últimos años ha aumentado la preocupación por los efectos de la actividad industrial sobre el ambiente, resulta imprescindible si se desea un desarrollo sustentable por lo que se ha preocupado por cumplir con las normas y leyes vigentes y con sus políticas internas, en materia de protección ambiental.

Buscando las formas que permitan ir más allá del simple cumplimiento, aplicando medidas correctivas en los casos en que sus actividades no se desempeñen de acuerdo con lo aceptable y brindando apoyo a las autoridades para establecer un marco normativo en materia de protección ambiental adecuado para la industria petrolera mexicana con el fin de asegurar en forma efectiva, el bienestar de sus empleados, clientes, proveedores y demás participantes.

### VII.1 Reglamento gubernamental

La perforación y el mantenimiento de pozos petroleros pueden producir efectos ambientales indeseables sobre los diferentes medios, afectando los recursos naturales y los ecosistemas terrestres y marinos, deteriorando la diversidad biológica, y reduciendo con ello los servicios ambientales en las áreas de explotación.

Aun cuando la perforación y el mantenimiento de pozos petroleros puede ocasionar impactos adversos sobre el medio ambiente, es posible prevenirlos, mitigarlos y compensarlos debido a las características similares que estas actividades presentan. Así, la perforación y el mantenimiento de pozos petroleros pueden producir impactos poco significativos para el ambiente, de realizarse en estricto apego a las especificaciones y medidas preventivas de protección al ambiente que incorpora las diferentes normas y leyes establecidas para este tipo de actividades.

Las normas y leyes que rigen sobre el manejo de recortes de perforación son aquellas que están referidas a los residuos peligrosos. Ya que de acuerdo con la definición de residuos peligrosos podemos darnos cuenta que los recortes caen dentro de esta clasificación.

Las disposiciones regulatorias (leyes, reglamentos y normas), establecen pautas de conducta a evitar y medidas a seguir para lograr dicho manejo seguro a fin de prevenir riesgos, a la vez que fijan

límites de exposición o alternativas de tratamiento y disposición final para reducir su volumen y peligrosidad. Complementan las medidas regulatorias, los manuales, las guías, lineamientos, procedimientos y métodos de buenas prácticas de manejo de los residuos peligrosos, así como la divulgación de información, la educación y la capacitación de quienes los manejan.

**Residuos peligrosos:** Todos aquellos residuos, en cualquier estado físico, que por sus características corrosivas, reactivas, explosivas, tóxicas, inflamables o biológico-infecciosas, representen un peligro para el equilibrio ecológico o el ambiente.

El que un residuo sea peligroso no significa necesariamente que provoque daños al ambiente, los ecosistemas o a la salud, porque para que esto ocurra es necesario que se encuentre en una forma "disponible" que permita que se difunda en el ambiente alterando la calidad del aire, suelos y agua, así como que entre en contacto con los organismos acuáticos o terrestres y con los seres humanos.

Los residuos que se generan durante el proceso de perforación de pozos petroleros pueden clasificarse de la siguiente forma. (Tabla VII.1)

RESIDUOS NO PELIGROSOS	RESIDUOS PELIGROSOS
Entre los residuos no peligrosos se encuentran los recortes provenientes de secciones perforadas con lodos base agua de la primera etapa.	Entre los residuos peligrosos se encuentran los fluidos de emulsión inversa y base agua, y recortes provenientes de los mismos, combustibles, grasas, lubricantes, cementos etc.  Polvos químicos, los cuales afectan la salud humana y algunos de ellos al combinarse con otras sustancias pueden también modificar la composición de la atmósfera y provocar severos cambios climáticos.

Tabla VII-1: Clasificación de los residuos

Dentro de las leyes y normas gubernamentales tenemos:

- La ley general de equilibrio ecológico y la protección al ambiente.
- Reglamento de la ley general del equilibrio ecológico y la protección al ambiente en materia de residuos peligrosos. *La cual*

*podemos consultar en el anexo al final de esta tesis.*

Así como normas oficiales mexicanas como son las siguientes y dando una pequeña descripción de las mismas:

**NOM-052- SEMARNAT -1993**

Establece las características de los residuos peligrosos, el listado de los mismos y los límites que hacen a un residuo peligroso por su toxicidad al ambiente.

DOF 22-10-93

**NOM-053- SEMARNAT -1993**

Establece el procedimiento para llevar a cabo la prueba de extracción para determinar los constituyentes que hacen a un residuo peligroso por su toxicidad al ambiente.

DOF 22-10-93

**NOM-054- SEMARNAT -1993**

Establece el procedimiento para determinar la incompatibilidad entre dos o más residuos considerados como peligrosos por la Norma Oficial Mexicana NOM-052-SEMARNAT -1993.

DOF 22-10-93

**NOM-055- SEMARNAT -2003**

Establece los requisitos que deben reunir los sitios que se destinarán para un confinamiento controlado de residuos peligrosos, previamente estabilizados.

DOF 3-11-04

**NOM-056- SEMARNAT -1993**

Establece los requisitos para el diseño y construcción de las obras complementarias de un confinamiento controlado de residuos peligrosos.

DOF 22-10-93

**NOM-057- SEMARNAT -1993**

Establece los requisitos que deben observarse en el diseño, construcción y operación de celdas de

un confinamiento controlado para residuos peligrosos.

DOF 22-10-93

**NOM-058- SEMARNAT -1993**

Establece los requisitos para la operación de un confinamiento controlado de residuos peligrosos.

DOF 22-10-93

**NOM-098-SEMARNAT-2002**

Protección ambiental-Incineración de residuos, especificaciones de operación y límites de emisión de contaminantes.

DOF 01-10-04

**NOM-133- SEMARNAT-2000**

Protección ambiental bifenilos policlorados (BPC's), especificaciones de manejo.

DOF 10-12-01. Modificación 5-03-03.

**NOM-145-SEMARNAT-2003**

Confinamiento de residuos en cavidades construidas por disolución en domos salinos geológicamente estables.

DOF 27-08-04.

**NOM-002-SCT-2003**

Listado de las sustancias y materiales peligrosos más usualmente transportados.

DOF 03-12-03

**NOM-003-SCT-2000**

Características de las etiquetas de envases y embalajes destinadas al transporte de sustancias, materiales y residuos peligrosos.

DOF 20-09-00

**NOM-004-SCT-2000**

Sistema de identificación de unidades destinadas al transporte de sustancias, materiales y residuos peligrosos.

DOF 27-09-00

**NOM-005-SCT-2000**

Información de emergencia para el transporte de sustancias, materiales y residuos peligrosos

DOF 20-09-00

**NOM-010-SCT2-2003**

Disposiciones de compatibilidad y segregación, para el almacenamiento y transporte de sustancias, materiales y residuos peligrosos

DOF 10/12/03

**NOM-019-SCT2-2004**

Disposiciones generales para la limpieza y control de remanentes de sustancias y residuos peligrosos en las unidades que transportan materiales y residuos peligrosos

DOF 03-12-04

**NOM-023-SCT2-1994**

Información técnica que debe contener la plaza que portarán los autotanques, recipientes metálicos intermedios para granel y envases de capacidad mayor a 450 litros que transportan materiales y residuos peligrosos.

DOF 25-09-95

**NOM-028-SCT2-1998**

Disposiciones especiales para los materiales y residuos peligrosos de la clase 3 líquidos inflamables transportados.

DOF 14-09-99

## VII.2 Normas de Pemex Exploración y Producción

Pemex sigue los lineamientos estipulados en la norma oficial mexicana NOM-115-ECOL/98, Publicada en el D.O.F. de fecha 25 de noviembre de 1998 para el manejo de recortes de perforación, además de regirse por todas las leyes y normas para el manejo de los recortes que se encuentran vigentes en la republica Mexicana.

Dentro de la NOM-115-ECOL/98 tenemos las siguientes especificaciones las cuales deberán de ser cumplidas de la manera que se especifica:

### Especificaciones

#### *Disposiciones generales*

Para las actividades de mantenimiento de los pozos petroleros, el responsable se atendrá a lo dispuesto en el artículo 6 del Reglamento de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente en Materia de Evaluación del Impacto Ambiental.

Durante todas las etapas del proyecto, el personal que interviene en estas actividades no debe capturar, perseguir, cazar, coleccionar, traficar o perjudicar a las especies y subespecies de flora y fauna silvestres que habitan en la zona.

El responsable debe evitar cualquier afectación derivada de las actividades del personal a su cargo sobre las poblaciones de flora y fauna silvestres, terrestres y acuáticas, especialmente

sobre aquellas que se encuentran en categoría especial de conservación, según lo establecido en la Norma Oficial Mexicana NOM-059-SEMARNAT-2001 y otras disposiciones aplicables en la materia.

#### *Preparación del sitio y construcción*

Las medidas preventivas que deben aplicarse consisten en la colocación de señalamientos visibles, que contengan el nombre del campo petrolero, el nombre del pozo petrolero y su localización.

Durante la apertura de caminos y preparación del sitio no se debe quemar la vegetación ni usar agroquímicos para las actividades de desmonte y deshierbe. El producto de estas actividades debe ser dispuesto en el sitio que indique la autoridad local competente o ser triturado para su reincorporación al suelo.

Para atender las necesidades fisiológicas de los trabajadores se deben utilizar sanitarios portátiles.

En la preparación del terreno se deben realizar las excavaciones, nivelaciones y rellenos necesarios, considerando las obras de drenaje pluvial necesarias para evitar la acumulación de agua que pudiera contaminarse con aceites, lubricantes y combustibles, por el uso de equipo, maquinaria y proceso de sitio.

El material generado por los trabajos de nivelación del terreno y excavación se debe almacenar de manera temporal en los sitios

especificados en el proyecto, evitando con ello la creación de barreras físicas, que impidan el libre desplazamiento de la fauna a los sitios aledaños a éste, y bordos que modifiquen la topografía e hidrodinámica de terrenos inundables, así como el arrastre de sedimentos a los cuerpos de agua cercanos a la zona del proyecto para su posterior reutilización en la etapa de restauración de la zona.

Sólo pueden construirse nuevos caminos de acceso, en aquellos casos en donde no existan caminos previos que lleguen a la localización del pozo petrolero.

Se debe compactar la localización o pera y se deben impermeabilizar las áreas donde se instalarán los equipos de perforación o mantenimiento de pozos petroleros y tanques de almacenamiento para evitar que se infiltren contaminantes que pudieran verse sobre el suelo.

La impermeabilización debe realizarse por medio de una geomembrana de policloruro de vinilo (PVC) de 60 milésimas de pulgada de espesor  $\pm$  5% como mínimo, de alto peso molecular, reforzada, estabilizada contra rayos ultravioleta, resistente a hidrocarburos, con tratamiento retardante a la flama, plastificada con material de larga duración y bajo encogimiento o por medio de otra tecnología con resultados equivalentes o superiores, en cuyo caso debe contarse con los resultados de las pruebas que así lo demuestren.

El área de operación del pozo se debe delimitar con las protecciones perimetrales a base de malla



ciclónica o alambrado de púas con una altura mínima de 1.2 mts, que impida el libre acceso a personas ajenas y a la fauna propia de las zonas ganaderas, agrícolas y eriales.

#### *Perforación y mantenimiento*

El responsable del pozo petrolero debe cuidar que los caminos de acceso se encuentren en óptimas condiciones de uso durante toda la vida útil del proyecto.

La colocación de señalamientos y letreros a que se refiere el numeral 4.2.1 de la sección anterior de esta Norma Oficial Mexicana, se deben conservar durante la etapa de perforación y mantenimiento.

La construcción del contrapozo debe ser con recubrimiento de concreto.

Para el almacenamiento y resguardo de maquinaria, equipo y materiales, se debe destinar un sitio específico en el proyecto con el fin de garantizar la aplicación de medidas de prevención y evitar impactos ambientales.

Todos los residuos sólidos, líquidos y domésticos se deben almacenar temporalmente en contenedores con tapa para su posterior disposición final.

No se debe dar disposición final en el sitio del proyecto a los residuos sólidos y líquidos industriales y material sobrante de las actividades

de perforación o mantenimiento de pozos petroleros.

Los recortes de perforación impregnados con fluidos base aceite deben manejarse conforme a la normatividad aplicable en la materia.

Los recortes de perforación impregnados con fluidos base aceite, resultantes de la perforación de los pozos petroleros, deben colectarse en góndolas o presas metálicas para su transporte, tratamiento, reciclaje y, en su caso, disposición final.

Los recortes de perforación impregnados con fluidos base aceite, pueden reinyectarse en pozos destinados para este fin.

Los recortes impregnados con fluidos base aceite resultantes de la perforación o mantenimiento de los pozos, deben someterse a un proceso de limpieza en el sitio hasta que su impregnación sea de 30% como máximo, para la reutilización de los fluidos.

En el caso de que se determine que los recortes impregnados con fluidos base aceite no son peligrosos, pueden reusarse para construir ladrillos, bloques, pavimentos y concreto asfáltico, o utilizar otras tecnologías que se demuestre que no afectan al ambiente o disponerse donde la autoridad local autorice.

Todos aquellos envases, latas, tambos, garrafones, bolsas de plástico y bolsas de cartón, que hayan servido como recipientes de grasas, aceites, solventes, aditivos, lubricantes y todo tipo

de sustancias inflamables generadas durante estas actividades deben ser manejados de acuerdo a la normatividad aplicable en la materia.

El manejo y la descarga de aguas residuales en el área del proyecto, zonas aledañas y cuerpos de agua deben realizarse de acuerdo a la normatividad aplicable en la materia.

En el caso de existir algún derrame de hidrocarburos, se procederá a restaurar o restablecer las condiciones físico-químicas del suelo, conforme a la normatividad vigente en la materia.

#### *Terminación de actividades o abandono del sitio*

Al término de las actividades de perforación o mantenimiento de pozos petroleros se debe proceder al desmantelamiento y al retiro total del equipo de perforación y mantenimiento de pozos petroleros, de los campamentos que alojan al personal técnico y de los sanitarios portátiles, a que se refiere esta Norma Oficial Mexicana.

Al término de las actividades de perforación o mantenimiento de pozos petroleros se debe realizar la limpieza de la localización o para, restaurando las zonas que hayan resultado afectadas, para tener las condiciones de operación y evitar la contaminación de áreas aledañas; disponiendo los residuos generados por tal acción, en los sitios que indique la autoridad competente.

En el caso de que el pozo petrolero resulte improductivo o al término de la vida útil del pozo, se debe taponar conforme a las disposiciones técnicas que establece la normatividad vigente.

Las zonas en donde a consecuencia de las actividades de perforación y mantenimiento de pozos petroleros se haya alterado la vegetación y que no se requieran durante el ciclo de vida del pozo petrolero o no las soliciten en esas condiciones los propietarios en la etapa de abandono del pozo, deben restaurarse una vez terminadas dichas actividades. Para restaurar o restablecer la vegetación se utilizarán las especies vegetales propias de la región, susceptibles a desarrollarse en el sitio.

En el caso de que el pozo petrolero resulte improductivo o al término de la vida útil del pozo, el área del proyecto y zonas aledañas que hayan resultado afectadas, deben ser restauradas a condiciones similares a las prevalecientes en las áreas adyacentes al momento del inicio de los trabajos de restauración.

### **VII.3 Condiciones de los Contratos Vigentes entre Compañías de Servicio y PEP**

Dentro de las actividades realizadas por PEP, tenemos las actividades ejecutadas por las compañías de servicios las cuales son contratadas para realizar un trabajo específico en la elaboración de un pozo, de esta manera se deben tener una serie de condiciones las cuales deben cumplir dichas compañías para que

puedan dar el servicio a Pemex de la mejor manera posible.

Como sabemos los contratos deben contar con una serie de especificaciones y condiciones que deben cumplirse para llevar a cabo las actividades que en este se especifican.

Empezaremos por definir el objetivo del contrato, además de ubicar el sitio de donde se llevara a cabo el (o los) trabajo (s).

Entre estas especificaciones tenemos las siguientes:

- Relación de planos y/o croquis.
- Objetivo del contrato.
- Ubicación de los trabajos.
- Especificaciones Generales.

#### **Especificaciones generales**

El Contratista para la ejecución de los trabajos de fluidos, control de sólidos y manejo de recortes y residuos, debe considerar las especificaciones técnicas siguientes.

- Diseños de pozos.
- Especificaciones técnicas de equipos, herramientas e instalaciones.
- Especificaciones Técnicas de Materiales y Normatividad aplicable.
- Requerimientos técnicos de personal.
- Relación de Normas y Procedimientos requeridos.

- Propiedades típicas de los sistemas de fluidos a emplear.
- Columna geológica probable.

Debe proporcionar la atención técnica especializada en campo, para la ejecución de los trabajos solicitados, las 24 horas del día, durante la vigencia del contrato, en el entendido que el personal del contratista debe laborar básicamente en el área indicada.

El contratista sustituirá por su cuenta y sin costo para PEP, a cualquier trabajador que se le reporte como personal que ocasione retrasos o se encuentre poniendo en riesgo las operaciones o las instalaciones, debido a su incompetencia, mala conducta o inobservancia de la normatividad ambiental y de seguridad.

El representante técnico del contratista, debe tener comunicación diaria con el supervisor de PEP, para la aclaración del desarrollo de los trabajos solicitados.

El contratista debe dar tratamiento y disposición final a los recortes impregnados de emulsión inversa originados por la perforación, así como todos los residuos adicionales a la perforación que se generen por contingencias en la localización mediante alguno(s) de los siguientes procesos mencionados en forma enunciativa más no limitativa:

- Tecnologías de degradación química
- Combustible alterno en hornos de las cementeras

- Materia prima para la fabricación de cemento, o como base de rodamiento para la construcción de caminos.

La exportación de los recortes se acepta como última opción una vez que se compruebe que se saluro la capacidad de tratamiento en el país.

Todos estos trabajos deberán ser realizados con estricto apego y cumplimiento a lo establecido en la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente, así como la normatividad oficial aplicable en la materia.

El proceso empleado por el contratista para el manejo de los recortes de perforación con lodos de emulsión inversa deberá garantizar la degradación de los hidrocarburos dando como resultado una concentración máxima de 1000 ppm de hidrocarburos totales del petróleo, en caso de su disposición en suelo de uso agrícola o ganadero, 2000 ppm de hidrocarburos totales del petróleo, para disposición en suelos de uso industrial; o bien su completa incorporación como insumo dentro del proceso propuesto en el entendido que estos recortes se consideran residuos no peligrosos.

Realizará la disposición del material tratado una vez obtenidos los parámetros de limpieza establecidos en el punto anterior, o en su caso se hayan utilizado como insumos dentro del proceso propuesto; en los sitios designados por las autoridades estatales y/o municipales, para lo cual deberá contar y entregar copia del permiso correspondiente.

El contratista debe efectuar el trabajo de disposición final a los recortes y residuos impregnados con fluido base agua, generados durante la perforación de los pozos objeto del contrato, para la ejecución de estos trabajos, la técnica de tratamiento a emplear debe contemplar la estabilización de los recortes y su preparación para la disposición final, además de contar con las autorizaciones correspondientes de las autoridades competentes.

La compañía contratada es responsable de mantener limpia el área de recolección de los recortes impregnados con fluidos base agua y emulsión inversa, así como durante su transporte a los centros de tratamiento o disposición final, evitando derrames o esparcimiento de dichos recortes que pudieran ser causa de contaminación en el suelo y subsuelo.

Además será responsable por cualquier contaminación originada durante la ejecución de los trabajos de manejo de recortes y residuos generados de la perforación, impregnados con fluidos base agua y de emulsión inversa, debiendo responder ante las autoridades federales, estatales y municipales por cualquier requerimiento, sanción o multa derivada de su negligencia al efectuar los trabajos, liberando a PEP de cualquier responsabilidad ante dependencias gubernamentales.

Responsabilizándose de obtener todos los permisos y derechos de importación de los aditivos químicos, de los equipos para control de sólidos, de laboratorio, tratamiento de recortes y residuos de perforación, para el cumplimiento de este contrato.

Y es responsable en caso de presentarse un derrame de fluido o daño al entorno ecológico imputable a sus actividades, de efectuar por sus propios medios, la restauración de las áreas afectadas, debiendo cumplir estrictamente con los Reglamentos de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente, las Normas Oficiales Mexicanas en materia de protección Ambiental, liberando de toda responsabilidad a PEP ante dependencias gubernamentales.

El contratista debe diseñar y ejecutar todos los trabajos del contrato, con diligencia, calidad, experiencia y tecnología actualizada en el ámbito internacional, cumpliendo con las normas de seguridad, las disposiciones en materia de seguridad industrial y protección ambiental que deben cumplir los contratistas de Pemex Exploración y Producción y todas las disposiciones gubernamentales aplicables.

El contratista entregará al supervisor de PEP, desde el inicio y durante el desarrollo del contrato, el reporte diario que incluya como mínimo: Fecha y nombre del pozo en cuestión, número de contrato, reporte de los trabajos ejecutados de acuerdo al catálogo de precios unitarios, tipo y propiedades fisicoquímicas del fluido de perforación, avance de metros perforados, consumos de aditivos químicos en su caso, entradas y salidas de aditivos químicos, de fluidos, diesel, barita a granel, silos instalados y sus condiciones de operación, equipo para control de sólidos instalado y sus condiciones de operación que incluya tipos de mallas utilizadas, eficiencia en porcentaje de sólidos eliminados a los fluidos de perforación, cantidades de recortes y residuos de perforación retirados de la

localización para su tratamiento y disposición final, nombre y firma del personal que presta la atención técnica en campo.

# CONCLUSIONES

---

## **Conclusiones**

Una vez concluido el trabajo de tesis correspondiente podemos tener las siguientes conclusiones:

Como ingeniero de perforación se debe conocer los tipos y funciones de los fluidos de perforación para aplicar el fluido correcto dependiendo de la situación que se presente durante las operaciones de perforación, terminación y reparación de pozos.

El conocer las pruebas de laboratorio que se le aplican a los fluidos es indispensable para poder controlar las propiedades de los mismos, con lo cual podremos optimizar tiempo y materiales para la elaboración de los fluidos de perforación.

Es necesario contar con laboratorios de campo para el análisis de los fluidos, los cuales permitan realizar una pronta examinación de los mismos y así estar al tanto de los cambios que ha sufrido en las diversas etapas de operación y poder ajustarlo a las propiedades óptimas para su uso.

Conocer las propiedades y el funcionamiento de los materiales que son agregados a los fluidos de perforación nos permitirá tener un mejor conocimiento de los fluidos empleados en la operación, teniendo así un mejor control durante las mismas.

Si el lodo es contaminado y no es detectado a tiempo podemos tener bastantes problemas durante la perforación del pozo, por lo que debemos conocer los tipos de contaminantes y como actuar ante la presencia de ellos.

Mantener estables las condiciones del fluido de perforación, nos evitará una gran cantidad de problemas dentro del agujero, como por ejemplo: inestabilidad de agujero, brotes, pérdidas de circulación, pegadura de tubería, entre otras.

Y sobre todo la cuestión más importante es cuidar el medio ambiente siguiendo con las normas y leyes vigentes que existen para este tipo de operaciones, y todo lo relacionado con ello.

Teniendo en cuenta lo anterior y aplicando los conocimientos relacionados con las geociencias, podremos optimizar las operaciones relativas a la perforación y mantenimiento de pozos, debido a que se minimizarán las pérdidas de tiempo y de recursos, tanto materiales como económicos.

Por último, pero no menos importante es contribuir con la facultad de ingeniería, aportando este trabajo para consulta bibliográfica para el alumnado y para la elaboración del manual de Ingenieros de Fluidos de Perforación, tomando este trabajo como base.



# ANEXO

## Anexo

**REGLAMENTO DE LA LEY GENERAL DEL  
EQUILIBRIO ECOLÓGICO Y LA  
PROTECCIÓN AL AMBIENTE EN MATERIA  
DE RESIDUOS PELIGROSOS**

(Publicado en el D.O.F. de fecha 25 de  
noviembre de 1988)

**CAPITULO I**

**DISPOSICIONES GENERALES**

ARTÍCULO 1o.- El presente Reglamento rige en todo el territorio nacional y las zonas en donde la nación ejerce su soberanía y jurisdicción, y tiene por objeto reglamentar la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente, en lo que se refiere a residuos peligrosos.

ARTÍCULO 2o.- La aplicación de este Reglamento compete al Ejecutivo Federal por conducto de la Secretaría de Desarrollo Urbano y Ecología, sin perjuicio de las atribuciones que correspondan a otras dependencias del propio Ejecutivo Federal, de conformidad con las disposiciones legales aplicables.

Las autoridades del Distrito Federal, de los Estados y de los Municipios, podrán participar como auxiliares de la Federación en la aplicación

del presente Reglamento, en los términos de los instrumentos de coordinación correspondientes.

ARTÍCULO 3o.- Para efectos de este Reglamento se considerarán las definiciones contenidas en la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente y las siguientes:

**ALMACENAMIENTO:** Acción de retener temporalmente residuos en tanto se procesan para su aprovechamiento, se entregan al servicio de recolección, o se dispone de ellos.

**CONFINAMIENTO CONTROLADO:** Obra de ingeniería para la disposición final de residuos peligrosos, que garantice su aislamiento definitivo.

**CONFINAMIENTO EN FORMACIONES GEOLOGICAS ESTABLES:** Obra de ingeniería para la disposición final de residuos peligrosos en estructuras naturales impermeables, que garanticen su aislamiento definitivo.

**CONTENEDOR:** Caja o cilindro móvil, en el que se depositan para su transporte residuos peligrosos.

**DEGRADACION:** Proceso de descomposición de la materia, por medios físicos, químicos o biológicos.

**DISPOSICION FINAL:** Acción de depositar permanentemente los residuos en sitios y

---

condiciones adecuados para evitar daños al ambiente.

**ENVASADO:** Acción de introducir un residuo peligroso en un recipiente, para evitar su dispersión o evaporación, así como facilitar su manejo.

**EMPRESA DE SERVICIO DE MANEJO:** Persona física o moral que preste servicios para realizar cualquiera de las operaciones comprendidas en el manejo de residuos peligrosos.

**GENERACION:** Acción de producir residuos peligrosos.

**GENERADOR:** Persona física o moral que como resultado de sus actividades produzca residuos peligrosos.

**INCINERACION:** Método de tratamiento que consiste en la oxidación de los residuos, vía combustión controlada.

**JALES:** Residuos generados en las operaciones primarias de separación y concentración de minerales.

**LEY:** Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente.

**LIXIVIADO:** Líquido proveniente de los residuos, el cual se forma por reacción, arrastre o percolación y que contiene, disueltos o en suspensión, componentes que se encuentran en los mismos residuos.

**MANIFIESTO:** Documento oficial, por el que el generador mantiene un estricto control sobre el transporte y destino de sus residuos peligrosos dentro del territorio nacional.

**PRESA DE JALES:** Obra de ingeniería para el almacenamiento o disposición final de jales

**RECICLAJE:** Método de tratamiento que consiste en la transformación de los residuos con fines productivos.

**RECOLECCION:** Acción de transferir los residuos al equipo destinado a conducirlos a las instalaciones de almacenamiento, tratamiento o reuso, o a los sitios para su disposición final.

**REGLAMENTO:** El Reglamento de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente en Materia de Residuos Peligrosos.

**RESIDUO INCOMPATIBLE:** Aquel que al entrar en contacto o ser mezclado con otro reacciona produciendo calor o presión, fuego o evaporación; o, partículas, gases o vapores peligrosos; pudiendo ser esta reacción violenta

**REUSO:** Proceso de utilización de los residuos peligrosos que ya han sido tratados y que se aplicarán a un nuevo proceso de transformación o de cualquier otro.

**SECRETARIA:** Secretaría de Desarrollo Urbano y Ecología.

**TRATAMIENTO:** Acción de transformar los residuos, por medio del cual se cambian sus características.

---

**ARTÍCULO 4o.- Compete a la Secretaría:**

- I.- Determinar y publicar en el Diario Oficial de la Federación los listados de residuos peligrosos, así como sus actualizaciones, en los términos de la Ley;
- II.- Expedir las normas técnicas ecológicas y procedimientos para el manejo de los residuos materia de este Reglamento, con la participación de las Secretarías de Comercio y Fomento Industrial, de Salud, de Energía, Minas e Industria Paraestatal, y de Agricultura y Recursos Hidráulicos;
- III.- Controlar el manejo de los residuos peligrosos que se generan en las operaciones y procesos de extracción, beneficio, transformación, producción, consumo, utilización, y de servicios;
- IV.- Autorizar la instalación y operación de sistemas para la recolección, almacenamiento, transporte, alojamiento, reuso, tratamiento, reciclaje, incineración y disposición final de los residuos peligrosos;
- V - Evaluar el impacto ambiental de los proyectos sobre instalaciones de tratamiento, confinamiento o eliminación de residuos peligrosos y resolver sobre su autorización;
- VI.- Autorizar al generador y a las empresas de servicios de manejo, para la realización de cualquiera de las operaciones de manejo de residuos peligrosos;
- VII.- Autorizar la importación y exportación de residuos peligrosos, sin perjuicio de otras autorizaciones que corresponda otorgar a las autoridades competentes;
- VIII.- Expedir los instructivos, formatos y manuales necesarios para el cumplimiento del presente Reglamento;
- IX.- Fomentar y coadyuvar al establecimiento de plantas de tratamiento a que hace referencia este Reglamento y de sus líneas de comercialización, así como de empresas que establezcan plantas de reciclaje de residuos peligrosos generados en el país;
- X.- Autorizar la construcción y operación de instalaciones para el tratamiento, confinamiento o eliminación de los residuos;
- XI.- Establecer y mantener actualizado un sistema de información sobre la generación de los residuos materia del presente Reglamento;
- XII.- Fomentar que las asociaciones y colegios de profesionales, cámaras industriales y de comercio y otros organismos afines, promuevan actividades que orienten a sus miembros, en materia de prevención y control de la contaminación ambiental originada por el manejo de los residuos de que se trata este Reglamento;
- XIII.- Promover la participación social en el control de los residuos materia de este Reglamento;
- XIV.- Fomentar en el sector productivo y promover ante las autoridades competentes el uso de

tecnologías que reduzcan la generación de residuos peligrosos;

XV.- Fomentar en el sector productivo y promover ante las autoridades competentes el desarrollo de actividades y procedimientos que coadyuven a un manejo seguro de los residuos materia de este Reglamento y la difusión de tales actividades y procedimientos en los medios masivos de comunicación, y

XVI.- Las demás que le confieren este Reglamento y otras disposiciones legales.

Las atribuciones a que se refiere este artículo se ejercerán sin perjuicio de las disposiciones aplicables en materia de salud, sanidad fitopecuaria y aguas.

**ARTÍCULO 5o.-** Serán responsables del cumplimiento de las disposiciones del Reglamento y de las normas técnicas ecológicas que de él se deriven, el generador de residuos peligrosos, así como las personas físicas o morales, públicas o privadas que manejen, importen o exporten dichos residuos.

**ARTÍCULO 6o.-** Para efecto de lo dispuesto en el artículo anterior, las personas físicas o morales, públicas o privadas que con motivo de sus actividades generen residuos, están obligadas a determinar si éstos son peligrosos.

Para la determinación de residuos peligrosos, deberán realizarse las pruebas y el análisis

necesarios conforme a las normas técnicas ecológicas correspondientes, y se estará al listado de residuos peligrosos que expida la Secretaría, previa la opinión de las Secretarías de Comercio y Fomento Industrial, de Salud, de Energía, Minas e Industria Paraestatal, de Agricultura y Recursos Hidráulicos y de la Secretaría de Gobernación.

## CAPITULO II

### DE LA GENERACION DE RESIDUOS PELIGROSOS

**ARTÍCULO 7o.-** Quienes pretendan realizar obras o actividades públicas o privadas por las que puedan generarse o manejarse residuos peligrosos, deberán contar con autorización de la Secretaría, en los términos de los artículos 28 y 29 de la Ley.

En la manifestación de impacto ambiental correspondiente, deberán señalarse los residuos peligrosos que vayan a generarse o manejarse con motivo de la obra o actividad de que se trate, así como las cantidades de los mismos.

**ARTÍCULO 8o.-** El generador de residuos peligrosos deberá:

I.- Inscribirse en el registro que para tal efecto establezca la Secretaría;

II.- Llevar una bitácora mensual sobre la generación de sus residuos peligrosos;

III.- Dar a los residuos peligrosos, el manejo previsto en el Reglamento y en las normas ecológicas correspondientes;

IV.- Manejar separadamente los residuos peligrosos que sean incompatibles en los términos de las normas técnicas ecológicas respectivas;

V.- Envasar sus residuos peligrosos, en recipientes que reúnan las condiciones de seguridad previstas en este Reglamento y en las normas técnicas ecológicas correspondientes.

VI.- Identificar a sus residuos peligrosos con las indicaciones previstas en este Reglamento y en las normas técnicas ecológicas respectivas;

VII.- Almacenar sus residuos peligrosos en condiciones de seguridad y en áreas que reúnan los requisitos previstos en el presente Reglamento y en las normas técnicas ecológicas correspondientes.

VIII.- Transportar sus residuos peligrosos en los vehículos que determine la Secretaría de Comunicaciones y Transportes y bajo las condiciones previstas en este Reglamento y en las normas técnicas ecológicas que correspondan;

IX.- Dar a sus residuos peligrosos el tratamiento que corresponda de acuerdo con lo dispuesto en el Reglamento y las normas técnicas ecológicas respectivas;

X.- Dar a sus residuos peligrosos la disposición final que corresponda de acuerdo con los métodos previstos en el reglamento y conforme a

lo dispuesto por las normas técnicas ecológicas aplicables;

XI.- Remitir a la Secretaría, en el formato que esta determine, un informe semestral sobre los movimientos que hubiere efectuado con sus residuos peligrosos durante dicho período; y

XII.- Las demás previstas en el Reglamento y en otras disposiciones aplicables.

### CAPITULO III

## DEL MANEJO DE RESIDUOS PELIGROSOS

ARTÍCULO 9o.- Para los efectos del Reglamento se entiende por manejo, el conjunto de operaciones que incluyen el almacenamiento, recolección, transporte, alojamiento, reuso, tratamiento, reciclaje, incineración y disposición final de los residuos peligrosos.

ARTÍCULO 10 - Se requiere autorización de la Secretaría para instalar y operar sistemas de recolección, almacenamiento, transporte, alojamiento, reuso, tratamiento, reciclaje, incineración y disposición final de residuos peligrosos, así como para prestar servicios en dichas operaciones sin perjuicio de las disposiciones aplicables en materia de salud y de seguridad e higiene en el trabajo.

ARTÍCULO 11.- En el caso de instalaciones de tratamiento, confinamiento o eliminación de residuos peligrosos, previamente a la obtención de la autorización a que se refiere el artículo anterior, el responsable del proyecto de obra respectivo deberá presentar a la Secretaría la manifestación de Impacto ambiental prevista en el artículo 28 de la Ley, de conformidad con el procedimiento señalado en el Reglamento de Impacto Ambiental.

ARTÍCULO 12.- Las personas autorizadas conforme al artículo 10 de este Reglamento, deberán presentar, previo al inicio de sus operaciones:

I.- Un programa de capacitación del personal responsable del manejo de residuos peligrosos y del equipo relacionado con éste;

II.- Documentación que acredite al responsable técnico; y

III.- Un programa para atención a contingencias.

ARTÍCULO 13.- El generador podrá contratar los servicios de empresas de manejo de residuos peligrosos, para cualquiera de las operaciones que comprende el manejo. Estas empresas deberán contar con autorización previa de la Secretaría y serán responsables, por lo que toca a la operación de manejo en la que intervengan, del cumplimiento de lo dispuesto en el Reglamento y en las normas técnicas ecológicas que de él se deriven.

ARTÍCULO 14.- Para el almacenamiento y transporte de residuos peligrosos, el generador deberá envasarlos de acuerdo con su estado físico, con sus características de peligrosidad, y tomando en consideración su incompatibilidad con otros residuos en su caso, en envases:

I.- Cuyas dimensiones, formas y materiales reúnan las condiciones de seguridad previstas en las normas técnicas ecológicas correspondientes, necesarias para evitar que durante el almacenamiento, operaciones de carga y descarga y transporte, no sufran ninguna pérdida o escape y eviten la exposición de los operarios al residuo; y

II.- Identificados, en los términos de las normas técnicas ecológicas correspondientes, con el nombre y características del residuo.

ARTÍCULO 15.- Las áreas de almacenamiento deberán reunir como mínimo, las siguientes condiciones:

I.- Estar separadas de las áreas de producción, servicios, oficinas y de almacenamiento de materias primas o productos terminados;

II.- Estar ubicadas en zonas donde se reduzcan los riesgos por posibles emisiones, fugas, incendios, explosiones e inundaciones;

III.- Contar con muros de contención, y fosas de retención para la captación de los residuos o de los lixiviados;

IV.- Los pisos deberán contar con trincheras o canaletas que conduzcan los derrames a las fosas de retención, con capacidad para contener una quinta parte de lo almacenado;

V.- Contar con pasillos lo suficientemente amplios, que permitan el tránsito de montacargas mecánicas, electrónicos o manuales, así como el movimiento de los grupos de seguridad y bomberos en casos de emergencia;

VI.- Contar con sistemas de extinción contra incendios. En el caso de hidrantes, éstos deberán mantener una presión mínima de  $6 \text{ kg/cm}^2$  durante 15 minutos; y

VII.- Contar con señalamientos y letreros alusivos a la peligrosidad de los mismos, en lugares y formas visibles.

ARTÍCULO 16.- Además de lo dispuesto en el artículo anterior, las áreas de almacenamiento cerradas deberán cumplir con las siguientes condiciones:

I.- No deben existir conexiones con drenajes en el piso, válvulas de drenaje, juntas de expansión, albañales o cualquier otro tipo de apertura que pudieran permitir que los líquidos fluyan fuera del área protegida;

II.- Las paredes deben estar construidas con materiales no inflamables;

III.- Contar con ventilación natural o forzada. En los casos de ventilación forzada debe tener una

capacidad de recepción de por lo menos seis cambios de aire por hora; y

IV - Estar cubiertas y protegidas de la intemperie y, en su caso, contar con ventilación suficiente para evitar acumulación de vapores peligrosos y con iluminación a prueba de explosión.

ARTÍCULO 17.- Además de lo dispuesto en el artículo 15, las áreas abiertas deberán cumplir con las siguientes condiciones:

I.- No estar localizadas en sitios por debajo del nivel de agua alcanzado en la mayor tormenta registrada en la zona, más un factor de seguridad de 1.5;

II.- Los pisos deben ser lisos y de material impermeable en la zona donde se guarden los residuos y de material antiderrapante en los pasillos. Estos deben ser resistentes a los residuos peligrosos almacenados;

III.- Contar con paramayos, y

IV.- Contar con detectores de gases o vapores peligrosos con alarma audible, cuando se almacenen residuos volátiles.

ARTÍCULO 18.- En los casos de áreas abiertas no techadas, no deberán almacenarse residuos peligrosos a granel, cuando éstos produzcan lixiviados.



ARTÍCULO 19.- Queda prohibido almacenar residuos peligrosos:

I.- Incompatibles en los términos de la norma técnica ecológica correspondiente;

II.- En cantidades que rebasen la capacidad instalada de almacenamiento, y

III.- En áreas que no reúnan las condiciones previstas en los artículos 15 y 16 del Reglamento.

ARTÍCULO 20.- Queda exceptuado de lo dispuesto en los artículos 15, 16, 17, 18 y 19, fracción III, el almacenamiento de jales. Estos residuos deberán almacenarse conforme a lo que dispongan las normas técnicas ecológicas correspondientes.

ARTÍCULO 21.- Los movimientos de entrada y salida de residuos peligrosos del área de almacenamiento deberán quedar registrados en una bitácora. En la bitácora se debe indicar fecha del movimiento, origen y destino del residuo peligroso.

ARTÍCULO 22.- La recolección de residuos peligrosos fuera de las instalaciones donde se generen o manejen, así como el transporte de los mismos, deberá realizarse conforme a lo dispuesto en este Reglamento y en las normas técnicas ecológicas, que al efecto se expidan.

ARTÍCULO 23.- Para transportar residuos peligrosos a cualquiera de las instalaciones de tratamiento o de disposición final, el generador deberá adquirir de la Secretaría, previo el pago de los derechos que correspondan por ese concepto, los formatos de manifiesto que requiera para el transporte de sus residuos.

Por cada volumen de transporte, el generador deberá entregar al transportista un manifiesto en original, debidamente firmado, y dos copias del mismo.

El transportista conservará una de las copias que le entregue el generador, para su archivo, y firmará el original del manifiesto, mismo que entregará al destinatario, junto con una copia de éste, en el momento en que le entregue los residuos peligrosos para su tratamiento o disposición final.

El destinatario de los residuos peligrosos conservará la copia del manifiesto que le entregue el transportista, para su archivo, y firmará el original, mismo que deberá remitir de inmediato al generador.

El original del manifiesto y las copias del mismo, deberán ser conservadas por el generador, por el transportista y por el destinatario de los residuos peligrosos, respectivamente, conforme a lo siguiente:

I.- Durante diez años en el caso del generador, contados a partir del momento en el que el destinatario entregue al primero el original del manifiesto;

II.- durante cinco años en el caso del transportista, contados a partir de la fecha en que hubiere entregado los residuos peligrosos al destinatario, y

III.- Durante diez años en el caso del destinatario, contados a partir de la fecha en que hubiere recibido los residuos peligrosos para su disposición final.

En el caso de la fracción III, una vez transcurrido el plazo señalado, el destinatario deberá remitir a la Secretaría la documentación, en la forma en que esta determine.

El generador debe conservar los registros de los resultados de cualquier prueba, análisis u otras determinaciones de residuos peligrosos durante diez años, contados a partir de la fecha en que hubiere enviado los residuos al sitio del tratamiento o de disposición final.

ARTÍCULO 24.- Si transcurrido un plazo de treinta días naturales contados a partir de la fecha en que la empresa de servicios de manejo correspondiente reciba los residuos peligrosos para su transporte, el generador no recibe copia del manifiesto debidamente firmado por el destinatario de los mismos, el generador deberá informar a la Secretaría de este hecho, para que dicha dependencia determine las medidas que procedan.

ARTÍCULO 25.- El transportista y el destinatario de los residuos peligrosos deberán entregar a la

Secretaría, en el formato que esta determine, un informe semestral sobre los residuos que hubiesen recibido durante dicho periodo para su transporte o para su disposición final, según sea el caso.

ARTÍCULO 26.- Cuando para el transporte de residuos peligrosos, el generador contrate a una empresa de servicios de manejo, el transportista contratado estará obligado a:

I.- Contar con autorización de la Secretaría;

II.- Solicitar al generador el original del manifiesto correspondiente al volumen de residuos peligrosos que vayan a transportarse;

III.- Firmar el original del manifiesto que le entregue el generador, y recibir de este último las dos copias del manifiesto que correspondan;

IV.- Verificar que los residuos peligrosos que le entregue el generador, se encuentren correctamente envasados e identificados en los términos de las normas técnicas ecológicas correspondientes;

V.- Sujetarse a las disposiciones sobre seguridad e higiene en el trabajo que correspondan, así como a las que resulten aplicables en materia de tránsito y de comunicaciones y transportes, y

VI.- Remitir a la Secretaría un informe semestral sobre los residuos peligrosos recibidos para transporte durante dicho periodo.

ARTÍCULO 27.- Sin perjuicio de las autorizaciones que corresponda otorgar a otras autoridades competentes, los vehículos destinados al transporte de residuos peligrosos deberán contar con registro de la Secretaría de Comunicaciones y Transportes y reunir los requisitos que para este tipo de vehículos determine dicha dependencia.

Una vez registrados los vehículos destinados al transporte de residuos peligrosos ante la Secretaría de Comunicaciones y Transportes, éstos sólo podrán usarse para dicho fin, con excepción de barcos y de vehículos terrestres, como tractocamiones, que no entren en contacto directo con los residuos peligrosos, por tener como única función la de arrastrar contenedores.

ARTÍCULO 28.- Queda prohibido el transporte de residuos peligrosos por vía aérea.

ARTÍCULO 29.- Quienes recolecten y transporten residuos peligrosos, sin perjuicio del cumplimiento de las disposiciones legales y reglamentarias en materia de tránsito, salud y comunicaciones y transportes, están obligados a lo siguiente:

- I.- Observar los programas de mantenimiento del equipo, y
- II.- Contar con el equipo de protección personal para los operarios de los vehículos, de acuerdo al tipo de residuos que se transporte.

ARTÍCULO 30.- Cuando sea necesario dar tratamiento previo a un residuo peligroso para su disposición final, este deberá tratarse de acuerdo a los métodos previstos en las normas técnicas ecológicas correspondientes.

ARTÍCULO 31.- La disposición final de residuos peligrosos se sujetará a lo previsto en este Reglamento y a las normas técnicas ecológicas que al efecto se expidan. Los sistemas para la disposición final de residuos peligrosos son:

- I.- Confinamientos controlados;
- II.- Confinamientos en formaciones geológicas estables, y
- III.- Receptores de agroquímicos.

Los receptores de agroquímicos sólo podrán confinar residuos de agroquímicos o sus envases.

ARTÍCULO 32.- La selección del sitio, así como el diseño y construcción de confinamientos controlados y de receptores de agroquímicos deberán sujetarse a las normas técnicas ecológicas que al efecto se expidan.

La localización y selección de sitios para confinamientos en formaciones geológicas estables, deberán sujetarse a las normas técnicas ecológicas correspondientes.

El proyecto para la construcción de un confinamiento controlado deberá comprender como mínimo lo siguiente:

I.- Celdas de confinamiento;

II.- Obras complementarias; y, en su caso,

III.- Celdas de tratamiento.

El diseño y construcción de las celdas de confinamiento y de tratamiento, así como la construcción de las obras complementarias, se sujetarán a las normas técnicas ecológicas correspondientes.

ARTÍCULO 33.- La operación de los confinamientos controlados y de las celdas de confinamiento y de tratamiento a que se refieren las fracciones I y III del artículo anterior, así como la operación de los confinamientos en formaciones geológicas estables y de los receptores de agroquímicos, se sujetarán a las normas técnicas ecológicas que al efecto se expidan.

ARTÍCULO 34.- Una vez depositados los residuos peligrosos bajo alguno de los sistemas a que se refiere el artículo 31, el generador y, en su caso, la empresa de servicios de manejo contratada para la disposición final de residuos peligrosos, deberán presentar a la Secretaría un reporte mensual con la siguiente información:

I.- Cantidad, volumen y naturaleza de los residuos peligrosos depositados;

II.- Fecha de disposición final de los residuos peligrosos;

III.- Ubicación del sitio de disposición final, y

IV.- Sistemas de disposición final utilizado para cada tipo de residuo.

ARTÍCULO 35.- Los lixiviados que se originen en las celdas de confinamiento o de tratamiento de un confinamiento controlado, deberán recolectarse y tratarse para evitar la contaminación del ambiente y el deterioro de los ecosistemas.

Los métodos para su recolección y tratamiento deberán ajustarse a las normas técnicas ecológicas que al efecto se expidan.

ARTÍCULO 36.- La disposición final de los residuos peligrosos generados en la industria minera se efectuará en presas de jales y de conformidad con lo dispuesto en las normas técnicas ecológicas correspondientes.

Las presas de jales podrán ubicarse en el lugar en que se originen o generen dichos residuos, excepto arriba de poblaciones o de cuerpos receptores ubicados a una distancia menor de veinticinco kilómetros que pudieran resultar afectados.

ARTÍCULO 37.- Ningún residuo que hubiere sido depositado en alguno de los sistemas de disposición final previstos en el Reglamento deberá salir de éste, excepto cuando hubieren sido depositados temporalmente con motivo de una emergencia.

ARTÍCULO 38.- El manejo de los bifenilos policlorados deberá sujetarse a lo dispuesto en el Reglamento y a las normas técnicas ecológicas que al efecto se expidan.

ARTÍCULO 39.- Se prohíbe la disposición final de bifenilos policlorados, o de residuos que los contengan, en confinamientos controlados y en cualquier otro sitio.

Estos residuos sólo podrán destruirse de acuerdo con las normas técnicas ecológicas correspondientes, bajo cualquiera de los siguientes métodos:

- I.- Químicos catalíticos, en el caso de residuos con bajas concentraciones, y
- II.- Incineración, tratándose de residuos que contengan cualquier concentración.

ARTÍCULO 40.- Cuando por su peligrosidad la Secretaría determine que ciertos residuos no deben depositarse en ninguno de los sitios a que se refiere el Reglamento, éstos deberán tratarse en los términos previstos en las normas técnicas ecológicas correspondientes.

ARTÍCULO 41.- Cuando los productos de origen industrial o de uso farmacéutico en cuyos envases se precise fecha de caducidad, no sean sometidos a procesos de rehabilitación o generación una vez que hubieren caducado serán considerados residuos peligrosos, en cuyo caso los fabricantes y distribuidores de dichos

productos serán responsables de que su manejo se efectuó de conformidad con lo dispuesto en el Reglamento y en las normas técnicas ecológicas correspondientes.

ARTÍCULO 42.- Cuando por cualquier causa se produzcan derrames, infiltraciones, descargas o vertidos de residuos peligrosos, durante cualesquiera de las operaciones que comprende su manejo, el generador y, en su caso, la empresa que preste el servicio, deberá dar aviso inmediato de los hechos a la Secretaría; aviso que deberá ser ratificado por escrito dentro de los tres días siguientes al día en que ocurran los hechos, para que dicha dependencia esté en posibilidad de dictar o en su caso promover ante las autoridades competentes, la aplicación de las medidas de seguridad que procedan, sin perjuicio de las medidas que las mismas autoridades apliquen en el ámbito de sus competencias.

El aviso por escrito a que se refiere el párrafo anterior deberá comprender:

- I.- Identificación, domicilio y teléfonos de los propietarios, tenedores, administradores o encargados de los residuos peligrosos de que se trate;
- II.- Localización y características del sitio donde ocurrió el accidente;
- III.- Causas que motivaron el derrame, infiltración, descarga o vertido;

IV.- Descripción precisa de las características fisicoquímicas y toxicológicas, así como, cantidad de los residuos peligrosos derramados, infiltrados, descargados o vertidos;

V.- Acciones realizadas para la atención del accidente;

VI.- Medidas adoptadas para la limpieza y restauración de la zona afectada, y

VII.- Posibles daños causados a los ecosistemas.

## CAPITULO IV

### DE LA IMPORTACION Y EXPORTACION DE RESIDUOS PELIGROSOS

ARTÍCULO 43.- Sin perjuicio de otras autorizaciones que corresponda otorgar a las autoridades competentes, la importación y exportación de los residuos determinados peligrosos en los términos de la Ley de este Reglamento, requiere de autorización de la Secretaría, la cual estará facultada para intervenir en los puertos territoriales, marítimos y aéreos y, en general, en cualquier parte del territorio nacional, con el objeto de controlar los residuos peligrosos importados o a exportarse, así como para dictar y aplicar las medidas de seguridad que correspondan, tendientes a evitar la contaminación del ambiente y el deterioro de los ecosistemas.

ARTÍCULO 44.- La autorización a que se refiere el artículo anterior se otorgará para cada volumen de importación o exportación de residuos peligrosos. En ella deberán indicarse los puertos terrestres, marítimos o aéreos por los que se permitirán dichas actividades, así como el tipo de transporte. Dicha autorización se otorgará en un término máximo de cinco días después de recibida de conformidad la solicitud.

ARTÍCULO 45.- La solicitud para obtener la autorización de importación o exportación de residuos peligrosos deberá presentarse dentro de los cuarenta y cinco días hábiles anteriores a la fecha en que se pretenda realizar la operación de importación o exportación cuando se trate de la primera operación y cinco días hábiles en lo sucesivo, cuando se trate de un mismo residuo y deberá contener los siguientes datos y anexos:

I.- Nombre, denominación o razón social y domicilio de quien pretenda importar los residuos;

II.- Nombre, denominación o razón social y domicilio del exportador de los residuos peligrosos y del propietario de los mismos;

III.- Nombre, denominación o razón social y domicilio del o de los transportistas y los datos de identificación de los vehículos a ser utilizados, incluyendo el modo de transportación y el tipo de contenedor a utilizar;

IV.- Nombre, denominación o razón social y domicilio del destinatario de los residuos peligrosos, lugar donde se les procesará,

---

diagrama de flujo y descripción del proceso de reciclaje o reuso que se les dará y utilización ilícita de las que serán objeto;

V.- Lista, composición y cantidad detallada de los residuos peligrosos que se pretenda importar o exportar;

VI.- Lugar de partida y destino de los transportes a utilizar y ruta que seguirá;

VII.- Puerto terrestre, marítimo o aéreo por donde se solicita el ingreso o salida de los residuos peligrosos, en los casos de importación o exportación, respectivamente;

VIII.- Certificación de las autoridades competentes del país de procedencia, que indique el grado de peligrosidad de los residuos y los requisitos a cuyo cumplimiento se sujetará la autorización de exportación otorgada por las autoridades de dicho país y las medidas de protección;

IX.- Copia de la documentación en trámite para obtener la autorización del país de destino, en caso de exportación de los residuos peligrosos o la de origen cuando se trate de importación, traducida al español y debidamente certificada o legalizada;

X.- Descripción del proceso de generación de los residuos peligrosos y características del residuo que queda después del reciclaje;

XI.- Relación detallada de otras autorizaciones, permisos o requisitos que se estén tramitando o hayan de ser satisfechos ante otras autoridades nacionales competentes, en cumplimiento de

otras leyes, reglamentos o disposiciones aplicables a la importación o exportación de que se trate, y

XII.- Descripción de las medidas de emergencia que se tomarán en el caso de derrames en tránsito.

ARTÍCULO 46.- La persona física o moral que obtenga la autorización para importar o exportar residuos peligrosos, deberá estar domiciliada en el país y sujetarse a las disposiciones aplicables.

ARTÍCULO 47.- Previamente al otorgamiento de la autorización, la Secretaría fijará el monto y vigencia de las fianzas, depósitos o seguros tanto nacionales como en el extranjero, que al solicitante deberá otorgar para garantizar el cumplimiento de los términos y condiciones de la propia autorización y de las leyes, reglamentos y demás disposiciones aplicables, así como para la reparación de los daños que pudieran causarse aún en el extranjero, a fin de que los afectados reciban la reparación que les corresponda.

ARTÍCULO 48.- Las autoridades nacionales que deban intervenir en el otorgamiento de permisos o autorizaciones en relación con la importación o exportación de residuos peligrosos, requerirán la previa presentación de la autorización de la Secretaría a que se refiere este capítulo, la cual tendrá obligación de exhibir el solicitante de dichos permisos o autorizaciones.

ARTÍCULO 49.- La autorización que conceda la Secretaría tendrá una vigencia de noventa días naturales a partir de su otorgamiento. Dicha vigencia podrá ser prorrogada si a juicio de la Secretaría existen motivos para ello.

Una vez efectuada la operación de importación o exportación respectiva, deberá notificarse a la Secretaría, dentro de los quince días naturales siguientes a la fecha en que este se hubiere realizado.

ARTÍCULO 50.- Queda prohibida la importación o exportación de los residuos peligrosos por la vía postal, en los términos del artículo 15, fracción II de la Ley de Servicio Postal Mexicano.

ARTÍCULO 51.- No se concederá autorización, para el tránsito de residuos peligrosos por el territorio nacional, provenientes del extranjero y con destino a un tercer Estado, si no se cuenta para ello con el consentimiento expreso del Estado receptor, lo que deberá comprobarse al tramitarse la solicitud para el tránsito respectivo, y siempre que exista reciprocidad con el Estado de que se trate.

ARTÍCULO 52.- Sólo se concederá la autorización para la importación de residuos peligrosos cuando tenga por objeto su reciclaje o reuso en el territorio nacional, en los términos de lo dispuesto por este Reglamento y en las normas técnicas ecológicas respectivas.

ARTÍCULO 53.- No se concederá autorización para la exportación de residuos peligrosos cuyo único objeto sea su disposición final en el extranjero, si no se cuenta para ello con el consentimiento expreso del Estado receptor, lo que deberá comprobarse al tramitarse la solicitud para la exportación respectiva.

Asimismo no se concederá autorización para la importación de residuos peligrosos, cuyo único objeto sea su disposición final en el territorio nacional.

ARTÍCULO 54.- Aun cuando se cumplan los requisitos de la solicitud, la Secretaría podrá negar la autorización si considera que los residuos peligrosos por ningún motivo deben ser importados o exportados, por el alto riesgo que implica su manejo para el ambiente y los ecosistemas.

ARTÍCULO 55.- Los residuos peligrosos generados en los procesos de producción, transformación y elaboración bajo régimen de maquila en los que utilicen materia prima introducida al país bajo el régimen de importación temporal, deberán ser retomados al país de procedencia.

ARTÍCULO 56.- Las autorizaciones podrán ser revocadas por la Secretaría, sin perjuicio de la imposición de la sanción que corresponda, en los siguientes casos:



I.- Cuando por causas supervenientes, se compruebe que los residuos autorizados, constituyen mayor riesgo o daño al ambiente, o deterioro a los ecosistemas, que los que se tuvieron en cuenta para otorgar la autorización;

II.- Cuando la operación de importación o exportación exceda o incumpla los requisitos fijados en la autorización respectiva,

III.- Cuando los residuos peligrosos ya no posean los atributos o características conforme a los cuales fueron autorizados, y

IV.- Cuando se determine que la solicitud contenía datos falsos o engañosos.

ARTÍCULO 57.- Al que sin contar con la autorización de importación de la Secretaría, introduzca en el territorio nacional residuos peligrosos estará obligado, sin perjuicio de las sanciones que procedan, a retornarlos al país de origen.

## CAPITULO V

### DE LAS MEDIDAS DE CONTROL Y DE SEGURIDAD Y SANCIONES

ARTÍCULO 58.- Las infracciones de carácter administrativo a los preceptos de la Ley y del Reglamento serán sancionadas por la Secretaría, con una o más de las siguientes sanciones:

I.- Multa por el equivalente de veinte a veinte mil días de salario mínimo general vigente en el

Distrito Federal, en el momento de imponer la sanción;

II.- Clausura temporal o definitiva, parcial o total, cuando conociéndose la peligrosidad de un residuo peligroso, en forma dolosa no se dé a este el manejo previsto por el reglamento y las normas técnicas ecológicas correspondientes; y

III - Arresto administrativo hasta por treinta y seis horas.

ARTÍCULO 59.- Independientemente de las sanciones que procedan de conformidad con lo que dispone el artículo anterior, la Secretaría podrá revocar las autorizaciones que hubiera concedido, en los términos del presente Reglamento.

ARTÍCULO 60.- Si una vez impuestas las sanciones a que se refieren los artículos anteriores y vencido el plazo en su caso concedido para subsanar la o las infracciones cometidas, resultare que dicha infracción o infracciones aún subsistieran, podrán imponerse multas por cada día que transcurra sin obedecer el mandato, sin que el total de las multas que en estos casos se impongan, excedan de veinte mil días de salario mínimo general vigente en el Distrito Federal en el momento de imponer la sanción.

En caso de reincidencia, el monto de la multa podrá ser hasta por dos veces el monto

originalmente impuesto, sin exceder del doble del máximo permitido.

En los casos en que el infractor solucionare la causa que dio origen al desequilibrio ecológico o deterioro al ambiente, la Secretaría podrá modificar o revocar la sanción impuesta.

Para efecto de lo dispuesto en el presente Reglamento se entiende por reincidencia la acción de incurrir dos veces en un mismo año, en alguna de las infracciones a los preceptos del Reglamento.

ARTÍCULO 61.- La Secretaría podrá realizar los actos de inspección y vigilancia necesarios para verificar la debida observancia del Reglamento. Para los efectos establecidos en este artículo, la Secretaría estará a lo que establezcan las disposiciones contenidas en el Título Sexto de la Ley.

ARTÍCULO 62.- Cuando por infracciones a las disposiciones de la Ley y del Reglamento se hubieren ocasionado daños o perjuicios, el o los interesados podrán solicitar a la Secretaría la formulación de un dictamen técnico al respecto.

ARTÍCULO 63.- Toda persona podrá denunciar ante la Secretaría, o ante otras autoridades federales o locales según su competencia, todo hecho, acto u omisión de competencia de la Federación, que produzca desequilibrio ecológico

o daños al ambiente, contraviniendo las disposiciones de la Ley y del Reglamento.

## TRANSITORIOS

PRIMERO.- El presente Reglamento entrará en vigor al día siguiente de su publicación en el Diario Oficial de la Federación.

SEGUNDO.- Se deroga el decreto relativo a la importación o exportación de materiales o residuos peligrosos que por su naturaleza pueden causar daños al medio ambiente o a la propiedad o constituyen un riesgo a la salud o bienestar públicos, expedido el 16 de enero de 1986 y publicado en el Diario Oficial de la Federación del 19 de enero de 1987, por lo que respecta a los residuos peligrosos, así como las demás disposiciones que se opongan a lo dispuesto por el presente Reglamento.

TERCERO.- Se concede un plazo de seis meses, contados a partir de la fecha en que entre en vigor el presente Reglamento, para que las personas físicas o morales que a esa fecha se encuentre generando residuos, cumplan con los requisitos y presenten las solicitudes de autorización, los proyectos y los programas exigidos en el mismo.

Dentro de dicho plazo deberán presentarse además, un inventario sobre el volumen, características y procesos de generación de sus residuos peligrosos.

CUARTO.- La Secretaria deberá emitir los formatos, instructivos y manuales necesarios para la aplicación del presente Reglamento, en un plazo de cinco meses a partir de la fecha en que este entre en vigor.

# **LISTA DE FIGURAS Y TABLAS**

---

**Lista de Figuras y Tablas**
**Figuras**

Figura I-1: Viscosímetro de Marsh.....	19
Figura I-2: Viscosímetro Fann V-G.....	20
Figura I-3: Curva típica de caudales para un lodo de perforación.....	22
Figura I-4: Balanza de lodo.....	23
Figura I-5: Filtro prensa API.....	24
Figura I-6: Juego de determinación del contenido de arena.....	25
Figura I-7: Retorta.....	26
Figura I-8: Listones indicadores de pH.....	29
Figura I-9: Medidor de pH.....	29
Figura I-10: Miligramos de sal por litro vs.....	35
Figura I-11: Curva de calibración de la concentración de KCl.....	45
Figura I-12: Refractómetro.....	55
Figura II-1: Estructura Lineal.....	69
Figura II-2: Estructura Ramificada.....	69
Figura II-3: Estructura Entrecruzada.....	69
Figura VI-1: Variaciones del peso del lodo.....	128
Figura VI-2: Sedimentación de Boycott.....	128
Figura VI-3: Desplazamiento convencional.....	135
Figura VI-4: Circulación inversa.....	136
Figura VI-5: Desplazamiento a presión.....	136
Figura VI-6: Desplazamiento en el anular en la TR.....	137

**Tablas**








Tabla I-1: Conversión de unidades para la densidad.....	22
Tabla I-2: Tamaños de las muestras de potasio.....	44
Tabla I-3: Tablas de disolución.....	47
Tabla II-1: Requerimientos Físicos de la Bentonita.....	64
Tabla VII-1: Clasificación de los residuos.....	150











# **BIBLIOGRAFÍA**

---

## Bibliografía

-  “Apuntes de Hidráulica de la Perforación”  
M. en C. Juan Gilberto León Loya  
Pemex Exploración y Producción Gerencia de Perforación y Mantenimiento de Pozos  
División Norte
-  “Apuntes de Fluidos de Perforación”  
Francisco Garaicochea Petrinera, Miguel Ángel Benítez:  
DICT, UNAM, Facultad de Ingeniería
-  “Applied Drilling Engineering”  
Bourgoyne T. Adam, Millheim K. Keith  
SPE Textbook Series, Richardson Houston, Texas, 1984.
-  “Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids”  
H. C. Darley y George R.Gray  
Gulf Publishing Company
-  “Drilling and Casing Operation”  
J.A Jim Short  
Penwell Books  
Penwell Publishing Company  
Tulsa Oklahoma
-  “Drilling and Drilling Fluids”  
G.V.Chiling Garian y P Vorabutr  
Elsevier Scientific Publishing Company
-  “Drilling Fluids Engineering”  
M-I Company



- 
-  "Drilling Fluids Optimization"  
(A Practical Field Approach)  
James L. Lemmus y J. J. Azar  
Penn Well Books
  
  -  "Glosario Inglés-Español de Términos Petroleros"  
Colegio de Ingenieros Petroleros de México, A. C.
  
  -  "Manual de Fluidos"  
Baroid
  
  -  "Oil Well Drilling Technology"  
Arthur W. McCrar y Frank W. Cole  
University of Oklahoma  
Press Norman
  
  -  "Practical Petroleum Engineers Handbook"  
Joseph Zaba y W.T. Doherty  
Gulf Publishing Company  
Houston Texas
  
  -  "Procedimientos y normas para control de brotes" Tomo I  
Coordinación de Perforación y Mantenimiento de Pozos  
Pemex
  
  -  "Procedimientos y normas para control de brotes" Tomo II  
Coordinación de Perforación y Mantenimiento de Pozos  
Pemex
  
  -  "Reglamento de la ley general de equilibrio ecologico y la proteccion al ambiente en materia de residuos peligrosos"

📖 "Un Siglo de la Perforación en México, Tomo III. Fluidos de Control"  
Alejandro Barrigete, Francisco Jiménez Magaña  
Unidad de Perforación y Mantenimiento de Pozos, PEMEX.

📖 "Un Siglo de la Perforación en México, Tomo XIII. Control de Brotes"  
Filemon Rios Chavez, Sotero Islas Juárez  
Unidad de Perforación y Mantenimiento de Pozos, PEMEX.