



# UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

"MANUAL DEL CURSO PARA LA CERTIFICACION DE  
INGENIEROS DE FLUIDOS DE PERFORACION, MODULOS:  
LABORATORIO DE FLUIDOS DE PERFORACION (BASE  
ACEITE) Y PREPARACION DE SISTEMAS DE FLUIDOS DE  
PERFORACION"

## **T E S I S**

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:  
**INGENIERO PETROLERO**  
P R E S E N T A :  
**GOMEZ BARRIOS REY DAVID**



DIRECTOR: ING. MARTIN TERRAZAS ROMERO

ASESOR: M. EN C. JAIME ORTIZ RAMIREZ

MEXICO, D. F.

NOVIEMBRE 2004

**TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN**



Universidad Nacional  
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

**Biblioteca Central**



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

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

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

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



UNIVERSIDAD NACIONAL  
AUTÓNOMA DE  
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA  
DIRECCIÓN  
60-I-546

SR. REY DAVID GÓMEZ BARRIOS  
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor Ing. Martín Terrazas Romero 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 (BASE ACEITE), PREPARACIÓN DE SISTEMAS DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN**

	RESUMEN
	INTRODUCCIÓN
I	PRUEBAS DE LABORATORIO FLUIDOS BASE ACEITE
II	CONTAMINACIONES DE LOS FLUIDOS BASE ACEITE Y SUS TRATAMIENTOS
III	ESTABILIDAD DE LA LUTITA EN FLUIDOS BASE ACEITE
IV	SISTEMAS BASE AGUA
V	SISTEMAS BASE ACEITE
VI	SELECCIÓN DE SISTEMAS DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN
VII	CONTROL DE SÓLIDOS
VIII	CONTROL DEL FILTRADO Y SUS CONSECUENCIAS
IX	CONCLUSIONES
	BIBLIOGRAFÍA

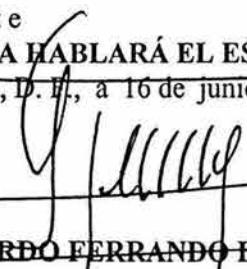
Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

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 16 de junio de 2004  
EL DIRECTOR

  
M. en C. GERARDO FERRANDO BRAVO  
GFR/JAGC\*gtg

---

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
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 ACEITE) Y PREPARACIÓN DE SISTEMAS DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN”

TESIS PRESENTADA POR:

REY DAVID GÓMEZ BARRIOS

DIRIGIDA POR:

ING. MARTÍN TERRAZAS ROMERO

JURADO DEL EXAMEN PROFESIONAL:

PRESIDENTE: M. I. JOSÉ ÁNGEL GÓMEZ CABRERA  
VOCAL: ING. MARTÍN TERRAZAS ROMERO  
SECRETARIO: DR. JORGE A. AREVALO VILLAGRÁN  
1ER SUPLENTE: M. C. JAIME ORTIZ RAMÍREZ  
2DO. SUPLENTE: ING. MARTÍN CARLOS VELÁZQUEZ FRANCO

The image shows a grid of horizontal lines with several handwritten signatures and scribbles. The most prominent signature is in the top right, appearing to be 'EIVAS'. Below it, there are other scribbles and what looks like a signature 'J. A.'. At the bottom, there is another signature that appears to be 'M.C. J. O. R.'. The lines are mostly empty, suggesting a list of names or titles that have been partially filled or crossed out.

---

---

## AGRADECIMIENTOS

*A Dios, por su infinita voluntad de permitirme cumplir con esta meta, por la salud y bienestar que siempre he gozado junto a mi familia.*

*A mis padres:*

*Teodora Ignacia Barrios y José Guadalupe Gómez, por toda su confianza depositada en mí de manera incondicional y por su propio ejemplo de honestidad y de ejemplares valores familiares que me proporcionaron e inculcaron ambos durante todo este tiempo.*

*A tí Mamá te doy las gracias por darme la vida, por cuidar mis pasos desde la infancia, por procurarme las mejores cosas a mí alrededor y por tu gran amor de madre.*

*A tí Papá al igual que a mi madre te doy gracias por darme la vida, por tu esfuerzo durante tantos años de trabajo para proporcionarme educación y bienestar en todos los aspectos.*

*A mi hermano:*

*José Elíseo, por todo ese apoyo que me brindaste de alguna manera cuando lo necesite, así como del gran ejemplo de superación en todos los aspectos que siempre me has enseñado como pauta a seguir; también gracias a tí Verónica por ser parte de mi familia y por tu aprecio personal.*

*A mi hermano:*

*Víctor Manuel, a su esposa Aurora y a mi sobrina Itzel, por todo su cariño, afecto y comprensión que siempre me han dado. Sigán siempre adelante!*

---

---

---

---

*A mis más cercanos y entrañables amigos: Noé García Leyva, Luis Alberto González Cervantes, Monserrat Arámbula López, , Gerardo Sánchez Dávila, Luis Fernando Garrido Bedolla, José Luis Arévalo; que de alguna manera siempre hemos estado en contacto, aunque ya no estemos físicamente juntos, agradezco todos sus consejos, críticas, alegrías y apoyo brindado incondicionalmente en todas las ocasiones que lo necesité, espero seguir contando con su amistad por muchísimo tiempo.*

*A mis mejores amigos y compañeros de carrera, Ing. León Antonio Rodríguez Flores, Ing. Gabriel González Sánchez, Juan Roberto Rodríguez Robledo, José Castillo Rosales, Juan Cristóbal Coppel Trejo, Ing. Lucía B. Jácome Hernández, José A. Chávez Garduño, Daniel Juárez Morgado, Ing. Edgar Meza Pérez, Melissa Portillo Mendoza, Daniel A. Sandoval Chávez, Gabriela Jiménez Meneses, Raúl Hernández, Miguel Ángel Gómez Tapia, Alejandro Vístain y a todos los demás que compartieron conmigo la vida académica que saben como los estimo, y que de igual forma les agradezco sus buenas intenciones hacia mí persona y su amistad brindada.*

*A mi Alma Mater, la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional Autónoma de México. y a todos mis profesores, los cuales hicieron su mejor esfuerzo para formarme durante mi carrera.*

*Al Ing. Martín Terrazas Romero y al M. En C. Jaime Ortiz Ramírez, por toda su confianza, tiempo y apoyo brindado como asesores para la realización de este trabajo de tesis.*

### *Agradecimiento Especial*

*A tí Erika Itzell Valenzuela Islas., únicamente por todo lo bueno que tuvimos en algún tiempo y que me lleno de muchas cosas importantes en mi vida..*

---

---

# Manual del Curso para la Certificación de Ingenieros de Fluidos de Perforación

## Contenido

	Página
Resumen .....	ix
Introducción .....	xi
Capítulo I. Pruebas de Laboratorio para Fluidos Base Aceite.....	1
Introducción .....	2
Sección 1.1. Pruebas Físicoquímicas .....	3
1.1.1 Conceptos y Definiciones Básicas .....	3
1.1.2 Medición de la Viscosidad Marsh.....	4
1.1.3 Medición de la Viscosidad Fann.....	5
1.1.3.1 Procedimiento: Viscosidad Plástica, Punto de Cedencia y Viscosidad Aparente .....	6
1.1.3.2 Procedimiento: Esfuerzo de Gel .....	6
1.1.4 Análisis de las Propiedades Reológicas y Tixotrópicas.....	6
1.1.4.1 Relación entre la Viscosidad y el Acarreo de los Recortes.....	6
1.1.4.2 Relación entre la Gelatinosidad y la Suspensión de Recortes. ....	7
1.1.4.3 Relación de la Densidad y el Control de la Presión de Formación .....	7
1.1.4.4 Relación entre la Densidad y el Soporte del Peso de la Tubería.....	7
Sección 2.1. Pruebas Físicas .....	8
2.1.1 Conceptos y Definiciones Básicas .....	8
2.1.2 Determinación del Punto de Anilina .....	9
2.1.3 Medición de la Densidad .....	10
2.1.3.1 Medición con Balanza de Lodos.....	10
2.1.3.2 Medición con Densímetro .....	11
2.1.4 Medición de la Filtración.....	11
2.1.4.1 Prueba a Baja Temperatura, Baja Presión .....	11
2.1.4.2 Prueba de Alta Temperatura, Alta Presión .....	12
2.1.5 Medición de la Estabilidad Eléctrica.....	14
2.1.6 Medición del Contenido de Sólidos y Líquidos.....	15
Sección 3.1. Análisis Químico de Fluidos de Perforación Base Aceite.....	17
3.1.1 Conceptos y Definiciones Básicas .....	17
3.1.2 Medición de Alcalinidad ( $P_{om}$ ) .....	17
3.1.3 Medición de la Salinidad .....	18
3.1.4 Determinación de Calcio .....	19
3.1.5 Determinación de la Concentración de Ácido Sulfhídrico.....	19

Capítulo II. Contaminaciones de los Fluidos Base Aceite y sus Tratamientos .....	22
Introducción.....	23
Sección 1.2. Principales Agentes Contaminantes.....	24
1.2.1 Contaminantes.....	24
1.2.2 Identificación de los Problemas Más Comunes de Contaminación .....	24
1.2.3 Sólidos Reactivos de Baja Densidad .....	24
1.2.4 Solubilidad en los Gases .....	24
1.2.5 Desgasificación de la Barita.....	25
1.2.6 Contaminación con Cemento.....	25
1.2.7 Contaminación con Sal.....	25
1.2.7.1 Problemas de Flujo Plástico de Sal.....	26
1.2.7.2 Recristalización de la Sal .....	26
1.2.7.3 Contaminación por Flujo de Agua Salada .....	27
1.2.8 Contaminación por Ácido Sulfhídrico .....	28
1.2.8.1 Corrosión por Presencia de H <sub>2</sub> S .....	28
1.2.9 Formación de Hidratos de Gas .....	29
Sección 2.2. Tratamientos para Evitar y Corregir la Contaminación .....	31
2.2.1 Cementación con Lodos Base Aceite .....	31
2.2.2 Sistemas de Emulsión Inversa para Perforar Sal.....	31
2.2.2.1 Tratamiento de Fluidos de Emulsión Inversa durante la Perforación de la Sal.....	32
2.2.3 Tratamiento Químico del Lodo por Contaminación de H <sub>2</sub> S .....	33
2.2.3.1 Detección y Pruebas a Realizar por Presencia de H <sub>2</sub> S.....	34
2.2.4 Soluciones Comunes a los Problemas de Contaminación de los Fluidos Base Aceite.....	35

Capítulo III. Estabilidad de la Lutita en Fluidos Base Aceite44 .....	36
Introducción .....	37
Sección 1.3. Arcillas Comúnmente Encontradas al Estar Perforando .....	38
1.3.1. Illitas .....	38
1.3.2. Kaolinitas .....	38
1.3.3. Cloritas .....	38
1.3.4. Arcillas de Capas Mezcladas .....	38
1.3.5. Lutitas .....	38
1.3.5.1. Clasificación y Características de las Lutitas .....	39
Sección 2.3. Interacciones Químicas y Físicas con el Fluido de Perforación .....	40
2.3.1. Sensibilidad de la Lutita al Agua .....	40
2.3.2. Mecanismos de Hidratación y Estabilización de las Lutitas .....	41
2.3.3. Fenómeno de Adsorción .....	41
2.3.4. Propiedades de Adsorción de la Lutita .....	41
2.3.5. Efectos de la Densidad .....	42
2.3.6. Disolución de las Formaciones Solubles .....	43
2.3.7. Interacciones Físicas .....	43
2.3.7.1. Erosión .....	44
2.3.7.2. Humectación, Invasión de Fluido y Transmisión de Presión .....	44
Sección 3.3. Propiedades y Factores Generales que Afectan la Estabilidad de las Paredes del Pozo en Lutitas Inestables .....	45
3.3.1. Propiedades del Fluido de Perforación .....	45
3.3.1.1. Densidad del lodo .....	45
3.3.1.2. Viscosidad .....	45
3.3.2. Factores y Condiciones Generales .....	45
3.3.2.1. Flujo Laminar .....	45
3.3.2.2. Flujo Turbulento .....	45
3.3.2.3. Pérdida de Agua .....	46
3.3.2.4. Tiempo .....	46
3.3.2.5. Tipo de Formación .....	46
3.3.2.6. Temperatura .....	46
3.3.2.7. pH .....	47
Sección 4.3 Técnicas para la Estabilización de las Lutitas Inestables .....	48
4.3.1. Inhibición Química .....	48
4.3.1.1. Determinación de la Inhibición Química .....	48
4.3.1.2. Solución de Campo a la Reactividad Química de la Lutita .....	48
4.3.2. Encapsulación .....	48
4.3.3. Estabilización Mecánica .....	49
Sección 5.3. Uso y Aplicación de Fluidos Base Aceite en Lutitas Inestables .....	50
5.3.1. Uso de Fluidos Base Aceite Como Solución a la Inestabilidad en Lutitas .....	50
5.3.2. Características y Consideraciones Importantes al Emplear Fluidos Base Aceite .....	51
5.3.3. Pruebas Recomendadas a Realizar .....	51
5.3.3.1. Reología a Alta Presión – Alta Temperatura .....	51
5.3.3.2. Interpretación .....	51
5.3.3.3. Prueba de Taponamiento de Partículas (PTP) .....	51
5.3.4. Limitaciones de los Fluidos Base Aceite .....	51

---

Capítulo IV. Sistemas Base Agua.....	53
Introducción.....	54
Sección 1.4. Balance de Materia.....	55
1.4.1 Control de la Densidad.....	55
1.4.2 Balance de Materiales.....	56
1.4.3 Aumento de la Densidad del Lodo.....	56
1.4.3.1 Cálculo Generalizado para el Aumento de Densidad.....	57
1.4.4 Reducción de la Densidad del Lodo.....	58
1.4.5 Mezcla del lodo.....	58
1.4.6 Preparación de Lodo Densificado.....	59
Sección 2.4. Aditivos Químicos.....	61
2.4.1 Viscosificantes.....	61
2.4.2 Materiales Densificantes.....	62
2.4.3 Reactivos Reductores de Viscosidad.....	62
2.4.4 Reductores de Pérdida de Agua.....	63
2.4.5 Dispersantes.....	64
2.4.6 Emulsificantes.....	64
2.4.7 Aditivos Especiales.....	64
2.4.8 Tablas de Aditivos y Aplicaciones Principales.....	65
Sección 3.4. Preparación de Fluidos Base Agua Bentoníticos.....	69
3.4.1 Sistema Base Agua – Bentonita No Densificado.....	69
3.4.2 Preparación de un Sistema Base Agua – Bentonita Densificado.....	70
3.4.3 Sistema Bentonítico Desfloculado.....	71
3.4.4 Preparación de Fluidos Base Agua Bentoníticos Inhibidos.....	72
3.4.4.1 Sistema Inhibido a Base de Potasio.....	72
3.4.4.2 Sistema de Polímeros de Cloruro de Potasio.....	73
Sección 4.4. Preparación de Fluidos Base Agua con Polímero.....	75
4.4.1 Sistema de Polímeros Encapsuladores.....	75
4.4.2 Sistema Base Agua Mejorado con Poliglicol.....	79
4.4.3 Sistema de Sal / Polímero (Sistema Inhibido a Base de Silicato).....	81
Sección 5.4. Preparación de Fluidos Salados.....	83
5.4.1 Sistema de Agua Salada con Lignosulfonato de Cromo / Cromolignito.....	83
5.4.2 Sistema Saturado de Agua Salada.....	84
Sección 6.4. Preparación de Fluidos Cálcidos.....	87
6.4.1 Fluidos de Perforación Tratados con Calcio.....	87
6.4.2 Sistema de Lignosulfonato de Cromo/ Yeso.....	88
6.4.2.1 Determinación del Exceso de Yeso.....	90
6.4.3 Sistema de Lignosulfonato de Cromo / Cal.....	90
Sección Especial 7.4. Fluidos en Base Aire.....	93
7.4.1 Sistemas de Fluidos de Perforación a Base de Aire.....	93
7.4.2 Perforación con Aire (Polvo).....	94
7.4.3 Perforación con Niebla.....	95
7.4.4 Perforación con Espuma.....	95
7.4.5 Lodo Aireado.....	96

---

Capítulo V. Sistemas Base Aceite .....	98
Introducción .....	99
Sección 1.5. Aditivos .....	100
1.5.1. Emulsificantes .....	100
1.5.2. Jabones.....	100
1.5.3. Agentes Humectantes .....	101
1.5.4. Viscosificantes .....	101
1.5.5. Material Densificante.....	102
1.5.6. Aditivos de Control de Filtración.....	102
Sección 2.5. Propiedades de los Fluidos Base Aceite.....	103
2.5.1. Densidad .....	103
2.5.2. Reología.....	103
2.5.3. Alcalinidad $P_{OM}$ .....	105
2.5.4. Filtrado .....	106
2.5.5. Estabilidad Eléctrica.....	106
2.5.6. Contenido de $CaCl_2$ .....	107
2.5.7. Actividad del Agua Controlada .....	108
2.5.8. Relación de Aceite o Sintético (A/A o S/A).....	108
Sección 3.5. Preparación de Fluidos de Emulsión Inversa.....	110
3.5.1. Emulsiones Inversas .....	110
3.5.2. Fundamentos de la Emulsión.....	110
3.5.3. Componentes Básicos para la Formulación de Sistemas de Emulsión Inversa.....	114
3.5.4. Formulación de Sistemas de Emulsión Inversa Convencionales .....	115
3.5.5. Formulación de Sistemas de Emulsión Inversa de Filtrado Relajado .....	117
3.5.6. Sistemas de Emulsión Inversa Mejorados Reológicamente.....	119
Sección 4.5. Preparación de Fluidos de Baja Densidad .....	123
4.5.1. Sistema de Emulsión Directa .....	123

---

Capítulo VI. Selección de Sistemas de Fluidos de Perforación .....	124
Introducción.....	125
Sección 1.6. Factores para la Selección del Fluido.....	126
1.6.1. Factores Ambientales .....	126
1.6.2. Condiciones de Seguridad.....	126
1.6.3. Perforación de Domos Salinos .....	127
1.6.4. Alta Presión y Alta Temperatura .....	127
1.6.5. Pérdidas de Circulación.....	127
1.6.6. Problemas con Lutitas .....	127
1.6.7. Factores Logísticos.....	127
1.6.8. Factores Económicos .....	127
Sección 2.6. Selección de la Base del Fluido.....	128
2.6.1. Inestabilidad del Pozo.....	128
2.6.2. Indicadores de Inestabilidad .....	128
2.6.2.1. Análisis de la Inestabilidad del Pozo .....	129
2.6.3. Caracterización de la Formación .....	129
2.6.4. Diseño del Fluido de Perforación en Base a la Interacción Roca - Fluido .....	129
2.6.4.1. Secuencia del Proceso de Perforación .....	129
2.6.4.2. Propiedades de la Roca .....	131
2.6.4.2.1. Efectos de los Fluidos Sobre la Roca .....	131
2.6.4.3. Caracterización Mineralógica.....	132
2.6.5. Pruebas para Determinar la Interacción Roca Fluido .....	132
2.6.5.1. Capacidad de Intercambio Catiónico.....	132
2.6.5.2. Dispersión .....	132
2.6.5.3. Hinchamiento Lineal.....	133
2.6.5.4. Tiempo de Succión Capilar (TSC).....	133
2.6.5.5. Integridad al Contacto con el Tiempo.....	133
2.6.5.6. Dureza al Humectar .....	133
Sección 3.6. Criterios de Selección del Fluido .....	135
3.6.1. Uso de Fluidos Base Aceite.....	136
3.6.1.1. Reología a Alta Presión – Alta Temperatura .....	136
3.6.1.1.1. Interpretación.....	136
3.6.1.2. Prueba de Taponamiento de Partículas (PTP) .....	137
3.6.2. Recomendaciones Generales.....	137

---

Capítulo VII. Control de Sólidos .....	138
Introducción .....	139
Sección 1.7. Sólidos en Lodos de Perforación .....	140
1.7.1. Sólidos de Baja Gravedad Específica .....	140
1.7.2. Sólidos de Alta Gravedad Específica .....	140
1.7.3. Clasificación por el Tamaño de la Partícula .....	141
1.7.4. Efectos de los Sólidos en Lodos de Perforación .....	144
1.7.4.1. Efecto del Contenido de Sólidos sobre la Viscosidad Plástica .....	144
1.7.4.2. Efecto sobre la Vida Útil de la Barrena .....	145
1.7.4.3. Efecto sobre la Velocidad de Penetración .....	145
1.7.4.4. Formula General para Calcular la Concentración de Sólidos de Baja Densidad en un Lodo de Perforación .....	146
Sección 2.7. Sistemas Mecánicos de Remoción y Control de Sólidos .....	147
2.7.1. Equipos Mecánicos de Remoción de Sólidos .....	147
2.7.1.1. Temblorinas .....	147
2.7.1.2. Desarenadores .....	157
2.7.1.3. Deslimizadores .....	157
2.7.1.4. Hidrociclones .....	157
2.7.1.5. Limpiadores de Lodo .....	161
2.7.1.6. Centrífugas .....	162
2.7.1.7. Desgasificadores .....	165
2.7.2. Diseño e Instalación del Equipo de Separación en Presas de Lodos .....	165

Capítulo VIII. Control del Filtrado y sus Consecuencias .....	169
Introducción.....	170
Sección 1.8. Fenómeno de Filtración .....	171
1.8.1. Fundamentos de la Filtración.....	171
1.8.2. Teoría de Filtración .....	171
1.8.3. Filtración Estática.....	172
1.8.4. Filtración Dinámica .....	173
Sección 2.8. Efectos de la Filtración .....	175
2.8.1. Problemas por Enjarre Gueso .....	175
2.8.2. Problemas por Invasión del Filtrado.....	175
Sección 3.8. Medición de la Filtración .....	176
3.8.1. Medida de la Pérdida de Fluido en el Campo .....	176
3.8.2. Pruebas de Filtración Estática .....	176
3.8.3. Errores en las Pruebas de Filtración Estática en el Campo.....	177
Sección 4.8. Factores que Afectan la Filtración .....	179
4.8.1. Temperatura .....	179
4.8.2. Permeabilidad del Enjarre.....	179
4.8.3. Tipo y Tamaño de Partículas .....	180
4.8.4. Composición y Orientación de los Sólidos.....	180
4.8.5. Presión.....	181
4.8.6. Diferencia de Presiones – Compresibilidad del Enjarre.....	182
4.8.7. Tiempo.....	183
4.8.8. Viscosidad .....	185
Sección 5.8. Aditivos para el Control de la Filtración .....	187
5.8.1. Para Fluidos de Perforación Base Agua .....	187
5.8.1.1. Arcillas.....	187
5.8.1.2. Polímeros .....	189
5.8.1.3. Diluyentes Químicos .....	192
5.8.2. Para Fluidos de Perforación Base Aceite y Sintéticos .....	193
5.8.2.1. Líquido de Base .....	193
5.8.2.2. Salmuera .....	193
5.8.2.3. Emulsificantes .....	193
5.8.2.4. Agentes Humectantes .....	193
5.8.2.5. Viscosificantes .....	194
5.8.2.6. Aditivos de Control de Filtración.....	194
Conclusiones y Recomendaciones .....	195
Bibliografía .....	196
Anexo .....	201
Unidades Métricas y del Sistema Inglés para el Ámbito Petrolero.....	201

---

## Resumen

El presente trabajo de tesis está compuesto de nueve capítulos en su totalidad, de los cuales los primeros tres capítulos corresponden a un módulo denominado Laboratorio de Fluidos de Perforación Base Aceite; y los siguientes cinco capítulos componen a un segundo módulo designado como Preparación y Selección de Sistemas de Fluidos de Perforación. Finalmente se presenta el noveno y último capítulo, en donde se exponen algunas conclusiones y recomendaciones sobre este trabajo.

A continuación se describen de manera resumida el contenido y sobre de que trata cada capítulo que componen este trabajo.

El primer capítulo lleva como nombre el de Pruebas de Laboratorio para Fluidos Base Aceite, y como tal en él se exponen y describen los principales procedimientos de prueba tanto de laboratorio, así como también de los que se pueden realizar en el campo. Estos procedimientos de prueba para ser aplicados a los fluidos de perforación en base aceite se apegan de manera directa a los métodos estándares recomendados y publicados por el Instituto Americano del Petróleo (API). El hecho de conocer y aplicar estos procedimientos de prueba involucran una gran importancia, ya que de los resultados que se obtengan de éstos se determinará la manera correcta de controlar las principales propiedades del fluido de perforación, así como de las medidas y acciones correctivas a tomar en el caso de que se presente contaminación del fluido, o condiciones especiales al estar perforando como la temperatura y presiones altas, que pueden modificar dichas propiedades.

Se ponen de manifiesto en el segundo capítulo, cuáles son las principales fuentes de contaminación que afectan a los fluidos de perforación base aceite, en él se describe la manera en que cada contaminante afecta las propiedades del lodo, y la manera de utilizar los cambios que tienen éstas para identificar al tipo de contaminante del que se trata. En una segunda sección de este capítulo se describe la manera en que se podrá tratar al lodo base aceite para restablecer las propiedades originales.

Un desarrollo y descripción se hace en el tercer capítulo de las principales causas de inestabilidad que presentan las formaciones de lutita durante la perforación de pozos, y que son provocadas por las interacciones químicas y físicas con los fluidos de perforación en base aceite. Se analizan las propiedades del fluido de perforación y los factores que pueden afectar la estabilidad de las paredes del pozo. Adicionalmente se ponen de manifiesto algunas técnicas para la estabilización de las lutitas problemáticas y las consideraciones necesarias que se deben de tomar en caso de utilizar fluidos de perforación en base aceite como una solución a este problema.

Correspondiente al módulo Preparación y Selección de Sistemas de Fluidos de Perforación, el cuarto capítulo lleva como nombre Sistemas Base Agua, en primer lugar se presenta de manera práctica el manejo de ecuaciones de balance de materiales que se utilizan para controlar la densidad del fluido de perforación. En una segunda sección se muestran cuales son los aditivos químicos que se utilizan durante la preparación y mantenimiento de los fluidos de perforación base agua. Posteriormente en otras secciones se describen las características y propiedades principales de los sistemas de fluidos de perforación base agua más representativos de su propia clasificación; así como algunas pautas para su preparación y formulación. Por último y de forma adicional al tema de este capítulo, se incluye y describe de manera sencilla algo referente a los sistemas principales de fluidos de perforación en base aire que se utilizan en las operaciones de perforación.

## Resumen

---

Sistemas Base Aceite lleva como título el quinto capítulo de este trabajo, y como en el anterior se dan a conocer cuales son los principales aditivos químicos que pueden ser adicionados a los fluidos base aceite durante su preparación y uso. Se analizan también las propiedades y características de este tipo de fluidos, se describen ciertas pautas de preparación y formulación para diversos sistemas de fluidos de perforación de emulsión inversa y de baja densidad.

Referente a la Selección de Sistemas de Fluidos de Perforación el sexto capítulo se presenta a manera de guía práctica, comenzando en primer lugar con mencionar y describir en forma breve los factores que son necesarios analizar en forma muy profunda con el propósito de adecuar el fluido a las condiciones particulares de cada pozo. Entre estos factores están la localización y características del pozo a perforar, factores ambientales, aspectos de seguridad, etc. En otra sección de este capítulo se establece una metodología y criterios de selección para sistemas de fluidos base agua que eviten o minimicen los cambios en las propiedades de la formación y la invasión del fluido hacia la formación. Y en el caso de seleccionar un fluido de emulsión inversa, se indica que no es necesario realizar los ensayos de interacción roca fluido que se practican a los fluidos base agua, debido a que este tipo de fluido impide la hidratación de la formación, sin embargo si se hace hincapié que es necesario llevar a cabo pruebas específicas para verificar la calidad de la filtración y las propiedades reológicas a altas temperaturas para verificar la capacidad de limpieza del pozo, y filtración del mismo a la formación.

Este trabajo en su séptimo capítulo no trata directamente acerca de los fluidos de perforación como los capítulos anteriores, en éste a diferencia de los demás la finalidad es la de exponer los efectos más importantes que son causados por el contenido de sólidos perforados en el fluido de perforación, así como también el presentar y describir cuales son los equipos mecánicos más adecuados para su eliminación.

El octavo y penúltimo capítulo corresponde a desarrollar el tema titulado como Control del Filtrado y sus Consecuencias, aquí se definirán principalmente los conceptos acerca del fenómeno de filtración y cuales son los efectos que se generaran por la pérdida del filtrado, también cuales son los factores que afectan de manera directa a la filtración, y la manera en que se puede medir en el campo la pérdida del fluido. Finalmente se dan a conocer cuales son los aditivos que se utilizan para tener un control de la pérdida de filtrado tanto para fluidos de perforación base agua como para fluidos base aceite.

Por último capítulo de la tesis se tienen algunas conclusiones y recomendaciones acerca del mismo trabajo, así como de los temas contenidos y desarrollados, haciendo principal hincapié en que estos conocimientos son definitivamente importantes para el Ingeniero de Fluidos o Inspector Técnico de Fluidos de Perforación, ya que contando con ellos podrá desempeñar de manera mejor todas las funciones que sean de su incumbencia en esta área.

---

## 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 Universidad Nacional Autónoma de México (U. N. A. M.) en conjunto con Pemex Exploración y Producción (P. E. P) y 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 bastara con cursar un curso de actualización para Ingenieros de Fluidos de perforación, ambos cursos serán impartidos por la U. N. A. M.

El diplomado esta integrado por seis módulos los cuáles 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.

Pemex Exploración y Producción (PEP) como área de oportunidad que se atiende actualmente, recibe la mayoría de los servicios de fluidos de perforación mediante proveedores especializados y éste asigna los contratos de estos servicios mediante licitaciones publicas, durante las evaluaciones técnicas que realiza a las compañías que participan en las licitaciones aplica un examen de conocimientos al personal propuesto por las compañías concursantes, el objetivo del examen es certificar la capacidad técnica del personal que propone cada compañía. Este requerimiento genera una serie de acciones que implementan las compañías de servicio de fluidos de perforación, las cuales abarcan desde la capacitación interna hasta el envío de su personal a instituciones en el extranjero para capacitación.

El problema principal para PEP radica en que un simple examen es difícil que sirva como una autentica certificación del personal, además de que las compañías están supeditadas a que su personal apruebe el examen para poder considerarse técnicamente aptos para realizar los trabajos, creando en ellos una incertidumbre. Sumado a lo anterior, en México no existen instituciones que presten el servicio de capacitación y certificación de Inspectores Técnicos en Fluidos de Perforación, Terminación y Reparación de Pozos.

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

## **Introducción**

---

Este diplomado está diseñado para capacitar a un profesionalista 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 Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM), como 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. Es también necesario para complementar dicha infraestructura, el proporcionar a los alumnos que cursen el diplomado una base bibliográfica lo más adecuada posible, haciendo así de que su aprendizaje sea lo más completo.

Por tal motivo se decidió realizar a la par tres trabajos de tesis, los cuales comprendieran en su contenido 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, y de esta manera hacer de cada trabajo una base a partir de la cual se pueda integrar la referencia bibliográfica principal para el uso de los alumnos que tomen el curso, junto con la que proporcionen adicionalmente los profesores a cargo y de acuerdo a sus necesidades. Cabe aclarar que la decisión de tomar o no tomar este trabajo como una base para la integración del manual del curso de certificación, estará en función de las revisiones y evaluaciones que los organizadores del curso le den al trabajo de tesis.

Definitivamente el éxito del uso de este tipo de trabajos de tesis como referencias bibliográficas se verá reflejado siempre y cuando sea complementado con el excelente conocimiento y habilidades que los instructores a cargo del curso proporcionen a sus alumnos. Los ingenieros de diversas especialidades que cursarán el diplomado, así mismo deberán contribuir con sus experiencias y conocimientos adquiridos en el campo para tener una retroalimentación dinámica dentro del curso, y de esta manera llegar a su objetivo.

La información contenida en el trabajo, fue consultada de diversas y distintas fuentes bibliográficas, las cuáles se incluyen sus referencias en el apartado correspondiente a ellas, de éstas se extrajeron imágenes, se analizó la información de importancia para cada tema, se decidió que incluir y que no, y de esta manera se desarrollaron bajo supervisión los temas necesarios para completar todos los capítulos de la tesis; también se llevó a cabo la lectura, traducción e inclusión de información contenida en algunos artículos técnicos publicados por la Society Petroleum Engineers (SPE).

Por último cabe mencionar la importancia del hecho de realizar un trabajo escrito así, y del uso que se le pueda dar para poder impartir el Diplomado de Certificación de Ingenieros de Fluidos o Inspectores Técnicos de Fluidos de Perforación, así como también lo es para los alumnos de la carrera de Ingeniería Petrolera el contar con material de consulta bibliográfica de este tipo que contribuya con su formación profesional y al mismo tiempo con nuestra alma mater, la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM).

# **Capitulo I. Pruebas de Laboratorio para Fluidos Base Aceite**

---

*Introducción*

*Sección 1.1. Pruebas Fisicoquímicas*

*Sección 2.1. Pruebas Físicas*

*Sección 3.1. Análisis Químico de Fluidos de Perforación Base Aceite*

### Introducción

---

Las propiedades físicas, químicas y fisicoquímicas de un lodo de perforación deben controlarse debidamente para asegurar un desempeño adecuado de éste durante las operaciones de perforación. Estas se deben verificar de manera sistemática en el pozo y registrarse en formularios denominados como informes de lodo API.

La forma de llevar este control es practicándole al fluido de perforación procedimientos de prueba, los cuales se pueden realizar tanto en el campo como en un laboratorio; de las pruebas que se practiquen al fluido de perforación se determinaran sus principales propiedades reológicas y tixotrópicas, y en base a los resultados que se obtengan de las pruebas realizadas se podrá analizar la contaminación del fluido debido a la incorporación de sólidos, sustancias químicas y también por la acción de la temperatura.

Los procedimientos de prueba que se le aplican a los fluidos de perforación base aceite, pueden clasificarse en tres categorías de acuerdo a normas aprobadas por el American Petroleum Institute (API) como sigue:

- Pruebas Fisicoquímicas
  - Análisis de las Propiedades Reológicas Y Tixotrópicas
  - Medición de Viscosidad Marsh
  - Medición de Viscosidad Fann
    - Viscosidad Plástica
    - Punto de Cedencia
    - Viscosidad Aparente
    - Esfuerzo de Gel

- Pruebas Físicas
  - Determinación del Punto de Anilina
  - Medición de la Densidad
  - Medición de la Filtración
  - Medición de la Estabilidad Eléctrica
  - Medición del Contenido de Sólidos y Líquidos
- Pruebas para el Análisis Químico
  - Medición de la Alcalinidad
  - Medición de la Salinidad
  - Determinación del Contenido de Calcio
  - Determinación del Contenido de Ácido Sulfhídrico (H<sub>2</sub>S)

El API (Instituto Americano del Petróleo) ha recomendado métodos estándar para la realización de pruebas de campo y en laboratorio de los fluidos de perforación, cuyos procedimientos se describen en este capítulo de manera detallada y práctica, tomando como base principalmente la publicación del API titulada "Recommended Practice: Standard Procedure for Field Testing Water-Based (Oil-Based) Drilling Fluids" (Práctica Recomendada: Procedimiento Estándar para la Prueba de Campo de los Fluidos de Perforación Base Agua (Base Aceite)], API RP 13B-1, 13B-2, y los suplementos para pruebas de laboratorio.

Sección 1.1. Pruebas Fisicoquímicas

1.1.1 Conceptos y Definiciones Básicas

Viscosidad. Es la resistencia interna de un fluido al flujo. Este fenómeno puede atribuirse a las atracciones entre las moléculas de un líquido, constituyendo una medida de los efectos combinados de adhesión y cohesión, a los efectos de las partículas suspendidas y al ambiente líquido. Cuanto mayor sea esta resistencia, mayor será la viscosidad.

La viscosidad se mide en poises y se define como la fuerza necesaria para deslizar dos capas de 1 cm<sup>2</sup> de superficie que se encuentran separadas por un centímetro a la velocidad de 1 cm/seg. (Fig. 1.1)

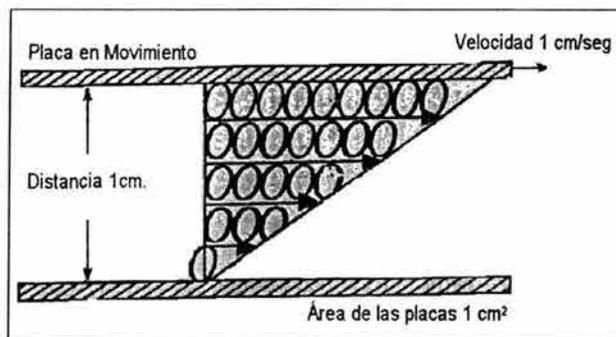


Figura 1.1: Definición de Viscosidad

Esta fuerza es una fuerza tangencial y se expresa de la siguiente forma:

$$F = \mu \cdot \frac{dv}{dx} A \quad \text{Ecuación 1.1}$$

Las dimensiones de la viscosidad dinámica se obtienen analizando las fuerzas ejercidas sobre la capa de Área A, que se mueve sobre un líquido viscoso con una velocidad v, causado por la fuerza F.

$$\mu = \frac{\text{Fuerza Cor tan te}}{\text{Velocidad de Deformación}} = \frac{F}{\frac{dv}{dl}} = \frac{\frac{ML}{T^2}}{\frac{L}{T}} = \frac{M}{LT}$$

Para que  $\mu$  sea igual a 1 poise:

M = gramos masa.  
L = centímetros.  
T = segundos.

$$1 \text{ poise} = \frac{\text{gramos - masa}}{\text{cm seg.}}$$

Viscosidad Plástica. La viscosidad plástica es una medida de la resistencia interna al flujo de fluido, atribuible a la cantidad, tipo y tamaño de los sólidos presentes en un fluido determinado. Se expresa como número de dinas por cm<sup>2</sup> de esfuerzo de corte tangencial en exceso del valor de cedencia de Bingham que provocará una cantidad unitaria de corte. Este valor, expresado en centipoises, es proporcional a la pendiente de la curva de consistencia determinada en la región de flujo laminar para materiales que obedecen a la Ley de Flujo Plástico de Bingham. Cuando se usa el viscosímetro de indicación directa, la viscosidad plástica puede ser determinada restando la indicación a 300 RPM de la indicación a 600 RPM.

Viscosidad Aparente. Es la viscosidad que un fluido parece tener en un instrumento determinado, a la velocidad de corte especificada. Está en función de la viscosidad plástica y del punto cedente. La viscosidad aparente en centipoises, tal como sea determinada por el viscosímetro de indicación directa, es igual a 1/2 de la indicación a 600 RPM. En un fluido newtoniano, la viscosidad aparente es numéricamente igual a la viscosidad plástica. Se ve afectada por el tratamiento químico y por los contaminantes del lodo que afectan el punto de cedencia.

Punto de Cedencia. Es la fuerza mínima requerida para iniciar el flujo en un fluido plástico de Bingham. Da una indicación de las fuerzas de atracción entre los sólidos, pueden aumentar o disminuir por tratamientos químicos.

**Esfuerzo de Gel.** Es la medida de la capacidad de un coloide para formar geles. El esfuerzo de gel es una unidad de presión reportada generalmente en  $\text{lb}/100 \text{ pies}^2$ . Constituye una medida de las mismas fuerzas entre partículas de un fluido que las que son determinadas por el punto cedente, excepto que el esfuerzo de gel se mide bajo condiciones estáticas, mientras que el punto cedente se mide en condiciones dinámicas. Las medidas comunes de esfuerzo de gel son los geles iniciales y los geles a 10 minutos. El esfuerzo de gel medido a 10 minutos de un fluido es la indicación máxima (deflexión) registrada por un viscosímetro de indicación directa, después de que el fluido haya permanecido estático por 10 minutos. Se reporta en  $\text{lb}/100 \text{ pies}^2$ .

**Reología.** Es la rama de la Física que estudia el flujo de la materia, particularmente el flujo plástico de los sólidos y el flujo de los líquidos no newtonianos. Estudia la relación existente entre el esfuerzo cortante y la velocidad de corte, ya que de ésta dependen todas las propiedades de flujo.

**Tixotropía.** Es el fenómeno exhibido en los lodos de perforación por la gelatinosidad al hacerse fluir con el movimiento; como resultado de las fuerzas de interacción de los sólidos de bajas velocidades de corte que provocan la gelación del lodo. Es la capacidad del fluido para desarrollar un esfuerzo de gel con el tiempo. La propiedad de un fluido que hace que éste desarrolle una estructura rígida o semi-rígida de gel cuando está en reposo, pero que puede volver a un estado fluido bajo agitación mecánica. Este cambio es reversible.

**Viscosidad Marsh.** Es comúnmente llamada viscosidad de embudo, la viscosidad Marsh se reporta como número de segundos requeridos para que 1 qt de fluido determinado fluya a través del viscosímetro de Marsh. En algunas áreas, la cantidad de descarga es  $1,000 \text{ cm}^3$ .

Los instrumentos que son utilizados para medir los parámetros reológicos y tixotrópicos son los siguientes:

A) *Viscosímetro de Marsh* – Dispositivo simple para la medición rutinaria de la viscosidad del lodo de perforación.

B) *Viscosímetro Rotacional* – Instrumento de indicación directa utilizado para medir la viscosidad plástica, el punto de cedencia, viscosidad aparente y el esfuerzo de gel.

### 1.1.2 Medición de la Viscosidad Marsh

#### Descripción del Equipo

**Viscosímetro de Marsh.** El viscosímetro de Marsh tiene un diámetro de 6 pulgadas en la parte superior y una longitud de 12 pulgadas (ver la Figura 2.1). En la parte inferior, un tubo de orificio liso de 2 pulgadas de largo, con un diámetro interior de  $3/16$  pulgada, está acoplado de tal manera que no hay ninguna constricción en la unión. Una malla de tela metálica con orificios de  $1/16$  de pulgada, cubriendo la mitad del embudo, está fijada a  $3/4$  de pulgada debajo de la parte superior del embudo.

#### Calibración

Para calibrar este instrumento se debe llenar el embudo hasta la parte inferior de la malla (1,500 ml) con agua dulce a  $70 \pm 5^\circ\text{F}$ . El tiempo requerido para descargar 1 qt (946 ml) debe ser de 26 seg.  $\pm 0.5$  seg.



Figura 2.1. Viscosímetro de Marsh

#### Procedimiento

1. Tapar el orificio del tubo el dedo índice y vaciar la muestra de lodo recién obtenida a través de la malla dentro del embudo limpio, seco y sostenido en posición vertical hasta que el nivel del líquido llegue a la parte inferior de la malla (1,500 ml).

2. Con la jarra graduada o vaso receptor bajo el embudo y a una distancia aproximada de 4 pulgadas entre la jarra y el embudo cuidando de que se vean las escalas, retirar inmediatamente el dedo del orificio y medir el tiempo requerido para que el lodo llene el vaso receptor hasta la marca de 1 qt (946 ml).

3. El tiempo (en segundos) que tarda en escurrir el lodo y llegar hasta la marca señalada se ajustará al segundo entero más próximo y se registrará como medida de la Viscosidad Marsh. También se deberá registrar la temperatura de la muestra en °F o °C.

Para transformar los segundos Marsh en viscosidades absolutas, se puede aplicar la siguiente ecuación experimental:

$$\text{Viscosidad absoluta (cps)} = \rho \cdot 0.58 t - \frac{461}{t}$$

Ecuación 2.1

Donde:

$\rho$ : Densidad del fluido de prueba

t: Tiempo en segundos

Sin embargo, cabe recalcar que esta fórmula es eficiente cuando los valores de la gelatinosidad son cercanos a cero o para lodos que se acercan más a los líquidos viscosos o cuya tixotropía es baja.

### 1.1.3 Medición de la Viscosidad Fann

#### Descripción del Equipo

Viscosímetro Rotacional. Los viscosímetros de tipo rotacional o de indicación directa son instrumentos accionados por un motor eléctrico o una manivela. El lodo está contenido dentro del espacio anular entre dos cilindros coaxiales (Ver Figura 3.1). El cilindro exterior o manguito de rotor es accionado a una velocidad rotacional constante. La rotación del manguito de rotor impone en el lodo un torque sobre el cilindro interior o balancín. Un resorte de torsión limita el movimiento, un cuadrante acoplado al balancín indica el desplazamiento del 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. La viscosidad aparente en centipoise es igual a la indicación a 600 RPM dividida por 2.

#### Calibración

La operación del instrumento como viscosímetro de indicación directa depende del mantenimiento de la tensión correcta sobre el resorte y de la velocidad correcta de rotación del manguito.

Procedimientos pueden ser obtenidos del fabricante para probar la tensión del resorte y la velocidad. Sin embargo, la fiabilidad del instrumento puede generalmente ser probada de manera más sencilla midiendo un líquido newtoniano de viscosidad conocida (por ej.: líquidos silicónicos, soluciones de azúcar o aceites de petróleo de viscosidades conocidas a las temperaturas especificadas).

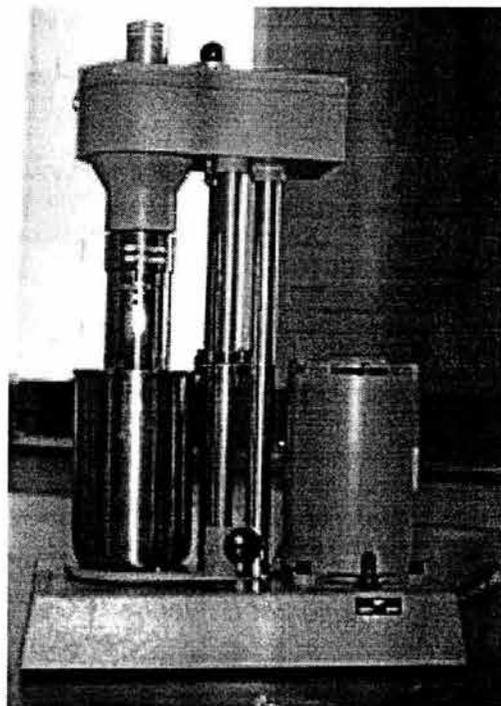


Figura 3.1: Viscosímetro Rotacional

**CUIDADO:** Estos viscosímetros de indicación directa están diseñados para una temperatura máxima de 200°F (93°C) en fluidos no presurizados. Cuando sea necesario probar fluidos con temperaturas mayores de 200°F (93°C), el operador debería usar un balancín de metal sólido. El líquido aprisionado dentro de un balancín hueco puede vaporizarse y causar la explosión del balancín al ser sumergido en el fluido de alta temperatura.

### 1.1.3.1 Procedimiento: Viscosidad Plástica, Punto de Cedencia Y Viscosidad Aparente

1. Colocar una muestra de lodo dentro del vaso del viscosímetro y sumergir el manguito de rotor exactamente hasta el nivel de la línea trazada. Las medidas deben ser tomadas lo antes posible después de tomar la muestra. Las pruebas deben ser realizadas a una temperatura de  $120 \pm 2$  °F ( $50 \pm 1$  °C) o  $150 \pm 2$  °F ( $65 \pm 1$  °C). (Los operadores pueden exigir pruebas a temperaturas más altas.)

2. Calentar o enfriar la muestra de lodo hasta la temperatura seleccionada. La muestra debería ser sometida a un esfuerzo cortante a 300 RPM, durante el calentamiento o enfriamiento, para obtener una temperatura uniforme de la muestra. Registrar la temperatura de la muestra.

3. Con el manguito girando a 600 RPM, esperar que la indicación del cuadrante llegue a un valor constante (el tiempo requerido depende de las características del lodo). Registrar la indicación del cuadrante para 600 RPM.

4. Cambiar la velocidad a 300 RPM y esperar que la indicación del cuadrante se estabilice en un valor constante. Registrar la indicación del cuadrante para 300 RPM.

5. La Viscosidad Plástica (VP) en centipoise es igual a la indicación a 600 RPM menos la indicación a 300 RPM. El Punto Cedente (PC) en lb/100 pies<sup>2</sup> es igual a la indicación a 300 RPM menos la viscosidad plástica. Registrar la temperatura de la muestra en °F o °C. La Viscosidad Aparente (VA) en centipoise es igual a la indicación a 600 RPM dividida por 2.

### 1.1.3.2 Procedimiento: Esfuerzo de Gel

1. Colocar la muestra de lodo de la manera indicada anteriormente. Agitar a gran velocidad durante 10 segundos.

2. Dejar reposar el lodo durante 10 segundos con el motor apagado. Con el embrague en neutro, girar lenta y paulatinamente el volante en sentido antihorario para producir una indicación positiva del cuadrante. La indicación máxima es el esfuerzo de gel inicial en lb/100 pies<sup>2</sup>. Para instrumentos con una velocidad de 3 RPM, la indicación máxima lograda después de iniciar la rotación a 3 RPM es el esfuerzo de gel inicial. Registrar la temperatura de la muestra en °F o °C.

3. Agitar de nuevo el lodo a gran velocidad durante 10 segundos y luego esperar 10 minutos. Repetir la medición de la manera indicada anteriormente y registrar la indicación máxima como esfuerzo de gel a 10 minutos en lb/100 pies<sup>2</sup>. Registrar la temperatura de la muestra en °F o °C.

4. En algunos casos, también se puede requerir una medición del esfuerzo de gel a 30 minutos. Para obtener el esfuerzo de gel a 30 minutos, repetir el procedimiento para el esfuerzo de gel a 10 minutos pero dejar reposar el fluido durante 30 minutos.

### 1.1.4 Análisis de las Propiedades Reológicas y Tixotrópicas

La medición y análisis de las propiedades reológicas y tixotrópicas de un lodo de perforación es de gran importancia en el cálculo de las pérdidas de presión por fricción, de la capacidad del lodo para levantar los recortes y desprenderse de ellos en la superficie, para analizar la contaminación del fluido debido a la incorporación de sólidos, sustancias químicas y por la acción de la temperatura; así como para determinar los cambios de presión en el interior del pozo durante la realización de un viaje.

#### 1.1.4.1 Relación entre la Viscosidad y el Acarreo de los Recortes

La propiedad de viscosidad o resistencia interna al flujo, es la cualidad directamente relacionada con la importante función de acarreo de recortes. Los recortes, cemento, acero, arena, por ser sólidos y por consiguiente más pesados que el fluido de perforación, tenderán a caer debido a la fuerza de gravedad, esto se evita gracias a la viscosidad del fluido y a la velocidad de acarreo en el espacio anular.

Un fluido con suficiente viscosidad permitirá que la fuerza centrífuga, provocada por la fuerza de rotación aplicada a la tubería empuje a los recortes a la parte central del espacio anular donde existen las velocidades de acarreo más altas. Cuando el fluido no posee una viscosidad suficiente, exigirá a cambio, un incremento de la velocidad anular; lo cual no siempre es recomendable, por el daño que se le puede ocasionar a la formación al erosionarse con el fluido.

### 1.1.4.2 Relación entre la Gelatinosidad y la Suspensión de Recortes.

El control del efecto de la formación de estructuras gelatinosas está en relación directa con la viscosidad y la concentración de los sólidos en suspensión. El grado de gelificación debe ser tal que permita la suspensión de recortes y que además no ofrezca un alto grado de resistencia al introducir nuevamente la sarta o la tubería, por el riesgo que esto tienen de dañar la formación.

Para poder realizar un análisis de los parámetros reológicos del fluido de perforación al que se le practican las pruebas, sería muy conveniente graficar la velocidad de corte vs. las lecturas del viscosímetro para determinar el comportamiento que sigue el fluido. Una vez realizada la gráfica, se podrá ajustar alguno de los modelos reológicos existentes.

### 1.1.4.3 Relación de la Densidad y el Control de la Presión de Formación

La presión de formación ejercida por los fluidos contenidos en la formación (aceite, agua y gas) deben equilibrarse con la presión hidrostática del fluido de control. Esta presión es una función de la profundidad y la densidad del fluido. Así es que la presión normal de formación no es más que la

densidad promedio de los fluidos contenidos en los poros de la formación. Existen además zonas de presiones anormales de formación; las cuales son originadas por asentamientos estructurales que ocurren dentro del subsuelo; entre los que se encuentran la compactación y la cementación de los granos, la existencia de zonas muy fracturadas, las acumulaciones cerradas y la erosión.

Debido a esto, la presión total de formación equivale al peso de una columna de agua salada de aproximadamente  $1.8 \text{ gr/cm}^3$  más el peso de las rocas y de los fluidos contenidos en ellas. Las presiones se conocen y se determinan por regiones, y se obtienen de datos de presiones de formación reales de pozos de desarrollo en determinados lugares.

### 1.1.4.4 Relación entre la Densidad y el Soporte del Peso de la Tubería

El efecto de flotación ayuda a optimizar el rendimiento del equipo al soportar el peso de la sarta o la tubería cuando esta se sumerge en el fluido y permite realizar con menor dificultad las operaciones de terminación y reparación de pozos.

Sección 2.1. Pruebas Físicas

2.1.1 Conceptos y Definiciones Básicas

Punto de Anilina. Es la temperatura más baja a la cual volúmenes iguales de anilina recién diluida y un aceite que se está probando son completamente miscibles.

Miscibilidad. Propiedad que tienen los fluidos para poder ser mezclados entre ellos en todas proporciones sin separarse en fases.

Densidad. Materia medida como masa por volumen unitario, expresado en libras por galón (lb/gal), gramos por centímetro cúbico (g/cm<sup>3</sup>) y libras por pie cúbico (lb/ft<sup>3</sup>). Muchas veces se usa "peso" para hacer referencia a la densidad.

$$\rho = \frac{\text{masa}}{\text{volumen}} = \frac{m}{V} \quad \text{Ecuación 3.1}$$

Las dimensiones y unidades de la densidad son:

$$\rho [M^1 L^{-3}] = \rho [F^1 L^{-4} T^2]$$
$$[kg/m^3], [g/cm^3], [lb/ft^3]$$

Gravedad Específica. Es el peso de un volumen determinado de cualquier sustancia comparado con el peso de un volumen igual de agua a la temperatura de referencia. Para los gases, se suele usar el aire o nitrógeno como sustancia de referencia.

Peso Específico. El peso específico (Y) de un fluido se define como el cociente entre su peso y la unidad de volumen y representa la fuerza que ejerce la aceleración de la gravedad sobre la masa de un fluido por unidad de volumen.

$$Y = \frac{\text{fuerza de gravedad}}{\text{volumen}} = \frac{\text{peso}}{\text{volumen}} = \frac{W}{V} \quad \text{Ecuación 4.1}$$

Sus dimensiones son: [F<sup>1</sup>L<sup>-3</sup>]

Se puede relacionar la densidad con el peso específico utilizando la segunda ley de Newton:

$$W = mg \quad \text{Ecuación 5.1}$$

$$\frac{W}{V} = \frac{mg}{V} \quad \text{Ecuación 6.1}$$

por lo tanto:

$$Y = \rho g \quad \text{Ecuación 7.1}$$

Esta es una propiedad conveniente cuando se trata con la estática del fluido o con líquidos con una superficie libre.

En unidades MKS, CGS y FPS se tiene respectivamente:

$$[F^1 L^{-3}]; [kg/m^3], [g/cm^3], [lb/ft^3]$$

Filtración. El proceso de separación de sólidos suspendidos de su líquido, forzando el líquido a través de un medio poroso. Dos tipos de filtración de fluido ocurren en un pozo: filtración dinámica durante la circulación y filtración estática cuando el fluido no está circulando.

Filtrado. El líquido forzado a través de un medio poroso durante el proceso de filtración.

Pérdida de Fluido (Filtrado). Medida de la cantidad relativa de pérdida de fluido (filtrado) a través de formaciones o membranas permeables, cuando el fluido de perforación está sometido a una presión diferencial.

Filtro. Un dispositivo que usa un tipo de revestimiento para separar los sólidos de un líquido. Los sólidos se depositan en la superficie y cerca de la superficie del revestimiento del dispositivo. El revestimiento puede constar de tierra diatomácea, tela, papel u otras sustancias.

Enjarre. El material sólido depositado a lo largo de la pared del pozo, resultando de la filtración de la porción fluida del lodo dentro de la formación.

**Permeabilidad.** La permeabilidad normal constituye una medida de la capacidad de una roca para transmitir un fluido de una fase en condiciones de flujo laminar. La unidad de permeabilidad es el darcy.

**Concentración de Sólidos.** La cantidad total de sólidos en un fluido de perforación, determinada por destilación, que incluye los sólidos disueltos y los sólidos suspendidos o no disueltos. El contenido de sólidos suspendidos puede constar de una combinación de sólidos de gravedad específica alta y baja y sólidos nativos o comerciales. Los ejemplos de sólidos disueltos incluyen las sales solubles de sodio, calcio y magnesio. Los sólidos suspendidos forman el enjarre; los sólidos disueltos permanecen en el filtrado.

Los contenidos totales de sólidos suspendidos y disueltos están generalmente expresados como porcentaje en volumen, y con menor frecuencia, como porcentaje en peso.

**Destilación.** Proceso que consiste primero en vaporizar un líquido y luego condensar el vapor para formar otro líquido (el destilado), dejando atrás las sustancias no volátiles, los sólidos totales de un fluido de perforación. El destilado es el contenido de agua y/o aceite de un fluido.

### 2.1.2 Determinación del Punto de Anilina

Esta prueba proporciona una indicación del carácter (parafínico, nafténico, asfáltico, aromático, etc.) del aceite. El punto de anilina de los aceites diesel o crudos usados en el lodo de perforación también constituye una indicación del efecto deteriorante que estos materiales pueden tener sobre el caucho natural o sintético. Cuanto más bajo sea el punto de anilina de un aceite, más graves serán los daños causados por este aceite a las piezas de caucho.

Cuando el aceite diesel es usado como un aditivo en los lodos de perforación, se recomienda tener una temperatura próxima a los 150 °F. La anilina es un producto químico orgánico aromático, y los aceites de naturaleza similar tendrían un punto de anilina bajo (indeseable).

#### Equipo

1. Reactivo de anilina pura.
2. Tubo de ensayo de vidrio Pyrex.
3. Alambre en espiral a través del tapón para agitar.

4. Termómetro, 0 a 220°F.
5. Fuente de calor.

#### Procedimiento

1. Dentro del tubo de ensayo limpio y seco, añadir volúmenes iguales de aceite y anilina.
2. Colocar el tapón con el agitador y el termómetro dentro del cuello del tubo.
3. Agitando, calentar la mezcla hasta que pase de una fase turbia a una fase miscible/ clara. (Ver Figura 4.1).
4. Retirar la fuente de calor y continuar hasta que la mezcla se vuelva ligeramente turbia. Leer la temperatura en ese momento y registrarla como punto de anilina.

**PRECAUCIÓN:** La anilina es un producto químico venenoso y se sugiere tomar precauciones extremas al manejarlo. Evitar el contacto entre el producto químico y el cuerpo, las manos, etc., y la ropa. En caso de contacto grave, enjuagar con agua durante aproximadamente 15 minutos, mientras se llama a un médico para obtener instrucciones.

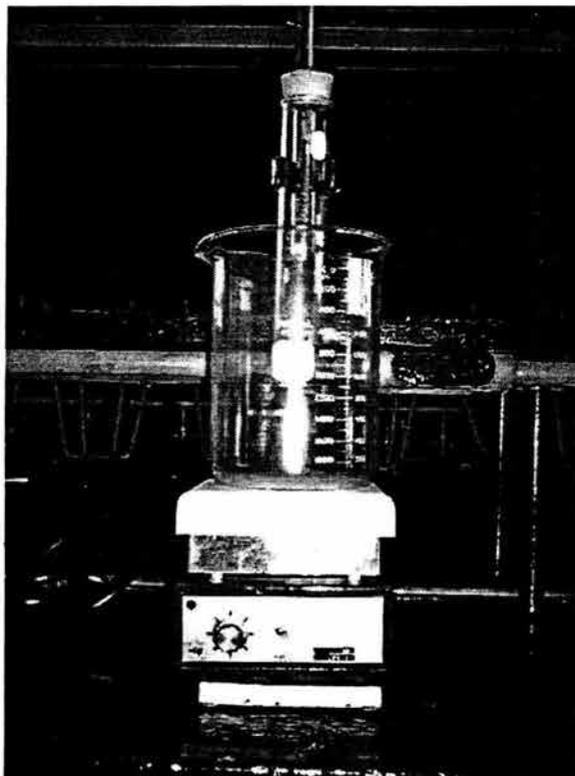


Figura 4.1: Determinación del Punto de Anilina

### 2.1.3 Medición de la Densidad

#### Instrumentos.

La densidad puede estar expresada en libras por galón (lb/gal), libras por pie cúbico (lb/pie<sup>3</sup>), gramos por centímetro cúbico (gr/cm<sup>3</sup>), Gravedad Específica (SG) o gradiente de presión. Se puede usar cualquier instrumento que tenga una precisión suficiente para permitir mediciones con un margen de error de ±0.1 lb/gal o ±0.5 lb/pie<sup>3</sup> (±0.01 gr/cm<sup>3</sup>). En este caso se describen dos procedimientos distintos, empleando dos instrumentos diferentes como lo son la balanza de lodos y el densímetro.

#### 2.1.3.1 Medición con Balanza de Lodos

La balanza de lodo es el instrumento que se suele utilizar para llevar a cabo mediciones de densidad de los lodos de perforación (Ver Figura 5.1). El peso de un vaso de lodo colocado en un extremo del brazo es compensado en el otro extremo por un contrapeso fijo y una pesa ligera que se desplaza libremente a lo largo de una escala graduada. Un nivel de burbuja está montado sobre el brazo. Accesorios pueden ser usados para extender la capacidad de pesada de la balanza.

*Equipo:* Balanza de lodos, termómetro, densímetro.

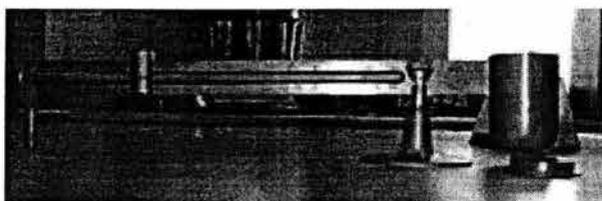


Figura 5.1: Balanza de Lodos

#### Procedimiento

1. El instrumento debe estar completamente nivelado sobre una superficie plana.
2. Calibrar la balanza
3. Medir y registrar la temperatura del lodo. Llenar el vaso limpio y seco con el lodo a probar; colocar y girar la tapa hasta que esté firmemente asentada. Verificar que parte del lodo sea expulsado a través del agujero de la tapa para liberar el aire o gas aprisionado.
4. Lavar con aceite base o limpiar el lodo que está fuera del vaso con franela o un trapo.

5. Colocar el brazo sobre el soporte y equilibrarlo desplazando la pesa ligera a lo largo de la escala graduada. El brazo está equilibrado cuando la burbuja se encuentra en la línea central del nivel.

6. Tomar la lectura de la densidad en el lado de la pesa ligera cerca del borde del cuchillo. Se deberán realizar las correcciones apropiadas cuando se usa un accesorio para extender la capacidad de pesada.

7. Ajustar la densidad a la unidad más próxima en 0.1 lb/gal o 0.5 lb/pie<sup>3</sup> (0.01 g/cm<sup>3</sup>).

8. Para convertir a otras unidades, usar las siguientes relaciones:

*Gravedad específica o g/cm<sup>3</sup> =*

$$\frac{\text{lb/pie}^3}{62.3} \text{ o } \frac{\text{lb/pie}}{8.345} \quad \text{Ecuación 8.1}$$

*Gradiente de lodo en psi/pie =*

$$\frac{\text{lb/pie}^3}{144} \text{ o } \frac{\text{lb/gal}}{19.25} \text{ o } \frac{\text{g/cm}^3}{2.31} \quad \text{Ecuación 9.1}$$

$$\text{psi/pie} = 0.052 \times \text{lb/gal} \quad \text{Ecuación 10.1}$$

$$\text{psi/pie} = 0.00695 \times \text{lb/pie}^3 \quad \text{Ecuación 11.1}$$

$$\text{psi/pie} = 0.4333 \times \text{SG} \quad \text{Ecuación 12.1}$$

$$\text{kg/cm}^2/\text{m} = \frac{\text{SG}}{10} \quad \text{Ecuación 13.1}$$

$$\text{SG a } 60^\circ\text{F (15.6 }^\circ\text{C)} = \frac{141.5}{131.5 + ^\circ\text{API}} \quad \text{Ecuación 14.1}$$

Donde:

° API = Gravedad según el Instituto Americano del Petróleo

#### Calibración

La balanza debe ser calibrada frecuentemente con agua dulce. El agua dulce debe producir una indicación de 8.33 lb/gal o 62.3 lb/pie<sup>3</sup> (1.0 g/cm<sup>3</sup>) a 70°F (21°C). De lo contrario, se deberá ajustar el tornillo de compensación o la cantidad de balines de plomo en el recipiente en el extremo del brazo graduado, según las necesidades.

## 2.1.3.2 Medición con Densímetro

*Equipo:* termómetro, densímetro (Figura 6.1) .

### *Procedimiento*

1. Sacar el densímetro del cilindro y llenar con agua dulce a una temperatura de 70 °F (21°C).
2. Llenar la copa hasta el tope con la muestra del lodo. Si el lodo contiene burbujas de aire, golpear la copa hasta desalojarlas.
3. Ajustar la copa a la parte inferior del hidrómetro y limpiar el lodo que se encuentra en el exterior de la copa.
4. Tomar la lectura al nivel de la superficie del agua.



Figura 6.1: Densímetro

## 2.1.4 Medición de la Filtración

### *Filtración.*

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.

Existen dos métodos estándar para medir la pérdida relativa de fluido en un lodo y ambos son similares; pero se diferencian en la presión que se le aplica a la muestra de lodo; ya que el ensayo API estándar se lleva a cabo a temperatura ambiente y a una presión de 100 psi; mientras que la prueba a Alta Temperatura, Alta Presión se realiza generalmente a 300 °F (149 °C) y 500 psi aunque puede realizarse a temperaturas y presiones que simulen las condiciones subterráneas; esta prueba (ATAP) da como resultado una pérdida mayor de fluido que la prueba a menor presión y menor temperatura (API); esto se debe a que en ocasiones los aditivos que se utilizan para combatir la pérdida de agua, se degradan al verse sometidos a grandes temperaturas y presiones.

## 2.1.4.1 Prueba a Baja Temperatura, Baja Presión

### *Equipo*

1. Filtro prensa de baja presión, FANN
2. Papel de filtro, empaques de neopreno, malla
3. Cronómetro (30-minutos de intervalo)
4. Probeta graduada 25-mL ó 50-mL

### *Descripción del Equipo de Filtración.*

El filtro prensa FANN de baja presión, modelo de laboratorio (Ver Figura 7.1); consiste de un marco tubular con acoplamiento para colocar de dos a seis celdas, la celda de lodo se acopla al regulador por medio de un adaptador y se cierra en el fondo por medio de un tornillo, presando una hoja de papel filtro contra un empaque de neopreno. Cada celda puede ser operada independientemente de las demás, debido a que hay una válvula de aguja de doble uso en cada sección, una sección de la válvula controla la presión de entrada y la otra sirve para descargar la presión al terminar la prueba.

La fuente de presión es un tanque de Nitrógeno el cual se acopla por medio de mangueras, manómetros y válvulas al marco tubular que sostiene a las celdas.

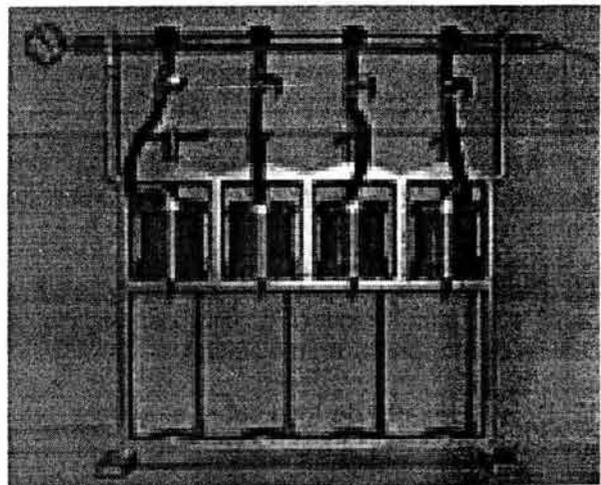


Figura 7.1: Filtro Prensa de Baja Presión FANN

### Procedimiento

1. Preparar y/o tomar una muestra de fluido base aceite.
  2. Armar la celda con el papel de filtro en su lugar.
  3. Vaciar la muestra en la celda hasta ½ pulg. (13 mm) de la parte superior.
  4. Introducir la celda dentro del marco; colocar y ajustar la tapa sobre la celda con el tornillo "T".
  5. Colocar una probeta graduada seca debajo del tubo de drenaje.
  6. Abrir las válvulas del tanque y del tablero y para que sea aplicada una presión de  $100 \pm 5$  psi ( $690 \pm 35$  kPa) en 30 segundos o menos.
  7. Mantener la presión a  $100 \pm 5$  psi ( $690 \pm 35$  kPa) durante 30 minutos. (la duración estándar de la prueba es de 30 minutos, sin embargo, en laboratorio y para cuestiones prácticas se pueden tomar 7.5 minutos y los resultados de filtración y grueso del enjarre se tendrán que duplicar (pero esto puede acarrear algunos errores).
  8. Antes de retirar la celda cerrar el flujo con las válvulas del tablero y abrir con cuidado la de alivio para permitir la salida del gas a presión.
  9. Registrar el volumen de filtrado en la probeta graduada con precisión del más próximo mL.
- Nota:* Si se usa un filtro prensa de media área, multiplicar por 2 el volumen del filtrado.
10. Aflojar la presión, verificar que ha sido descargada toda la presión, y retirar la celda del marco.
  11. Desarmar la celda y con cuidado, sacar el papel filtro para medir el grueso del enjarre, el cual se debe reportar en milímetros.
  12. Dejar el enjarre de lodo sobre el papel y lavar ligeramente con el fluido base para quitar todo exceso de lodo.
  13. Medir y registrar el espesor del enjarre de lodo con aproximación de 1/32 pulg. (1.0 mm).

14. Anotar las características más sobresaliente como: La presencia de aceite en el filtrado, la dureza, flexibilidad y lubricidad del enjarre, etc.

### 2.1.4.2 Prueba de Alta Temperatura, Alta Presión

Los instrumentos se componen esencialmente de una fuente de presión controlada, una celda diseñada para soportar una presión de trabajo de por lo menos 1,000 psi ( $70.3 \text{ kg/cm}^2$ ), un sistema para calentar la celda, y un bastidor adecuado para contener la celda y el sistema de calentamiento. Para las pruebas de filtración a temperaturas mayores de 200°F (93.4°C), la celda colectora presurizada debería estar diseñada para soportar una contrapresión de trabajo de por lo menos 500 psi ( $35.3 \text{ kg/cm}^2$ ), para evitar la vaporización instantánea o la evaporación del filtrado a altas temperaturas.

La celda del filtro está equipada con una termocupla o un termómetro, una cubeta del termómetro, empaaduras resistentes al aceite y un soporte para el medio de filtración. Para temperaturas hasta 350°F (177°C), usar papel filtro (Whatman N° 50 o equivalente).

### Equipo

1. Filtro prensa Baroid 175 ó 500 mL - Alta Temperatura / Alta Presión

*Nota:* Usar el Baroid 175 únicamente con temperaturas de hasta 300°F (149°C); usar el Baroid 500 para temperaturas mayores de 300°F (149°C).

2. Papel de filtro
3. Cronómetro (30-minutos de intervalo)
4. Termómetro hasta 500°F (260°C)
5. Probeta graduada 25 ó 50 mL
6. Mezclador de alta velocidad
7. Suministro de gas ( $\text{C}_2\text{O}$  o nitrógeno)

**PRECAUCIÓN:** No usar óxido nitroso ( $\text{N}_2\text{O}$ ) como fuente de presión para este ensayo. El  $\text{N}_2\text{O}$  puede detonar cuando está sometido a temperatura y presión en presencia de aceite, grasa, o materiales carbonáceos. Usar únicamente dióxido de carbono ( $\text{C}_2\text{O}$ ) o nitrógeno ( $\text{N}_2$ ).

### Procedimiento

1. Preparar y/o tomar una muestra de fluido base aceite.
2. Precalentar la camisa de calentamiento hasta 10°F (6°C) por encima de la temperatura de prueba deseada.

*Nota:* Si fuera necesario, ajustar el termostato para mantener esta temperatura.

3. Cerrar el vástago de la válvula sobre la celda del filtro y vaciar en la celda una muestra previamente agitada del fluido.

*Nota:* Dejar suficiente espacio vacío para dar lugar a la dilatación del lodo.

Debido también a la expansión del fluido durante el calentamiento, será necesario dejar suficiente espacio dentro de la celda de calentamiento para evitar la sobrepresurización.

Temperatura °F (°C)	Espacio Vacío pulg.(cm)
Hasta 300 (149 )	1 (2.5)
300-350 (149 –177 )	1.5 (3.8)
400-500 (204 –260 )	2 (5.1)

Tabla 1.1:Alturas libres recomendadas

4. Colocar el papel de filtro en la celda.
5. Poner la cubierta sobre la celda, ajustar todos los tornillos de sujeción, y cerrar el vástago de la válvula sobre la cubierta.  
*Nota:* Aplicar Never-Seez® o un lubricante equivalente a los tornillos de sujeción para evitar que los tornillos de sujeción queden trabados en el sitio.
6. Colocar la celda en la camisa de calentamiento con la cubierta de la celda para abajo. Hacer girar la celda hasta que calce.
7. Poner un termómetro en el hueco para termómetro de la celda.
8. Conectar la unidad de presión al vástago superior de la válvula y enclavar la unidad en el sitio.
9. Conectar el receptor de presión al vástago inferior de la válvula y enclavar el receptor en el sitio.

10. Aplicar 200 psi (1,380 kPa) a la parte superior 100 psi (690 kPa) en la parte inferior.

11. Abrir el vástago de válvula superior y mantener esta presión hasta alcanzar la temperatura de prueba deseada.

12. Abrir la válvula inferior cuando la celda llegue a la temperatura de prueba deseada.

13. Ajustar inmediatamente la presión sobre los reguladores superior e inferior. Usar como guía las siguientes especificaciones:

Temperatura °F (°C)	Presión Regulador Inferior (psi)	Presión Regulador Superior (psi)
Hasta 300 (149)	100	600
300-400 (149-204)	200	700
400-500 (204-260)	300	800

Tabla 2.1:Presiones sobre los reguladores

4. Filtrar durante 30 minutos mientras la temperatura es mantenida a  $\pm 5^\circ\text{F}$  ( $\pm 3^\circ\text{C}$ ) de la temperatura de ensayo y manteniendo la presión.

**PRECAUCIÓN:** Si la presión del fondo sube 20 psi (138 kPa) por encima de la presión especificada durante la prueba, purgar con cuidado la presión drenando una porción del filtrado del receptor a un cilindro graduado.

15. Cerrar los vástagos de válvula superior e inferior.
16. Descargar la presión por el regulador superior y desconectar el sistema de presión.
17. Aflojar el tornillo T del regulador inferior.
18. Drenar con cuidado el filtrado del receptor a una probeta graduado.
19. Esperar unos pocos segundos a que el filtrado drene al fondo del recipiente.
20. Ajustar despacio el tornillo T para que todo filtrado restante en el receptor se escurra a la probeta graduada.

21. Descargar la presión por el regulador inferior y desconectar el sistema de presión.

22. Retirar la celda de la camisa de calentamiento y dejar que la celda se enfríe.

**PRECAUCIÓN:** La celda está sumamente caliente; por consiguiente, sacarla con cuidado de la camisa de calentamiento.

23. Mantener la celda del filtro con la tapa bajada y aflojar el vástago de válvula de la celda del filtro para descargar la presión.

24. Cerrar el vástago de válvula cuando toda la presión haya sido descargada.

25. Mantener la celda del filtro con la tapa levantada y aflojar el vástago de válvula.

26. Aflojar los tornillos de sujeción y quitar la tapa.

27. Quitar y medir la costra de lodo con aproximación de 1/32 pulg. (1.0 mm).

28. Registrar el filtrado Alta Temperatura/ Alta Presión como el doble del volumen de filtrado recogido.

### 2.1.5 Medición de la Estabilidad Eléctrica

Esta medición es realizada mediante el uso de un par de electrodos de placa separados precisa y permanentemente, sumergidos en una muestra de fluido. Se usa una fuente de alimentación de corriente continua (CC) para proporcionar un voltaje de corriente alterna (CA) que es aplicado al electrodo según un régimen constante de aumento del voltaje.

El voltaje al cual la emulsión se vuelve conductora es indicado por el flujo de corriente entre los electrodos de placa; al completar el circuito, (1) la luz indicadora se encenderá cuando se usa un medidor de cuadrante manual o (2) la indicación numérica se estabilizará cuando se usa un medidor de lectura directa.

#### Equipo

1. Se usa un medidor de estabilidad eléctrica para medir la estabilidad relativa de una emulsión de agua en aceite (Ver Figura 8.1).

2. Termómetro.

#### Procedimiento

1. Colocar en un contenedor una muestra filtrada a través de una malla de malla 12 (Malla del Viscosímetro de Marsh), verificando que el fluido haya sido bien agitado.

2. Calentar o enfriar la muestra a  $120 \pm 5$  °F ( $50 \pm 2$  °C). Registrar la temperatura a la cual se tomó la indicación de estabilidad eléctrica.

3. Después de verificar la limpieza del electrodo, sumergir el electrodo dentro del lodo. Agitar manualmente la muestra con el electrodo durante aproximadamente 10 segundos. Mantener el electrodo inmóvil y evitar que el electrodo toque los lados o el fondo del contenedor al leer la indicación.

4. Dos tipos de medidores de estabilidad pueden estar disponibles. El medidor más reciente utiliza una indicación directa automática. El medidor más antiguo de tipo manual requiere que el botón de la fuente de alimentación sea pulsado manualmente y mantenido pulsado durante toda la prueba, al mismo tiempo que se hace girar un cuadrante. NO se debe mover el electrodo durante las mediciones.



Figura 8.1: Medidor de Estabilidad Eléctrica

5. a) Si se usa el estilo más reciente de medidor de estabilidad eléctrica de lectura directa, pulsar y mantener pulsado el botón hasta que el valor desplegado se estabilice. Registrar el valor desplegado como estabilidad eléctrica (voltios).

b) Si se usa el estilo más antiguo de medidor de estabilidad eléctrica de cuadrante manual, pulsar y mantener pulsado el botón rojo; comenzando a partir de una indicación de cero, aumentar el voltaje desplazando el cuadrante en sentido horario, a una velocidad de 100 a 200 voltios por segundo. Seguir aumentando el voltaje hasta que la luz indicadora se encienda. Cuando la luz indicadora se enciende, la rampa de voltaje ha terminado.

Cálculo para el estilo más antiguo de medidor de estabilidad eléctrica de cuadrante manual:

$$E.E = \text{indicación del cuadrante} \times 2$$

*Ecuación 15.1*

Donde:

*E. E = Estabilidad Eléctrica (voltios)*

6. Limpiar la sonda eléctrica y repetir la prueba. Las dos indicaciones no deberían diferir en más de 5%. Si las indicaciones difieren en más de 5%, verificar el medidor y la sonda eléctrica para detectar cualquier falla.

7. Registrar el promedio de las dos medidas como estabilidad eléctrica.

### 2.1.6 Medición del Contenido de Sólidos y Líquidos

El conocimiento de los sólidos y líquidos (por peso o por volumen) presentes en un lodo de perforación es esencial para el buen control de las propiedades del lodo; ya que esta información a menudo explica si es necesario la adición de agua o reactivos, así como el contenido exacto de aceite emulsionado, lo cual permitirá un mejor control en cuanto a los agentes emulsificantes o el porcentaje de aceite necesario para controlar esta situación.

Cuando se necesita saber la cantidad de aceite que contiene un lodo, este dato sólo puede obtenerse por medio de la destilación de una cantidad medida de lodo y posteriormente condensando los vapores para medir sus volúmenes posteriormente; esto puede ser debido a que observaciones realizadas en el campo indican que la adición de aceite, en fluidos base agua, tiende por lo general a incrementar las velocidades de penetración, especialmente en formaciones con altos contenidos de arcillas hidratables; además por las características de lubricación del aceite se reduce la tendencia al embolamiento, ya que se evita que los recortes se adhieran a los dientes de la barrena.

Sin embargo, cuando el contenido de aceite se incrementa más allá del 20% en volumen, se reduce la velocidad de penetración debido al incremento de la viscosidad del fluido.

### Equipo

1. Kit de retorta completo (Baroid ó Fann, ver Fig.9.1)
2. Receptor volumétrico (Probeta)
3. Lana de acero fina
4. Lubricante de alta temperatura
5. Limpia tubos
6. Espátula con hoja

### Descripción del Equipo

**Retorta Baroid.** Tiene una cámara de lodo de 10 cm<sup>3</sup> de capacidad al momento de colocar la tapa y el exceso de lodo es arrojado por un orificio en la parte superior. Después de que la cámara de lodo con todo y tapa, el cilindro de extensión y la sección de condensación son instalados, la cámara de lodo y el segmento de extensión se colocan en el lugar de calentamiento de la retorta hasta que los componentes líquidos se vaporicen. Los vapores son dirigidos a través de un condensador y captados en una probeta graduada, después de lo cual se mide el volumen de líquido.

**Retorta Fann.** Utiliza una cámara de 20 cm<sup>3</sup>, la cual se conecta al elemento de calentamiento, que va insertado dentro de la cámara y enroscado. En esta retorta, no se recomienda el uso de limadura de fierro, debido a que puede afectar el balance volumétrico al dejar residuos en las paredes de la cámara de muestra.

Los sólidos, tanto suspendidos como disueltos, son determinados calculando la diferencia. Se puede usar una retorta de 10, 20 ó 50 ml para determinar el contenido de líquidos y sólidos. Para reducir el margen de error asociado con el aire arrastrado, se recomienda usar una retorta de 20 ó 50 ml.

### Procedimiento

1. Retirar la retorta de la caja aislante usando la espátula como desarmador para desenroscar la cámara de lodo de la retorta. Asegurarse que la retorta, el condensador y el receptor del líquido estén limpios, secos y enfriados después del uso anterior.

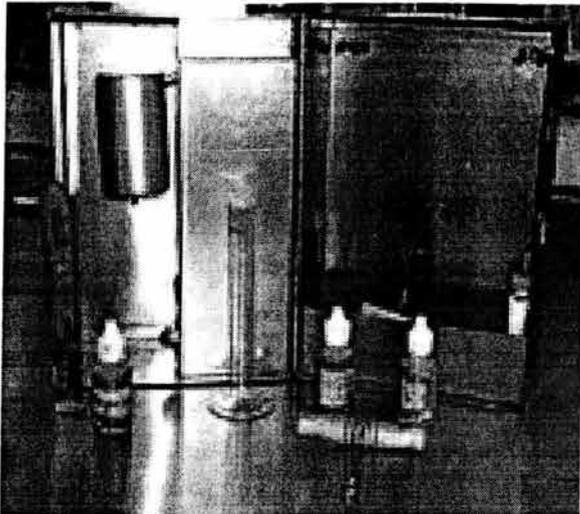


Figura 9.1 Retorta para cuantificación de Fases

2. Preparar y/o tomar una muestra de lodo y dejar que se enfríe hasta aproximadamente  $75 \pm 2$  °F ( $24 \pm 1.4$ °C) o hasta la temperatura ambiente. (si es posible filtrar la muestra a través de una malla de malla 12 para eliminar el material de pérdida de circulación y los recortes grandes).
3. Si el lodo contiene gas o aire, agitar lentamente de 2 a 3 minutos para eliminar el gas.
4. Lubricar las roscas en el vaso de la muestra y el tubo condensador con un ligero revestimiento de Never-Seez (según los procedimientos de API, éste es el único material que debe ser usado). Esto impide la pérdida de vapor a través de las roscas.
5. Rellenar ligeramente la cámara superior de la retorta con lana de acero,
6. Llenar la celda de lodo de la retorta con lodo base aceite sin gas, asegurándose de que no haya aire dentro de ella.
7. Colocar la tapa sobre la celda de muestra y dejar que el lodo se desborde a través del agujero en la tapa. Para obtener un volumen correcto de muestra, parte del lodo debe salir a través del orificio.
8. Limpiar el exceso de lodo que se ha desbordado y atornillar nuevamente la celda de lodo en la cámara superior.

9. Colocar un receptor de líquido limpio y seco debajo de la descarga del condensador.
10. Colocar la retorta en la caja aislante y cubrirla con su tapa.

11. Calentar la retorta hasta que el líquido deje de escurrir.

12. Retirar el receptor de líquido (probeta) de la retorta. Anotar el volumen total de líquido recuperado. Si el líquido contiene sólidos, el lodo entero se ha desbordado y el procedimiento debe ser repetido.

13. Registrar los volúmenes de aceite y agua en el receptor de líquido después de que se haya enfriado hasta  $75 \pm 2.5$ °F ( $24 \pm 1.4$ °C) o hasta la temperatura ambiente.

14. A partir de los volúmenes de aceite y agua recuperados y del volumen de la muestra de lodo original, calcular el porcentaje en volumen de aceite, agua y sólidos en el lodo.

El depósito de lodo en la retorta Baroid, tiene un volumen de  $10 \text{ cm}^3$ . lo que facilita todas las operaciones de medición:

$$\% \text{ de aceite en volumen} = \text{cm}^3 \text{ de aceite} \times 10$$

*Ecuación 16.1*

$$\% \text{ de agua en volumen} = \text{cm}^3 \text{ de agua} \times 10$$

*Ecuación 17.1*

$$\% \text{ de sólidos en volumen} =$$

$$= 100 (\% \text{ de aceite} + \% \text{ de agua})$$

*Ecuación 18.1*

Para la retorta Fann, la cámara de lodo tiene una capacidad de  $20 \text{ cm}^3$ , por lo cual viene con una probeta graduada en porcentaje para realizar las mediciones en forma directa.

15. La retorta retendrá todos los sólidos tanto suspendidos como disueltos. Para los lodos que contienen considerables cantidades de sales, los cálculos del contenido de sólidos suspendidos serán incorrectos a menos que se efectúen las correcciones para tener en cuenta la sal disuelta.

## Sección 3.1. Análisis Químico de Fluidos de Perforación Base Aceite

### 3.1.1 Conceptos y Definiciones Básicas

**Alcalinidad.** Es el poder combinador de una base medido por el número máximo de equivalentes de un ácido con el cual puede reaccionar para formar una sal. En el análisis de agua, representa los carbonatos; bicarbonatos; hidróxidos; y ocasionalmente los boratos, silicatos y fosfatos en el agua. Se determina mediante la valoración con ácido estándar hasta ciertos puntos de referencia.

**pH.** Abreviatura de ion hidrógeno potencial. Los números de pH varían de 0 a 14, siendo neutro 7, y constituyen índices de la acidez (menos de 7) o alcalinidad (más de 7) del fluido. El pH de una solución ofrece información valiosa sobre la acidez o alcalinidad inmediata, comparada con la acidez o alcalinidad total (la cual puede ser valorada).

**Indicador.** Sustancias en valoraciones ácido-base que, en solución, cambian de color o se vuelven incoloras, cuando la concentración de iones hidrógeno alcanza un valor definido; estos valores varían con el indicador. En otras valoraciones, como las determinaciones de cloruro, dureza y otras, estas sustancias cambian de color al final de la reacción. Los indicadores comunes son la fenolftaleína, el cromato de potasio, etc.

**Valoración.** Un método o proceso que consiste en usar una solución estándar para determinar la cantidad de una sustancia en otra solución. La solución conocida suele ser agregada en cantidades definidas a la solución incógnita hasta que se complete una reacción.

**Normalidad.** La normalidad es el modo de expresar la cantidad de una sustancia que existe en una disolución de concentración determinada.

**Solución Normal.** Una solución de tal concentración que contiene 1 gramo-equivalente de una sustancia por litro de solución.

**Partes por Millón (ppm).** Peso unitario de soluto por millón de pesos unitarios de solución (soluto más solvente), correspondiente al porcentaje en peso, excepto que la base es millón en vez de cien.

Los resultados de las valoraciones API estándar de cloruro, dureza, etc., se expresan correctamente en miligramos (mg) de incógnita por litro, pero no en ppm. A concentraciones bajas, mg/l es numéricamente igual a ppm. Se debe realizar una corrección para la gravedad específica o densidad de la solución, de la siguiente manera:

$$\text{ppm} = \frac{\text{mg/l}}{\text{dens. sol., g/ml}}$$

$$\% \text{ en peso} = \frac{\text{mg/l}}{(10,000)(\text{dens. sol., g/ml})} = \frac{\text{ppm}}{10,000}$$

Por lo tanto, 316,000 mg/l de sal suele ser designado por 316,000 ppm o 31.6%, los cuales, para ser correctos, deberían ser 264,000 ppm y 26.4%, respectivamente.

**Sal.** En la terminología relacionada con los lodos, el término sal se aplica al cloruro de sodio, NaCl. Químicamente, el término sal también se aplica a cualquier componente de una clase de compuestos similares formados cuando el hidrógeno ácido de un ácido es reemplazado parcial o totalmente por un metal o un radical metálico. Las sales son formadas por la acción de ácidos sobre metales, u óxidos e hidróxidos, directamente con amoníaco, y de otras maneras.

**Calcio.** Es uno de los elementos alcalinos de la tierra con una valencia de 2 y un peso atómico de aproximadamente 40. Los compuestos de calcio son una causa común de la dureza del agua. También es un componente de la cal, yeso, caliza, etc.

### 3.1.2 Medición de Alcalinidad ( $P_{om}$ )

La alcalinidad de un lodo base aceite se determina rompiendo la emulsión y valorando rápidamente la mezcla hasta el primer cambio de color o el punto final. El volumen (ml) de ácido sulfúrico 0.1 N usado en la valoración por ml de lodo constituye la alcalinidad del lodo o  $P_{om}$ . Existen dos procedimientos de prueba que utilizan diferentes solventes, pero solamente se describirá uno de ellos. Este procedimiento es una prueba eficaz para un fluido base aceite que utiliza barita o hematita en un sistema de una sal.

### Equipo y Reactivos

1. Equipo de valoración (agitador magnético o agitador Hamilton Beach).
2. Pipeta de 5 ml.
3. Frasco de conservas de 16 oz., vaso de precipitado de 500 ml o equivalente.
4. Mezcla de xileno-alcohol isopropílico (IPA) (50:50) o Propasol Propílico.
5. Indicador de Fenolftaleína.
6. Solución de ácido sulfúrico, 0.1  $\text{NH}_2\text{SO}_4$ .

### Procedimiento

1. Al utilizar el Procedimiento de Prueba n° 1, colocar 100 ml de mezcla de Xileno/ IPA o 75 ml de Propasol Propílico dentro del frasco de vidrio. Llenar una jeringa de 5 ml con lodo entero hasta exceder la marca de 3 ml.
2. Disipar 2 ml de lodo base aceite dentro del solvente y añadir 200 ml de agua destilada.
3. Añadir 15 gotas de fenolftaleína.
4. Agitar rápidamente con un agitador magnético, un agitador Hamilton Beach o cualquier agitador equivalente.
5. Al agitar, valorar lentamente con  $\text{H}_2\text{SO}_4$  0,1N hasta que el color rosa desaparezca. Seguir agitando, y si el color rosa no reaparece dentro de un minuto, dejar de agitar. Puede que sea necesario dejar de agitar y esperar que la mezcla se separe en dos fases para que el color pueda ser observado con más claridad en la fase acuosa.
6. Dejar reposar la muestra durante 5 minutos. Si el color rosa no reaparece, el punto final ha sido alcanzado. Si el color rosa reaparece, valorar otra vez con ácido sulfúrico. Si el color rosa reaparece por tercera vez, valorar de nuevo. No se debe valorar después de la tercera vez.
7.  $P_{om} = \text{ml de } \text{H}_2\text{SO}_4 \text{ 0.1N por ml de lodo.}$

### 3.1.3 Medición de la Salinidad

(Cloruros en el Lodo Entero)

#### Reactivos

- Indicador de Cromato de Potasio.
- Solución de  $\text{AgNO}_3$  0.282N.

La valoración del cloruro es una continuación del procedimiento de medición de la alcalinidad. Añadir 10 a 15 gotas de indicador de cromato de

potasio a la muestra cuya alcalinidad acaba de ser probada. Valorar con  $\text{AgNO}_3$  0.282N, agitando hasta que se produzca el primer cambio de color. Éste es el punto final. NO se debe valorar hasta obtener un color "rojo ladrillo". API requiere que el contenido de sal esté indicado como total de cloruros en la fase de lodo, calculado de la siguiente manera:

$$\text{Total Cl}^- \text{ en lodo (mg/l)} = \text{ml de } \text{AgNO}_3 \text{ 0.282N} \times 10,000 \text{ por ml de lodo}$$

El contenido de cloruros también puede ser indicado en otras unidades, según la compañía operadora, la información deseada y el sistema de lodo.

#### Sistemas de Dos Sales ( $\text{CaCl}_2$ / $\text{NaCl}$ )

En los sistemas de dos sales o de sal binaria, se requiere probar el lodo para determinar la concentración de cloruro de calcio mediante el procedimiento de valoración de calcio descrito a continuación.

Esta medición es necesaria, junto con la valoración anterior del contenido de sal, para determinar las cantidades de  $\text{NaCl}$  y  $\text{CaCl}_2$  presentes en el sistema.

#### Equipo

1. Equipo de valoración (agitador magnético con varilla de agitación o agitador mezclador Hamilton Beach).
2. Pipeta de 5 ml.
3. Frasco de conservas de 6 oz. con tapa.
4. Mezcla de xileno-alcohol isopropílico (IPA) (50:50) o Propasol Propílico.
5. Polvo Indicador Calver II.
6. Solución amortiguadora de hidróxido de sodio 8N.
7. Jeringa de 5 ml.
8. Agua desionizada.
9. Solución de ácido etilendiaminotetraacético (EDTA) (Versenato Fuerte o equivalente), concentración molar de 0.1 (1 ml = 4,000 mg/l calcio), también designada por "x 10 fuerte".

**Procedimiento**

1. Añadir 100 ml de solvente de xileno/ isopropanol 50/50 ó 75 ml de Propasol Propílico al frasco.
2. Llenar una jeringa de 5 ml con lodo base aceite entero hasta exceder la marca de 3 ml.
3. Desplazar 2 ml de lodo base aceite dentro del frasco.
4. Cerrar herméticamente la tapa del frasco y agitar durante 1 minuto.
5. Añadir 200 ml de agua desionizada al frasco.
6. Añadir 3 ml de solución amortiguadora de hidróxido de sodio 1N.
7. Añadir de 0.1 a 0.25 g de polvo Indicador Calver II.
8. Tapar de nuevo el frasco y agitar otra vez durante 2 minutos. Poner el frasco de un lado por 15 a 30 segundos para dejar que las dos fases se separen. Si un color rojizo aparece en la fase acuosa (inferior), esto indica que el calcio está presente.
9. Colocar el frasco en el agitador magnético o mezclador Hamilton Beach. Agitar solamente con la velocidad requerida para agitar la fase acuosa sin mezclar de nuevo las fases superior e inferior.
10. Valorar muy lentamente con EDTA de concentración molar de 0.1 o la solución de Versenato Fuerte. Un cambio de color muy marcado del color rojizo a un color azul-verde indica que se ha alcanzado el punto final.

**3.1.4 Determinación de Calcio**

*(Cálculo del Contenido de Calcio del Lodo Entero)*

$$Ca_{\text{lodo}} = \frac{4,000 (0.1\text{m EDTA, cm}^3)}{2.0 \text{ cm}^3}$$

**Nomenclatura**

$P_{om}$  = Alcalinidad del lodo entero

$Ca_{\text{lodo}}$  = Calcio en el lodo entero

$Cl_{\text{lodo}}$  = Cloruros en el lodo entero

$V_o$  = % en volumen de aceite de la retorta

$V_w$  = % en volumen de agua de la retorta

**Ejemplo**

$P_{om} = 3.0 \text{ cc}$

Calcio en el Lodo Entero –  $Ca_{\text{lodo}} = 33,600 \text{ mg/l}$

Cloruros en el lodo entero –  $Cl_{\text{lodo}} = 100,000 \text{ mg/l}$

% Aceite -  $V_o = 59.5\%$

% Agua -  $V_w = 25.0\%$

**3.1.5 Determinación de la Concentración de Ácido Sulfhídrico**

Este procedimiento es utilizado para medir la concentración de sulfuros solubles activos en un lodo base aceite como lo es el Sulfuro de Hidrógeno o también conocido como Ácido Sulfhídrico ( $H_2S$ ).

El Ácido Sulfhídrico ( $H_2S$ ) es un gas ácido venenoso y peligroso encontrado en muchas formaciones y fluidos producidos. Puede adormecer rápidamente los sentidos y puede ser mortal incluso a concentraciones bajas. Las medidas apropiadas de seguridad y protección personal deberían ser tomadas cada vez que se sospecha la presencia de ácido sulfhídrico.

Los lodos de emulsión que tienen un alto contenido de cal son los mejores para perforar en las formaciones que contienen ácido sulfhídrico. La contaminación de ácido sulfhídrico puede reducir la alcalinidad ( $P_{OM}$ ) y desestabilizar la emulsión de los lodos base aceite y sintético. Esto puede causar la humectación por agua de la tubería de perforación, la corrosión producida por el sulfuro y la ruptura por absorción de hidrógeno.

**Equipo**

1. Tren de Gas de Garrett (GGT) completo. (Ver Figura 10.1)
2. Tubos Dräger de  $H_2S$  (bajo rango y alto rango).
3. Medidor de caudal.
4. Tubo flexible hecho con caucho de látex o Tygon (plástico o equivalente).
5. Agitador magnético.
6. Varilla de agitación magnética (1/4 pulg. X 1 pulg.).
7. Jeringa hipodérmica: 10 ml de vidrio o plástico.

## Capítulo I. Pruebas de Laboratorio para Fluidos Base Aceite

---

8. Solución de ácido cítrico/alcohol isopropílico/ruptor de emulsión de concentración molar de 2.

a. 420 g de ácido cítrico ( $C_6H_8O_7 \cdot H_2O$ ) disuelto en 1,000 ml de agua desionizada.

b. A esta solución, añadir 25 ml de ruptor de emulsión Dowell W-35 de Fann Instrument o equivalente (un dispersante de asfalto).

c. A esta solución, añadir 200 ml de alcohol isopropílico.

9. Antiespumante: octanol (CAS nº 111-87-5).

10. Cilindro graduado de 25 ml.

11. Gas portador cartuchos de  $CO_2$ , o preferiblemente, nitrógeno. No se debe usar  $N_2O$ .

12. Tubo de inyección de muestra: aguja de PTFE (Teflón o equivalente) de 6 pulg. (15.2 mm) de largo o equivalente.

### Procedimiento

1. Comenzar con un Tren de Gas de Garrett limpio y seco.

2. Modificar el Tren de Gas de Garrett introduciendo el tubo de inyección de muestra a través del diafragma de caucho, de manera que el extremo inferior del tubo de inmersión esté aproximadamente a 1/2 pulgada del fondo de la cámara 1. El tubo de inmersión se usa para que la muestra de lodo pueda ser inyectada directamente dentro de la solución de ácido cítrico.

3. Disponer el agitador magnético y la varilla de agitación (en la cámara 1) de manera que la varilla gire libremente.

4. Instalar el cartucho de  $CO_2$ .

5. Añadir 20 ml de solución de ácido cítrico/alcohol isopropílico/ruptor de emulsión de concentración molar de 2 a la cámara 1.

6. Añadir 10 gotas de antiespumante octanol a la cámara 1.

7. Romper las puntas del tubo Dräger de  $H_2S$  e introducirlo en el soporte del Tren de Gas de

Garrett, en el lado más a la derecha. La fecha que indica el flujo de gas debería estar orientada hacia abajo. Colocar una junta tórica sobre el tubo Dräger.

8. Introducir el medidor de caudal en el otro soporte, con la flecha de flujo de aire hacia arriba. Colocar una junta tórica sobre el medidor de caudal.

9. Instalar la parte superior del Tren de Gas de Garrett y apretar todos los tornillos para cerrar herméticamente.

10. Ajustar el tubo de dispersión de manera que el tubo esté colocado encima del nivel de líquido.

11. Conectar el tubo de caucho del regulador al tubo de dispersión. Conectar el tubo de caucho de la cámara 3 al tubo Dräger. **NO INICIAR EL FLUJO DE GAS.**

12. Aspirar dentro de la jeringa el volumen de la muestra de lodo entero más un exceso de lodo de 0.5 ml. El exceso de lodo compensa el volumen de retención dentro del tubo de inyección.

13. Introducir la jeringa dentro del tubo de inmersión y sujetar el émbolo de la jeringa en el tubo de inmersión usando una goma elástica. Esto impedirá que la mezcla de ácido cítrico-antiespumante suba por el tubo de inmersión al aplicar la presión.

14. Hacer circular lentamente el gas a través del tubo de dispersión durante 10 a 15 segundos para purgar el aire del GGT. Regular el flujo de gas para evitar la espumación de la solución en la cámara 1. Verificar la ausencia de fugas y la operación apropiada del medidor de caudal.

15. Encender el agitador magnético. Ajustar la velocidad de manera que se forme un remolino. Bajar con cuidado el tubo de dispersión dentro del líquido, hasta un punto ubicado justo encima de la varilla de agitación.1

16. Bajar el tubo de inyección de manera que el fondo esté justo debajo del tubo de dispersión. Esto permitirá inyectar el lodo base aceite dentro del remolino.

17. Inyectar lentamente una cantidad medida de lodo base aceite en la cámara 1, a través del tubo de inyección. Aumentar la velocidad de la varilla de agitación para mejorar la dispersión e impedir que el lodo base aceite se adhiera en las paredes. Seguir agitando durante 1 minuto.

18. Usar una goma elástica para fijar el émbolo de la jeringa. Reiniciar el flujo de gas. Ajustar la velocidad de manera que el medidor de caudal indique entre 200 y 400 ml/min, manteniendo la bola del medidor de caudal entre las marcas rojas del medidor de caudal.

19. Observar los cambios en el aspecto del tubo Dräger. Observar y registrar la longitud oscurecida máxima (en unidades marcadas en el tubo) antes de que el "frente" empiece a "emplumar" o a manchar. Continuar el flujo durante un total de 15 minutos; se puede requerir otro cartucho de gas.

20. Limpiar el GGT inmediatamente después de utilizarlo para minimizar la deterioración del plástico. Limpiar las cámaras y los conductos con agua caliente y un detergente suave. Lavar el tubo de dispersión y el tubo de inyección con un solvente orgánico como la acetona, y luego con agua. Ocasionalmente, puede que sea necesario remojar el tubo de dispersión en un ácido para eliminar los depósitos de carbonato de calcio. Los solventes orgánicos pueden agrietar el cuerpo de lucita del GGT.

Usando el volumen de muestra, la longitud oscurecida del tubo Dräger, y el factor de tubo Dräger, calcular los sulfuros en la muestra:

$$\text{Sulfuros del GGT (mg/l)} = \frac{\text{longitud oscurecida} \times \text{factor de tubo}}{\text{volumen de muestra (ml)}}$$

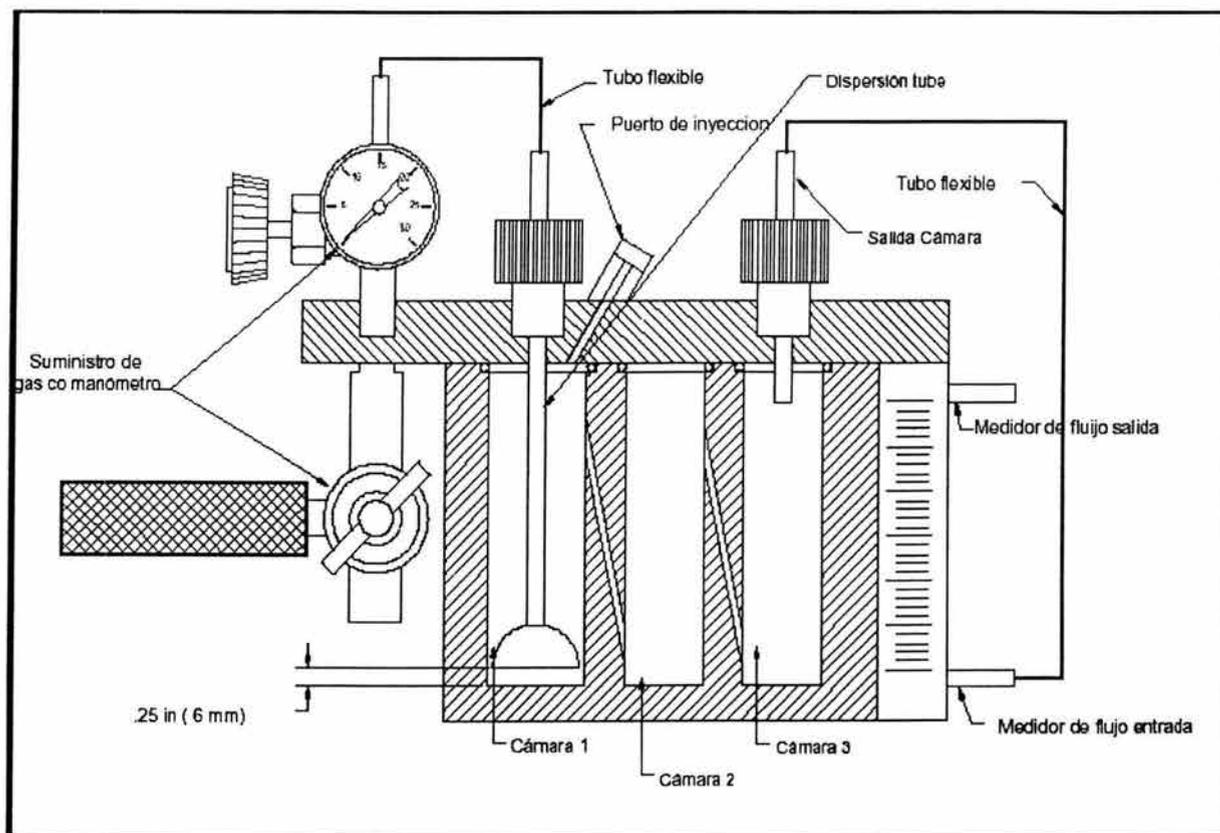


Figura.10.1: Tren de Gas de Garrett (GGT) Completo.

# **Capítulo II. Contaminaciones de los Fluidos Base Aceite y sus Tratamientos**

---

*Introducción*

*Sección 1.2 Principales Agentes Contaminantes*

*Sección 2.2 Tratamientos para Evitar y Corregir la Contaminación*

### Introducción

---

Los objetivos principales de este capítulo son:

- Poner de manifiesto la(s) fuente(s) de cada contaminante químico.
- Describir la manera en que cada contaminante afecta las propiedades del lodo base aceite.
- Describir la manera de usar los cambios de las propiedades de los fluidos base aceite para identificar al contaminante.
- Describir la manera de tratar el lodo base aceite para restablecer las propiedades originales.

Para cubrir dichos objetivos se definirán más adelante cuáles son los principales agentes y problemas de contaminación química que pueden presentar los lodos de perforación base aceite a los cuales la mayoría de los Ingenieros de Fluidos de Perforación o Inspectores Técnicos de Fluidos se enfrentan.

Este capítulo se centrará principalmente en los siguientes contaminantes más comunes de los lodos base aceite:

- Cemento

- Sal
- Flujo de Agua Salada
- Gases ácidos, incluyendo ácido sulfhídrico ( $H_2S$ ) y el dióxido de carbono ( $CO_2$ ).
- Formación de Hidratos de Gas

La severidad de estos contaminantes ha impuesto la necesidad de desarrollar sistemas de lodo capaces de tolerarlos; principalmente cuando se utilizan los fluidos de perforación en base agua que son mucho más susceptibles a la contaminación que los fluidos base aceite.

Como los cambios de las propiedades físicas y fisicoquímicas del lodo, tales como el aumento de la reología, la tixotropía y del filtrado llegan a ser algunas veces similares con cualquier contaminante químico que esté presente, dichos cambios de las propiedades sólo indican que existe algún contaminante. Será necesario realizar un análisis de los cambios de las propiedades químicas para identificar al contaminante. Por lo tanto, se describirán detalladamente las fuentes, los efectos y las opciones de tratamiento de cada contaminante químico.

### Sección 1.2. Principales Agentes Contaminantes

---

#### 1.2.1 Contaminantes

Para comenzar, podemos decir que 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. Y puesto que al perforar se puede utilizar ya sean lodos base aceite o base agua se puede concluir que lo que en un tipo de fluido de perforación constituye un contaminante, en otro no será necesariamente un contaminante.

Para una discusión más detallada de las reacciones que se pueden llegar a provocar, a continuación y en cada una de las secciones siguientes se definirán algunos conceptos básicos, así como se mencionarán los mecanismos que tiene algunos de los diversos contaminantes de los fluidos de perforación en base aceite y su tratamiento.

#### 1.2.2 Identificación de los Problemas Más Comunes de Contaminación

- *Problema: Contaminación con Agua*

*Síntomas:* Incremento en las propiedades reológicas, reducción en la relación aceite / agua, aumento en el filtrado Alta Temperatura, Alta Presión (ATAP), disminución en la densidad, aumento en el volumen de fluido en las presas, disminución de la salinidad.

- *Problema: Contaminación con Gas CO<sub>2</sub>*

*Síntomas:* Presencia de CO<sub>2</sub>. Aumento en el filtrado Alta Temperatura, Alta Presión (ATAP) y presencia de agua en el filtrado. Disminución de la densidad, aumento de la viscosidad, inestabilidad en la emulsión.

- *Problema: Perforación de Domos Salinos*

*Síntomas:* Presencia de recortes de sal en las temblorinas, incremento de la torsión en la sarta de perforación.

- *Problema: Contaminación de Ácido Sulfhídrico (H<sub>2</sub>S)*

*Síntomas:* Reducción de la alcalinidad (P<sub>OM</sub>), olor fétido, el lodo se vuelve de color negro, la tubería de perforación se vuelve de color negro.

- *Problema: Flujo de Agua*

*Síntomas:* Reducción de la relación A/A (intrusión de agua). Reducción del peso del lodo

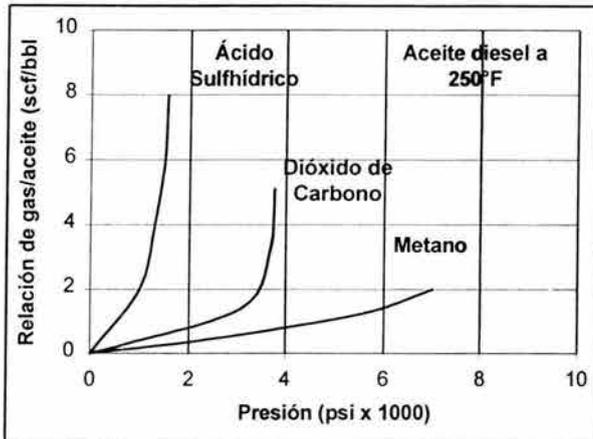
#### 1.2.3 Sólidos Reactivos de Baja Densidad

Los sólidos reactivos de baja densidad son contaminantes comunes en todos los fluidos de perforación, tanto base aceite como base agua. 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 sólidos perforados y los problemas relacionados con su control tienen un mayor impacto sobre el costo del lodo que los otros tipos de contaminación.

#### 1.2.4 Solubilidad en los Gases

El aceite y los fluidos sintéticos son solubles en metano y otros gases encontrados durante la perforación. Tienen una alta solubilidad en gas natural, dióxido de carbono y ácido sulfhídrico, como lo indica la Gráfica 1.2. Esto puede afectar la detección de arremetidas de gas y los procedimientos de control de pozo.

Este gas soluble no empieza a salir de la solución hasta que se reduzca la presión, cuando se hace circular el lodo hacia la superficie en el espacio anular.



Gráfica 1.2: Solubilidad del aceite diesel en gas.

La mayor parte de la expansión de gas ocurre en el último intervalo de 1,000 pies por debajo de la superficie. Por este motivo, se debe prestar atención especial al monitorear los niveles de los tanques cuando se usan estos sistemas o cuando se maneja el influjo de los fluidos del pozo. Es importante poder monitorear y detectar las arremetidas de gas hasta un nivel de aproximadamente 5 bl.

Es crítico que se anticipen las posibilidades de contaminación. Esto incluye gases como el ácido sulfhídrico ( $H_2S$ ) y el dióxido de carbono ( $CO_2$ ), o sales y otros contaminantes. Si se anticipa la contaminación, es preferible usar lodos base aceite porque éstos son menos sensibles a la mayoría de los contaminantes químicos.

### 1.2.5 Desgasificación de la Barita

Aunque la desgasificación de la barita no sea común, el problema puede existir y puede ser demostrado en el laboratorio. Los síntomas de la desgasificación pueden incluir: sedimentación inesperada en un área localizada del pozo, flujo ligero a moderado del pozo y lodo cortado por gas al regresar a la circulación. Bajo condiciones estáticas, los gases licuados en el fondo se vuelven totalmente miscibles en la fase externa o de aceite diesel.

Una intrusión causada por el desbalance de las presiones o la diferencia de densidad puede causar la migración hacia arriba de estos hidrocarburos de baja densidad, mezclando y diluyendo el lodo, y reduciendo la viscosidad. La dilución de estos líquidos puede debilitar suficientemente los esfuerzos de gel hasta el punto de causar la sedimentación de la barita. Está claro que aumentar la densidad del lodo es la única solución para este problema.

### 1.2.6 Contaminación con Cemento

Los efectos de contaminación por cemento se dan de manera diferente al utilizar tanto fluidos de perforación base aceite como base agua; en el caso de los fluidos base agua la contaminación con cemento se refleja en la existencia de un aumento del pH debido a la presencia del hidróxido de calcio  $Ca(OH)_2$ , un incremento en la rapidez y fuerza de gelatinosidad, y en el aumento de la viscosidad y del filtrado.

En cambio, el principal efecto de contaminación por cemento que se presenta cuando se perfora con fluidos base aceite, es el aumento considerable de la viscosidad de la mezcla cemento / aceite provocando diversos problemas de operación.

En el caso del cemento, como es una contaminación que puede ser prevenida, también el pretratamiento puede preverse, especialmente cuando se cementan las tuberías de revestimiento, cuando se inyectan tapones de cemento o cuando la inyección de cemento se realiza a alta presión. Debe tenerse en cuenta que si se perfora el cemento totalmente endurecido la contaminación no es mayor del 5 al 10%, mientras que cuando se perfora al cemento semifraguado, la contaminación puede llegar a ser del orden del 50%.

### 1.2.7 Contaminación con Sal

Las formaciones de sal existen en muchas regiones del mundo que son productoras de petróleo. Estas zonas de sal pueden tener varias formas domos salinos, capas extremadamente gruesas, y mantos o lentes. La química de estas sales puede variar considerablemente, incluso dentro de una sola capa, desde cloruro de sodio puro a mezclas muy complejas de sales de cloruro.

Los tipos principales de sal son:

- Halita (NaCl)
- Silvita (KCl)
- Bischofita ( $MgCl_2 \cdot 6H_2O$ )
- Carnalita ( $KMgCl_3 \cdot 6H_2O$ )
- Polihalita ( $K_2MgCa_2(SO_4)_4 \cdot 2H_2O$ )
- Taquidrita ( $CaCl_2 \cdot MgCl_2 \cdot 12H_2O$ )

Las estructuras de sal también tienen diferencias físicas o mecánicas. La sal es impermeable y deformable. Los domos salinos, y en grado menor las capas extremadamente gruesas, son plásticos y pueden deformarse fácilmente, según la temperatura y la presión de sobrecarga.

Algunas sales son móviles, mientras que otras son fracturadas. Las formaciones de sal suelen contener otros minerales evaporíticos como la anhidrita ( $CaSO_4$ ), el yeso ( $CaSO_4 \cdot 2H_2O$ ), la kieserita ( $MgSO_4 \cdot H_2O$ ), la cal ( $CaCO_3$ ) o la dolomita ( $CaMg(CO_3)_2$ ), relacionados con su estructura. Estos minerales pueden depositarse encima, alrededor o dentro (interestratificados) de la estructura de sal. Estas zonas pueden ser arrecifales, fisuradas o fracturadas. Pueden tener sal en la estructura de poro o contener otros fluidos.

Aunque la perforación de la sal pueda parecer simple, el comportamiento de la sal puede ser complejo. Los fluidos de perforación saturados de recortes de estas formaciones de sales mixtas, tienen una química especialmente compleja que puede ser difícil de entender y controlar. Varios problemas pueden surgir durante la perforación de capas de sal:

- Disolución de la sal, resultando en el ensanchamiento del pozo.
  - Debido a la subsaturación.
  - Debido a la variación química.
  - Debido a las fluctuaciones de las temperaturas.
- Deformación de la sal, reduciendo el diámetro del pozo y causando que se pegue la tubería.
- Control del pozo – flujo de hidrocarburos,  $CO_2$ ,  $H_2S$  o líquidos de salmuera, y pérdida de circulación.

- Recristalización de la sal y otros precipitados, separando los emulsificantes y agentes de humectación de los lodos base aceite y base sintético, y resultando en sólidos humectados por agua.

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.

### 1.2.7.1 Problemas de Flujo Plástico de Sal

Las capas de sal presentan características de flujo plástico, bajo temperaturas y presiones suficientes. Aunque sea difícil correlacionar las magnitudes requeridas para iniciar el flujo plástico de sal, debido a la variedad de ambientes, se ha determinado que una sección de sal tiende a ser más sensible a la temperatura y a la presión que las formaciones adyacentes. Las formaciones de sal son raramente plásticas o problemáticas cuando están ubicadas a profundidades inferiores a 5,000 pies, sometidas a temperaturas inferiores a 200°F (93°C), o cuando tienen menos de 1,000 pies de espesor. En el caso de las capas de sal, a deformación puede ser mucho menos evidente. Cuando se perfora un pozo a través de una sección de sal, el esfuerzo dentro de la sal se disipa y la sal fluye hacia el pozo. Por este motivo, las capas de sal deberían ser perforadas con viajes cortos y ensanchadas con regularidad.

### 1.2.7.2 Recristalización de la Sal

La recristalización resulta de la disminución de la temperatura de una solución supersaturada de sal o de la introducción de una sal más soluble. La sal menos soluble es la primera en recristalizarse. Uno de los problemas de la recristalización es que la masa de pequeños cristales tiene un área superficial enorme, la cual está humectada de forma preferencial y en grado alto por agua, y es difícil de humectar por aceite en los fluidos de emulsión inversa.

En los sistemas base aceite, estas partículas adsorben rápidamente el agente humectante y el emulsificante, causando la inestabilidad del fluido.

El crecimiento de los cristales comienza en un sitio de nucleación. Este sitio puede ser la superficie de un sólido perforado o las superficies de las tuberías de revestimiento o de los equipos de control de sólidos. En muchos casos, la recristalización será más evidente en las temblorinas, donde las mallas serán obturadas y taponadas por sólidos y cristales de sal agregados. Además de la recristalización de la sal en partículas individuales, la sal puede recristalizarse en el fondo del pozo, formando aglomerados masivos. Se han reportado casos en los que las acumulaciones de sal en la zapata de cementación de la tubería de revestimiento eran tan grandes que no se podía sacar la barrena del pozo.

Los sólidos humectados por agua se han acumulado dentro de la tubería de perforación, causando un aumento de la presión del tubo vertical. Esta masa de sal puede ser eliminada mediante baches de barrido con agua dulce. El potencial de este tipo de recristalización puede ser minimizado controlando la cantidad de sólidos en un fluido con un buen programa de control de sólidos.

### 1.2.7.3 Contaminación por Flujo de Agua Salada

Las aguas irreductibles 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 irreductibles 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.

Los indicadores de presencia de magnesio son los siguientes:

1. Reducción rápida del pH.
2. Espesamiento del lodo con adiciones de soda 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, sería:

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

Los términos agua irreductible 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.

Por ejemplo, observar la variación en la relación de cloruros a iones metálicos asociados en sales como:

- NaCl - Halita
- KCl - Silvita
- MgCl<sub>2</sub> - Cloruro de magnesio
- CaCl<sub>2</sub> - Cloruro de calcio
- KMgCl<sub>3</sub> - Carnalita

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.

### 1.2.8 Contaminación por Ácido Sulfhídrico

Uno de los contaminantes de los fluidos de perforación base aceite que se deben tener en cuenta con mucho mayor énfasis, es el ácido sulfhídrico o sulfuro de hidrógeno. Ya que éste es un gas altamente tóxico, incoloro y tan pesado como el aire, encontrado en muchas formaciones y fluidos producidos, tiene olor a huevos podridos.

El ácido sulfhídrico ( $H_2S$ ) puede adormecer rápidamente los sentidos y puede ser mortal incluso a concentraciones bajas. Las medidas apropiadas de seguridad y protección personal deberían ser tomadas cada vez que se sospecha la presencia de ácido sulfhídrico.

Los lodos base aceite y sintético proporcionan una buena protección contra la corrosión producida por el ácido sulfhídrico y la ruptura por absorción de hidrógeno. La fase continua de aceite del lodo no es conductiva y no proporciona electrolitos para el proceso de corrosión. Si el lodo tiene una cantidad adecuada de agentes humectantes, la tubería de perforación será humectada de forma preferencial por el aceite. Sin embargo, si la emulsión se vuelve inestable y el lodo humecta la columna de perforación y la tubería de revestimiento con agua, se perderá la protección contra la corrosión proporcionada por los lodos base aceite.

Los lodos de emulsión que tienen un alto contenido de cal son los mejores para perforar en las formaciones que contienen ácido sulfhídrico. La contaminación de ácido sulfhídrico puede reducir la alcalinidad ( $P_{OM}$ ) y desestabilizar la emulsión de los lodos base aceite. Esto puede causar la humectación por agua de la tubería de perforación, la corrosión producida por el sulfuro y la ruptura por absorción de hidrógeno.

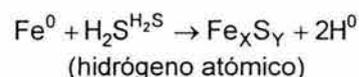
#### 1.2.8.1 Corrosión por Presencia de $H_2S$

El  $H_2S$  es un gas ácido reactivo y corrosivo que puede causar daños graves a los equipos. El gas puede entrar en un sistema de lodo de por lo menos cuatro maneras:

1. Durante la perforación de formaciones que contienen  $H_2S$ .
2. Cuando está presente en el agua o los líquidos de preparación.
3. Mediante la reducción bacteriana de los sulfatos en sulfuros en los lodos base agua.
4. Mediante la degradación térmica de los aditivos del lodo.

El gas se disuelve en la fase acuosa para formar ácido hidrosulfúrico. Este ácido es menos corrosivo que el ácido carbónico pero es muy destructivo y puede causar la fisuración por acción del ácido sulfhídrico bajo tensión de los aceros vulnerables.

La reacción química simplificada de la corrosión por  $H_2S$  se puede escribir de la siguiente manera:

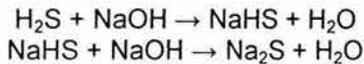


El sulfuro de hierro formado por esta reacción se adhiere fuertemente a las superficies de acero en forma de incrustación de color negro. Picaduras también pueden formarse por debajo de la incrustación y reducir la vida útil de la tubería de perforación, formando la base para la fisuración inicial y la fractura por fatiga.

Los iones hidrógeno producidos por la reacción anterior pueden causar la fractura por fragilidad del metal resultante de la fisuración bajo tensión o de la ruptura por absorción de hidrógeno. El ácido sulfhídrico o sulfuro de hidrógeno es un catalizador o acelerador para el ataque del oxígeno sobre el acero. Los iones hidrógeno (protones) liberados del  $H_2S$  o  $HS^-$  en el proceso de corrosión por sulfuro son tan pequeños que pueden ser fácilmente absorbidos por el acero. Estos iones pueden adquirir un electrón y formar hidrógeno atómico o reaccionar con carburos en el acero para formar acetileno. Cualquiera de estos gases quedará atrapado en los vacíos a lo largo de los contornos del grano. La presión aumenta a medida que el gas se acumula. Cuando esta presión y la carga sobre la tubería exceden la resistencia a la tensión de la tubería, ésta se rompe.

Cuando las temperaturas son mayores que aproximadamente 135°F (57°C), se ha determinado que la fractura por fragilidad disminuye, y puede ser posible usar calidades ligeramente más altas de tubería de revestimiento a esas temperaturas más altas.

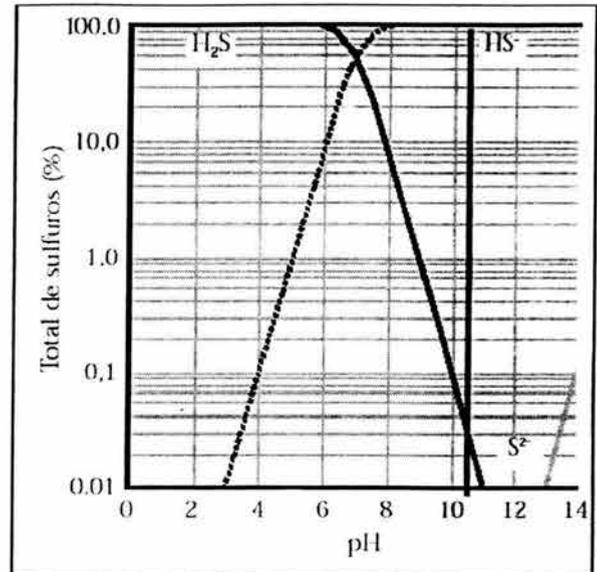
Los datos de solubilidad indican que la solubilidad del H<sub>2</sub>S es aproximadamente 0.1 molal o 0.N (3,400 ppm) a la temperatura y presión ambiente. Cuando se analizan los fluidos de perforación o las aguas de tratamiento, valores ligeramente más altos pueden ser obtenidos, ya que el ácido sulfhídrico reacciona con la soda cáustica en los fluidos de perforación para formar sales alcalinas, bisulfuro de sodio, sulfuro de sodio y agua, de acuerdo con las siguientes ecuaciones:



El ácido sulfhídrico (H<sub>2</sub>S) se neutraliza formando bisulfuro (HS<sup>-</sup>) con un pH más alto, y finalmente sulfuro (S<sup>2-</sup>). Cuando el pH aumenta, el porcentaje de sulfuros totales en forma de sulfuro de hidrógeno disminuye hasta un nivel muy bajo, como lo demuestran la Tabla 1.2 y la Gráfica 2.2.

pH	% S <sup>2-</sup> como H <sub>2</sub> S
5.0	98,000
6.0	90,000
6.5	70,000
7.0	50,000
7.5	25,000
8.0	10,000
9.0	1,000
10.0	0.100
11.0	0.010
12.0	0.001

Tabla 1.2 : Efecto del pH sobre el ácido sulfhídrico.  
(Se usa % S<sup>2-</sup> dividido por 100 en el cálculo del Tren de Gas de Garrett para los sulfuros solubles.)



Gráfica 2.2 : Distribución de sulfuros según el pH.

### 1.2.9 Formación de Hidratos de Gas

Los hidratos de gas constituyen un motivo clave de preocupación para los operadores que perforan en aguas profundas. Los hidratos de gas son una mezcla de gas y agua "parecida al hielo". A la presión atmosférica, el agua dulce se congela a 32°F (0°C). A presiones elevadas, los hidratos de gas se forman a temperaturas moderadas incluso a la temperatura ambiente. Los hidratos de gas existen naturalmente en el permafrost (hielo permanente) ártico y en depósitos del lecho marino en aguas profundas, generalmente a profundidades mayores que 800 pies.

Existen naturalmente en el Golfo de México, a profundidades de sólo 1,750 pies y a una temperatura de 45°F (7.2°C). Un pie cúbico de hidratos de gas puede contener 170 pies<sup>3</sup> de gas natural. Los hidratos de gas de origen natural pueden causar problemas de control de pozo al ser perforados, pero la formación de hidratos de gas en el fluido de perforación presenta un problema más grave de control de pozo en situaciones de aguas profundas.

Los hidratos de gas pueden formarse en lodos de perforación de baja salinidad, en condiciones de presión/ temperatura tan moderadas como 480 psi y 45°F (7.2°C), las cuales se encuentran comúnmente durante el control de amagos en aguas profundas. Durante las situaciones de control de pozo, los hidratos pueden obturar los risers, las líneas de BOP y las líneas de estrangular y matar, afectando el control eficaz del pozo. Aunque los casos reportados de hidratos de gas sean pocos, el riesgo de perder la capacidad de operar correctamente el equipo de BOP siempre está presente. Por este motivo, todos los sistemas de lodo de aguas profundas deben ser formulados para eliminar la formación de hidratos de gas.

El aumento de la salinidad de los lodos base agua es el método que se suele usar para eliminar los hidratos. El sistema estándar de lodo base agua para aguas profundas usa 20% en peso de sal para inhibir los hidratos de gas. Al aumentar la salinidad de un sistema de lodo base agua, se reduce la temperatura a la cual los hidratos de gas pueden formarse a una presión determinada. La cantidad de sal requerida depende de las presión hidrostática y de la presión estática del pozo cerrado, así como de la temperatura del fondo oceánico.

Los lodos con veinte por ciento de gas no son suficientes para la perforación en aguas ultra profundas o árticas. A presiones más altas y temperaturas más frías, se recomienda usar una combinación de sal y glicerol o glicol soluble en agua, para mejorar la inhibición.

Los sistemas de aceite diesel, aceite mineral y sintético proporcionan una excelente eliminación de hidratos. Esta inhibición resulta de la cantidad limitada de agua que contienen y del hecho que la fase acuosa suele tener una alta concentración (>25% en peso) de cloruro de calcio. El gas natural, el CO<sub>2</sub> y el H<sub>2</sub>S son muy solubles en aceite diesel, aceite mineral y fluidos sintéticos.

En realidad, esta solubilidad aumenta el área de contacto con la fase emulsionada de la salmuera y aceleraría la formación de hidratos de gas, si no fuera por la salinidad elevada. La solubilidad del gas y su efecto sobre la detección de amagos y el control de pozo deberían ser considerados para todos los pozos en aguas profundas. Estos sistemas son atractivos para la perforación en aguas profundas, porque también proporcionan excelentes características de inhibición de lutitas y lubricidad. Estos sistemas son costosos y no se recomiendan para zonas que tienen altas probabilidades de pérdida de circulación.

### Sección 2.2. Tratamientos para Evitar y Corregir la Contaminación

#### 2.2.1 Cementación con Lodos Base Aceite

La cementación en lodos base aceite y sintético requiere el uso de fluidos espaciadores especialmente diseñados para impedir la mezcla del cemento con el lodo base aceite o sintético.

Estos espaciadores están diseñados para ser compatibles con el cemento y el lodo, mientras proporcionan otras funciones necesarias para la cementación. Además de obtener un buen desplazamiento de los lodos base aceite o sintético, los espaciadores también deben contener agentes tensoactivos que harán que las superficies humectadas por aceite o sintético regresen a un estado de humectación por agua para que se pueda lograr una buena adherencia del cemento. La mayoría de las compañías de cemento proporcionarán sus propios espaciadores para este propósito.

Las mezclas de lodo base aceite o sintético y cemento pueden formar una masa viscosa que no puede ser bombeada, resultando en la canalización del cemento, la pérdida de circulación y la adherencia incompleta del cemento. Además, un lodo base aceite o sintético humectará la tubería de revestimiento y el pozo, causando la adherencia incompleta del cemento.

El uso de espaciadores especialmente diseñados no sólo elimina el problema relacionado con la mezcla, sino también puede efectuar un cambio en la humectabilidad de la tubería de revestimiento y del pozo.

La humectación por agua de la tubería de revestimiento y del pozo producirá la adherencia correcta del cemento. Si espaciadores especialmente diseñados no están disponibles, será necesario usar múltiples espaciadores.

Éstos constan de agua y aceite o fluido sintético colocados de manera que estén en contacto con el fluido con el que son compatibles (cemento/ agua, aceite diesel /lodo, fluido sintético/ lodo).

Se recomienda usar espaciadores especialmente diseñados cada vez que sea posible, debido a las ventajas adicionales ofrecidas por estos espaciadores. La formulación de los espaciadores es muy variable. La formulación usada depende de las preferencias de la persona que está especificando o diseñando el espaciador y la cementación. Sin embargo, todos los diseños de espaciadores tienen una filosofía o técnica en común – El fluido que se está desplazando debería ser lo más ligero posible mientras que el fluido usado para realizar el desplazamiento debería ser lo más denso posible. Este enfoque favorece la dilución del fluido en el pozo para que no se canalice, facilita la eliminación del enjarre y genera una acción "tipo pistoneo" del fluido desplazador para forzar el fluido desplazado fuera del pozo de la manera más eficaz posible.

#### 2.2.2 Sistemas de Emulsión Inversa para Perforar Sal

Los lodos base aceite o sintético también pueden ser usados para perforar las capas de sal. La capacidad de humectación por aceite y el contenido más bajo de agua reducen la disolución de sal y controlan el ensanchamiento del pozo, pero las sales seguirán disolviéndose en la fase acuosa, manteniéndola saturada. Varias reacciones pueden producirse debido al exceso de concentración de cal y al alto contenido de cloruros. Las reacciones pueden ser imprevisibles y varían según la composición de la sal y la temperatura.

Estos sistemas pueden ser formulados con una variedad de sales en la fase acuosa, como alternativa al cloruro de calcio. Los sistemas con una fase interna de cloruro de calcio o cloruro de magnesio han sido usados con éxito. Aunque se prefiera usar sistemas base aceite para perforar la sal, de manera que se pueda mantener un pozo de calibre uniforme, en realidad las sales pueden ser más perjudiciales para los lodos de emulsión inversa que para los lodos base agua.

Los aspectos más dañinos son la recristalización de la sal y la precipitación de hidróxido de magnesio. Ambas reacciones producen partículas extremadamente finas que tienen un área superficial enorme. Esto puede causar el agotamiento rápido de los emulsificantes y agentes de humectación por aceite. El consumo de los emulsificantes y agentes de humectación por aceite puede causar la humectación por agua de los sólidos.

La humectación por agua es más evidente por el aspecto granuloso, no brillante, y la remoción de los sólidos humectados por agua (barita) en la temblorina. Varias pruebas pueden ser usadas para anticipar un problema de humectación por agua, incluyendo la prueba de densificación y la prueba con frasco de vidrio. Los tratamientos para evitar la inestabilidad del lodo en los lodos base aceite incluyen la adición de agua para disolver los precipitados y un número considerablemente más alto de tratamientos diarios con emulsificante y agente de humectación. La saturación total debería evitarse; para el cloruro de calcio, esto es aproximadamente 38% en peso. La adición de agua es especialmente importante para pozos de Alta Temperatura, Alta Presión (ATAP) donde las temperaturas elevadas de la línea de flujo causan la evaporación del agua, produciendo la saturación y precipitación de cristales de sal.

### 2.2.2.1 Tratamiento de Fluidos de Emulsión Inversa durante la Perforación de la Sal

Es muy conveniente pretratar un sistema de emulsión inversa para la perforación de la sal, especialmente para las sales de calcio / magnesio muy solubles. Las pautas proporcionadas a continuación pueden ayudar a mantener la estabilidad del fluido durante la perforación de la sal con un sistema de emulsión inversa.

1. Mantener un relación aceite: agua alta para reducir el impacto de la contaminación potencial del sistema por agua o salmuera y minimizar el volumen de fase acuosa disponible para disolver la sal.

2. Monitorear la composición de sal de la fase acuosa del lodo para evitar su supersaturación por uno de los cationes monovalentes. Para las formaciones de halita. Si la concentración de cloruro de sodio de la fase interna aumenta, podría ser necesario tratar antes el lodo con

emulsificante y agente de humectación, luego añadiendo agua y posiblemente cloruro de calcio al sistema. No se debe añadir agua o sal seca a un sistema que presenta características de filtrado o inestabilidad de la emulsión.

3. Manejar la reología a niveles aceptables más bajos, para minimizar cualquier aumento de viscosidad que puede ser causado por un influjo de salmuera.

4. En condiciones "normales" de perforación, monitorear el filtrado Alta Temperatura, Alta Presión (ATAP) y la Estabilidad Eléctrica de la Emulsión. Se pueden usar estos valores como guía para determinar los tratamientos diarios con emulsificante, los cuales deben estar comprendidos entre 0.25 y 0.5 lb/bl (0.7 – 1.4 Kg/m<sup>3</sup>) para cada emulsificante. Antes de perforación la formación de sal, el lodo debe ser tratado con 1.0 lb/bl (2.9 Kg/m<sup>3</sup>) de emulsificante y agente de humectación. Determinar el filtrado ATAP a dos temperaturas (por ejemplo, 300°F y 250°F). Los resultados de la prueba a la temperatura más alta proporcionarán una primera indicación de cualquier debilitamiento de la emulsión.

5. Verificar con regularidad la Alta Temperatura, Alta Presión de la "línea de flujo", el contenido de sal y la Estabilidad Eléctrica de la emulsión. Estas propiedades proporcionarán una primera indicación de los problemas del lodo.

Los contenidos de sal medidos son esenciales, ya que los sólidos humectados por agua serán puestos de manifiesto por un alto contenido de arena, debido a la agregación de los sólidos (incluyendo la barita) en partículas del tamaño de arena. Si el contenido de arena aumenta considerablemente con respecto al nivel de base, entonces puede haber un problema con el lodo. Esto se debe averiguar corriente arriba de las temblorinas, si no será necesario filtrar las partículas de mayor tamaño humectadas por agua.

6. La perforación de formaciones de sal puede causar indicaciones erráticas de la Estabilidad Eléctrica. Monitorear la estabilidad de la emulsión usando los resultados de Alta Temperatura, Alta Presión.

7. Medir el contenido de magnesio, calcio y exceso de cal. El contenido efectivo de  $Mg^{2+}$  en el lodo puede permanecer constante, ya que  $Mg(OH)_2$  se precipitará y será extraído del sistema por las temblorinas, resultando en bajos contenidos de  $Mg^{2+}$ . Durante la perforación, el influjo de sales de magnesio será indicado por las variaciones descritas a continuación:

- Marcada disminución del contenido de cal.
- Aumento de la Viscosidad Plástica (VP).
- Disminución de la relación aceite: agua.
- Disminución de Alta Temperatura, Alta Presión (debido al taponamiento del papel filtro por  $Mg(OH)_2$ ).

8. Si el  $H_2S$  es un posible peligro, un secuestrante de sulfuros a base de zinc, como óxido de zinc o carbonato de zinc, debe ser mantenido en las existencias como producto de emergencia en caso de influjo. Medir con regularidad la concentración de sulfuro usando el Tren de Gas de Garrett.

9. Mantener un exceso de cal entre 3 y 5 lb/bl (8.6 – 14.3  $Kg/m^3$ ).

10. Para asegurar una humectación por aceite adecuada cuando se agrega barita al sistema, la concentración de emulsificantes/ agentes de humectación debe ser aumentada.

11. Para anticipar la inestabilidad potencial del lodo durante cualquier aumento del peso del lodo, una prueba piloto de tolerancia de la densificación debería ser realizada antes de perforar, y con regularidad durante la perforación de la sal.

### 2.2.3 Tratamiento Químico del Lodo por Contaminación de $H_2S$

La contaminación del ácido sulfhídrico cambia las propiedades del lodo por lo cual requerirán tratamientos diferentes en muchos aspectos así como en otros gases encontrados durante las operaciones de perforación. El mejor método de tratamiento será mantener alta la alcalinidad del lodo, contrarrestando una reacción rápida, protegiendo así al personal y a la tubería.

Además de formar jabones de calcio que son esenciales para obtener una emulsión estable en los lodos convencionales base aceite, la cal reacciona con el ácido sulfhídrico para formar sulfuro de calcio y convertir el gas de sulfuro de hidrógeno en sulfuros solubles. Aunque sea esencial para perforar sin peligro las zonas que contienen ácido sulfhídrico, la cal no hace que los sulfuros sean totalmente inertes. Un secuestrador a base de zinc como el óxido de zinc debería ser usado para precipitar los sulfuros como sulfuro de zinc. La cal, el óxido de zinc y un peso adecuado del lodo constituyen los elementos de base para perforar sin peligro las zonas que contienen ácido sulfhídrico. Estas precauciones aún pueden ser anegadas por una gran "burbuja" o una arremetida de ácido sulfhídrico.

Es sumamente importante que se mantenga un pH alto para limitar los efectos de los problemas de  $H_2S$  causados en los fluidos de perforación, porque la reacción de neutralización es reversible. Cuando se trata el  $H_2S$  con soda cáustica, cal o potasa cáustica para aumentar el pH, una parte del gas ácido solubilizado se convierte en sulfuros solubles.

Si no se mantiene el pH mediante tratamientos continuos, o si se encuentra algún influjo de gas ácido (ya sea más  $H_2S$  o algo de  $CO_2$ ), el pH disminuirá. Cuando el pH disminuye, los sulfuros solubles se convierten de nuevo en  $H_2S$ .

La química del ácido sulfhídrico es bastante compleja. Los sulfuros reaccionan para formar compuestos que no guardan ninguna relación con las relaciones estequiométricas y las reacciones químicas simples.

El factor más importante que se debe tomar en cuenta es que el  $H_2S$ , al entrar en un lodo alcalino, reacciona para formar un sulfuro alcalino, generalmente sulfuro de sodio. Aunque un pH alto impida que el  $H_2S$  cause problemas en ciertas condiciones, no elimina el  $H_2S$  del fluido y cualquier disminución del pH puede crear una situación muy peligrosa. El método preferido para tratar el ácido sulfhídrico o los sulfuros solubles es con un producto que contiene zinc, tal como óxido de zinc. Este producto precipita el sulfuro como sulfuro de zinc insoluble ( $ZnS$ ). En condiciones normales y con un pH alcalino, este precipitado insoluble no se transforma en ácido hidrosulfúrico o ácido sulfhídrico.

## Capítulo II. Contaminaciones de los Fluidos Base Aceite y sus Tratamientos

---

OBSERVACIÓN: Cuando se perforan zonas de ácido sulfhídrico, ningún producto o sistema de fluido de perforación puede reemplazar de manera aceptable el entrenamiento, la preparación y las precauciones tomadas por todo el personal que participa en la operación de perforación.

### 2.2.3.1 Detección y Pruebas a Realizar por Presencia de $H_2S$

Cuando se encuentra ácido sulfhídrico, el lodo puede requerir grandes adiciones de cal, emulsificante y agentes humectantes para estabilizar sus propiedades. El lodo debería ser controlado para detectar cualquier indicación de humectación por agua. El ácido sulfhídrico puede volver el lodo de color negro. Puede ser detectado por su olor a huevos podridos y mediante el uso de detectores.

La alcalinidad ( $P_{OM}$ ) disminuirá, pero esto puede indicar tanto la contaminación de dióxido de carbono ( $CO_2$ ) como la contaminación de ácido sulfhídrico ( $H_2S$ ). La estabilidad eléctrica y la reología pueden disminuir.

El tren de gas de Garrett modificado representa el método de prueba más confiable para determinar si un lodo base aceite o sintético está contaminado con ácido sulfhídrico. El procedimiento para esta prueba está descrito en el capítulo sobre Pruebas de Laboratorio para Fluidos Base Aceite. Cuando se anticipa la presencia de ácido sulfhídrico, el gas de fondo, de las conexiones y de los viajes realizados durante la perforación debería ser probado con el tren de gas de Garrett modificado, además de los controles de lodo programados con regularidad.

## Capítulo II. Contaminaciones de los Fluidos Base Aceite y sus Tratamientos

### 2.2.4 Soluciones Comunes a los Problemas de Contaminación de los Fluidos Base Aceite

Problema	Síntomas	Tratamiento
Contaminación con Agua	Incremento en las propiedades reológicas, reducción en la relación aceite/ agua, aumento en el filtrado Alta Temperatura, Alta Presión (ATAP), disminución en la densidad, aumento en el volumen de fluido en las presas, disminución de la salinidad.	Añadir dispersantes. Ajustar la relación aceite/ agua y añadir el resto de aditivos. Ajustar salinidad.
Contaminación con Gas CO <sub>2</sub>	Presencia de CO <sub>2</sub> . Aumento en el filtrado Alta Temperatura, Alta Presión (ATAP) y presencia de agua en el filtrado. Disminución de la densidad, aumento de la viscosidad, inestabilidad en la emulsión.	Utilizar el desgasificador. Agregar reactivos para controlar la contaminación de CO <sub>2</sub> . Aumentar la agitación y densidad.
Perforación de Domos Salinos	Presencia de recortes de sal en las temblorinas, incremento de la torsión en la sarta de perforación.	Aumentar la densidad y la salinidad.
Contaminación de Ácido sulfhídrico (H <sub>2</sub> S)	Reducción de la alcalinidad (P <sub>OM</sub> ), olor fétido, el lodo toma una coloración negra u oscura, la tubería de perforación toma una coloración negra u oscura.	Aumentar el peso del lodo, añadir cal, añadir el emulsificante primario y agente humectante, añadir el secuestrante de ácido sulfhídrico a base de zinc, óxido de zinc.
Flujo de Agua	Reducción de la relación A/A (intrusión de agua). Reducción del peso del lodo	Aumentar el peso del lodo. Añadir el emulsificante primario y agente humectante. Añadir cal (sistema convencional). Añadir aceite para ajustar la relación A/A. Añadir sal para ajustar la salinidad de la salmuera.
Desgasificación de la Barita	Dilución del lodo, reducción de la viscosidad y fuerza de gel, asentamiento de la barita	Aumentar la densidad del lodo

Tabla 2.2: Soluciones Comunes a los Problemas de Contaminación de los Fluidos Base Aceite

# **Capítulo III. Estabilidad de la Lutita en Fluidos Base Aceite**

---

*Introducción*

*Sección 1.3. Arcillas Comúnmente Encontradas al Estar Perforando*

*Sección 2.3. Interacciones Químicas y Físicas con el Fluido de Perforación*

*Sección 3.3. Propiedades y Factores Generales que Afectan la Estabilidad de las Paredes del  
Pozo en Lutitas Inestables*

*Sección 4.3. Técnicas para la Estabilización de las Lutitas Inestables*

*Sección 5.3. Uso y Aplicación de Fluidos Base Aceite en Lutitas Inestables*

### Introducción

Mantener un pozo estable es uno de los principales retos al perforar un pozo. Los estudios indican que los sucesos imprevistos relacionados con la inestabilidad del pozo representan más del 10% de los costos del pozo.

Prevenir la inestabilidad de las zonas con lutitas es muy importante para cada fase de las operaciones de la perforación, desde los esfuerzos de investigación y desarrollo hasta la implementación en el campo por el ingeniero de fluidos de perforación.

La inestabilidad del pozo es causada por un cambio radical del esfuerzo mecánico y de los ambientes químicos y físicos durante la perforación, exponiendo la formación al lodo de perforación. Tal inestabilidad del pozo suele ser indicada por lutitas derrumbables, resultando en ensanchamiento del pozo, puentes y relleno. Las consecuencias más comunes son la pegadura de la tubería, desviaciones del pozo, dificultades relacionadas con los registros y su interpretación, dificultades en la recuperación de núcleos laterales, dificultades al meter la tubería de revestimiento, cementaciones de mala calidad, y la pérdida de circulación.

Todas éstas resultan en mayores costos, la posibilidad de perder parte del pozo o el pozo completo, o una producción diferida.

Dentro de las principales causas de la inestabilidad del pozo se encuentran las siguientes :

- Esfuerzo mecánico.
- Fractura causada por la tensión – fracturamiento y pérdida de circulación
- Fractura causada por la compresión – fisuración y colapso o flujo plástico.
- Abrasión e impacto.
- Interacciones químicas con el fluido de perforación.

- Hidratación, hinchamiento y dispersión de la lutita.
- Disolución de formaciones solubles.
- Interacciones físicas con el fluido de perforación.
- Erosión
- Humectación a lo largo de fracturas preexistentes (lutita frágil).
- Invasión de fluido – transmisión de presión.

Es de suma importancia que los ingenieros de fluidos de perforación entiendan el concepto de la inestabilidad de la lutita y del pozo para poder evaluar una situación con habilidad y poder poner en práctica un plan de medidas preventivas o correctivas. Se requiere de un enfoque sistemático que integre varias disciplinas para evaluar y remediar la inestabilidad del pozo. Es decir que la pericia de un ingeniero de fluidos no se limita a los fluidos de perforación.

Se requiere de un buen conocimiento práctico de todos los aspectos de la operación, así como antecedentes básicos en mecánica y geofísica, y química de agua y arcillas. Varias causas posibles deben ser evaluadas para resolver la inestabilidad del pozo.

El presente capítulo desarrollará solamente las causas de inestabilidad provocadas por las interacciones químicas y físicas con los fluidos de perforación en base aceite y las formaciones de lutita; no sin dejar en claro que todas las causas de inestabilidad de un pozo se deberán tomar en cuenta para un análisis y evaluación de todas las condiciones interrelacionadas, siendo de este modo posible determinar el modo de falla más probable y aplicar una respuesta apropiada para resolver o tolerar la inestabilidad. Con frecuencia, no hay ninguna solución simple y económica. En estos casos, se debe usar una combinación de buenas prácticas de perforación, el sistema de lodo "aceptable" más inhibidor y remedios sintomáticos para terminar el pozo.

### Sección 1.3. Arcillas Comúnmente Encontradas al Estar Perforando

Aparte de las arcillas que se usan en los fluidos de perforación al agregarse desde la superficie como la barita y la bentonita; existen otras arcillas minerales que se encuentran durante la perforación, y que se agregan al fluido de perforación de manera natural, presentándose principalmente en las lutitas.

#### 1.3.1. Iilitas

Las iilitas son arcillas no expandibles de tres capas las cuales se distinguen de la montmorillonita principalmente por la ausencia de intercapas que se ensanchan al contacto con el agua. En la iilita uno de los cuatro átomos de sílice en la hoja tetraédrica es sustituido por un átomo de aluminio, y la carga positiva deficiente es satisfecha por un ión de potasio en la superficie de la capa.

#### 1.3.2. Kaolinitas

Las unidades básicas de la kaolinita están ligadas compactamente por hidrógeno, esta liga evita la expansión de la arcilla al excluir la penetración del agua en el enrejado.

Los miembros del grupo de la kaolinita forman una arcilla de dos capas. El principal miembro del grupo de la kaolinita está compuesto de una hoja tetraédrica de sílice y una octaédrica de aluminio. La distribución de cargas entre las hojas tetraédrica y octaédrica está balanceada y existe una sustitución mínima de iones entre el enrejado, por esta razón la capacidad de intercambio de cationes es relativamente bajo variando de 3 – 15 meq/100 gr.

#### 1.3.3. Cloritas

Las cloritas son un grupo de arcillas minerales las cuales estructuralmente se asemejan a una arcilla de tres capas (Ver Fig.1.3). En estos minerales la compensación de la carga de cationes entre las capas de las unidades del tipo montmorillonita, son reemplazados por una hoja octaédrica de hidróxido de magnesio. Debido a algunas sustituciones de magnesio por aluminio en la hoja de hidróxido de magnesio esta hoja tiene una carga positiva, esto es debido a que la capacidad

de intercambio catiónico es muy baja entre 10 y 40 meq/100 gr.

La carga positiva de las capas de hidróxido de magnesio aparentemente compensa la carga negativa de la unidad de capas.

#### 1.3.4. Arcillas de Capas Mezcladas

Muchas arcillas están compuestas de más de una arcilla mineral las cuales pueden estar mezcladas de diferente manera. Estas estructuras de capas mezcladas, son una consecuencia del efecto de la composición de las hojas en diferentes capas de arcillas minerales.

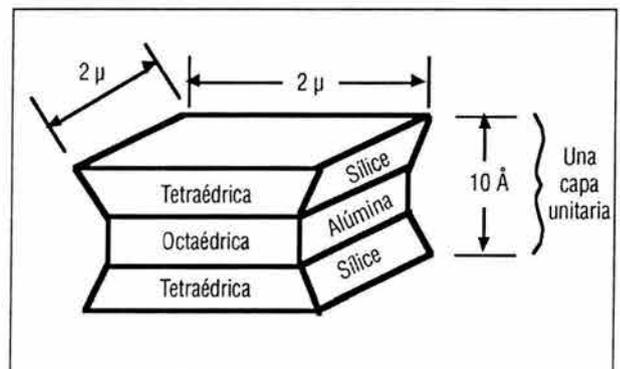


Figura 1.3: Arcillas de Tres Capas.

#### 1.3.5. Lutitas

Son rocas de grano fino encontradas al estar perforando un pozo. Estas lutitas arcillosas en la mayoría de las ocasiones presentan problemas debido a la hidratación o dispersión al agregarse en forma natural al fluido de perforación.

La lutita es la roca sedimentaria clástica que se compone principalmente de partículas que están incluidas en la clase de tamaño de arcilla (tamaño medio inferior a 4 micrones). Para entender la naturaleza de los sedimentos de arcilla y la lutita, es importante comprender que el término "arcilla" tiene dos definiciones. Una definición de la arcilla es una clase de tamaño de partículas sedimentarias. La otra definición se refiere a una clase de minerales conocidos como minerales arcillosos.

Como regla general, los minerales arcillosos son partículas que caen dentro de la clase de tamaño de arcilla, pero otros minerales no arcillosos – tal como el cuarzo y el feldespato – también pueden estar presentes en partículas lo suficientemente pequeñas para ser clasificados como arcilla, desde el punto de vista de la granulometría. La arcilla es un sedimento, y la lutita es una roca compuesta de partículas de tamaño de arcilla.

En la perforación pozos petroleros, la mayoría, pero no todas las formaciones de arcilla o lutita perforadas se sedimentaron en una cuenca marina. Las partículas que componen la lutita o arcilla se erosionaron inicialmente a partir de una masa terrestre y fueron transportadas hacia la cuenca marina por ríos. La naturaleza y la composición de las partículas que entran en la cuenca sedimentaria dependen en cierta medida de la composición de la roca y de los suelos erosionados en la masa terrestre que sirven de fuente para el sedimento. La variabilidad del terreno en esas fuentes es una de las razones por las cuales las lutitas pueden diferir entre las distintas cuencas sedimentarias.

La lutita, la arenisca y la caliza constituyen la inmensa mayoría de las rocas sedimentarias, ya que un porcentaje muy pequeño se compone de otros tipos de rocas. En la mayoría de las cuencas de petróleo y gas, la lutita constituye 50 a 75% de las rocas perforadas. La Tabla 1.3 indica el porcentaje aproximado de lutita, arenisca y caliza en varias regiones según el manual de Amoco TRUE.

Cuenca	Lutita (%)	Arenisca (%)	Caliza (%)
Golfo de México	60	30	10
Cuenca Pérmica	10	30	60
Trinidad	50	50	—

Tabla 1.3: Distribución relativa de los tipos de rocas para varias áreas (según el manual Amoco TRUE).

#### 1.3.5.1. Clasificación y Características de las Lutitas

Lutita Blanda (dúctil):

- Generalmente presente a niveles poco profundos (~10,000 pies) (~3,048 m.).
- Blanda y dúctil debido a una porosidad alta (15 –60%) y un alto contenido de agua (25 – 70%).
- Presión de fractura aproximadamente igual a la presión de inyección. Textura dúctil permite que las fracturas de la formación se cierren recobrando su resistencia original.
- Prueba de Azul de Metileno (MBT) 20 – 40 (meq/100 g).
- Arcillas esmectita + illita.
- Relacionada con pistoneo, pérdida de circulación, socavamiento y empaquetamiento del pozo.

Lutita Dura (frágil):

- Generalmente presente a mayores profundidades (>10,000 pies) (>3,048 m.).
- Dura y frágil debido a una porosidad baja (4 – 15%) y a un bajo contenido de agua (3 – 10%).
- Presión de fractura superior a la presión de inyección
- MBT 3 – 10 (meq/100 g).
- Arcillas illita, kaolinita y clorita.
- Textura frágil impide que las fracturas de la formación se cierren. Relacionada con empaquetamiento/ puenteo del pozo.

### Sección 2.3. Interacciones Químicas y Físicas con el Fluido de Perforación

---

#### 2.3.1. Sensibilidad de la Lutita al Agua

La inestabilidad y el ensanchamiento del pozo también son afectados por la química del fluido de perforación, y en más proporción cuando se trata de un fluido base agua y su efecto sobre la lutita. Numerosos sistemas de clasificación han sido creados para tratar de clasificar las lutitas de acuerdo con su reactividad. Estos sistemas suelen atribuir una letra o un número a cada categoría de lutita de acuerdo con su reactividad. La mayoría de las veces, las lutitas sensibles al agua o hidratables contienen altas concentraciones de arcilla montmorillonita. Por lo tanto, los sistemas de clasificación suelen usar el contenido de montmorillonita como medida principal de la reactividad con los lodos base agua. Otras medidas útiles son la Capacidad de Intercambio Catiónico (CIC), el contenido total de arcilla, el contenido de agua, la superficie y la dureza. Incluso las lutitas que contienen arcillas que se hidratan menos como las lutitas de tipo illita, clorita o kaolinita son afectadas en cierta medida por la interacción con la química del lodo base agua. Generalmente no usa un solo sistema de clasificación de lutitas, porque ningún sistema en particular ha demostrado ser aplicable universalmente en todas las regiones del mundo.

La hidratación por el agua es una de las causas más importantes de la inestabilidad del pozo. La hidratación puede ocurrir de dos maneras en las lutitas sensibles al agua:

- Adsorción Superficial
- Adsorción Osmótica

La hidratación superficial ocurre cuando un pequeño volumen de agua se adsorbe fuertemente en las superficies planas de las arcillas, lo cual causa poco ablandamiento o hinchamiento, pero puede producir esfuerzos excesivos si el hinchamiento está confinado.

El hinchamiento osmótico ocurre cuando un gran volumen de agua débilmente retenida es atraído por las superficies de arcilla por las fuerzas electrostáticas. También causa el ablandamiento y un hinchamiento considerable, a medida que las capas de arcilla adyacentes hidratan el agua y se expanden. El hinchamiento osmótico no genera esfuerzos excesivos, incluso cuando está confinado, y puede ser reducido considerablemente si se usa un lodo salado de baja actividad.

Las lutitas que contienen montmorillonita pueden adsorber agua del fluido de perforación e hidratarse o dispersarse. La fractura se produce generalmente mediante la constricción del pozo a partir de una zona hinchada ablandada o mediante la fisuración de fragmentos relativamente firmes. La adsorción e hidratación osmótica ablandará e hincharán el pozo expuesto en las lutitas blandas y dispersables, causando un pozo reducido y aumentando el potencial de dispersión. La fractura por fragilidad de fragmentos relativamente firmes ocurre con fluidos saturados de sal en lutitas blandas y dispersables, y otras lutitas "frágiles", más rígidas y más antiguas, en lodos base agua no saturados. En las lutitas más antiguas y más rígidas, la hidratación superficial produce un aumento del esfuerzo cerca del pozo (debido al esfuerzo interno del hinchamiento confinado), causando derrumbes y desprendimientos firmes, frágiles y angulares.

Parece ser que el agua penetra en estas lutitas a través de líneas de fractura preexistentes parcialmente cementadas. Esto resulta en un gran esfuerzo interno producido por el hinchamiento superficial, causando la fractura de la roca a lo largo de las líneas de fractura.

Las pruebas de permeabilidad indican que las lutitas son relativamente impermeables. Los iones entran en las lutitas para causar la deshidratación o la hidratación mediante acción capilar, ósmosis o invasión de los planos de estratificación. Por lo tanto, la alteración es producida por una transferencia de agua del lodo dentro de la lutita o del agua de la lutita dentro del lodo. La lutita se vuelve inestable cuando es alterada de cualquier manera, ya sea por hidratación o deshidratación. Es importante impedir la transferencia de agua entre el fluido de perforación y la lutita que puede causar la alteración de la lutita. Esto se puede lograr balanceando la actividad (concentración iónica) del lodo con la actividad de la lutita.

#### 2.3.2. Mecanismos de Hidratación y Estabilización de las Lutitas

La lutita es una roca de grano fino sumamente compacta, esta compuesta de diferentes minerales como el cuarzo, feldespato, dolomita, calcita, siderita y yeso; que constituyen su fracción inerte y contribuye a la inestabilidad mecánica de la lutita. Otros minerales encontrados son la kaolinita, illita, clorita, montmorillonita y mezclas de capas de arcillas, que constituye la fracción reactiva de las lutitas, las que contribuyen a la hidratación.

El mecanismo de hidratación es debido principalmente a la adsorción de moléculas polares (como el agua) o iones (como el sodio) en arcillas que no se encuentran consolidadas, produciendo cambios en su densidad, reducción de fuerza de confinamiento y alteraciones en su resistencia eléctrica.

#### 2.3.3. Fenómeno de Adsorción

La "Adsorción" se define como la ordenación que toman las moléculas de agua cuando son recogidas por la arcilla en su parte superficial, resultando el fenómeno de "rigidez y capturamiento del agua".

La degradación de la captura depende del grado total de hidratación, el cual es representado por una adsorción isotérmica. Siendo dipolar el agua,

es fácilmente adsorbida dentro de la arcilla arreglándose de tal manera que producirá fracturas internas con resultados tales como el desmoronamiento de la misma.

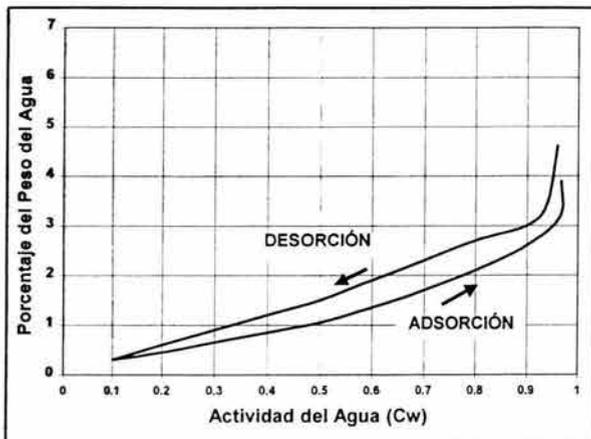
Los fenómenos de adsorción son muy lentos ya que los problemas resultantes pueden ocurrir en días o meses después de que la roca es expuesta.

#### 2.3.4. Propiedades de Adsorción de la Lutita

El potencial de hidratación de las lutitas arcillosas puede ser determinado por pruebas de adsorción. Un método para definir la naturaleza total de adsorción de una lutita es desarrollando una prueba del fenómeno de adsorción o de desorción isotérmica el cual nos señalará la actividad del agua y la humedad en la roca. La actividad del agua es definida como la relación de vapor que forma el agua presionada al encontrarse en equilibrio con la lutita a una misma temperatura.

La adsorción isotérmica es obtenida mediante una prueba de adsorción que se realiza para diferentes tipos de lutitas con diferentes grados de humedad; después que el equilibrio ha sido establecido, las muestras son analizadas para determinar su contenido de agua. Las pruebas de presión son hechas con una muestra de lutita, separándola en tamaños diferentes y secándola a una temperatura de 220°F en un horno durante 12 horas, después la lutita se coloca en un desecador. La humedad es mantenida constante con el desecador con soluciones de sal saturada. Cuando las muestras secas son pasadas aun desecador con humedad controlada, las muestras comienzan a adsorber agua obteniéndose un incremento en peso de cada una de ellas. Cada muestra es analizada diariamente y cuando el equilibrio se encuentra (es decir cuando la ganancia en peso no es observada por más de 24 horas), la muestra es apartada, pesada y el porcentaje en peso del agua adsorbida es calculada. Los datos son tabulados y puestos en una gráfica llamada curva de adsorción – desorción (hidratación y deshidratación, ver Gráfica 1.3).

### Capítulo III. Estabilidad de la Lutita en Fluidos Base Aceite



Gráfica 1.3: Adsorción - Desorción Isotérmica en una Muestra de Lutita

La actividad del agua se podrá determinar dividiendo la presión de vapor de la formación entre la presión de vapor del agua pura. Es posible determinar la condición de adsorción de una lutita si el estado de humedad se conoce (esto es, el porcentaje del peso del agua).

#### 2.3.5. Efectos de la Densidad.

El cambio de la densidad de la lutita debido a la alteración de su estructura es aproximadamente un 30% para lodos base agua. El agua es adsorbida por la lutita por lo cual se hincha, incrementando su volumen de la roca y la densidad total de la misma.

Si la densidad del grano y el porcentaje del peso de agua se conocen, la densidad de la lutita puede ser calculada con la siguiente ecuación:

$$\rho_{lutita} = \frac{\rho_{grano}}{\left(1 + (\rho_{grano} - 1) \left(\frac{\% \text{ peso de agua}}{100}\right)\right)}$$

Ecuación 1.2

donde:

$\rho_{lutita}$  = Densidad de la lutita

$\rho_{grano}$  = Densidad del grano

Los resultados muestran que la densidad de la lutita depende completamente del tiempo de exposición con el fluido. Con la medida de la densidad de la lutita se podrá obtener la detección

de presiones anormales que pueden eliminarse si la hidratación se compensa o se elimina.

#### 2.3.6. Teoría Sobre las Fuerzas de Hidratación

Si las rocas arcillosas adsorben agua y no se encuentran libres para expandirse, la roca tenderá a fracturarse, lo cual es producto de las fuerzas internas generadas. En operaciones de perforación estas fuerzas se incrementan originando derrumbe y reducción del diámetro del agujero. En el caso de la hidratación total de la lutita, esta se expande reduciendo el espacio anular. Si la indicación de hidratación es incontrolable, la roca se expandirá dañando el pozo en operaciones de perforación o terminación.

Las fuerzas de hidratación pueden ser conocidas por medio de la actividad del agua y de las relaciones termodinámicas básicas.

Matemáticamente la medida de las fuerzas de hidratación se obtiene con la siguiente ecuación:

$$F_H = \frac{RT}{V} \ln \frac{p}{p_0} \quad \text{Ecuación 2.2}$$

donde:

$F_H$  = Fuerza de Hidratación (atm)

$R$  = Constante del Gas (m – atm /°K)

$T$  = Temperatura (°K)

$V$  = Volumen parcial molar de agua pura (adim.)

$p$  = Presión de vapor de agua de la formación (atm)

$p_0$  = Presión de vapor de agua pura (atm)

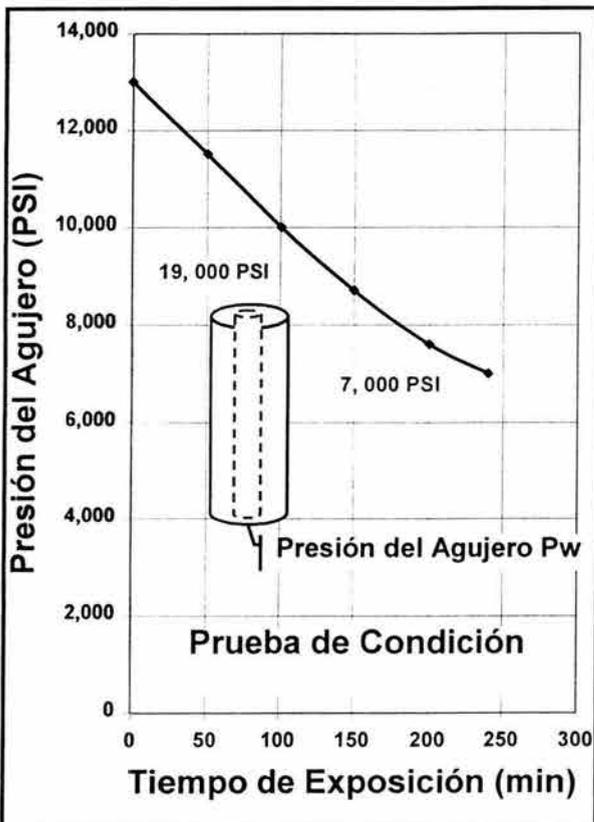
$p/p_0$  = Relación de presiones de vapor de agua (Actividad del agua)

Esta ecuación nos indica el exceso de presión de hidratación que puede ser desarrollada en muchas lutitas secas, al encontrarse trabajando con fluidos de perforación.

Las pruebas de ruptura muestran como las capas de lutita expuestas al fluido de perforación en agujero pueden fracturarse si las condiciones críticas de las fuerzas de hidratación existen. Estas pruebas muestran como las lutitas expuestas pueden inicialmente resistir altas presiones inducidas de hidratación, pero cuando una hidratación alta ha ocurrido, se fractura la lutita ocasionando el derrumbe del agujero.

Ejemplos hechos a diferentes muestras indican que el tiempo para fracturar la lutita disminuye si la presión del agujero se incrementa ( ver Gráfica 2.3).

Como ultimo resultado se obtiene que la adsorción de agua disminuye la fuerza de compresibilidad en rocas arcillosas, por lo tanto presiones internas de hidratación producen una reducción en la compresibilidad de la roca.



Gráfica 2.3: Relación Entre la Presión del Agujero y el Tiempo de Exposición de una Muestra de Lutita

#### 2.3.6. Disolución de las Formaciones Solubles

Varias formaciones son un tanto solubles en los lodos base agua o lodos de emulsión inversa. Éstas incluyen las formaciones de sal y los sulfatos de calcio, el yeso y la anhidrita. La estabilidad del pozo puede quedar comprometida si se permite que la formación soluble se derrumbe. Otros problemas pueden surgir, tal como la limpieza del pozo y la obtención de una cementación satisfactoria. La solubilidad es un fenómeno complejo que es afectado por la temperatura, la presión, la salinidad y el pH. La sal es muy soluble en un lodo base agua subsaturado. Es importante limitar el ensanchamiento del pozo en las formaciones de sal móvil para lograr una buena cementación que maximice la integridad y la resistencia a las cargas concentradas para evitar el colapso de la tubería de revestimiento. El yeso y la anhidrita se vuelven más solubles a medida que la salinidad aumenta. Si no se puede lograr la estabilidad del pozo y obtener un pozo de calibre uniforme en una zona de yeso o anhidrita, será necesario usar un sistema de yeso o calcio a base de cal.

#### 2.3.7. Interacciones Físicas

Las interacciones físicas también pueden causar la inestabilidad del pozo. Éstas incluyen la erosión, la cual causa el ensanchamiento del pozo, la humectación a lo largo de fracturas preexistentes y la invasión de fluido que causa la transmisión de la presión. Un pozo es más estable cuando hay suficiente presión hidrostática para que el sobrebalance siga actuando exactamente sobre el frente del pozo y cuando el esfuerzo máximo sobre el pozo es inferior a la resistencia de la formación. Por este motivo, es importante mantener un pozo de calibre uniforme para minimizar las pérdidas de filtrado dentro de las formaciones permeables. También es importante usar agentes de obturación o de taponamiento para impedir que la invasión de fluido y la transmisión de presión ocurran radialmente hacia afuera del pozo.

### 2.3.7.1. Erosión

La erosión es causada por la turbulencia del fluido en las formaciones blandas. Las formaciones blandas que se erosionan fácilmente son las areniscas no consolidadas, las tizas blandas, y las arcillas y lutitas más blandas. El flujo turbulento puede causar la erosión en las formaciones más blandas. Sin embargo, la información reciente indica que la alta velocidad de corte de la tobera constituye la causa principal de la erosión causada por el fluido. Las altas velocidades de corte de la tobera son usadas para maximizar la velocidad de penetración, y esta característica puede ser más importante que la erosión resultante del pozo. La cantidad de erosión que se producirá depende de la resistencia de la roca; algunas formaciones no serán afectadas. Se ha demostrado que la erosión en las lutitas y las areniscas es más importante si la velocidad de corte de la tobera es  $> 100,000 \text{ seg}^{-1}$ . Al perforar arenas no consolidadas, puede que sea necesario usar otras técnicas para limitar la erosión. En estas arenas, los lodos viscosos con características de disminución de la viscosidad con el esfuerzo de corte y altos contenidos de bentonita (para formar un buen enjarre) han producido los mejores resultados.

### 2.3.7.2. Humectación, Invasión de Fluido y Transmisión de Presión

La humectación a lo largo de las microfracturas preexistentes de la lutita, la invasión de fluido y la compensación de la presión de sobrebalance son factores que comprometen la estabilidad del pozo. Como se mencionó anteriormente, una de las causas principales de la inestabilidad de la lutita es la humectación por agua a lo largo de las microfracturas de la lutita. Aunque estas lutitas no se ablanden ni se descompongan cuando están en contacto con el agua, la invasión de filtrado o lodo creará debilidades en los planos de estratificación y causará partiduras y derrumbes.

Para describir esta condición, se suele hablar de fracturas tipo "páginas de libro" o "bordes deshilachados". Aunque la inhibición química y el aumento del peso del lodo puedan ayudar a

minimizar el problema, estas acciones no son tan eficaces como el sellado de la formación con agentes de obturación o de taponamiento. Para controlar estas lutitas con mayor eficacia, se requiere sellar la formación para protegerla contra la invasión de fluido. Esto se puede lograr controlando la filtración de alta presión, alta temperatura y la calidad del enjarre con polímeros, una concentración adecuada de bentonita, y usando materiales insolubles en agua y agentes obturantes de poros.

La invasión de fluido compensa la presión de sobrebalance hacia fuera del pozo y tiene tendencia a desestabilizar la integridad del pozo. Esto ocurre tanto en una formación permeable como la arenisca como en una lutita relativamente impermeable. Un enjarre ideal ayuda a obtener un pozo estable. Para los lodos base agua, el uso de un aditivo insoluble para limitar la filtración a través del enjarre en las areniscas y dentro de los microporos de las lutitas humectadas por agua ofrece una ventaja. El uso del filtrado bajo obtenido con un enjarre de buena calidad y polímeros combinados con un aditivo de obturación de poros, reducirá la invasión de fluido y limitará la transmisión de presión. Los aditivos más usados y más eficaces para este propósito son el asfalto, el asfalto sulfonado y la gilsonita. Los aditivos de obturación y taponamiento de poros incluyen:

- Aceite y líquidos sintéticos no acuosos.
- Poliglicoles al "punto de turbiedad".
- Poliglicoles y lubricantes insolubles.
- Asfalto.
- Gilsonita.
- Mezclas de asfalto sulfonado.

Estos aditivos reducen aún más la invasión de agua en las lutitas al obturar los microporos.

### Sección 3.3. Propiedades y Factores Generales que Afectan la Estabilidad de las Paredes del Pozo en Lutitas Inestables

Existen muchas variables que se tienen que considerar en la planeación de un sistema de fluidos de perforación para prevenir y atacar los problemas que se presentan durante la operación de perforación causados por las lutitas inestables. Junto con estas variables los aspectos más importantes que se deben considerar son los siguientes:

#### 3.3.1. Propiedades del Fluido de Perforación

Las propiedades del fluido de perforación tienen una conexión directa con la estabilidad de la lutita.

##### 3.3.1.1. Densidad del lodo.

Insuficiente densidad en el lodo ocasiona que la presión de las lutitas las haga caer de la pared del agujero, resultando que gran cantidad de astillas de lutitas entren en el fluido de perforación. Esta condición se corrige aumentando la densidad del lodo.

El aumentar la densidad del lodo, también se emplea para contener o retener las lutitas plásticas o lutitas hidratables. Puesto que este tipo de lutitas usualmente contienen abundantes fracciones de minerales reactivos, estos se controlan con aditivos o sistemas de lodos que reduzcan su tendencia a hidratarse.

##### 3.3.1.2. Viscosidad.

La viscosidad es un factor importante para el mejoramiento de la estabilidad de las paredes del agujero y de las lutitas.

#### 3.3.2. Factores y Condiciones Generales

Patrones de Flujo. Para su tratamiento es condición básica estudiar los patrones de flujo de los fluidos de perforación, los cuales se dividen en:

- Flujo Laminar
- Flujo Turbulento

##### 3.3.2.1. Flujo Laminar.

Este se presenta cuando el frente del flujo tiene una forma parabólica y ordenada de las partículas que viajan en forma paralela a las paredes del pozo y de la tubería de perforación. Este flujo lo rige la Ley de Poiseville's, y su representación matemática es la siguiente:

$$Q = \frac{\pi p_d R^4}{8 L \mu} \quad \text{Ecuación 3.2}$$

donde:

Q = Gasto del fluido (cm<sup>3</sup>/seg)

p<sub>d</sub> = Presión diferencial que se pierde en el agujero (dinas)

R = Radio del agujero (cm)

L = Longitud del pozo (m)

μ = Viscosidad del liquido (Poise)

Es muy importante mantener el perfil del flujo en el pozo como flujo laminar para que el volumen de circulación no ocasione la erosión del agujero.

##### 3.3.2.2. Flujo Turbulento

Se origina cuando la velocidad del fluido se incrementa por su excesivo gasto y la dirección de las partículas es de forma desordenada, encontrándose en colisión en forma constante.

Al momento de incrementarse la velocidad, existe una etapa de transición de estado de fases en la dirección del flujo antes de llegar a ser flujo turbulento.

La condición de flujo turbulento puede ser expresada por la relación de Fanning:

$$p_d = \frac{f L V^2 \rho}{D} \quad \text{Ecuación 4.2}$$

donde:

$p_d$  = Presión diferencial que se pierde en el agujero (dinas)

$f$  = Factor de fricción entre el sólido y el líquido

$L$  = Longitud del pozo (m)

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

$V$  = Velocidad del fluido (m/ seg)

$D$  = Diámetro del agujero (cm)

Para poder conocer el tipo de flujo en que se encuentra el pozo es necesario utilizar el Número de Reynolds el cual se expresa como:

$$Re = \frac{DV\rho}{\mu} \quad \text{Ecuación 5.2}$$

donde:

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

$V$  = Velocidad del fluido (m/ seg)

$D$  = Diámetro del agujero (cm)

$\mu$  = Viscosidad del líquido (centipoise)

Si el fluido circula de modo que en su mayoría sea flujo turbulento, pueden resultar problemas en los cuales el principal es el agrandamiento de agujero debido a la erosión.

#### 3.3.2.3. Pérdida de Agua.

La cantidad de pérdida de agua en el agujero y la composición química del filtrado se considera la más importante variable en la estabilización de las lutitas. Algunas lutitas son extremadamente sensibles al agua y se hidratan o fracturan al contacto de agua dulce. Este tipo de lutitas generalmente contiene gran cantidad de arcillas reactivas las cuales requieren inhibidores químicos para evitar su hidratación y dispersión dentro del sistema de lodo, lo que ocasiona un aumento en la viscosidad.

#### 3.3.2.4. Tiempo.

El tiempo es un factor muy importante, ya que la estabilidad de la lutita aumenta a medida que la lutita esta más tiempo expuesta al fluido de perforación, esto es debido a la formación del enjarre y el mejoramiento en las propiedades del fluido de perforación a medida que transcurre el tiempo de contacto de éste con la lutita, siempre y cuando se este utilizando el fluido adecuado para inhibir la pérdida de agua y por lo tanto la hidratación y fracturamiento.

Se debe tener en cuenta que el agujero se podrá perforar lo más rápido posible con seguridad y economía usando la estabilidad como guía.

#### 3.3.2.5. Tipo de Formación.

El tipo de formación que se espera encontrar debe ser considerado, ya que ciertos tipos de lutitas reaccionan a varias maneras y crean diferentes tipos de inestabilidades. Como se ha mencionado la lutitas pueden hidratarse si son altamente reactivas, o pueden astillarse o fracturarse si son del tipo bajo reactivas.

#### 3.3.2.6. Temperatura.

La temperatura juega un papel importante debido a los efectos que en ellas produce un incremento de temperatura que puede deteriorar las propiedades químicas del fluido.

Cuando consideramos inestabilidades que pueden ocurrir a altas temperaturas, se debe tener presente que las limitaciones de temperatura en los aditivos del lodo deben ser bien conocidas y principalmente de aquellos reactivos usados frecuentemente para mantener el lodo en condiciones de alta temperatura.

Como un ejemplo se tienen los lodos cálcicos que tienden a solidificarse a altas temperaturas, por lo tanto al tener ésta condición de temperaturas se tendrán bajos valores de perforación y en consecuencia han dejado de usarse en algunas regiones. Otro factor involucrado con la temperatura es la tendencia de las lutitas a hidratarse más rápidamente.

#### 3.3.2.7. pH.

Otro factor que afecta la estabilización de la lutita es el pH. Casi todos los lodos están controlados dentro de un rango alcalino, por ej. con un pH 7.0 o mayor. Al controlar el pH del fluido dentro del rango de 8.5 a 9.5, se obtiene una mejor estabilidad del pozo con un control adecuado de las propiedades del lodo. Un pH anormalmente

alto, como el que se obtiene con el lodo cálcico, no atenúa, sino que favorece los problemas en algunas lutitas. Las presiones dentro de las lutitas y el buzamiento de las formaciones complican aún más el problema. Tres remedios fundamentales existen para resolver un problema de este tipo en la lutita: (1) densidad suficiente, (2) rango correcto de pH y 3) control del filtrado.

### Sección 4.3 Técnicas para la Estabilización de las Lutitas Inestables

---

Estudios que se han realizado de los métodos de la estabilización de las lutitas con lodos base aceite y lodos base calcio, concluyen que la composición química del filtrado es el factor principal para el control de la inhibición de varias arcillas presentes en las lutitas con tendencia a hidratarse por lo cual la estabilización de las paredes del pozo se podrá realizar de tres técnicas diferentes:

- Por Inhibición Química
- Por Encapsulación
- Por Estabilización Mecánica

#### 4.3.1. Inhibición Química

La actividad química de la fase agua de los fluidos de perforación y la cantidad de filtrado que se pierde en la formación, tienen una relación directa en la estabilidad de las lutitas que contienen arcillas reactivas o hidratables.

Como un ejemplo se tiene que, en áreas con grandes cantidades de lutitas altamente reactivas, (lutitas bentónicas) un fluido de perforación puede causar que la lutita se hidrate y se hinche creando la inestabilidad en el pozo. Sin embargo, si el filtrado contiene un ion que evite o reduzca la hidratación, una alta pérdida de agua se podrá tolerar si que ocasiones que la lutita se hinche.

##### 4.3.1.1. Determinación de la Inhibición Química

El contenido bentonítico en la lutita es la base para categorizar la reactividad de la lutita. El procedimiento usado para definir el contenido equivalente de bentonita en la lutita es por medio de una prueba MTB expresada como libras de bentonita por 100 libras de lutita. Es necesario hacer esta prueba en el campo cuando los problemas de la lutita son severos y no es posible obtener una determinación cuantitativa de los componentes de la lutita por procedimientos de laboratorio. En la prueba de Azul de Metileno (MTB), puede determinarse que la lutita sea alta o poca reactiva a la fase agua y su actividad electrofónica.

De acuerdo a la prueba de azul de metileno (MTB), las lutitas se clasifican en:

*Lutitas de Bajo MTB.* Estas lutitas contiene más de 15 lb/bl de bentonita por 100 lb de lutita y es del tipo medio o altamente reactivas.

*Lutitas de Alto MTB.* Estos tipos determinados por la prueba MTB están basados en la pureza relativa de la montmorillonita de sodio la cual tiene un MTB del rango de 60 a 90 lb de bentonita por cada 100 lb de muestra.

#### 4.3.1.2. Solución de Campo a la Reactividad Química de la Lutita.

A través de numerosas pruebas de laboratorio se ha encontrado que el cloruro de potasio y el sulfato de amonio son las mejores sales que se usan para estabilizar lutitas reactivas químicamente. Debido a los fuertes efectos de la liga de estos iones, los iones de potasio y amonio encajan en el enrejado de la arcilla ligando este enrejado fuertemente y reduciendo las características de hidratación de las arcillas reactivas. El cloruro de potasio es la sal preferida para reducir la hidratación, hasta de las lutitas más reactivas, pero la adición de la sal de potasio no es a veces suficiente para evitar que la lutita se rompa, esto es que se produzcan minifracturas.

#### 4.3.2. Encapsulación

Otro criterio sobre la estabilización que a menudo se pasa por alto se refiere a cubrir la lutita con un material orgánico que encapsule la lutita y ayude a que la hidratación y el rompimiento sea nulo (lutita encapsulada). Mayores esfuerzos para controlar la inestabilidad de las lutitas y las microfracturas dio como resultado el uso de ciertos polímeros orgánicos, los cuales envolverán la lutita para evitar que las partículas que se perforan se quiebren y viajen por el espacio anular dando como resultado el agrandamiento de diámetro. Estos polímeros orgánicos son usados simultáneamente con sales inhibitoras dando un mejor resultado.

### 4.3.3. Estabilización Mecánica

Ciertos tipos de lutitas contienen microfracturas que las hacen extremadamente sensibles a la invasión del fluido. Estas lutitas pueden contener varias cantidades o fracciones de arcilla y no están limitadas a bajos valores de MTB como se debiera esperar. Para este tipo de lutitas se requiere sellar las microfracturas en el interior de la lutita y ayudar a ligar la lutita para evitar la intrusión de agua. Esta meta se logra por la acción de la "gilsonita" la cual sellará estas microfracturas y así evitará la intrusión del agua dentro de la lutita.

Este tipo de material trabaja muy bien en lutitas deleznable, las cuales a menudo se forman por estas microfracturas.

Otros factores mecánicos que se consideran para la estabilización de la lutita por el uso de la gilsonita son:

- El control de las propiedades del fluido de perforación para evitar erosión del agujero cuando se tiene flujo turbulento.
- La selección de la densidad apropiada del lodo para el control de las lutitas presionadas.
- El control de la velocidad de la tubería en los viajes, para evitar presiones anormales y suaveo y sumergencia.

Si estas tres técnicas se implantan sistemáticamente, áreas con problemas de lutitas podrán perforarse en tiempo mínimo.

### Sección 5.3. Uso y Aplicación de Fluidos Base Aceite en Lutitas Inestables

---

#### 5.3.1. Uso de Fluidos Base Aceite Como Solución a la Inestabilidad en Lutitas

De las principales causas de inestabilidad de un pozo, las referentes a las lutitas inestables o problemáticas causa una preocupación la cual se refleja en la innovación y aplicación de nuevas técnicas en fluidos de perforación para poder estabilizar este tipo de rocas que comúnmente se encuentran durante las operaciones de perforación.

Entre estas problemáticas de las lutitas se tiene principalmente a:

- Hidratación, hinchamiento y dispersión de la lutita.
- Humectación a lo largo de fracturas preexistentes (lutita frágil).

Los lodos base aceite y sintético son muy eficaces para estabilizar los pozos perforados en lutitas sensibles al agua. Primero, estos lodos humectan las formaciones expuestas con aceite o sintético, impidiendo la interacción con cualquier cantidad de agua. En segundo lugar, estos lodos suelen incorporar salmuera de cloruro de calcio emulsionada de baja actividad para lograr una actividad balanceada. Por razones ambientales, se han usado otros materiales sin cloruros en lugar del cloruro de calcio para balancear la actividad. Estos sistemas no acuosos no penetran tan fácilmente en la red de garganta de poro de la lutita como los fluidos base agua, debido a la tensión superficial de la lutita humectada por agua.

Un fluido de perforación ideal debería ser uno que no altere de ninguna manera la lutita. Muchos tipos diferentes de fluidos han sido probados, tal como el lodo cálcico, lodo yeso, lodo de cloruro de calcio, lodo de silicato, lodo de potasio, lodo de nitrato de calcio, lodo salado, lodo de agente tensoactivo, lodo de lignosulfonato, lodo de polímero de Poliacrilamida Parcialmente Hidrolizada (PHPA), lodo de polímero catiónico, y lodo base aceite.

Ninguno de estos fluidos ha sido totalmente satisfactorio por sí mismo en todos los casos. Un lodo puede ser ligeramente más eficaz que otro a través de una sección de lutita determinada, pero lo contrario puede aplicar en otra zona.

Desde el punto de vista del éxito global, los sistemas de polímeros a base de potasio y los sistemas base aceite o sintético han sido los más eficaces para las lutitas problemáticas de este tipo. Todos los tipos de ambientes químicos fueron probados para controlar las lutitas problemáticas.

La teoría fundamental consiste en impedir que las lutitas se hidraten. En este respecto, los lodos que tienen un alto contenido de electrólitos son generalmente usados porque pueden reducir considerablemente la hidratación. Otra teoría supone la conversión de la lutita y arcilla en minerales menos reactivos con un intercambio de base de un ion (tal como el calcio o potasio) para los cationes existentes entre las capas en la arcilla, generalmente el sodio, para eliminar la hidratación.

Es importante entender que las lutitas tienen alguna permeabilidad, aunque sea muy baja. La permeabilidad es del orden de un microdarcy o menos con respecto al agua, y aún menos con respecto a los fluidos base aceite y sintético, debido a la tensión superficial de las lutitas humectadas por agua. El hecho de limitar cualquier forma de interacción del agua con las lutitas sensibles al agua tiene una ventaja apreciable. La composición del lodo puede ser modificada para mejorar la inhibición, además del intercambio de cationes con el calcio o el potasio, para cambiar la naturaleza de la lutita y de los recortes expuestos.

### 5.3.2. Características y Consideraciones Importantes al Emplear Fluidos Base Aceite

Los fluidos base aceite fueron desarrollados para mejorar ciertas características indeseables de los fluidos base agua tales como:

- Evitar la hidratación de las arcillas reactivas
- Mejorar las características de lubricación
- En general para mantener un agujero estable

Sin embargo presentan las siguientes desventajas:

- Aunque no hay diferencia en la presión necesaria para iniciar el Fracturamiento hidráulico, con fluidos base agua y aceite, cuando esta se forma, los fluidos de emulsión inversa requieren la adición de materiales de puenteo que coadyuven a formar un enjarre e impidan la propagación de la fractura y por ende el control de la pérdida de circulación.
- No aceptable ambientalmente
- Costos adicionales por tratamiento de recortes, etc.

Aunado a estas desventajas podemos adicionar las siguientes:

- El fluido no forma un enjarre, lo cual cuando se perforan lutitas con arena puede ocasionar problemas por inestabilidad mecánica.
- Si los aditivos no cumplen con una adecuada calidad son susceptibles a presentar problemas de deficiencias de acarreo de recortes a altas temperaturas por bajas reologías a altas temperaturas.

### 5.3.3. Pruebas Recomendadas a Realizar

Es muy recomendable efectuar las siguientes pruebas de laboratorio para asegurar el uso de los fluidos de perforación base aceite en el pozo:

#### 5.3.3.1. Reología a Alta Presión – Alta Temperatura

El viscosímetro Fann 70, se usa para determinar las propiedades reológicas de fluidos de perforación sometidos a temperaturas de hasta 260 °C y presiones de hasta 20,000 psi, debido a que los aceites y esteres son compresibles, la viscosidad de los fluidos preparados con estos fluidos base es afectada directamente por las presiones de operación, generalmente se realiza cuando se sospecha de asentamiento de barita o inadecuada limpieza del pozo (Ver tabla 2.3).

#### 5.3.3.2. Interpretación

Valores de tau 0 menores de 6 pueden indicar un problema de limpieza de pozo, cuando se carece de este equipo una guía es tomar la lectura a 6rpm del viscosímetro FANN 35, la cual debe ser similar o mayor al diámetro del pozo perforado.

#### 5.3.3.3. Prueba de Taponamiento de Partículas (PTP)

Este aparato es un filtro prensa estático invertido de alta presión – alta temperatura con un disco de cerámica como medio filtrante. Esta prueba estática mide la capacidad de taponamiento de poros de un fluido. Los resultados del PPT incluyen el filtrado instantáneo inicial y la pérdida total de volumen en 30 minutos.

Las condiciones normales de operación son:

- Temperatura hasta 176 °C
- Presiones diferenciales de hasta 2000 psi
- Disco de cerámica con diámetros medios de garganta poral de 5 a 190 micrones.

### 5.3.4. Limitaciones de los Fluidos Base Aceite

Aunque los sistemas base aceite y sintéticos proporcionan frecuentemente un pozo más estable y resuelven generalmente los problemas relacionados con las lutitas, es posible que su uso esté sometido a restricciones o que causen otros problemas.

### Capítulo III. Estabilidad de la Lutita en Fluidos Base Aceite

Varias restricciones pueden ser impuestas sobre los tipos de sistemas de lodo y productos que pueden ser usados. Estas restricciones incluyen:

- La necesidad de obtener una evaluación de la formación específica (núcleos alterados en grado mínimo o un registro en particular).
- Reglamentos locales sobre la salud, la seguridad y el medio ambiente
- Costo, logística y disponibilidad de los materiales.
- Otros problemas que son más importantes que las preocupaciones relacionadas con la inestabilidad del pozo (por ej., pérdida de circulación).

Temperatura °C	65°C		95°C		120°C		150°C		175°C	
	0	2,000	2,000	4,000	4,000	6,000	6,000	8,000	8,000	10,000
Presión, psi										
600 rpm										
300 rpm										
200 rpm										
100 rpm										
6 rpm										
3 rpm										
Viscosidad Plástica, cP										
Punto Cedente, lb/100 pies <sup>2</sup>										
n										
k, lb/100Pies <sup>2</sup> Seg <sup>n</sup>										
τ <sub>0</sub> , lb/100 pies <sup>2</sup>										

Tabla 2.3: Tabla fann70 - Reología a Alta Presión – Alta Temperatura

# **Capítulo IV. Sistemas Base Agua**

---

*Introducción*

*Sección 1.4. Balance de Materia*

*Sección 2.4. Aditivos Químicos*

*Sección 3.4. Preparación de Fluidos Base Agua Bentoníticos*

*Sección 4.4. Preparación de Fluidos Base Agua con Polímero*

*Sección 5.4. Preparación de Fluidos Salados*

*Sección 6.4. Preparación de Fluidos Cálcidos*

*Sección Especial 7.4. Fluidos en Base Aire*

### Introducción

---

Anteriormente, en la localización de un pozo, preparar fluidos en las instalaciones del equipo de perforación y mantenimiento, traía como consecuencia:

- Mayor tiempo en la preparación y acondicionamiento del volumen de fluido de control requerido por la capa litológica a perforar.
- Mala homogenización en el fluido de control empleado, que ocasionaba inestabilidad en el agujero perforado y problemas en las propiedades fisicoquímicas del fluido.
- Contaminación del medio ambiente y pérdidas económicas, por no recuperar los fluidos empleados en cada etapa.

En la actualidad, para su mejor aprovechamiento, los fluidos de control tanto base agua como aceite se preparan, recuperan, acondicionan y almacenan en instalaciones conocidas como plantas de lodos. Estas apoyan en la disminución de tiempos de preparación, acondicionamiento y desplazamiento de los fluidos de control en los pozos que se perforan a nivel nacional, proporcionando beneficios que se reflejan en el cumplimiento de los programas operativos y nos ponen en competencia a nivel internacional. Éstos facilitan laborar en armonía con el medio ambiente, para evitar la contaminación de las áreas aledañas al sitio de trabajo, por derrames y desechos de fluidos de control. También se obtiene el cuantioso beneficio de aprovechar los fluidos recuperados.

En las operaciones de perforación, se usan diferentes tipos de sistemas de fluido de perforación base agua (lodos). Los sistemas básicos de fluido de perforación son generalmente convertidos en sistemas más complejos a medida que la profundidad y la temperatura y/o presión del pozo aumentan.

Los fluidos de perforación base agua pueden generalmente clasificarse en una de las siguientes categorías:

- Sistemas base agua - arcilla no densificados, densificados y desfloculados.
- Sistemas base agua - arcilla tratados con calcio.
- Sistemas de agua salada.
- Sistemas inhibidos a base de potasio y silicato.
- Sistemas de polímeros Alta Temperatura, Alta Presión (ATAP), polímeros encapsuladores. y sistemas de polímeros catiónicos.

En la primera sección de este capítulo se presenta de manera práctica el manejo de ecuaciones simples, las cuales que relacionan ciertos parámetros necesarios para llevar a cabo un manejo de balance de materiales y de esta manera controlar la densidad del fluido de perforación. En la segunda sección se muestran los principales aditivos químicos utilizados en los lodos de perforación base agua. Posteriormente en cada sección se incluyen características y propiedades principales de los sistemas de fluidos de perforación base agua más representativos de clasificación anterior. Se muestran ciertas pautas para su preparación y se indican los componentes necesarios para su formulación. Cabe señalar que la formulación de los fluidos de perforación varía de acuerdo a cada compañía que proporciona el servicio de fluidos de perforación y a las necesidades impuestas por la perforación de los pozos. En este caso se toman como base ejemplos para la formulación de fluidos de perforación base agua de la compañía M-I. Adicionalmente en la última sección de este capítulo, se describen de manera sencilla cuales son los cuatro sistemas principales de fluidos de perforación en base aire que se utilizan en las operaciones de perforación.

## Sección 1.4. Balance de Materia

Los fluidos de perforación deben estar compuestos de materiales que les impartan condiciones aceptables de densidad, de filtrado, de viscosidad, de gel y propiedades tixotrópicas. La densidad de un lodo está determinada por los líquidos y sólidos que contiene; los químicos utilizados para el tratamiento del lodo, si son efectivos, deben utilizarse en pequeñas cantidades; por lo que no se consideran en los cálculos de balance de materia del lodo. Por esto, para realizar estos cálculos se utilizan ciertas ecuaciones simples que relacionan los parámetros necesarios para controlar la densidad del fluido de perforación.

Existen dos problemas generales de condiciones de lodo que deben considerarse. Primero, está el problema de añadir material a un lodo que ya está preparado. Esto surge de la necesidad de incrementar la densidad de un lodo por medio de la adición de material densificante o de disminuirla por medio de la adición de agua o aceite dependiendo de la fase continua del lodo con el que estemos trabajando. En estos casos se conoce el volumen original del fluido, al menos en forma aproximada, además de que se conocen tanto la densidad original como a la que se requiere llegar. La densidad del material que se va a agregar también se conoce pero la incógnita a calcular es la cantidad del material que debe añadirse.

El segundo caso se presenta al preparar un lodo en una presa o tanque de lodo, esto se puede presentar debido a la presencia de una pérdida de circulación en el pozo o cuando está en reparación y el fluido debe ser preparado antes de circularlo para controlar las presiones. En estos casos, el volumen final requerido del fluido es conocido, así como la densidad que debe tener. Además también se conocen las cantidades de los materiales que deben mezclarse para fabricarlo, pero se deben calcular las cantidades del material densificante requerido para su elaboración. Por otro lado, es recomendable calcular la cantidad de agua que debe tenerse en la presa o tanque de lodos antes de empezar el mezclado, para que de esta manera el volumen final se alcance cuando se hayan añadido los materiales arcillosos.

Hay que recordar que todos los materiales presentes en un lodo de perforación contribuyen a su densidad; en el caso de los lodos base agua, los componentes principales son el agua (la cual generalmente es dulce), las arcillas (generalmente bentonita y barita), algunas partículas de lutita que se dispersan en el lodo así como los demás detritos que se desprenden de las formaciones al ser perforados.

El agua dulce tiene una densidad de 8.33 lb/gal (1.00 gr/cm<sup>3</sup>), mientras que la arcilla bentonítica que se agrega al lodo tiene una gravedad específica de 2.5 y la barita tiene una gravedad específica de aproximadamente 4.3 lo que corresponde a una densidad de 35.8 lb/gal (4.29 gr/cm<sup>3</sup>).

### 1.4.1 Control de la Densidad

Debido a que los lodos de perforación están compuestos de mezclas de diversos materiales, debe recordarse que éstos afectan los parámetros más importantes como la densidad, la pérdida de agua, la viscosidad; así como las propiedades reológicas y tixotrópicas del fluido con el que estemos trabajando.

La densidad del lodo se ve influenciada por todos los materiales presentes en el lodo; los cuales contribuyen a la modificación de ésta. En el caso de los lodos ordinarios base agua, los componentes principales son el agua (generalmente dulce), las arcillas, partículas de lutita que se dispersan en el lodo y finalmente la barita, la cual es una arcilla que se agrega para aumentar la densidad; además de los reactivos usados para controlar la viscosidad y las propiedades del gel, sin embargo, estos últimos generalmente se encuentran en pequeñas cantidades por lo que no se toman en cuenta para los cálculos de control de densidad.

Por lo anterior, podemos decir que el control de la densidad de un fluido de perforación es casi sinónimo del control de sólidos en el fluido, ya que los requerimientos de densidad del lodo deben estar basados en las presiones de las formaciones a perforar.

## Capítulo IV. Sistemas Base Agua

Para la solución de problemas existen tres ecuaciones fundamentales utilizadas para el cálculo de la densidad del lodo; las cuales son:

- Masa final de la mezcla = Masa del lodo original + Masa del material agregado.

$$M_f = M_{\text{original}} + M_{\text{agregado}} \quad \text{Ecuación 1.4}$$

ó

- Peso final de la mezcla = Peso del lodo original + Peso del material agregado.

$$W_f = W_{\text{original}} + W_{\text{agregado}} \quad \text{Ecuación 2.4}$$

- Volumen final de la mezcla = Volumen de lodo original + Volumen del material agregado

$$V_f = V_{\text{original}} + V_{\text{agregado}} \quad \text{Ecuación 3.4}$$

- Densidad final de la mezcla = Masa final de la mezcla entre volumen final de la mezcla

$$\rho_f = \text{Densidad} = \frac{\text{Masa}}{\text{Volumen}} = \frac{M}{V}$$

Ecuación 4.4

Estas ecuaciones pueden combinarse y arreglarse algebraicamente para adaptarlas a cualquier cálculo particular que se tenga.

### 1.4.2 Balance de Materiales

La capacidad de realizar un balance de materiales constituye un elemento esencial de la ingeniería de fluidos de perforación. Los análisis de sólidos, las diluciones, y las ecuaciones de densidad creciente y mezcla están basados en los balances de materiales.

El concepto de balance de materiales está basado en la ley de conservación de la masa, la cual estipula que la masa no puede ser ni creada ni destruida. Simplemente dicho, la suma de los componentes debe ser igual a la suma de los productos. Este concepto es válido para la masa y los átomos, pero no es siempre válido para las soluciones y los compuestos, debido a las solubilidades y las reacciones químicas.

Matemáticamente, el concepto de balance de materiales está dividido en dos partes:

I. El volumen total es igual a la suma de los volúmenes de los componentes individuales.

$$V_{\text{Total}} = V_1 + V_2 + V_3 + V_4 + \dots \quad \text{Ecuación 5.4}$$

II. La masa total es igual a la suma de las masas de los componentes individuales.

$$V_{\text{Total}} \times \rho_{\text{Total}} = V_1 \times \rho_1 + V_2 \times \rho_2 + V_3 \times \rho_3 + V_4 \times \rho_4 + \dots$$

Ecuación 6.4

Donde:

V = Volumen

$\rho$  = Densidad

Para resolver un balance de masas, primero se debe determinar los volúmenes y las densidades conocidas e incógnitas, e identificar los elementos como componentes o productos.

En general, las siguientes etapas permiten resolver las incógnitas:

Etapas 1. Dibujar un diagrama.

Etapas 2. Determinar los componentes y productos, señalar los volúmenes y las densidades como valores conocidos o incógnitas.

Etapas 3. Desarrollar el balance de masas y volúmenes.

Etapas 4. Sustituir una incógnita en el balance de masa y resolver la ecuación.

Etapas 5. Determinar la segunda incógnita y calcular el consumo de materiales.

### 1.4.3 Aumento de la Densidad del Lodo

Determinar la cantidad de Barita necesaria para aumentar el peso de un volumen conocido (en bl o m<sup>3</sup>) de lodo con una densidad conocida (en lb/gal o gr/cm<sup>3</sup>) a otro valor de densidad diferente al original, así como el volumen del nuevo sistema es un claro ejemplo del empleo de las ecuaciones de balance de materia.

El aumento del peso del lodo es un proceso muy similar a la mezcla de lodos. En vez de mezclar lodos, este proceso mezcla lodo con barita u otro material densificante.

**Ejemplo 1:** Determinar la cantidad de barita necesaria para aumentar el peso de 1000 bl (159 m<sup>3</sup>) de lodo de 14.0 lb/gal (1.68 gr/cm<sup>3</sup>) a 16.0 lb/gal (1.92 gr/cm<sup>3</sup>), así como el volumen del nuevo sistema.

**Procedimiento**

Etapa 1. Dibujar un diagrama.

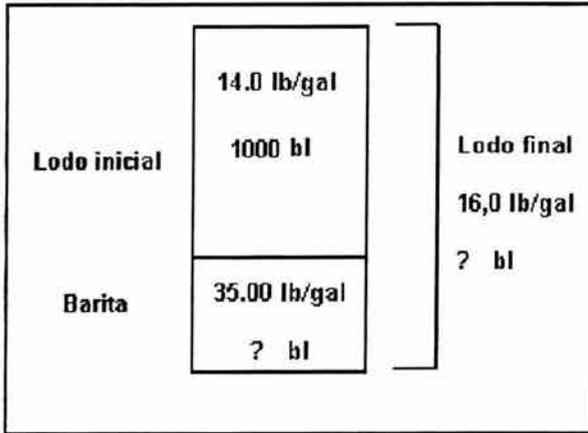


Figura 1.4: Diagrama del Ejemplo 1

Etapa 2. Determinar las densidades y los volúmenes con valores conocidos e incógnitas.

Componentes	P (lb/gal)	V (bl)
Lodo Inicial	14.0	1000
Barita	35.0	?
Lodo Final	16.0	?

Etapa 3. Desarrollar el balance de masas y volúmenes.

$$M_{Final} = M_{inicial} + M_{Bar}$$

$$(V_{Final} \times \rho_{Final}) = (V_{inicial} \times \rho_{inicial}) + (V_{Bar} \times \rho_{Bar})$$

$$V_{Final} = V_{inicial} + V_{Bar}$$

A este punto, el balance de masas también tiene dos incógnitas ( $V_{Bar}$  y  $V_{Final}$ ).

Resolver el balance de volúmenes para una incógnita y luego sustituirla en el balance de masas.

Etapa 4. Sustituir una incógnita en el balance de masas y resolver la ecuación.

$$(V_{Final} \times \rho_{Final}) = (V_{inicial} \times \rho_{inicial}) + (V_{Bar} \times \rho_{Bar})$$

$$(1000 + V_{Bar}) \times 16.0 = 1.00 \times 14.0 + V_{Bar} \times 35$$

$$(1000 \times (16.0 - 14.0)) = V_{Bar} \times (35 - 16)$$

$$V_{Bar} = \frac{1000(16 - 14)}{(35 - 16)} = \frac{2000}{19} = 105.3 \text{ bl}$$

$$\text{Barita (sx)} = \frac{105.3 \text{ bl} \times 1470 \text{ lb/bl}}{100 \text{ lb/sx}} = 1548 \text{ sx}$$

donde:

sx = sacos

Etapa 5. Determinar la segunda incógnita y calcular el consumo de material.

$$V_{Final} = V_{inicial} + V_{Bar}$$

$$V_{Final} = 1000 \text{ bl} + 105.3 \text{ bl} = 1105.3 \text{ bl}$$

Por lo tanto, para densificar 1000 bl (159 m<sup>3</sup>) de lodo de 14.0 lb/gal (1.68 gr/cm<sup>3</sup>) a 16.0 lb/gal (1.92 gr/cm<sup>3</sup>), se requiere el siguiente material:

Un volumen final de 1,105.3 bl (175.7 m <sup>3</sup> ).
1548 sacos de Barita

1.4.3.1 Cálculo Generalizado para el Aumento de Densidad

Ahora se puede generalizar este balance de materiales específico para obtener una fórmula de densificación que sea aplicable a cualquier volumen o densidad.

- Fórmula de densificación (barita) en unidades del sistema inglés: Utilizando lb/gal para los valores de densidad

$$\text{Barita (lb / bbl)} = 1470 \left[ \frac{(W_{\text{lodo final}} - W_{\text{lodo Inicial}})}{(35 \text{ lb / gal} - W_{\text{lodo Final}})} \right]$$

donde:

W: Peso del lodo (lb)

- Fórmula de densificación (barita) en unidades métricas:

$$\text{Barita (lb / bbl)} = 4200 \left[ \frac{(\rho_{\text{lodo final}} - \rho_{\text{lodo Inicial}})}{(4.2 \text{ gr / cm}^3 - \rho_{\text{lodo Final}})} \right]$$

donde:

p: Densidad del lodo (gr/cm<sup>3</sup>)

## Capítulo IV. Sistemas Base Agua

### 1.4.4 Reducción de la Densidad del Lodo.

La dilución o la reducción de la densidad del lodo también puede ser considerada como el proceso de mezcla de lodo, en el cual el lodo base agua o aceite es considerado como un lodo. La única diferencia en la mezcla del lodo es que no se conoce el volumen final.

Ejemplo 2. Reducir el peso de 1000 bl (159 m<sup>3</sup>) de lodo de 16.0 lb/gal (1.92 gr/cm<sup>3</sup>) a 12.0 lb/gal (34.2 Kg/m<sup>3</sup>), permitiendo que el volumen final aumente.

Etapa 1. Dibujar un diagrama.

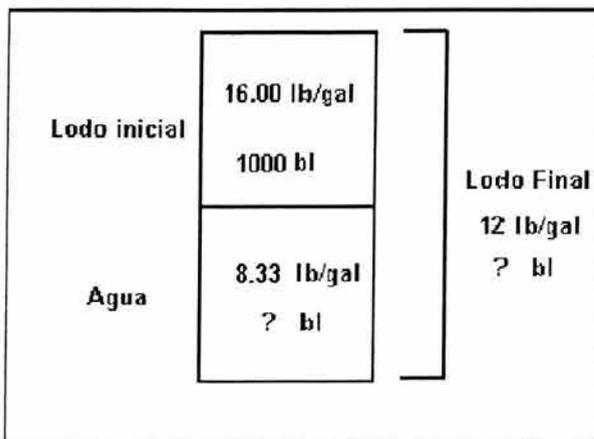


Figura 2.4: Diagrama del Ejemplo 2

Etapa 2. Determinar los componentes y productos con valores conocidos e incógnitas.

Componentes	$\rho$ (lb/gal)	V (bl)
Lodo <sub>Inicial</sub>	16.0	1000
Agua	8.33	?
Lodo <sub>Final</sub>	12.0	?

Etapa 3. Desarrollar el balance de masas y volúmenes.

$$(V_{L\text{Final}} \times \rho_{L\text{Final}}) = (V_{L\text{Inicial}} \times \rho_{L\text{Inicial}}) + (V_{H_2O} \times \rho_{H_2O})$$

$$V_{\text{Final}} = V_{\text{Lodo}} + V_{\text{Agua}}$$

En este punto, el balance de masas también tiene dos incógnitas ( $V_{\text{Final}}$  y  $V_{\text{Agua}}$ ) que pueden ser determinados usando ambas ecuaciones.

Resolver el balance de volúmenes para una incógnita y luego sustituirla en el balance de masas.

$$V_{\text{Final}} = 1000 \text{ bbl} + V_{\text{Agua}}$$

Etapa 4. Sustituir una incógnita en el balance de masas y resolver la ecuación.

$$(1000 + V_{H_2O}) \times 12.0 = 1.00 \times 16.0 + V_{H_2O} \times 8.33$$

$$12000 + V_{H_2O} \times 12.0 = 16000 + V_{H_2O} \times 8.33$$

$$3.67 \times V_{H_2O} = 4000$$

$$V_{\text{Agua}} = \frac{4000}{3.67} = 1090 \text{ bl}$$

Etapa 5. Determinar la segunda incógnita.

$$V_{\text{Final}} = 1000 + 1090 = 2090 \text{ bl}$$

Por lo tanto, para reducir el peso de 1000 bl (159 m<sup>3</sup>) de lodo de 16.0 lb/gal (1.92 gr/cm<sup>3</sup>) a 12.0 lb/gal (1.44 gr/cm<sup>3</sup>), se requiere 1090 bl (173.31m<sup>3</sup>) de agua dulce.

*Observación:* Si se requiere un volumen tan grande para la dilución, tomar en cuenta que podría ser más fácil y más económico mezclar 1000 bl de lodo fresco que diluir el lodo viejo.

### 1.4.5 Mezcla del lodo.

También se puede hacer uso del balance de materiales para determinar las cantidades de dos lodos de diferentes densidades, necesarias para obtener una mezcla final de lodo con una densidad deseada.

Ejemplo 3. Determinar la cantidad de cada lodo a mezclar para obtener 1000 bl (159 m<sup>3</sup>) de lodo de 14.0 lb/gal (1.68 gr/cm<sup>3</sup>).

Volúmenes disponibles:

1,200 bl de lodo de 11.2 lb/gal (1.34 gr/cm<sup>3</sup>) (lodo 1).

1,200 bl de lodo de 15.4 lb/gal (1.85 gr/cm<sup>3</sup>) (lodo 2).

Etapa 1. Dibujar un diagrama.

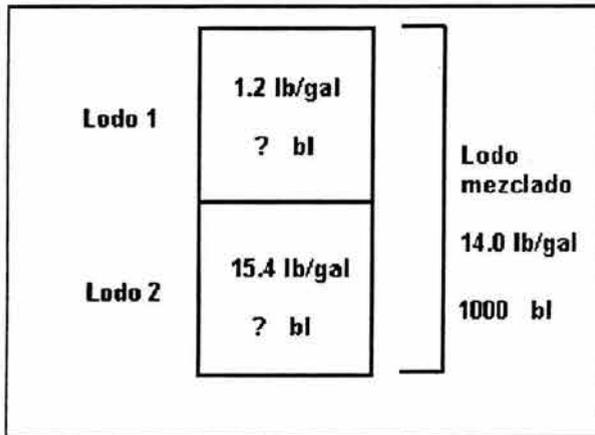


Figura 3.4: Diagrama del Ejemplo 3

Etapa 2. Determinar los componentes y productos con valores conocidos e incógnitas.

Componentes	$\rho$ (lb/gal)	V (bl)
Lodo 1	11.2	?
Lodo 2	15.4	?
Lodo mezclado	14.0	1000

Etapa 3. Desarrollar el balance de masas y volúmenes.

$$(V_{Mezcla} \times \rho_{Mezcla}) = (V_{L1} \times \rho_{L1}) + (V_{L2} \times \rho_{L2})$$

$$V_{Mezcla} = V_{Lodo1} + V_{Lodo2}$$

En este punto, el balance de masas también tiene dos incógnitas ( $V_{Lodo1}$  y  $V_{Lodo2}$ ). Resolver el balance de volúmenes para una incógnita y luego sustituirla en el balance de masas.

$$1000 \text{ bl} = V_{Lodo1} + V_{Lodo2}$$

$$V_{Lodo2} = 1000 \text{ bl} - V_{Lodo1}$$

Etapa 4. Sustituir una incógnita en el balance de masas y resolver la ecuación.

$$(V_{Mezcla} \times \rho_{Mezcla}) = (V_{L1} \times \rho_{L1}) + (V_{L2} \times \rho_{L2})$$

$$1000 \times 14 = V_{Lodo1} \times 11.2 + (1000 - V_{Lodo1}) \times 15.4$$

$$14000 = (V_{Lodo1} \times 11.2) + 15400 - (V_{Lodo1} \times 15.4)$$

$$V_{Lodo1} (15.4 - 11.2) = 15400 \text{ bl} - 14000 \text{ bl} = 1400$$

$$V_{Lodo1} = \frac{1400}{(15.4 - 11.2)} = 333.3 \text{ bl}$$

Etapa 5. Determinar la segunda incógnita y calcular el consumo de material.

$$V_{Lodo2} = 1000 \text{ bl} - V_{Lodo1}$$

$$V_{Lodo2} = 1000 - 333.3 = 666.7 \text{ bl}$$

Por lo tanto, para preparar 1000 bl ( $159 \text{ m}^3$ ) de lodo de 14.0 lb/gal ( $1.68 \text{ gr/cm}^3$ ), los siguientes volúmenes de lodos disponibles deberían ser mezclados:

333.3 bl de lodo de 11.2 lb/gal	53 $\text{m}^3$ de lodo de 1.34 $\text{gr/cm}^3$
666.7 bl de lodo de 15.4 lb/gal	106 $\text{m}^3$ de lodo de 1.85 $\text{gr/cm}^3$

#### 1.4.6 Preparación de Lodo Densificado.

Este sistema básico se compone esencialmente de bentonita de Wyoming y agua. Normalmente se usa este sistema para iniciar la perforación de un pozo. A medida que la perforación continúa, los sólidos de la formación se incorporan dentro del fluido de perforación, así como desde la superficie se le agregan otros materiales como la barita para densificarlo.

Ejemplo 4. Determinar las cantidades de materiales para preparar 1000 bl ( $159 \text{ m}^3$ ) de lodo de 16.0 lb/gal ( $1.92 \text{ gr/cm}^3$ ) con 20 lb/bl ( $57.1 \text{ kg/m}^3$ ) de bentonita, usando barita como agente densificante.

Etapa 1. Dibujar un diagrama.

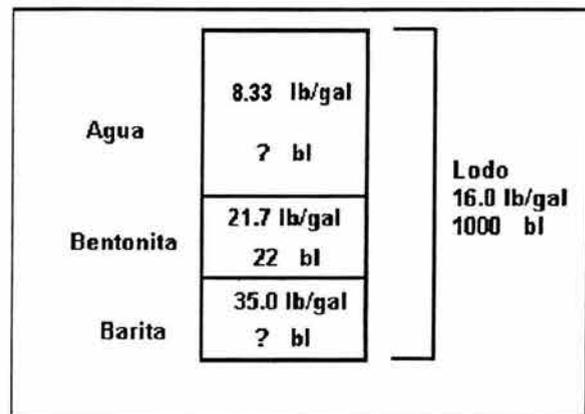


Figura 4.4: Diagrama del Ejemplo 4

## Capítulo IV. Sistemas Base Agua

Etapa 2. Determinar las densidades y los volúmenes con valores conocidos e incógnitas.

Componentes	$\rho$ (lb/gal)	V (bl)
Agua	8.33	?
Bentonita	21.7	22 (ver abajo)
Barita	35.0	?
Lodo a preparar	16.0	1000

$$V_{\text{Bentonita}} = \frac{20 \text{ lb/bl} \times 1000 \text{ bl}}{21.7 \text{ lb/gal} \times 42 \text{ gal/bl}} = 22 \text{ bl}$$

Etapa 3. Desarrollar el balance de masas y volúmenes.

$$V_{\text{Lodo}} \times \rho_{\text{Lodo}} = V_{\text{H}_2\text{O}} \times \rho_{\text{H}_2\text{O}} + V_{\text{Ben}} \times \rho_{\text{Ben}} + V_{\text{Bar}} \times \rho_{\text{Bar}}$$

$$V_{\text{Lodo}} = V_{\text{H}_2\text{O}} + V_{\text{Ben}} + V_{\text{Bar}}$$

En este punto, el balance de masas tiene dos incógnitas ( $V_{\text{Bar}}$  y  $V_{\text{Agua}}$ ) que pueden ser determinadas usando ambas ecuaciones. Resolver el balance de volúmenes para una incógnita y luego sustituirla en el balance de masas.

$$1000 \text{ bbl} = V_{\text{Agua}} + 22 \text{ bbl} + V_{\text{Bar}}$$

$$V_{\text{Bar}} (\text{bbl}) = (1000 - 22) - V_{\text{Agua}} = 978 - V_{\text{Agua}}$$

Etapa 4. Sustituir una incógnita en el balance de masas y resolver la ecuación.

$$V_{\text{Lodo}} \times \rho_{\text{Lodo}} = V_{\text{Agua}} \times \rho_{\text{Agua}} + V_{\text{Ben}} \times \rho_{\text{Ben}} + V_{\text{Bar}} \times \rho_{\text{Bar}}$$

$$16000 = V_{\text{Agua}} \times 8.33 + 477.4 + 34230 - V_{\text{Agua}} \times 35$$

$$1000 \times 16 = V_{\text{H}_2\text{O}} \times 8.33 + 22 \times 21.7 + (978 - V_{\text{H}_2\text{O}}) \times 35$$

$$V_{\text{Agua}} (35 - 8.33) = 477.4 + 34230 - 16000 = 18707.4$$

$$V_{\text{Agua}} = \frac{18707.4}{26.67} = 701 \text{ bl}$$

Etapa 5. Determinar la segunda incógnita y calcular el consumo de materiales.

El volumen de barita y bentonita puede ser determinado a partir del balance de volúmenes.

$$V_{\text{Bar}} = (978 - V_{\text{Agua}}) = 978 - 701 = 277 \text{ bl}$$

$$\text{lb}_{\text{Bar}} = 277 \text{ bl} \times (35 \text{ lb/gal} \times 42 \text{ gal/bl})$$

$$\text{lb}_{\text{Bar}} = 277 \text{ bl} \times 1470 \text{ lb/bl} = 407,190 \text{ lb}$$

$$\text{Barita} = \frac{407,190 \text{ lb}}{100 \text{ lb/sx}} = 4071 \text{ sx}$$

$$\text{lb}_{\text{Bar}} = 22 \text{ bbl} \times (21.7 \text{ lb/gal} \times 42 \text{ gal/bl})$$

$$\text{lb}_{\text{Bar}} = 22 \text{ bl} \times 911.4 \text{ lb/bl} = 20,050.8 \text{ lb}$$

$$\text{Bentonita} = \frac{20,050.8 \text{ lb}}{100 \text{ lb/sx}} = 200 \text{ sx}$$

$$1 \text{ sx} = 45 \text{ kg.}$$

Por lo tanto, para preparar 1000 bl ( $159 \text{ m}^3$ ) de lodo de 16.0 lb/gal ( $1.92 \text{ gr/cm}^3$ ) con 20 lb/bl ( $57.1 \text{ kg/m}^3$ ) de bentonita, la siguiente cantidad de material sería necesaria:

Agua	701 bl	$111.5 \text{ m}^3$
Bentonita	200 sx	9000 Kg.
Barita	4071 sx	182 toneladas

## Sección 2.4. Aditivos Químicos

### 2.4.1 Viscosificantes

#### **Bentonita**

La bentonita (montmorillonita de sodio), se usa principalmente como material para dar viscosidad y también como reductor de pérdida de agua para lodos base agua dulce.

La bentonita imparte viscosidad por el fenómeno de hidratación en agua dulce, también puede prehidratarse en agua dulce y agregarse al agua de mar o a lodos salados para el control de la viscosidad y control de filtración.

#### **Atapulguita**

La atapulguita (Silicato Hidro Magnesio-Aluminio) es usada como material para dar viscosidad a lodos agua salada. La atapulguita obtiene viscosidad a través de un efecto de unión de sus partículas debido a su estructura de agujas.

No imparte control de la filtración como la bentonita, por lo tanto un polímero reductor de pérdida de agua puede ser usado con la atapulguita para el control de la filtración.

#### **Asbestos**

El asbesto (Silicato de Calcio-Magnesio) es usado como material para dar viscosidad a lodos de perforación base agua dulce o salada. Da viscosidad de la misma manera que lo hace la atapulguita debido a la estructura de sus fibras.

**PRECAUCIÓN:** Debe emplearse con cuidado ya que es conocida como un material cancerígeno. Por lo cual se debe usar guantes y máscara protectora para su manejo. En la actualidad su uso ya está muy restringido.

#### **Polímeros**

Los polímeros son usados para controlar diferentes propiedades del fluido de perforación, así mismo sirven para dar viscosidad al fluido. Entre los principales se encuentran los siguientes:

- Polímero XC. Es manufacturado por una fermentación bacteriana produciendo viscosidad al agua de cualquier salinidad aún sin sólidos coloidales, se deberá usar un preservador para evitar una

degradación bacteriana. Su temperatura máxima de trabajo es de 250°F.

- Celulosa "DRISPAC". Se usa como reductor de pérdida de agua para lodos de perforación base agua dulce o salada y también para impartir viscosidad a estos sistemas. Su degradación ocurre a una temperatura de 300°F.
- Carboxymethyl Celulosa (CMC). Se usa como reductor de pérdida de agua, impartiendo viscosidad en lodos base agua dulce o agua salada. Arriba de 50,000 ppm de  $Cl^-$  su degradación ocurre a una temperatura de 250°F.
- Hydroxymethyl Celulosa (HEC). Se usa para dar viscosidad a fluidos de reparación de pozos, es altamente soluble en ácidos y se usa en unión de otros polímeros para dar viscosidad a lodos salados. Su degradación ocurre a 250°F.

#### *Agentes Amplificadores y de Revestimiento de la Bentonita.*

- "Ben – Ex". Es usado para ampliar el campo de la bentonita para formar un verdadero lodo de bajo contenido de sólidos no disperso, así como agente floculante para sólidos perforados. En lodos densos no dispersos funciona como amplificador de la bentonita y agente de revestimiento para la barita. Algunas bentonitas no reaccionan y necesitan ceniza de sosa.
- "Lo – Sol". Se usa en la fabricación de lodo de bajo contenido de sólidos no disperso, ampliando el campo de la bentonita. Reacciona con la mayoría de las bentonitas sin la adición de ceniza de sosa.

### 2.4.2 Materiales Densificantes.

#### **Barita**

La barita es un Sulfato de Bario ( $\text{BaSO}_4$ ) que se encuentra como un mineral natural, tiene una densidad de 4.2 a 4.6  $\text{gr/cm}^3$  y una dureza de 3.0, con diferentes coloraciones blanco, gris o café. Se encuentra mezclado con Silicato de Hierro y Aluminio.

#### **Oxido de Hierro**

El oxido de hierro ( $\text{Fe}_2\text{O}_3$ ) tiene una densidad de 4.9 a 5.3  $\text{gr/cm}^3$  y una dureza de 7.0, tiene coloración café, roja o negra. El Oxido de Hierro se usó como material densificante sin ver la importancia del espesor del enjarre. Después se descubrió que tenía tendencia a incrementar la pérdida de agua y el espesor del enjarre, combinado con la decoloración de la piel y la ropa por lo que dejó de usarse como material densificante.

#### **Galena**

La galena es un sulfuro de plomo ( $\text{PbS}$ ) con densidad de 6.7 a 7.0  $\text{gr/cm}^3$  y dureza de 25 con coloración que va de gris al negro. Debido a su toxicidad rara vez se usa como material densificante al lodo. Debido a su alta densidad se pueden fabricar lechadas de (32 lb/gal) 3.83  $\text{gr/cm}^3$ .

#### **Sales Disueltas**

- Cloruro de Sodio ( $\text{NaCl}$ ). Se usa cuando se perforan estratos de sal o domos, se obtiene con el lodos de (10.0 lb/gal) 1.2  $\text{gr/cm}^3$  de densidad.
- Cloruro de Calcio ( $\text{CaCl}_2$ ). Se usa principalmente lodos libres de sólidos para trabajos de reparación. Con él se puede obtener lodos de (11.8 lb/gal) 1.41  $\text{gr/cm}^3$  de densidad. Se usa también en combinación con el Cloruro de Sodio para obtener densidades intermedias a una misma saturación, el  $\text{CaCl}_2$  es mas corrosivo que el  $\text{NaCl}$ .
- Cloruro de Calcio/ Bromuro de Calcio. Las soluciones de Bromuro de Calcio y Cloruro de Calcio se usan para obtener lodos de densidad (11.7 a 15.1 lb/gal) 1.40 a 1.81  $\text{gr/cm}^3$ . Estos fluidos se usan para trabajos de reparación de pozos pero son altamente corrosivos.

### 2.4.3 Reactivos Reductores de Viscosidad

#### **Fosfatos**

- Pirofosfato de Sodio Ácido (SAPP). Su característica es tener un peso molecular de 221.97, densidad de 1.85  $\text{gr/cm}^3$  en solución diluida, su pH es de 4.8, en general es un polvo blanco con algunas impurezas insolubles (sulfatos) es ligeramente corrosivo al fierro. El Pirofosfato es de uso común para reducir la viscosidad en lodos. Cuando el SAPP empieza a perder efectividad es porque está sujeto a contaminaciones de sal. Su degradación ocurre a una temperatura de 150°F.
- Fosfato Tetrasódico (STP). El Fosfato Tetrasódico ( $\text{Na}_2\text{P}_2\text{O}_7$ ) tiene un peso molecular de 266.03 y una densidad de 2.534  $\text{gr/cm}^3$ . Es un producto blanco cristalino, que en solución diluida el pH es de 10.2 y solución al 10%, pH de 10.0. Su degradación se lleva a cabo a una temperatura de 150°F.
- Hexametrafosfato de Sodio (SHMP). El Hexametrafosfato de Sodio ( $\text{Na}_6(\text{PO}_3)_6$ ) tiene un peso molecular de 612.10 y una densidad de 2.181  $\text{gr/cm}^3$ , es incoloro y en solución de 10% el pH es de 5.1. No es tan efectivo como el SAPP en tratamientos largos y continuos. El SHMP también elimina el Calcio. Su límite de temperatura es de 150°F.

#### **Tanatos**

- Extracto de Quebracho ( $\text{C}_{14}\text{H}_{10}\text{O}_9$ ). Tiene aproximadamente el 65% de Tanino, es de apariencia de vidrio granulado y de color café. Es lentamente soluble en agua y en una suspensión del 105 tiene un pH de 5.0, es soluble en solución cáustica y en combinación 1:3 de cáustica y quebracho tiene un pH de 10.5. Es uno de los más efectivos adelgazadores químicos para lodos naturales y se usa hasta una temperatura de 250°F, siempre y cuando el contenido de sal y calcio del lodo no exceda de 10,000 ppm de  $\text{NaCl}$  y 240 ppm de calcio. Se agrega lignito al quebracho para ayudar al control de la pérdida del fluido.

- Extracto de Abeto. Es un tanino extraído de la corteza del abeto. Este producto se usa como adelgazador en lodos que contengan arriba de 240 ppm de calcio y 10,000 ppm de NaCl.

### Lignitos

- Lignitos de Mina o Ácidos Humicos. Son productos de la podredumbre de la vegetación. El producto final es de color café o negro, tiene un pH de 6.8 (casi neutro). Se usa con cáusticos en proporción de 1 parte de cáusticos y 5 partes de lignito, se usa también como adelgazador, emulsificador de aceite, reductor en pérdidas de fluido y no es efectivo en tratamientos específicos de lodos cálcicos.
- Lignitos Caustizados. Son lignitos a los cuales se les ha agregado cáusticos. Generalmente una parte de cáustico y 4 ó 5 partes de lignitos se premezclan y empacan en sacos de 50 lb. Se usa como un adelgazador, como reductor de pérdida de fluido y como emulsificador de aceite.
- Lignitos Modificados. Son usados con lignosulfonatos modificados para ayudar al control de la filtración particularmente a altas temperaturas, todos los lignitos son estables a temperaturas arriba de 400°F.

### Lignosulfonatos

- Lignosulfonatos de Calcio. Son usados como dispersantes químicos para lodos cálcicos. No son especialmente efectivos como adelgazadores en lodos base agua dulce pero son excelentes dispersantes para preparar lodos cálcicos.
- Lignosulfonatos de Sodio Modificados. Son lignosulfonatos de metal pesado cromo. Son usados para reducir la viscosidad y el esfuerzo de gel y también para ayudar al control de la pérdida de fluido. Se usan también en combinación con los lignitos modificados para el control de las propiedades del fluido a altas temperaturas.

### Poliacrilatos de Sodio.

Los Poliacrilatos de Sodio son usados en lodos de bajo contenido de sólidos no dispersos (pesados y ligeros) para controlar el valor de cedencia, el esfuerzo de gel y la pérdida de agua, en vez de dispersantes.

### 2.4.4 Reductores de Pérdida de Agua

#### Bentonita

La bentonita es un material usado principalmente para dar viscosidad a lodos base agua dulce. Sin embargo debido a que tiene características de formar el enjarre en el pozo imparte cierto control en la filtración. También se usa en lodos salados para ayudar al control de la filtración en menor grado.

#### Almidón

El almidón es un material que se usa para reducir la pérdida de fluido y es un dispersante en lodos base agua dulce y salada. el almidón es susceptible de fermentación, la que se puede reducir manteniendo un pH de 12.0, también se usa para ayudar a mantener la concentración de sal arriba de 230,000 ppm.

#### Carboxymethyl Celulosa de Sodio (CMC)

El CMC es un material que se mantiene disperso en agua dulce o salada, es altamente coloidal. Tiene más resistencia bacterial que el almidón y tiene muchas otras gomas naturales. El CMC es precipitado por el calcio y su uso se limita a lodos con menos de 50,000 ppm de sal.

#### "DRISPAC"

El "Drispac" es derivado de la celulosa. Tiene poder dispersante en lodos base agua, desde agua dulce hasta agua saturada, es un material no biodegradable y se usa para controlar la pérdida de agua y la viscosidad.

#### Poliacrilato de Sodio

El Poliacrilato de Sodio se usa para reducir la pérdida de agua en lodos no dispersos de bajo contenido de sólidos.

### 2.4.5 Dispersantes

Los dispersantes químicos como los fosfatos y los taninos solos no impartirán control de la pérdida de agua. Los lignosulfonatos son principalmente agentes para el control de la viscosidad y también imparten control de la pérdida de agua debido a su acción sobre las partículas de bentonita. En sistemas dispersos, valores muy bajos de pérdida de agua se obtienen con la adición de lignito.

### 2.4.6 Emulsificantes

#### **Emulsiones de Aceite en Agua**

La emulsión de aceite en agua casi siempre es perjudicial en el avance de la perforación y emulsiones arriba de 30% de aceite sólo se usan en aplicaciones muy especiales.

- Lignitos. En un sistema de lodo disperso los lignitos se usan para el control de filtrado y también para emulsionar lodos con contenido de 10% de aceite en volumen sin necesidad de usar ningún otro emulsificante.
- Emulsificante Tipo Jabón. Materiales jabonosos son tensoactivos superficiales, los cuales disueltos ya sea en agua o en aceite producen emulsiones en la misma forma que lo hacen los jabones ordinarios.

### 2.4.7 Aditivos Especiales

#### **Floculantes**

Polímeros Floculantes son usados para flocular sólidos perforados de grandes conglomerados de manera que se pueden remover ya sea por asentamiento o por medio mecánico. La floculación es el único método para remover los sólidos de tamaño coloidal que se producen durante la perforación, los cuales son altamente perjudiciales en el avance de la perforación.

#### **Agentes para el Control de Corrosión**

Los inhibidores de corrosión más comúnmente usados son compuestos a base de aminas aplicados manual o mecánicamente en el pozo para proteger el interior y exterior de la sarta de perforación.

#### **Desespumantes**

- Desespumantes para todo tipo de Propósitos. Pueden usarse en todos los sistemas de lodos base agua.
- Desespumantes para Agua Salada. Usados en el control de la espuma en lodos de agua salada.

#### **Control del pH**

La sosa cáustica o hidróxido de sodio (NaOH) es el reactivo comúnmente usado para el control del pH en el fluido de perforación. La potasa cáustica o hidróxido de potasio (KOH) puede ser directamente sustituida por NaOH en todos los sistemas de lodo base agua, especialmente en áreas donde hay problemas de calizas inestables. La ceniza de sosa ( $\text{Na}_2\text{CO}_3$ ) también afecta el pH en menor grado.

2.4.8 Tablas de Aditivos y Aplicaciones Principales

**Materiales Densificantes**

Descripción	Acción Principal
Barita API (SG 4.2), Sulfato de Bario	Para aumentar la densidad hasta 20 lb/gal (2.4 gr/cm <sup>3</sup> )
Hematita (SG 5.0), óxido de hierro	Para aumentar la densidad hasta 25 lb/gal (3.0 gr/cm <sup>3</sup> )
Carbonato de calcio de granulometría determinada (cal molida) (SG 2.8)	Agente densificante y puenteante soluble en ácido para aumentar la densidad hasta 12 lb/gal (1.44 gr/cm <sup>3</sup> )
Carbonato de calcio de granulometría determinada (mármol molido) (SG 2.8)	Agente densificante y puenteante de alta pureza soluble en ácido para aumentar la densidad hasta 12 lb/gal (1.44 gr/cm <sup>3</sup> )

Tabla 1.4: Materiales Densificantes

**Viscosificantes**

Descripción	Acción Principal
Bentonita de Wyoming API	Viscosidad y control de filtración
Bentonita de Wyoming API no tratada	Viscosidad y control de filtración
Bentonita mezclada de alto rendimiento	Viscosidad rápida para lodos a base de agua dulce en la parte superior del pozo
Atapulguita API	Viscosidad en lodos a base de agua salada
Sepiolita API	Viscosidad para lodos geotérmicos a base de agua dulce, agua salada y de alta temperatura
Floculante total orgánico	Floculante para sedimentar los sólidos durante la perforación en "aguas claras"
Extendedor de bentonita/ floculante selectivo	Para extender el rendimiento de la bentonita en lodos de bajo contenido de sólidos y como floculante selectivo
Biopolímero de goma xantana de alto peso molecular	Goma xantana producida por bacterias para viscosidad y suspensión en todos los lodos base agua
Biopolímero de goma xantana clarificada de primera calidad	Goma xantana producida por bacterias para viscosidad y suspensión en los sistemas de fluido de perforación de yacimiento
Biopolímero de goma welan	Goma welan producida por bacterias para viscosidad y suspensión en lodos base agua de alto contenido de calcio o baja salinidad
Goma guar	Viscosidad y control de filtrado en lodos de bajo contenido de sólidos
Hidroxietilcelulosa	Viscosidad en fluidos y lodos base agua de rehabilitación/terminación

Tabla 2.4: Viscosificantes

## Capítulo IV. Sistemas Base Agua

### Dispersantes / Desfloculantes

Descripción	Acción Principal
Lignito	Diluyente, emulsificante y control de filtrado
Lignito caustizado	Diluyente, emulsificante y control de filtrado para lodos de temperaturas elevadas
Lignito de potasio caustizado	Diluyente, emulsificante y control de filtrado para lodos a base de potasio
Cromolignito	Diluyente a temperaturas elevadas, emulsificante y control de filtrado
Lignosulfonato de cromo	Diluyente, inhibidor, control de filtrado y estabilizador térmico
Lignosulfonato de ferrocromo Lignosulfonato sin cromo	Diluyente aceptable para el medio ambiente, inhibidor y control de filtrado
Mezcla de extractos de tanino	Diluyente y control de filtrado para sistemas de bajo contenido de sólidos y pH alto, y lodos a base de cal
Poliacrilato — bajo peso molecular	Diluyente de polímero líquido a temperaturas elevadas
Tanino de cromo modificado	Diluyente y coloide protector
Tanino modificado sin cromo	Diluyente sin cromo y coloide protector

Tabla 3.4: Dispersantes/ Desfloculantes

### Agentes de Control de Filtrado

Descripción	Acción Principal
Mezcla de resina líquida	Estabilizar las propiedades de flujo de WBM, reducir el filtrado en sistemas de alta temperatura
Lignito resinado	Control de filtrado a temperaturas elevadas y estabilizador de reología para todos los lodos base agua
Almidón de maíz pregelatinizado	Control de filtrado y estabilizador de reología para los lodos saturados de agua salada, cal y agua dulce
Polisacárido preservado	Almidón no fermentante para control de filtrado, viscosidad y estabilización de lutitas en lodos a base de agua salada y agua dulce
Polisacárido modificado	Control de filtrado con aumento mínimo de la viscosidad
Carboximetilcelulosa de sodio	Control de filtrado y viscosificante
Celulosa Polianiónica (PAC) de viscosidad ultra-baja	Control de filtrado con aumento mínimo de la viscosidad
PAC de primera calidad	Control de filtrado y viscosificante
PAC de primera calidad de viscosidad ultra-baja	Control de filtrado con aumento mínimo de la viscosidad
Almidón derivado	Control de filtrado y viscosificante para sistemas de fluido de perforación de yacimiento
Copolímero de poliacrilato de sodio	Filtrado a temperaturas elevadas y e estabilizador de reología para lodos de bajo contenido de calcio, bajo contenido de sólidos o no dispersos

Tabla 4.4: Agentes de Control de Filtrado

Estabilizadores de Lutitas

Descripción	Acción Principal
Poliacrilamida – PHPA de alto peso molecular	Polímero encapsulador para lodos a base de agua dulce y agua salada
Poliacrilamida muy dispersable – PHPA de alto peso molecular	Polímero encapsulador para lodos a base de agua dulce y agua salada
Mezcla de agente tensoactivo/ polímero	Aditivo patentado de control de lutitas y gumbo
Suplemento de potasio	Fuente de potasio (sin cloruros) para lodos a base de potasio
Asfalto soplado	Estabilizador de lutitas y lubricante dispersable en aceite
Asfalto sulfonado	Estabilizador de lutitas, control de filtrado y lubricante
Gilsonita con acoplador	Estabilizador de lutitas y agente de taponamiento dispersable en agua
Eliminador de hidratación orgánica	Eliminador patentado de hidratación de lutitas y gumbo
Sistema base agua de poliglicol	Estabilizador de lutitas, control de filtrado y lubricante
Eliminador de hidratación de poliaminoácido	Eliminador patentado de hidratación de lutitas y gumbo
Hidróxido de Metales Mezclados (MMH)	Estabilizador de lutitas

Tabla 5.4: Estabilizadores de Lutitas

Lubricantes, Emulsificantes y Agentes Tensoactivos

Descripción	Acción Principal
Lubricante para presiones extremas	Lubricante para presiones extremas para reducir el torque y arrastre
Lubricante de baja toxicidad	Lubricante de baja toxicidad para lodos base agua
Lubricante de baja toxicidad	Lubricante de baja toxicidad para lodos base agua
Detergente de perforación	Reductor de tensión superficial para prevenir el embolamiento, causar la caída de arenas y emulsificar el aceite
Agente tensoactivo no iónico	Aditivo para prevenir el embolamiento de la barrena y del BHA
Emulsificante no iónico	Emulsificante para emulsiones de aceite en agua
Fluido de imbibición de tubería pegada de baja toxicidad	Fluidos de emplazamiento–liberadores de tubería pegada aceptables para el medio ambiente
Fluido de imbibición de tubería pegada densificable	Fluido de emplazamiento-liberador de tubería pegada densificable
Fluido de imbibición de tubería pegada	Fluido de emplazamiento-liberador de tubería pegada
Mezcla de glicol/ asfalto	Lubricante/ agente de prevención de pegadura por presión diferencial
Antiespumante líquido	Antiespumante de uso general para lodo base agua
Antiespumante a base de alcohol	Antiespumante de uso general para lodo base agua

Tabla 6.4: Lubricantes, Emulsificantes y Agentes Tensoactivos

## Capítulo IV. Sistemas Base Agua

---

### Inhibidores de Corrosión

Descripción	Acción Principal
Amina formadora de película dispersable en agua	Inhibidor de corrosión para lodos a base de agua dulce (bajo contenido de calcio) y fluidos de empaque
Amina formadora de película persistente	Amina formadora de película persistente para aplicación directa a la columna de perforación
Amina mezclada soluble en salmuera	Inhibidor de corrosión para sistemas de salmuera y lodos base agua de rehabilitación o terminación
Mezcla de inhibidor orgánico modificado	Producto de baja toxicidad para por oxígeno en lodos base agua y aireados
Inhibidor de incrustaciones	Inhibidor de incrustaciones de materiales tubulares en los fluidos de perforación y terminación
Secuestrante de sulfuro	Secuestrante de H <sub>2</sub> S a base de óxido de zinc
Biocida	Bactericida
Secuestrante de oxígeno	Elimina el oxígeno de los lodos base agua
Inhibidor de corrosión/ erosión	Amina resínica de perforación neumática de pozos geotérmicos

Tabla 7.4: Inhibidores de Corrosión

**Sección 3.4. Preparación de Fluidos Base Agua Bentoníticos**

**3.4.1 Sistema Base Agua – Bentonita No Densificado**

Este sistema básico se compone esencialmente de bentonita de Wyoming y agua. Normalmente se usa este sistema para iniciar la perforación de un pozo. A medida que la perforación continúa, los sólidos de la formación se incorporan dentro del fluido de perforación. Los equipos de remoción de sólidos son usados para eliminar la mayor cantidad posible de sólidos de la formación (sólidos perforados). Algunos de los sólidos nativos de la formación pueden ser de carácter bentonítico y aumentan la viscosidad del fluido de perforación. Por lo tanto, a este sistema se le atribuye frecuentemente el nombre de "lodo nativo". Las ventajas de este sistema son un costo bajo y una Velocidad de Penetración (ROP) alta. Este sistema suele disminuir considerablemente su viscosidad con el esfuerzo de corte.

Los sistemas base agua-bentonita no densificados son generalmente convertidos en otro sistema antes de alcanzar cualquier parte crítica del pozo. Por lo tanto, el contenido de sólidos debe ser mantenido a valores bajos para facilitar esta conversión.

Como este sistema no está densificado, el efecto de flotabilidad que tiene sobre los recortes es bajo. Por lo tanto, la limpieza del pozo depende de la viscosidad y de la velocidad de flujo. La viscosidad plástica debería ser baja, si el contenido de sólidos del sistema es bajo, por lo tanto la capacidad de transporte debe ser lograda con puntos de cedencia más altos. Los defloculantes químicos reducen dramáticamente el punto de cedencia y la viscosidad. Esto puede causar una limpieza inadecuada del pozo. Por lo tanto, el uso de defloculantes químicos en este sistema debería estar estrictamente limitado. Si se requiere un filtrado bajo, éste debería ser controlado con adiciones de bentonita prehidratada (si se usa en agua salada) y un aditivo de control de filtrado apropiado como el Carboxymethyl Celulosa (CMC).

Propiedades Típicas	
Densidad (lb/gal)	8.5 – 10
Viscosidad embudo (seg/qt)	36 – 55
Viscosidad plástica (cP)**	5 – 9
Punto de cedencia (lb/100 pies <sup>2</sup> )*	12 – 25
Esfuerzo de gel inicial (lb/110 pies <sup>2</sup> )	5 – 10
Esfuerzo de gel a 10 min. (lb/100 pies <sup>2</sup> )	10 – 20
pH	8.5 – 10.5
P <sub>m</sub> (cm <sup>3</sup> 0.02N H <sub>2</sub> SO <sub>4</sub> )	0.1– 1.5
P <sub>r</sub> (cm <sup>3</sup> 0.02N H <sub>2</sub> SO <sub>4</sub> )	0.1- 1.0
Calcio (mg/l)	40 – 240
Cloruros (mg/l) (agua dulce)	0 – 5000
Filtrado (cm <sup>3</sup> /30 min)	Según se requiera
Sólidos de baja gravedad específica (%)	3 – 10
MBT (lb/bl)	Ver la Figura 5.4

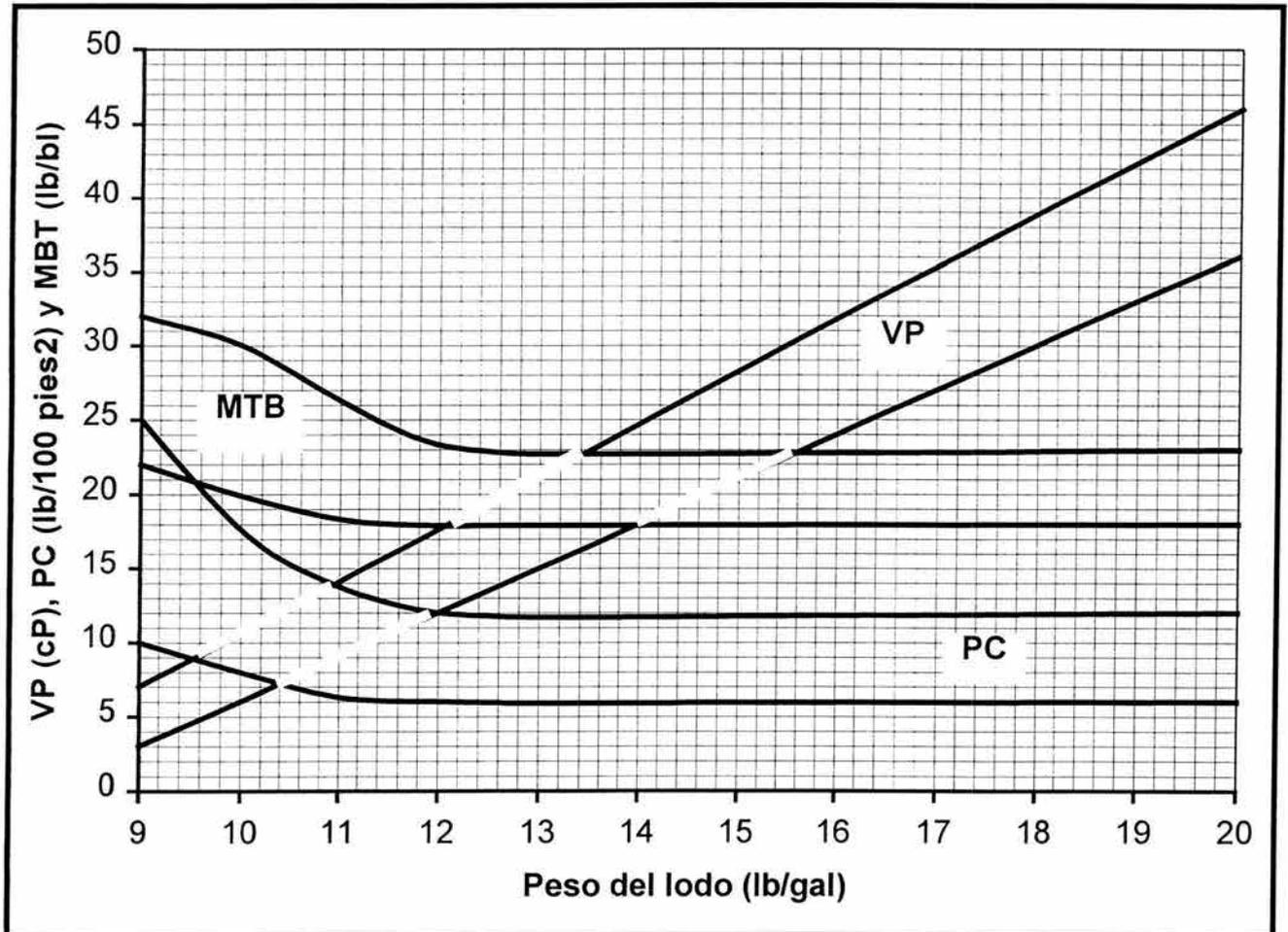
Material	Concentración	
	(lb/bl)	(Kg/m <sup>3</sup> )
Bentonita de Wyoming API	20 – 35	57.1 – 99.9
Soda cáustica	0.1 – 0.5	0.3 – 1.4
CMC	Según se requiera	Según se requiera
Pirofosfato de Sodio Ácido (SAPP)	0.125 – 0.5	0.4 – 1.4

## Capítulo IV. Sistemas Base Agua

Productos Típicos	Función Principal
Bentonita de Wyoming API	Viscosidad y control de filtrado
Soda cáustica	Aumento del pH y Pf
Lignito	Diluyente
SAPP	Diluyente
Celulosa Polianiónica (PAC)	Viscosidad y control de filtrado
Polisacárido modificado	Control de filtrado
Almidón de maíz pregelatinizado	Control de filtrado
Polisacárido preservado	Control de filtrado
Poliacrilamida – PHPA de alto peso molecular	Extendedor de bentonita
CMC	Viscosidad y control de filtrado

### 3.4.2 Preparación de un Sistema Base Agua – Bentonita Densificado

Este sistema básico se compone esencialmente de bentonita de Wyoming, barita, agua y algunos aditivos especiales. Normalmente se usa este sistema- también al inicio de la perforación de un pozo. El método que puede ser utilizado para la preparación de este sistema tipo de fluido de perforación, es descrito detalladamente en la Sección 1.4, en la cual se describe el balance de materiales que se lleva a cabo para elaborarlo (sin aditivos).



Gráfica 1.4: Rangos de viscosidad plástica, punto cedente y Prueba de Azul de Metileno (MBT) para los lodos base agua.

### 3.4.3 Sistema Bentonítico Desfloculado

EL sistema desfloculado es uno de los sistemas de fluido de perforación más usados en la industria. El diluyente principal contenido en el sistema es el lignosulfonato de cromo (o lignosulfonato sin cromo). Los lignosulfonatos son ácidos orgánicos que le proporcionan aniones (iones negativos) al fluido. Estos aniones reducen el punto cedente y los esfuerzos de gel al neutralizar los cationes (iones positivos) en las partículas de arcilla, desfloculando con ello la lechada de arcilla y haciendo que las partículas de arcilla se repelen. El lignosulfonato de cromo es muy versátil debido a su alto grado de solubilidad en ambientes tanto de agua dulce como de agua salada. Como es ácido, el lignosulfonato requiere un ambiente alcalino donde pueda solubilizarse. Por lo tanto se agregan iones hidroxilo, generalmente en la forma de soda cáustica (hidróxido de sodio) y cal (hidróxido de calcio) para aumentar el pH. Este sistema puede ser tratado para lograr un alto grado de tolerancia respecto a la contaminación de sólidos y a la contaminación química, simplemente aumentando la concentración de lignosulfonato de cromo y lignito o lignito caustizado de cromo. El lignito es un ácido orgánico que también le proporciona aniones al fluido, lo cual hace que las partículas se repelen. En muchos casos, una relación de dos partes de lignosulfonato a una parte de lignito o lignito caustizado de cromo constituye una combinación muy eficaz para los tratamientos, pero esta relación puede ser modificada.

Los materiales como el lignosulfonato de cromo, lignito y lignito caustizado de cromo son desfloculantes, pero también son considerados como dispersantes y diluyentes, ya que permiten la dispersión de las partículas discretas y reducen el punto cedente y el esfuerzo de gel, pero aumentan el valor del exponente "n" del fluido de perforación. Los sistemas de lignosulfonato son generalmente convertidos a partir de suspensiones de agua-arcilla no densificadas o "lodos de perforación inicial".

Un tratamiento típico para convertir a un sistema de lignosulfonato de cromo tratado ligeramente sería aproximadamente 4 lb/bl (11.3 Kg/m<sup>3</sup>) de bentonita de Wyoming API, 2 lb/bl (5.7 Kg/m<sup>3</sup>) de lignosulfonato de cromo, 1 lb/bl (2.9 Kg/m<sup>3</sup>) de lignito o cromolignito, y 1 lb/bl (2.9 Kg/m<sup>3</sup>) de soda cáustica. La comparación entre las propiedades del fluido de perforación en la línea de flujo y las

mismas propiedades en los tanques indica el grado en que los contaminantes del pozo están afectando las propiedades del fluido de perforación. Esto también refleja la estabilidad del sistema. En muchos casos, una diferencia importante de las propiedades entre la línea de flujo y los tanques indica que el fluido es inestable. La estabilidad del sistema de lignosulfonato de cromo puede ser aumentada mediante el aumento de la concentración de lignosulfonato y lignito (o cromolignito). Estos sistemas sometidos a un tratamiento ligero contienen de 2 a 6 lb/bl (5.7 – 17.1 Kg/m<sup>3</sup>) de lignosulfonato y de 1 a 3 lb/bl (2.9 – 8.6 Kg/m<sup>3</sup>) de lignito (o cromolignito), mientras que un sistema de lignosulfonato de cromo totalmente inhibitor puede contener de 8 a 12 lb/bl (22.8 – 34.2 Kg/m<sup>3</sup>) de lignosulfonato y de 4 a 6 lb/bl (11.4 – 17.1 Kg/m<sup>3</sup>) de lignito.

El mantenimiento de un sistema de lignosulfonato (y otros sistemas de fluido de perforación) durante la perforación significa mantener las propiedades a valores predeterminados casi constantes. Estos valores son controlados por la concentración de materiales en el fluido de perforación. Cuando se añade agua al fluido de perforación para mantener una concentración aceptable de sólidos perforados, se requiere añadir productos para mantener la concentración deseada de aditivos. Por lo tanto, se debe medir o estimar el volumen de agua de dilución de manera que este volumen pueda ser usado como base para las adiciones de productos. La cantidad de dilución requerida depende del tamaño del pozo, la velocidad de penetración, el tipo de formación, el equipo de control de sólidos y la concentración óptima de sólidos perforados en el fluido de perforación.

El límite de temperatura de este sistema es aproximadamente 320°F (160°C), ya que la degradación térmica del lignosulfonato es más rápida por encima de esta temperatura. El límite de temperatura de este sistema puede ser aumentado considerablemente si se aumenta la concentración de lignito y se reduce la concentración de lignosulfonato. El lignito tiene un límite de temperatura de aproximadamente 450°F (232°C).

**OBSERVACIÓN:** Este tipo de sistemas de fluido de perforación contienen cromo y puede que su uso no sea autorizado por algunos reglamentos ambientales. Cuando no se permite usar cromo, debería usarse lignosulfonato sin cromo y lignito.

**3.4.4 Preparación de Fluidos Base Agua Bentoníticos Inhibidos**

El potasio es uno de los iones más eficaces para minimizar (inhibir) la hidratación de lutita. El carácter inhibitor del potasio se obtiene mediante el intercambio de bases iónicas de iones potasio por iones sodio y/o calcio entre las capas de arcillas, y mediante la fijación del ion potasio en la red cristalina de los minerales arcillosos hinchables. Muchas arcillas hinchables son selectivas respecto al potasio y absorberán el ion potasio antes que el ion sodio. En otras arcillas, el efecto de "acción de masas" es aplicable, es decir que el intercambio iónico entre el sodio y el potasio se produce más fácilmente cuando la relación de potasio a sodio en el fluido de perforación excede 3:1. La baja energía de hidratación de los iones potasio contribuye a la inhibición de la hidratación de la arcilla en las arcillas intercambiadas a base de potasio.

La fijación de los iones potasio ocurre en las laminillas de arcilla con una carga negativa por encima de la media. Esta fijación de iones ocurre porque el diámetro del ion potasio de 2.66 Å encaja perfectamente dentro del espacio reticular de 2.80 Å de la estructura de arcilla. Esto proporciona una condición ideal para la compactación cristalina. La baja energía de hidratación del ion potasio también contribuye a la deshidratación entre capas, resultando en la formación de una estructura compacta y apretada. Esta estructura resiste a la hidratación y al intercambio catiónico. Cuando la fijación de iones ocurre, la laminilla de arcilla contiene menos agua en el espacio entre capas y es muy estable.

**3.4.4.1 Sistema Inhibido a Base de Potasio**

El sistema está diseñado para proporcionar inhibición, estabilidad del pozo y producción mejorada mediante la inhibición de potasio en las regiones donde los sistemas de cloruro de potasio no son aceptables desde el punto de vista ambiental. Las fuentes de potasio son lignito potásico, cromo lignito de KOH, acetato de potasio y potasa cáustica (KOH). El sistema limita la cantidad de sodio añadido. El sistema está diseñado para funcionar en un ambiente alcalino de agua dulce o agua salada.

Como el principal desfloculante en este sistema es el lignito, el sistema no es tan rentable en los ambientes donde la concentración de cloruros es superior a 15,000 mg/l, ya que la solubilidad del lignito disminuye cuando la concentración de cloruros aumenta. Las ventajas del sistema son recortes no dispersos, mejor remoción de sólidos y mejor estabilidad del pozo. Otras ventajas incluyen la reducción del desprendimiento de lutitas, tapones y rellenos durante los viajes, y la reducción del número de cementaciones costosas debido al ensanchamiento del pozo.

El sistema a base de potasio puede ser mezclado desde el principio o convertido a partir de un sistema existente. Para convertir un sistema existente a un sistema inhibido a base de potasio, se debe añadir aproximadamente 3 a 5 lb/bl ( 8.6 – 14.3 Kg/m<sup>3</sup>) de bentonita prehidratada, 4 lb/bl (11.4 Kg/m<sup>3</sup>) de lignito potásico ó cromo lignito de KOH, y 1 a 2 lb/bl ( 2.9 – 5.7 Kg/m<sup>3</sup>) de potasa cáustica durante una circulación. Ajustar la concentración de ion potasio con adiciones de acetato de potasio o Lignito de potasio caustizado adicional.

<b>Propiedades Típicas</b>	
Densidad (lb/gal)	10.0
Viscosidad embudo (seg/qt)	± (3.5 x peso del lodo)
Viscosidad plástica (cP)	Ver la Figura 5.4
Punto cedente (lb/100 pies <sup>2</sup> )	Ver la Figura 5.4
Esfuerzo de gel inicial (lb/100 pies <sup>2</sup> )	1 – 5
Esfuerzo de gel a 10 min. (lb/100 pies <sup>2</sup> )	1 – 10
pH	9.5 – 10.5
P <sub>m</sub> (cm <sup>3</sup> 0.02N H <sub>2</sub> SO <sub>4</sub> )	0.5 – 1
P <sub>f</sub> (cm <sup>3</sup> 0.02N H <sub>2</sub> SO <sub>4</sub> )	1.0 – 1.8
Calcio (mg/l)	0 – 300
Potasio (mg/l)	1000 – 10,000
Cloruros (mg/l)	0 – 20 000
Filtrado (cm <sup>3</sup> /30 min)	Según se requiera
Sólidos de baja gravedad específica (%)*	4 – 5
MBT (lb/bl)	<25

Ver las Gráficas 2.4 y 3.4.

Material	Concentración	
	(lb/bl)	(Kg/m <sup>3</sup> )
Barita o Hematita (SG 5.0), óxido de hierro	0 – 550	0 - 1569.2
Bentonita (prehidratada)	5 – 15	14.3 – 42.8
KOH	0.5 – 2.0	1.4 – 5.7
Lignito potásico, o cromo lignito de KOH	8 – 10	22.8 – 28.5
Mezcla de agente Tensoactivo / polímero	4 – 6	11.4 – 17.1
Acetato de potasio	0 – 3	0 – 8.6
Celulosa Polianiónica (PAC)	0.5 – 1.5	1.4 – 4.3
Biopolímero de goma xantana de alto peso molecular	0.5 – 1.5	1.4 – 4.3
Lignito resinado	0 – 6	0 – 17.1

Productos Típicos	Función Principal
Barita o Hematita (SG 5.0), óxido de hierro	Aumentar la densidad
Bentonita (prehidratada)	Viscosidad y control de filtrado
Lignito potásico, o cromo lignito de KOH	Diluyente y fuente de potasio
KOH	pH, P <sub>r</sub> y fuente de potasio
Acetato de potasio	Fuente de potasio
Celulosa Polianiónica (PAC)	Filtrado y encapsulación
Lignito resinado	Control de filtrado ATAP
Biopolímero de goma xantana de alto peso molecular	Viscosidad a muy baja velocidad de corte
Mezcla de agente Tensoactivo / polímero	Estabilización de lutita

#### 3.4.4.2 Sistema de Polímeros de Cloruro de Potasio

El sistema de polímeros de cloruro de potasio fue desarrollado para estabilizar las lutitas sensibles al agua mediante la inhibición del ion potasio. El carácter inhibitor de este sistema minimiza la hidratación de las lutitas, lo cual minimiza el ensanchamiento del pozo, el embolamiento de la barrena y estabilizadores, el desprendimiento de lutitas, y la reducción de la permeabilidad en las

zonas productivas. El sistema de cloruro de potasio usa la sal de cloruro de potasio (KCl) como fuente principal de iones potasio para la inhibición iónica. Este sistema es más eficaz cuando se usan polímeros para la encapsulación. Los polímeros Celulosa Polianiónica (PAC) o Poliácridamida Parcialmente Hidrolizada (PHPA) pueden ser usados para la encapsulación.

Estos polímeros recubren los recortes y las lutitas expuestas, limitando la interacción con el agua. Como algunas lutitas son más sensibles al agua que otras, la concentración de KCl requerida para inhibir estas lutitas será variable. Durante las operaciones de perforación, los recortes de lutita deberían ser monitoreados continuamente para determinar la inhibición. Si la concentración de KCl en el sistema no es suficiente, los recortes de lutita serán blandos y esponjosos. Si la concentración de KCl es suficiente, estos recortes mantendrán su integridad. Las lutitas más antiguas requieren generalmente de 10 a 15 lb/bl (28.5 – 42.8 Kg/m<sup>3</sup>) de KCl (3.5 a 5.0%) mientras que las lutitas más recientes pueden requerir de 30 a 50 lb/bl (85.6 – 142.7 Kg/m<sup>3</sup>) (8.5 a 15%). El KCl y otros productos químicos deberían ser premezclados antes de añadirlos al sistema para maximizar la rentabilidad de estos productos.

Cuando se usa agua de preparación dura, la dureza debería ser reducida a menos de 300 mg/l con carbonato de sodio antes de añadir los polímeros que son sensibles a la dureza. Como los sistemas de cloruro de potasio son muy sensibles a los sólidos, lo mejor sería mezclar el sistema desde el principio, en vez de convertir un fluido de perforación existente (conteniendo sólidos perforados) a un sistema de cloruro de potasio. La primera etapa del proceso de mezcla de un sistema de cloruro de potasio consiste en tratar la dureza con carbonato de sodio, luego prehidratar la Bentonita de Wyoming API en agua dulce. Después, añadir KCl, KOH, Poliácridamida (PHPA), Celulosa Polianiónica (PAC), biopolímero de goma xantana de alto peso molecular y barita API. Las propiedades reológicas y las tasas de filtración en este sistema son controladas por los materiales poliméricos, los cuales no son térmicamente estables a temperaturas mayores que 300°F. El límite de temperatura del sistema es aproximadamente 300°F. Este sistema es muy sensible a la contaminación de sólidos y calcio, y en general es más costoso que los otros sistemas base agua.

## Capítulo IV. Sistemas Base Agua

1Propiedades Típicas	Formaciones Viejas	Formaciones Recientes
Densidad (lb/gal)	10 – 16	10 – 16
Viscosidad plástica (cP)	Ver la Figura 5.4	Ver la Figura 5.4
Punto cedente (lb/100 pies <sup>2</sup> )	20 – 30	20 – 30
Esfuerzo de gel inicial (lb/100 pies <sup>2</sup> )	5 – 10	10 – 15
Esfuerzo de gel a 10 min. (lb/100 pies <sup>2</sup> )	15 – 20	15 – 20
Filtrado (cm <sup>3</sup> /30 min)	10 – 15	5 – 10
Potasio (mg/l)	15 000 – 25 000	55 000 – 100 000
Calcio(mg/l)	<200	<200
PH	9.5 – 10	10 – 11
Sólidos de baja gravedad especifica (%)*	2 – 4	3 – 5
MBT (lb/bl)	<25	<20

\*Ver la Gráfica 2.4.

Productos Típicos	Formaciones Viejas		Formaciones Recientes		Función Principal
	(lb/bl)	(Kg/m <sup>3</sup> )	(lb/bl)	(Kg/m <sup>3</sup> )	
Cloruro de potasio	10 – 15	28.5 – 42.8	35 – 70	99.9 – 199.7	Fuente de potasio
Poliacrilamida Parcialmente Hidrolizada (PHPA)	0.5 – 1	1.4 – 2.9	0.5 – 2	1.4 – 5.7	Encapsulación
Bentonita de Wyoming API	8 – 10 (prehidratada)	22.8 – 28.5	2 – 5	5.7 – 14.3	Viscosidad y enjarre
Biopolímero de goma xantana de alto peso molecular	0.5 – 1	1.4 – 2.9	0.5 – 1.5	1.4 – 4.3	Viscosidad a baja velocidad de corte
Celulosa Polianiónica (PAC)	0.5 – 2	1.4 – 5.7	0.5 – 3	1.4 – 8.6	Control de filtrado y encapsulación
Potasa cáustica (KOH)	0.5 – 1	1.4 – 2.9	0.75 – 1.5	2.1 – 4.3	pH y potasio
Carbonato de sodio	0.5	1.4	0.5	1.4	Control del calcio
Barita API	Según se requiera	Según se requiera	Según se requiera	Según se requiera	Densidad

Además del cloruro de potasio, varias otras fuentes de potasio sin cloruros están disponibles. Éstas incluyen el carbonato de potasio, sulfato de potasio, acetato de potasio, potasa cáustica (KOH) y otras. Todos estos productos químicos de potasios sin cloruros han sido usados para formular sistemas de lodo inhibidos a base de potasio. Añadir de 4 a 6 lb/bl (11.4 – 17.1 Kg/m<sup>3</sup>) de mezcla de agente tensoactivo / polímero durante otra circulación para mejorar la estabilización de lutitas y minimizar el embolamiento de la barrena y del estabilizador. La

concentración de sólidos de baja gravedad específica debería ser mantenida a menos que 5% y el MBT a menos de 25 lb/bl (71.3 Kg/m<sup>3</sup>).

Las tasas de dilución deberían ser controladas para asegurar el mantenimiento de concentraciones apropiadas de materiales. La concentración de ion potasio debería ser controlada separadamente porque el potasio reacciona y es agotado por los sólidos perforados. La concentración de ion potasio suele ser controlada entre 1000 y 10,000 mg/l.

## Sección 4.4. Preparación de Fluidos Base Agua con Polímero

Los polímeros han sido usados en los fluidos de perforación desde los años 1930, cuando el almidón de maíz fue introducido como aditivo de control de filtrado. Desde esa época, los polímeros se han vuelto más especializados y en consecuencia, su aceptación ha aumentado. 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 aún otros polímeros más complicados se derivan de sintéticos. Las posibilidades ilimitadas de desarrollo de polímeros hacen que los polímeros 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 la situación. Por este motivo, los polímeros tienen un futuro ilimitado en los fluidos de perforación.

### 4.4.1 Sistema de Polímeros Encapsuladores

Los sistemas de Poliácrlato de Sodio están diseñados para proporcionar la estabilización (inhibición) de lutitas y el control de viscosidad en lodos base agua. Estos sistemas usan un polímero de alto peso molecular, el cual tiene múltiples aplicaciones y ventajas. El Poliácrlato de Sodio se usa en una variedad de sistemas y aplicaciones especiales para la encapsulación de para lodos a base de agua dulce y agua salada.

Este sistema se usa en las siguientes aplicaciones:

1. Durante las operaciones de perforación realizadas en agua clara, el sistema actúa como floculante total en los sistemas sin bentonita, eliminando los sólidos perforados en la superficie. Las ventajas de esta aplicación incluyen mejor velocidad de penetración (ROP), mayor eficiencia de los equipos de control de sólidos y mejor estabilidad del pozo.

2. En los sistemas no dispersos de bajo contenido de sólidos, donde el Sistema de Poliácrlamida Parcialmente Hidrolizada (PHPA) es usado principalmente para extender la bentonita. Las ventajas de esta aplicación son un contenido de sólidos más bajo, una velocidad de penetración (ROP) más alta, una mejor eficiencia del equipo de remoción de sólidos y la minimización del ensanchamiento del pozo.

Concentraciones de 0.1 a 0.5 lb/bl (0.3 – 1.4 Kg/m<sup>3</sup>) de Poliácrlato de Sodio son añadidas a estos sistemas, los cuales contienen de 8 a 12 lb/bl (22.8 – 34.2 Kg/m<sup>3</sup>) de bentonita, para aumentar el punto cedente y minimizar la viscosidad plástica. Los sistemas convencionales que no contienen Poliácrlato de Sodio suelen contener de 25 a 35 lb/bl (71.3 – 99.9 Kg/m<sup>3</sup>) de bentonita.

3. Los sistemas de Poliácrlato de Sodio verdaderos de bajo contenido de sólidos son usados principalmente para la estabilización de lutitas. Esto se logra por encapsulación, mediante la viscosificación de la fase acuosa, y mediante la absorción del agua libre por el polímero. La encapsulación es el proceso por el cual el Sistema Poliácrlamida envuelve las laminillas de arcilla, lo cual impide que el agua entre dentro de la estructura entre capas de las arcillas. Sistema Poliácrlamida también aumenta la viscosidad de la fase líquida, lo cual modera el movimiento del fluido dentro de la estructura entre capas de las arcillas.

El sistema también adsorbe el agua de la fase líquida, reduciendo la cantidad de agua disponible para entrar en la estructura de las arcillas. En este sistema, la concentración de polímero activo (Poliácrlato de Sodio) se mantiene entre 1 y 2 lb/bl ( 2.9 – 5.7 Kg/m<sup>3</sup>). A esta concentración, los sitios aniónicos en los polímeros exceden los sitios catiónicos disponibles en la bentonita y las arcillas perforadas, resultando en la encapsulación de las arcillas reactivas en el lodo y en la pared del pozo.

Esta condición se describe frecuentemente como el "control de la cresta de viscosidad".

## Capítulo IV. Sistemas Base Agua

La estabilidad de este sistema depende del mantenimiento de la concentración de polímeros dentro del rango apropiado y del control del contenido de sólidos arcillosos del sistema a menos de 6%. Si la concentración de polímeros es demasiado baja o la concentración de sólidos es demasiado alta, se necesitarán desfloculantes aniónicos (diluyentes) para estabilizar las propiedades de flujo. Si se usan desfloculantes, la estabilización y encapsulación de lutitas serán reducidas ya que los sitios aniónicos fuertes de los desfloculantes compiten con los sitios de Poliácridato de Sodio para los sitios catiónicos de las arcillas. Por lo tanto, si desfloculantes son requeridos, se debería usar Poliácridato de bajo peso molecular, ya que éste no reduce el punto cedente tanto como el lignosulfonato o el lignito. La densidad máxima de un Sistema Poliácridamida verdadero es de 12 a 13 lb/gal (1.44 – 1.56 gr/cm<sup>3</sup>), debido a la intolerancia de sólidos, a menos que se usen desfloculantes para estabilizar las propiedades de flujo.

4. Para la estabilización de lutita. El Sistema Poliácridamida puede ser añadido a cualquier sistema de bajo pH, agua dulce o tratado con KCl para reducir el derrumbamiento y levantamiento de la lutita. También reducirá el torque y arrastre, e impedirá el embolamiento de la barrena y del conjunto de conexiones de fondo (Bottomhole Assembly, BHA).

Propiedades Típicas	
Densidad (lb/gal)	9 – 13
Viscosidad embudo (seg/qt)	32 – 45
Viscosidad plástica (cP)	6 – 10
Punto cedente (lb/100 pies <sup>2</sup> )	10 – 20
Esfuerzo de gel inicial (lb/100 pies <sup>2</sup> )	3 – 6
Esfuerzo de gel a 10 min. (lb/100 pies <sup>2</sup> )	5 – 10
pH	8.5 – 10
P <sub>m</sub> (cm <sup>3</sup> 0.02N H <sub>2</sub> SO <sub>4</sub> )	0.2 – 1
P <sub>f</sub> (cm <sup>3</sup> 0.02N H <sub>2</sub> SO <sub>4</sub> )	0.1 – 0.5
Calcio (mg/l)	<300
Cloruros (mg/l)	0 – 190 000
Filtrado (cm <sup>3</sup> /30 min)	Según se requiera
Sólidos de baja gravedad específica (%)*	3 – 10
MBT (lb/bl)	7.5 – 17.5

Ver las Figuras 2.4 y 3.4.

La mayoría de los sistemas de fluido de perforación existentes pueden ser convertidos a sistemas de Poliácridamida, pero es mucho más conveniente mezclar un sistema Poliácridamida limpio desde el principio.

Para mezclar un sistema Poliácridamida no densificado, se puede usar la siguiente formulación como guía:

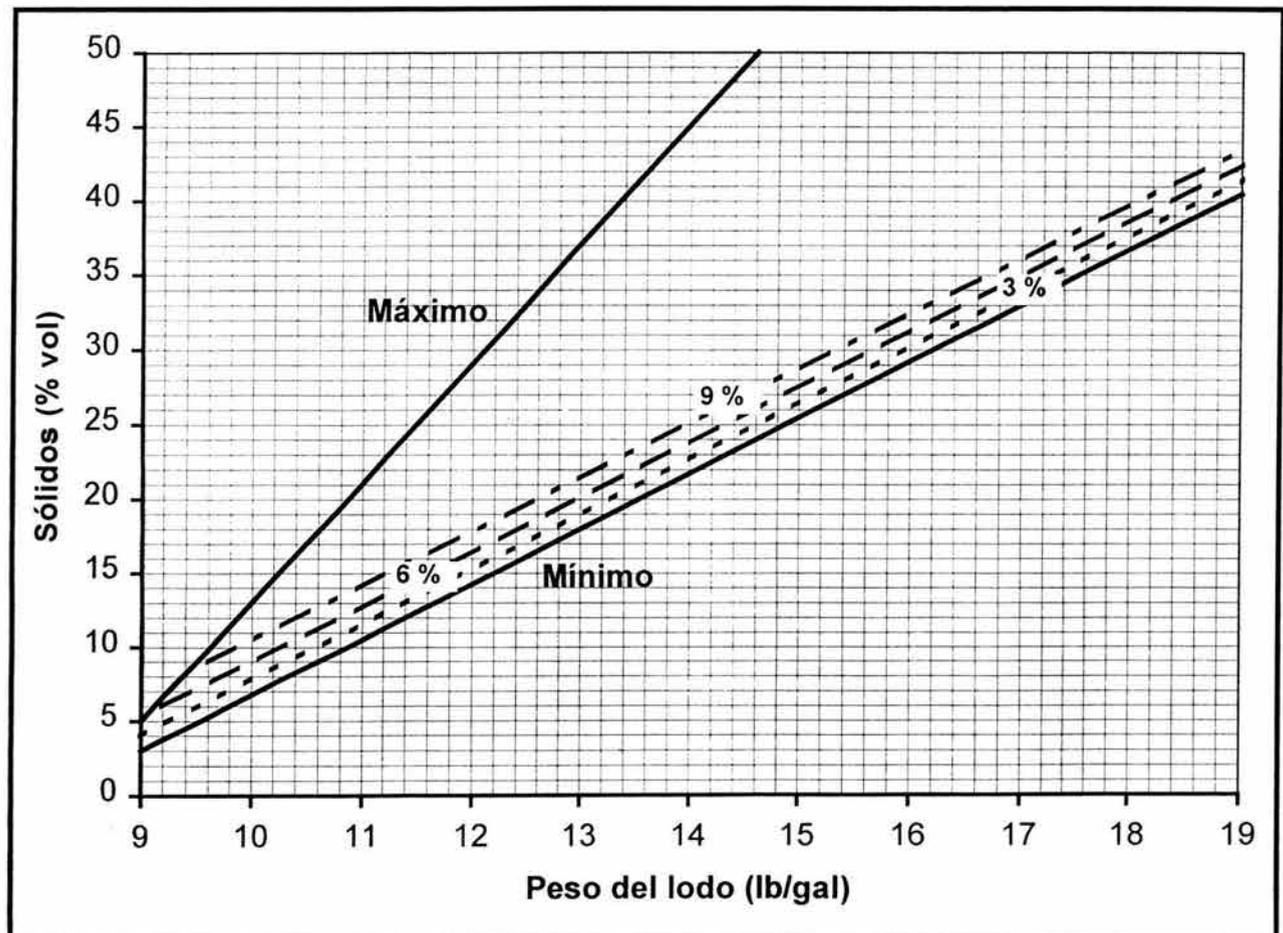
Producto Químico	Cantidad	
	(lb/bl)	(Kg/m <sup>3</sup> )
Bentonita de Wyoming API prehidratada	2.5 – 5	7.1 – 14.3
Soda cáustica o KOH	0.25	0.7
Poliácridamida	1 – 2.5	2.9 – 7.1
Celulosa Polianiónica de alta calidad.	0.5 – 2	1.4 – 5.7

Productos Típicos	Función Principal
Barita	Aumentar la densidad
Bentonita de Wyoming API prehidratada	Viscosidad y control de filtrado
Poliácridamida Parcialmente Hidrolizada (PHPA)	Inhibición y extendedor de gel
Sosa cáustica y KOH	pH y P <sub>r</sub>
Celulosa Polianiónica de alta calidad.	Control de filtrado
Copolímero de poliácridato de sodio	Control de filtrado
Polisacárido preservado	Control de filtrado
Carbonato de sodio	Control de la dureza
Biopolímero de goma xantana de alto peso molecular	Control de las viscosidades a muy baja velocidad de corte
Poliácridato de Bajo peso molecular	Reducir los esfuerzos de gel
KCl y NaCl	Inhibición iónica

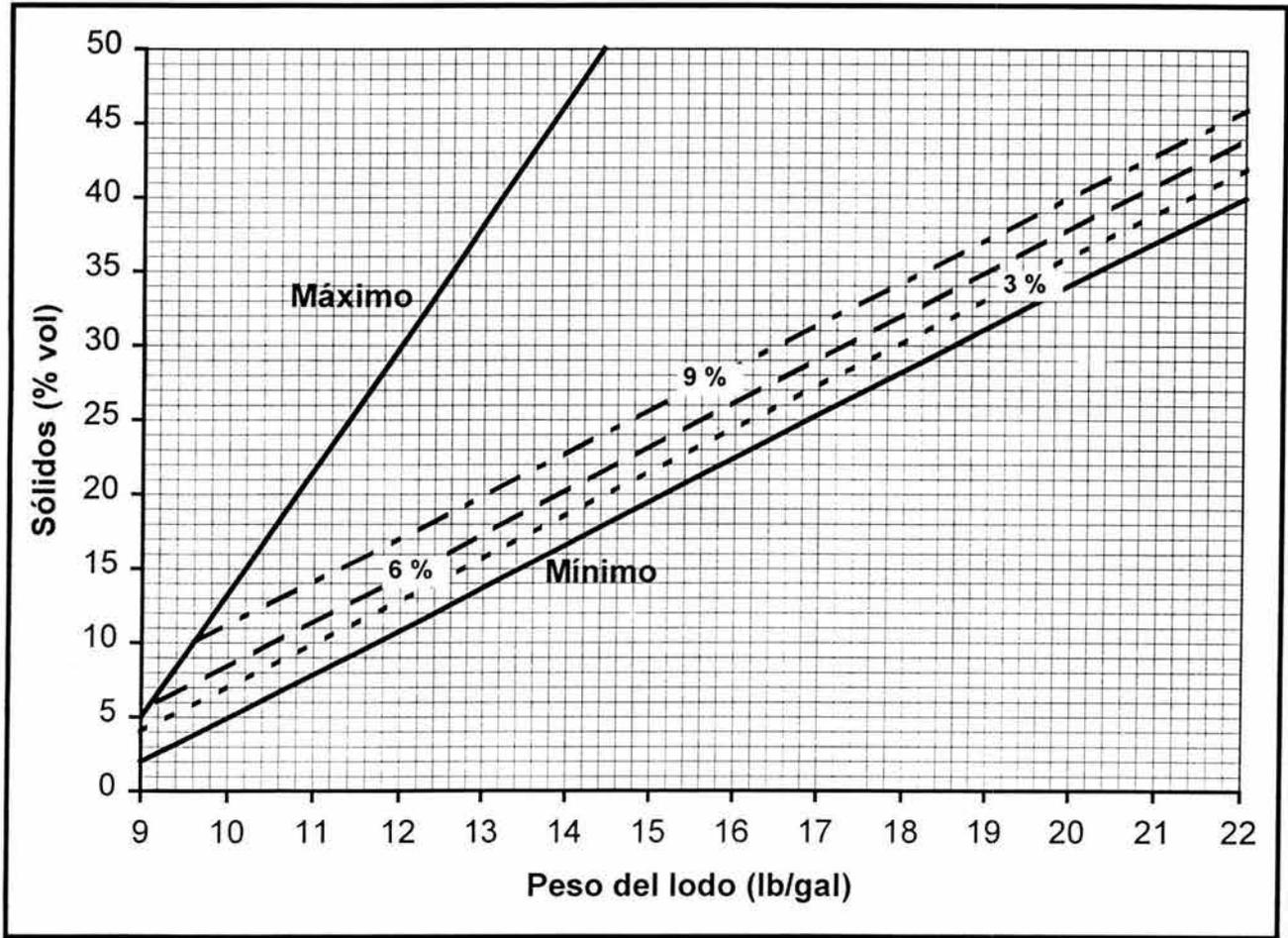
Material	Concentración	
	(lb/bl)	(Kg/m <sup>3</sup> )
Barita	300	855.9
Bentonita de Wyoming API prehidratada	2.5 – 10	7.1 – 28.5
Soda cáustica	0.5 – 1	1.4 – 2.9
Poliacrilamida Parcialmente Hidrolizada (PHPA)	0.5 – 1.5	1.4 – 4.3
Celulosa Polianiónica de alta calidad.	0.5 – 2	1.4 – 5.7
Copolímero de poliacrilato de sodio	0.5 – 2.5	1.4 – 7.1
Poliacrilato de bajo peso molecular	0.1 – 1	0.3 – 2.9
Biopolímero de goma xantana de alto peso molecular	0.5 – 1	1.4 – 2.9

Para mezclar un sistema Poliactilamida Parcialmente Hidrolizada (PHPA) densificado, se puede usar la siguiente formulación como guía:

Producto Químico	Cantidad	
	(lb/bl)	(Kg/m <sup>3</sup> )
Bentonita de Wyoming API prehidratada	1 – 5	2.9 – 14.3
Soda cáustica o KOH	0.25	0.7
Poliactilamida Parcialmente Hidrolizada (PHPA)	1 – 2.5	2.9 – 7.1
Biopolímero de goma xantana de alto peso molecular	0.2 – 1	0.6 – 2.9
Celulosa Polianiónica de alta calidad.	0.5 – 2	1.4 – 5.7
Lignito o Lignito resinado	2 – 5	5.7 – 14.3



Gráfica 2.4: Rango de sólidos para los lodos base agua con barita.



Gráfica 3.4: Rango de sólidos para lodos base agua con hematita.

Cuando se desplaza un sistema existente con un sistema Poliácridamida Parcialmente Hidrolizada (PHPA), el tamaño de malla de temblorina debería ser aumentado para evitar la pérdida de lodo. El lodo se floculará y el polímero no se cortará durante la primera o las dos primeras circulaciones después del desplazamiento. Las mallas de temblorina finas deberían ser reemplazadas lo antes posible. Un espaciador grueso de Bentonita de Wyoming API prehidratada / Poliácridamida Parcialmente Hidrolizada (PHPA) debería ser bombeado delante del sistema Poliácridamida Parcialmente Hidrolizada (PHPA) para lograr un desplazamiento limpio. El bombeo a una velocidad alta (en flujo turbulento) también ayudará a eliminar el antiguo enjarre de la pared y a realizar un desplazamiento limpio. Si se usa un sistema Poliácridamida Parcialmente Hidrolizada (PHPA) para desplazar un sistema actual en un punto de la tubería de revestimiento, perforar el cemento y obtener una prueba positiva de la

zapata sobre la formación antes de desplazar con el sistema Poliácridamida Parcialmente Hidrolizada (PHPA).

El cemento y el pH alto son muy perjudiciales para el polímero. Si el cemento debe ser perforado con el sistema Poliácridamida Parcialmente Hidrolizada (PHPA), será necesario realizar un tratamiento preliminar y eliminar el lodo contaminado para evitar el agotamiento del contenido de polímero.

La preocupación principal relacionada con el mantenimiento de un sistema Poliácridamida Parcialmente Hidrolizada (PHPA) es monitorear y mantener la concentración apropiada de polímeros y controlar los sólidos dentro de los rangos apropiados. La concentración de Poliácridamida Parcialmente Hidrolizada (PHPA) debería ser monitoreada mediante el uso de la Prueba de Extracción de Amoniaco. El valor de MBT debería limitarse a 17.5 lb/bl (49.9 Kg/m<sup>3</sup>).

#### 4.4.2 Sistema Base Agua Mejorado con Poliglicol

Este es un sistema base agua de polímeros mejorados que usa la tecnología de poliglicol para proporcionar un alto grado de inhibición de lutitas, estabilidad del pozo, control de filtrado Alta Temperatura, Alta Presión (ATAP) y lubricidad. Este sistema también es ideal para perforar las arenas agotadas donde la pegadura por presión diferencial causa grandes problemas, en las operaciones de agua profunda, y para la perforación de pozos de alto ángulo en las formaciones reactivas donde la estabilidad del pozo y el torque y arrastre son motivos de preocupación. Otras ventajas incluyen el mejoramiento de la integridad de los recortes y de la calidad del enjarre, la reducción de las tasas de dilución, menos ensanchamiento del pozo, una mayor tolerancia de sólidos, un mejor rendimiento de las barrenas PDC, la reducción del embolamiento de la barrena y una velocidad de penetración (Rate Of Penetration, ROP) más alta.

El Sistema Base Agua de Poliglicol también es aceptable desde el punto de vista ambiental, debido a su baja toxicidad y a sus reducidas frecuencias de eliminación de desechos. Aunque el sistema de polímeros mejorados logre cierta inhibición mediante adsorción química, el fenómeno del punto de enturbiamiento es el mecanismo principal para la inhibición y estabilización. El punto de enturbiamiento es la temperatura a la cual el poliglicol pasa de ser totalmente soluble a insoluble. A las temperaturas que exceden el punto de enturbiamiento, los poliglicoles forman gotas coloidales, o micelas, que resultan en una microemulsión. A este fenómeno se le atribuye frecuentemente el nombre de "Emulsión de Lodo Activada Térmicamente" (TAME). Este efecto TAME proporciona la estabilidad del pozo de tres maneras diferentes:

- Mediante la adsorción química.
- Mediante la microemulsión y el taponamiento de los poros por el filtrado.
- Proporcionando un enjarre más delgado y menos poroso.

Estos sistemas de polímeros de poliglicol son más eficaces cuando son usados con una sal inhibidora, como KCl, para la inhibición iónica, y

un polímero encapsulador como la Celulosa Polianiónica (PAC) o la Poliácridamida de alto peso molecular (PHPA). Por lo tanto, se recomienda mantener sal de cloruro de sodio o cloruro de potasio en el sistema. Se puede maximizar las ventajas del sistema haciendo coincidir el punto de enturbiamiento de los poliglicoles con la temperatura de fondo o la temperatura de la formación que se está perforando. Esto resulta en la adsorción de los poliglicoles insolubles en el pozo y dentro del enjarre. Esta adsorción de los poliglicoles insolubles en la formación de arcilla / lutita forma una barrera protectora contra el agua y sus efectos dañinos. La adsorción de los poliglicoles insolubles en el enjarre de las formaciones permeables reduce el espesor del enjarre y las tasas de pérdida por filtración.

Propiedades Típicas	
Densidad (lb/gal)	9 – 15
Viscosidad embudo (seg/qt)	36 – 55
Viscosidad plástica (cP)	Ver la Gráfica 1.4
Punto cedente (lb/100 pies <sup>2</sup> )	Ver la Gráfica 1.4
Esfuerzo de gel inicial (lb/100 pies <sup>2</sup> )	2 – 25
Esfuerzo de gel a 10 min. (lb/100 pies <sup>2</sup> )	5 – 50
pH	8 – 10
P <sub>m</sub> (cm <sup>3</sup> 0.02N H <sub>2</sub> SO <sub>4</sub> )	0.2 – 2
P <sub>f</sub> (cm <sup>3</sup> 0.02N H <sub>2</sub> SO <sub>4</sub> )	0.1 – 1
Calcio (mg/l)	100
Cloruros (mg/l)	0 – 190,000
Filtrado (cm <sup>3</sup> / 30 min)	Según se requiera
Sólidos de baja gravedad específica (%)*	<5
MBT (lb/bl)	<20

\*Ver la Gráfica 2.4.

Como el poliglicol insoluble tiene una afinidad con las superficies, puede recubrir los sólidos y las superficies expuestas, proporciona la lubricación y reduce el embolamiento. La mayoría de los sistemas de polímeros de poliglicol están diseñados para que el poliglicol se vuelva totalmente soluble al enfriarse mientras está siendo bombeado hacia la superficie, a través del espacio anular. Sin embargo, algunos sistemas de polímeros de poliglicol están diseñados de manera que el poliglicol permanezca insoluble en todo momento.

## Capítulo IV. Sistemas Base Agua

Varios glicoles están disponibles con una amplia variedad de puntos de enturbiamiento para lograr el que se desea obtener. Sin embargo, los sistemas de polímeros de poliglicol son generalmente diseñados antes de iniciar la perforación del pozo, de manera que se envíe solamente el glicol apropiado al pozo. Estos poliglicoles se indican a continuación.

Los sistemas de polímeros de poliglicol, como otros sistemas de polímeros, deberían ser mezclados desde el principio. Si un sistema de polímeros de poliglicol sigue otro sistema de lodo en un pozo, el primer sistema debería ser desplazado por un sistema de polímeros de poliglicol premezclado, en vez de realizar la conversión del primer sistema.

Sistema Base Agua de Poliglicol GP	Mezcla PAG de amplio rango de enturbiamiento, baja salinidad
Sistema Base Agua de Poliglicol LC	PAG de enturbiamiento de baja salinidad, <30.000 mg/l Cl <sup>-</sup>
Sistema Base Agua de Poliglicol MC	PAG de enturbiamiento de salinidad moderada, 30.000 a 90.000 mg/l Cl <sup>-</sup>
Sistema Base Agua de Poliglicol HC	PAG de enturbiamiento de alta salinidad al punto de saturación, >90.000 mg/l Cl <sup>-</sup>

Las principales preocupaciones relacionadas con el mantenimiento de un sistema de polímeros de poliglicol son el monitoreo y el mantenimiento de la concentración apropiada de polímeros; el control de los sólidos dentro de los rangos apropiados; y el mantenimiento de la concentración y del tipo apropiado de poliglicol en el sistema, para obtener el efecto TAME.

La concentración de Poliacrilamida Parcialmente Hidrolizada (PHPA) debería ser monitoreada mediante el uso de la Prueba de Extracción de Amoníaco. La concentración de amoníaco puede ser monitoreada por una retorta de dos etapas o mediante el uso de un refractómetro manual.

Después de destilar el agua a 300°F (149°C), se destila la muestra a 950°F (510°C) para destilar y medir el glicol. El valor MBT del lodo debería limitarse a 20 lb/bl (57.1 Kg/m<sup>3</sup>).

Productos Típicos	Función Principal
Barita	Aumentar la densidad
Bentonita de Wyoming API	Viscosidad y control de filtrado
Soda cáustica o KOH	Aumentar el pH y Pf
Poliacrilamida Parcialmente Hidrolizada (PHPA)	Encapsulación e inhibición
Biopolímero de goma xantana de alto peso molecular	Viscosidad y suspensión
Celulosa Polianiónica (PAC)	Control de filtrado y encapsulación
Sistema Base Agua de Poliglicol GP, LC, MC o HC	Inhibición y lubricidad
Salmuera NaCl o KCl	Inhibición iónica

Material	Concentración	
	(lb/bl)	(Kg/m <sup>3</sup> )
Barita	0 – 350	0 – 998.6
Bentonita de Wyoming API	2.5 – 12.5	7.1 – 35.7
KOH o carbonato de sodio	0.25 – 1.5	0.7 – 4.3
Poliacrilamida Parcialmente Hidrolizada (PHPA)	0 – 2	0 – 5.7
Biopolímero de goma xantana de alto peso molecular	0.25 – 1.5	0.7 – 4.3
Celulosa Polianiónica (PAC)	1 – 5	2.9 – 14.3
Sistema Base Agua de Poliglicol	2 – 5%	2 – 5%
Salmuera NaCl o KCl	0 – 20%	0 – 20%

### 4.4.3 Sistema de Sal / Polímero (Sistema Inhibido a Base de Silicato)

Este es un sistema que utiliza el silicato de sodio para mejorar la inhibición. El sistema fue desarrollado para proporcionar la inhibición de lutitas y la estabilidad del pozo en áreas problemáticas donde normalmente se usarían fluidos base aceite o sintético. Las formaciones tales como las formaciones de lutita microfracturada, tiza, o las formaciones con arcillas dispersivas interestratificadas son las aplicaciones donde se debería considerar el uso de un sistema de sal / polímero.

La inhibición y la estabilidad del pozo se logran cuando los silicatos solubles se precipitan para formar una película de silicato insoluble que impide el contacto del agua con la lutita (arcilla) del pozo, o la invasión dentro de las formaciones permeables. A medida que los silicatos solubles entran en contacto con la superficie de las lutitas (arcillas) de bajo pH, el pH disminuye y se produce una reacción con los cationes divalentes ( $\text{Ca}^{2+}$ ,  $\text{Mg}^{2+}$ ) en o dentro de la lutita, para formar un revestimiento de silicato de calcio y/o de magnesio. Los silicatos solubles sólo son estables a valores de pH superiores a 10.4 y en la ausencia de cationes divalentes. Los silicatos se precipitan cuando los valores de pH son inferiores a 10.4 o en la presencia de cationes divalentes. Por lo tanto, el pH debería ser controlado a 11.0 o a un valor más alto, y los cationes multivalentes deberían ser precipitados con carbonato de sodio.

La concentración óptima de silicatos activos al 50% es de aproximadamente 30 lb/bl (85.6  $\text{Kg/m}^3$ ). Es muy importante que la concentración de silicatos en el sistema sea controlada porque las tasas de agotamiento del silicato pueden ser altas cuando se perforan lutitas reactivas. Para que el sistema de Sal / Polímero proporcione una buena inhibición, la concentración de silicato debe ser monitoreada y mantenida dentro del rango apropiado.

La relación de sílice a sodio también es muy importante. Ésta describe la relación de  $\text{SiO}_2$  a  $\text{Na}_2\text{O}$  para un silicato en particular. La investigación ha demostrado que la mejor relación entre el sílice y el sodio para la inhibición de lutitas varía entre 2.0:1 y 2.65:1. Relaciones más altas de  $\text{SiO}_2$  a  $\text{Na}_2\text{O}$  no mejoran la inhibición y pueden causar propiedades de flujo inestables.

Las pruebas de dispersión indican que la inhibición del sistema de Sal / Polímero es comparable a la inhibición de los sistemas base aceite o sintético. La inhibición de lutitas puede ser mejorada mediante adiciones de un sistema base agua de poliglicol y sales de potasio o sodio.

El sistema base agua de poliglicol es un glicol con una baja temperatura de enturbiamiento que reduce el coeficiente de fricción del fluido y extiende la estabilidad térmica del sistema hasta 250°F. Por lo tanto, se debe añadir glicol al sistema cuando la temperatura de fondo excede 190°F, o cuando sea necesario para reducir el torque y arrastre excesivo. Proceder con cuidado al perforar yacimientos donde el agua de formación contiene altas concentraciones de  $\text{Ca}^{2+}$  o  $\text{Mg}^{2+}$ . Si el agua de formación tiene altas concentraciones de  $\text{Ca}^{2+}$  o  $\text{Mg}^{2+}$  o el pH del filtrado invadido disminuye con el tiempo, algunos daños pueden producirse debido a la precipitación del silicato de calcio (cemento) o a la solidificación del silicato de sodio dentro de la garganta del poro de la matriz de la roca. Sin embargo, si la terminación incluye la tubería de revestimiento cementada y perforaciones, esto no debería presentar ningún problema.

Cuando se mezcla un sistema de Sal / Polímero, se debe usar agua dulce o el agua que fue tratada con carbonato de sodio para eliminar cualesquier iones divalentes ( $\text{Ca}^{2+}$  y  $\text{Mg}^{2+}$ ). De lo contrario, estos iones eliminarán el silicato de la solución mediante precipitación, a medida que se agrega el silicato al agua de preparación. El sistema de Sal / Polímero no tolera los sólidos tanto como la mayoría de los otros sistemas de lodo inhibidos y no es recomendado para las aplicaciones donde se requieren densidades mayores que 13.5 lb/gal (1.62  $\text{gr/cm}^3$ ). Como el sistema de Sal / Polímero es sensible a los sólidos, altas tasas de dilución serían requeridas para proporcionar propiedades de flujo estables en las aplicaciones de un sistema de Sal / Polímero de alta densidad.

Como es un sistema costoso de alto rendimiento, se recomienda usarlo solamente para los pozos difíciles que contienen lutitas sensibles al agua. La estabilidad térmica del sistema de Sal / Polímero es de aproximadamente 250°F (121°C).

## Capítulo IV. Sistemas Base Agua

Propiedades Típicas	
Densidad (lb/gal)	8.8 – 13.5
Viscosidad embudo (seg/qt)	36 – 55
Viscosidad plástica (cP)	Ver la Gráfica 1.4
Punto cedente (lb/100 pies <sup>2</sup> )	Ver la Gráfica 1.4
Esfuerzo de gel inicial (lb/100 pies <sup>2</sup> )	2 – 25
Esfuerzo de gel a 10 min. (lb/100 pies <sup>2</sup> )	5 – 50
PH	> 11.0
P <sub>m</sub> (cm <sup>3</sup> 0.02N H <sub>2</sub> SO <sub>4</sub> )	1.0 – 3.0
P <sub>f</sub> (cm <sup>3</sup> 0.02N H <sub>2</sub> SO <sub>4</sub> )	0.8 – 2.5
Calcio (mg/l)	<100
Cloruros (mg/l)	60 – 120 000
Filtrado (cm <sup>3</sup> /30 min)	Según se requiera
Sólidos de baja gravedad específica (%)*	<5
MBT (lb/bl)	<15

\*Ver la Figura 2.4.

Productos Típicos	Función Principal
Barita	Aumentar la densidad
Sistema de Sal / Polímero	Inhibición
Carbonato de sodio	Precipitar la dureza
Biopolímero de goma xantana de alto peso molecular	Viscosidad y suspensión
Celulosa Polianiónica (PAC) de viscosidad ultra-baja	Control de filtrado
Sistema Base Agua de Poliglicol	Inhibición y lubricidad
Salmuera NaCl o KCl	Fluido base y actividad

Material	Concentración	
	(lb/bl)	(Kg/m <sup>3</sup> )
Barita	0 – 300	0 – 855.9
Sistema de Sal / Polímero	3 – 4%	3 – 4%
Carbonato de sodio	0.5 – 1.5	1.4 – 4.3
Biopolímero de goma xantana de alto peso molecular	0.5 – 1.5	1.4 – 4.3
Celulosa Polianiónica (PAC) de viscosidad ultra-baja	1.0 – 3.0	2.9 – 8.6
Sistema Base Agua de Poliglicol	25 – 40	71.3 – 114.1
Salmuera NaCl o KCl	0 – 5%	0 – 5%

Sección 5.4. Preparación de Fluidos Salados

5.4.1 Sistema de Agua Salada con Lignosulfonato de Cromo / Cromolignito

Los sistemas de agua salada y agua salobre son usados en las operaciones de perforación costafuera debido a las provisiones inagotables de ese tipo de agua en el sitio de perforación. Otras ventajas derivadas del uso de agua salada o salobre en los fluidos de perforación incluyen el hecho que las arcillas perforadas se hidratan menos que cuando se usa agua dulce. Para entender los fluidos de perforación de agua salada es necesario entender el agua salada y la manera en que los componentes del lodo reaccionan en ella. El pH del agua salada es amortiguado contra los cambios por un equilibrio de solubilidad con el CO<sub>2</sub> atmosférico y el carbonato de calcio sedimentario. Esto significa que cuando se aumenta el pH del agua salada mediante la adición de materiales alcalinos, el CO<sub>2</sub> atmosférico se absorberá en el agua para amortiguar el pH. Como la acumulación de estos carbonatos es perjudicial para las propiedades del fluido de perforación, se mantiene una concentración excedente de cal (que no está en solución) en el sistema. La cal impide la acumulación de carbonatos y amortigua el pH dentro del rango deseado. Por lo tanto, un lodo de agua salada debería ser utilizado como un "sistema de contenido bajo de cal" (ver los lodos de calcio).

La solubilidad reducida de cromolignito y lignito minimiza su rentabilidad en agua salada; por lo tanto, en los ambientes donde la concentración de cloruros excede 15,000 mg/l, el uso de lignitos debería ser minimizado y el uso de lignosulfonato de cromo aumentado. El límite de temperatura de este sistema es aproximadamente 320°F (160°C). Si se anticipan temperaturas de fondo superiores a 320°F (160°C), se debe añadir agua dulce para reducir la concentración de cloruros a menos de 15,000 mg/l, de manera que el cromolignito sea más soluble. Si no, desplazar con un sistema base sintético o aceite.

Como este sistema es similar a un sistema de lignosulfonato de cromo / contenido bajo de cal, la conversión y el mantenimiento son los mismos que para el sistema de lignosulfonato de cromo / contenido bajo de cal.

Propiedades Típicas	
Densidad (lb/gal)	10 – 18
Viscosidad embudo (seg/qt)	± (3.5 x peso del lodo)
Viscosidad plástica (cP)	Ver la Gráfica 1.4
Punto cedente (lb/100 pies <sup>2</sup> )	Ver la Gráfica 1.4
Esfuerzo de gel inicial (lb/100 pies <sup>2</sup> )	1 – 5
Esfuerzo de gel a 10 min. (lb/100 pies <sup>2</sup> )	1 – 10
pH	10.5 – 11.5
P <sub>m</sub> (cm <sup>3</sup> 0.02N H <sub>2</sub> SO <sub>4</sub> )	3.0 – 6.0
P <sub>r</sub> (cm <sup>3</sup> 0.02N H <sub>2</sub> SO <sub>4</sub> )	1.0 – 1.5
Calcio (mg/l)	40 – 200
Cloruros (mg/l)	20 000
Filtrado (cm <sup>3</sup> /30 min)	Según se requiera
Sólidos de baja gravedad específica (%)*	5 – 7
MBT (lb/bl)	Ver la Gráfica 1.4

Ver las Gráficas 2.4 y 2.4.

Productos Típicos	Función Principal
Barita	Aumentar la densidad
Bentonita (prehidratada)	Viscosidad y control de filtrado
Soda cáustica	pH y P <sub>r</sub>
Cal	Tratar para eliminar los carbonatos
Lignosulfonato de cromo	Diluyente y control de filtrado
Cromolignito	Diluyente ATAP y control de filtrado
Lignito	Control de filtrado, diluyente
Celulosa Polianiónica (PAC)	Estabilidad, control de filtrado
Polisacárido modificado	Control de filtrado
Mezcla de resina líquida	Control de filtrado ATAP
Lignito resinado	Control de filtrado ATAP
Biopolímero de goma xantana de alto peso molecular	Viscosidad a baja velocidad de corte

## Capítulo IV. Sistemas Base Agua

Material	Concentración	
	(lb/bl)	(Kg/m <sup>3</sup> )
Barita o Hematita (SG 5.0), óxido de hierro	0 – 550	0 - 1569.2
Bentonita	10 – 30	28.5 – 85.6
Soda cáustica	0.2 – 1.5	0.6 – 4.3
Cal	0.2 – 1.5	0.6 – 4.3
Lignosulfonato de cromo	5 – 15	14.3 – 42.8
Cromolignito o Lignito	3 – 8	8.6 – 22.8
Celulosa Polianiónica (PAC)	0.5 – 2.0	1.4 – 5.7
Mezcla de resina líquida	5 – 10	14.3 – 28.5
Lignito resinado	0 – 6	0 – 17.1

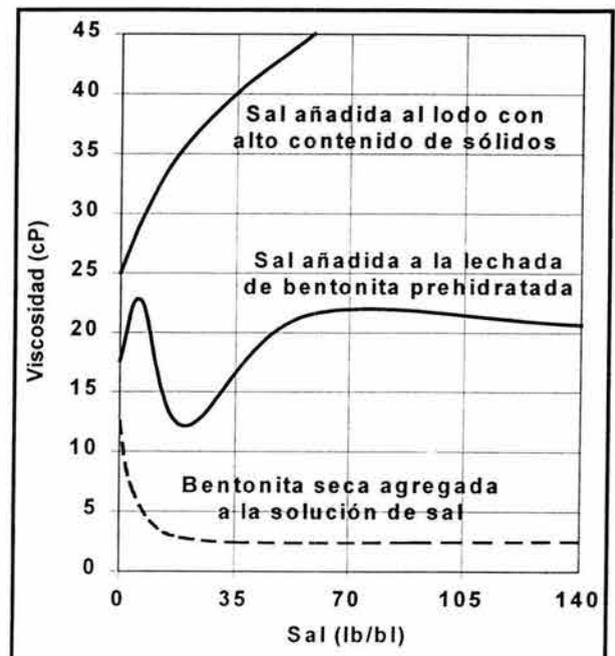
### 5.4.2 Sistema Saturado de Agua Salada

Los sistemas saturados de agua salada están diseñados para impedir el ensanchamiento del pozo durante la perforación de las capas de sal. Este ensanchamiento resulta de que la sal contenida en el pozo se disuelve en la fase acuosa "no saturada de sal" del fluido de perforación. La saturación se logra mediante la adición de sal (cloruro de sodio) en el sistema de lodo hasta alcanzar el punto de saturación. La saturación es de aproximadamente 190,000 mg/l de cloruros, según la temperatura. Para convertir un sistema existente de agua dulce, agua salobre o agua salada a un sistema saturado de agua salada, debe seguirse el siguiente procedimiento:

Durante el cambio de tipo de lodo inicial, añadir lo más rápidamente posible: 2 a 3 lb/bl (5.7 – 8.6 Kg/m<sup>3</sup>) de soda cáustica, 1 a 2 lb/bl (2.9 – 5.7 Kg/m<sup>3</sup>) de carbonato de sodio, 4 a 6 lb/bl (11.4 – 17.1 Kg/m<sup>3</sup>) de lignosulfonato de cromo y 110 a 125 lb/bl (313.8 – 356.6 Kg/m<sup>3</sup>) de sal. La sal floculará los sólidos activos en el sistema, aumentando la viscosidad. Por lo tanto, el MBT y el contenido de sólidos de baja gravedad específica deberían ser reducidos para minimizar el aumento de la viscosidad durante la conversión. Este pico de viscosidad está indicado en la Gráfica 3.4.

Pruebas piloto deberían ser realizadas antes de la conversión, para determinar la tasa de dilución y las cantidades de productos requeridas para una conversión sin problemas. Después de añadir toda la sal, también se debe añadir 2 lb/bl (5.7

Kg/m<sup>3</sup>) de emulsificante no iónico. Inicialmente, la sal puede causar un aumento de la viscosidad, pero ésta disminuirá después de varias circulaciones por el pozo. Luego, se debería añadir 0.5 a 1.0 lb/bl ( 1.4 – 2.9 Kg/m<sup>3</sup>) de Celulosa Polianiónica (PAC) de viscosidad ultrabaja, el cual debería reducir la viscosidad al rango deseado. Si no, otras diluciones deberían ser realizadas con agua salada saturada y adiciones de lignosulfonato de cromo. Los tratamientos de lignosulfonato de cromo son más eficaces cuando son mezclados con soda cáustica en el agua de perforación antes de ser añadidos al sistema.



Gráfica 4.4: Efecto del contenido de sólidos sobre la viscosidad con adiciones de sal.

Para mezclar un sistema saturado de agua salada, una concentración de 20 a 25 lb/bl (57.1 – 51.3 Kg/m<sup>3</sup>) de bentonita de Wyoming API debería ser prehidratada en agua dulce y añadida al agua salada. Luego, otros materiales pueden añadirse de la manera indicada anteriormente. Se puede usar atapulguita API en vez de bentonita si el sistema de mezcla del equipo de perforación desarrolla un buen esfuerzo de corte. atapulguita API requiere un esfuerzo de corte para generar la viscosidad y no contribuye al control de filtrado o a la calidad del enjarre. Cuando se añade agua salada saturada al fluido de perforación para mantener una concentración aceptable de sólidos perforados, productos deben ser añadidos para mantener la concentración deseada de aditivos.

Por lo tanto, se debe medir o calcular el volumen de agua de dilución, de manera que este volumen pueda ser usado como base para las adiciones de productos. La base de los materiales debe ser el agua salada añadida.

La cantidad de dilución requerida depende del tamaño del pozo, la velocidad de penetración, el tipo de formación, el equipo de control de sólidos y la concentración óptima de sólidos perforados en el fluido de perforación. Frecuentes controles de cloruros deben ser realizados para monitorear el contenido de sal para la saturación. Será necesario tomar medidas para asegurarse que toda el agua de dilución esté saturada antes de ser añadida al sistema activo. En las regiones donde la humedad es alta, la sal absorbe agua, se vuelve grumosa y es casi imposible de mezclar a través de las tolvas mezcladoras de lodo a una velocidad suficiente para mantener el fluido de

perforación saturado. Si se mezcla la sal directamente dentro del lodo, aproximadamente la mitad de la sal será revestida por el lodo y se sedimentará al fondo de los tanques. Resulta mucho más económico mezclar la sal en el agua.

Cuando se considera usar un fluido de perforación saturado de sal en ambientes de baja densidad, es importante saber que el peso natural del cloruro de sodio saturado es de 10 lb/gal (1.20 gr/cm<sup>3</sup>). La densidad mínima de un fluido de perforación saturado de cloruro de sodio es de aproximadamente 10.5 lb/gal (1.26 gr/cm<sup>3</sup>). El límite de temperatura de este sistema es menos de 300°F (149°C). Si se anticipan temperaturas de fondo mayores de 300°F (149°C), otros productos base agua de alta temperatura deberían ser usados o el sistema debería ser desplazado con un fluido de perforación base sintético o base aceite.

Propiedades Típicas	
Densidad (lb/gal)	10 – 16
Viscosidad embudo seg/qt)	± (3.5 x peso del lodo)
Viscosidad plástica (cP)	Ver la Gráfica 1.4
Punto de cedencia (lb/100 pies <sup>2</sup> )	Ver la Gráfica 1.4
Esfuerzo de gel inicial (lb/100 pies <sup>2</sup> )	1 – 5
Esfuerzo de gel a 10 min. (lb/100 pies <sup>2</sup> )	1 – 10
pH	10.5 – 12
P <sub>m</sub> (cm <sup>3</sup> 0.02N H <sub>2</sub> SO <sub>4</sub> )	3 – 5
P <sub>f</sub> (cm <sup>3</sup> 0.02N H <sub>2</sub> SO <sub>4</sub> )	1 – 2
Calcio (mg/l)	<200
Cloruros (mg/l)	190,000
Filtrado (cm <sup>3</sup> /30 min)	Según se requiera
Sólidos de baja gravedad específica (%)*	4 – 6, ajustar para la sal
MBT (lb/bl)	Ver la Gráfica 1.4

## Capítulo IV. Sistemas Base Agua

Productos Típicos	Función Principal
Barita	Aumentar la densidad
Bentonita (prehidratada)	Viscosidad y control de filtrado
Soda cáustica	pH y $P_f$
Sal	Aumentar los cloruros
Carbonato de sodio	Control de calcio <200 mg/l
Lignosulfonato de cromo	Diluyente y control de filtrado
Almidón de maíz pregelatinizado	Control de filtrado
Polisacárido preservado	Control de filtrado
Celulosa Polianiónica (PAC) de viscosidad ultra-baja	Estabilidad y control de filtrado
Copolímero de poliacrilato de sodio	Control de filtrado ATAP
Biopolímero de goma xantana de alto peso molecular	Viscosidad a muy baja velocidad de corte
Emulsificante no iónico	Agente tensoactivo

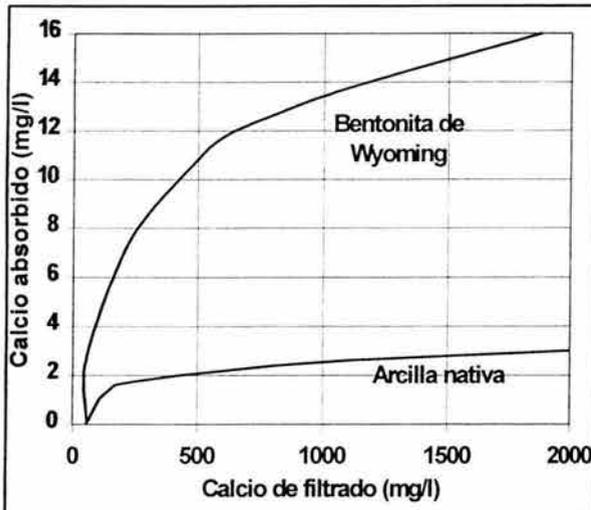
\*Ver la Gráfica 2.4 .

Material	Concentración	
	(lb/bl)	(Kg/m <sup>3</sup> )
Barita API (SG 4.2), sulfato de bario o Hematita (SG 5.0), óxido de hierro	0 – 550	0 - 1569.2
Bentonita de Wyoming API	10 – 30	28.5 – 85.6
Soda cáustica	0.2 – 2.5	0.6 – 7.1
Carbonato de sodio	0 – 1	0 – 2.9
Sal	110 – 125	331.8 – 356.6
Lignosulfonato de cromo	5 – 15	14.3 – 42.8
Celulosa Polianiónica (PAC) de viscosidad ultra-baja	0.5 – 2	1.4 – 5.7
Emulsificante no iónico	0 – 2	0 – 5.7
Biopolímero de goma xantana de alto peso molecular	0.25 – 1	0.7 – 2.9

Sección 6.4. Preparación de Fluidos Cálcidos

6.4.1 Fluidos de Perforación Tratados con Calcio

Cuando se agrega calcio a una lechada de arcilla-agua, se produce un intercambio de bases ya que el catión calcio ( $Ca^{2+}$ ), el cual tiene una energía de enlace más alta, reemplaza el catión sodio ( $Na^+$ ) en las arcillas, convirtiéndolas en arcillas a base de calcio. La Gráfica 5.4 indica la cantidad de calcio adsorbida por la bentonita de Wyoming y las arcillas nativas. Este intercambio de bases causa la deshidratación parcial de las partículas de arcilla hidratadas, reduciendo el tamaño de la capa de agua alrededor de las partículas de arcilla (ver la Figura 5.4).



Gráfica 5.4: Adsorción de calcio por las arcillas.

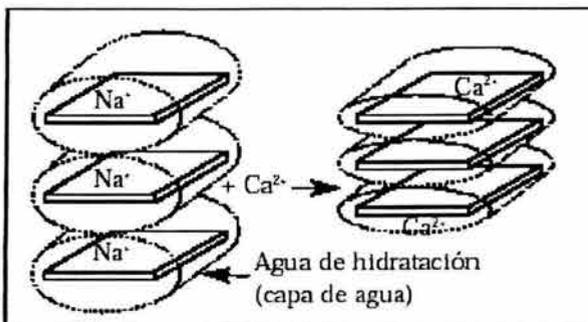
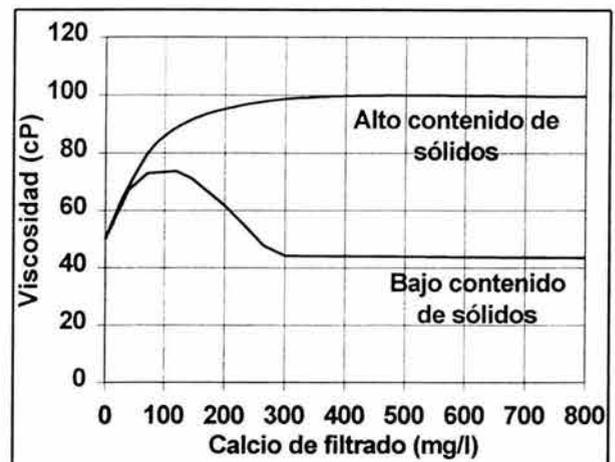


Figura 5.4: Reducción del agua de hidratación para la arcilla de sodio durante el intercambio de bases con el calcio.

La reducción del tamaño de la capa de agua permite que las partículas de arcilla hagan contacto las unas con las otras, resultando en la floculación. La floculación causa un aumento del punto de cedencia y de los esfuerzos de gel. Si no se usa ningún desfloculante, el tamaño de los floculos de arcilla aumentará con el tiempo y éstos pueden precipitarse, resultando en una reducción gradual de la viscosidad plástica. Si se usa un desfloculante, las arcillas aún tendrán una capa de agua reducida, pero los floculos de arcilla se dispersarán. Este fenómeno se produce cuando ocurre la contaminación de calcio durante la perforación y es posteriormente tratada, o cuando se convierte un fluido ("se cambia el tipo de fluido") en un fluido de perforación a base de calcio, tal como un sistema de lignosulfonato de cromo/ yeso o lignosulfonato de cromo/ cal.

La concentración de sólidos reactivos en el fluido de perforación determina el aumento de viscosidad (pico de viscosidad) que ocurre cuando se agrega calcio al sistema (ver la Gráfica 6.4). Por lo tanto, antes de realizar la conversión a un sistema a base de calcio, o antes de perforar dentro de formaciones que contienen calcio (como la anhidrita), el contenido de sólidos reactivos del fluido de perforación debería ser reducido por dilución, mientras que se mantiene la viscosidad mediante adiciones de polímeros.



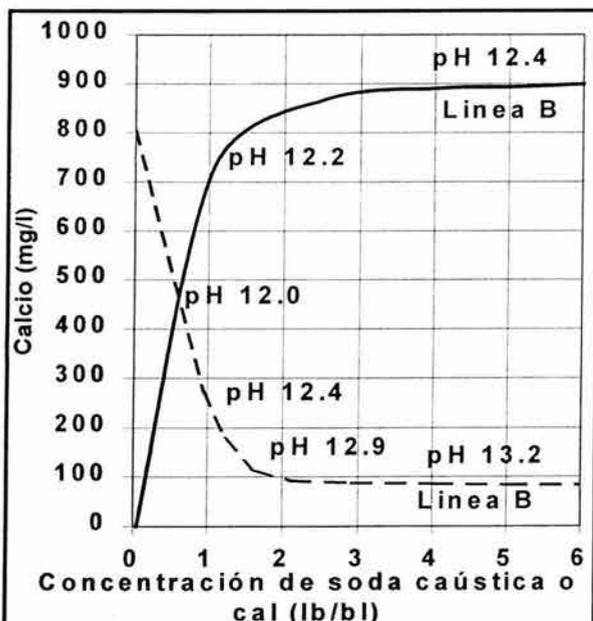
Gráfica 6.4: Efecto de la concentración de sólidos sobre la viscosidad con adiciones de calcio.

## Capítulo IV. Sistemas Base Agua

Los sistemas de calcio proporcionan calcio soluble y de reserva en un fluido de perforación. El calcio soluble desempeña varias funciones: Proporciona la inhibición del pozo al minimizar la hidratación de los sólidos perforados y las lutitas expuestas mediante el intercambio de bases en las arcillas a base de calcio.

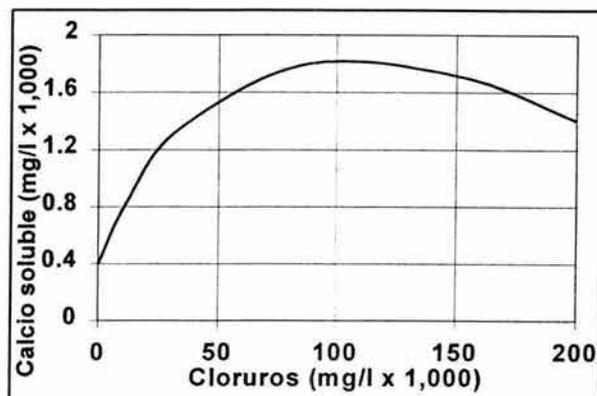
Hace que un fluido de perforación sea compatible con las formaciones que tienen altas concentraciones de calcio, como la anhidrita. Precipita los iones carbonato ( $\text{CO}_3^{2-}$ ) que resultan de la contaminación de dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ).

La solubilidad del calcio varía en relación inversamente proporcional al pH del fluido de perforación. Es prácticamente insoluble a un pH mayor que 12.5, pero es muy soluble a un pH bajo. Esto está ilustrado en la Gráfica 7.4, donde, en la Línea A (cuando sólo se añade cal), el pH no aumenta por encima de 12.5, pero en la Línea B (cuando se añade soda cáustica), el pH aumenta por encima de 12.5 y el calcio soluble disminuye rápidamente. Por lo tanto, el calcio como la cal ( $\text{Ca}(\text{OH})_2$ ) ayuda a amortiguar el pH cuando se encuentran gases ácidos como el  $\text{CO}_2$  o el ácido sulfhídrico ( $\text{H}_2\text{S}$ ).



Gráfica 7.4: Línea A - Calcio soluble vs. concentración de cal; Línea B - Calcio soluble de 4 lb/bl de cal agregada a soluciones cáusticas.

La solubilidad del calcio también está directamente relacionada con la salinidad o la concentración de cloruros ( $\text{Cl}^-$ ). La concentración de calcio soluble en agua salada suele ser aproximadamente 1,200 mg/l y aumenta cuando la salinidad aumenta, como se muestra en la Gráfica 8.4. La cual también indica el calcio soluble del yeso agregado a concentraciones crecientes de sal.



Gráfica 8.4: Solubilidad del calcio vs. cloruros.

### 6.4.2 Sistema de Lignosulfonato de Cromo/ Yeso

El sistema de Lignosulfonato de cromo/ yeso está diseñado para perforar la anhidrita ( $\text{CaSO}_4$ ) y/o proporcionar inhibición durante la perforación de lutitas sensibles al agua, mediante el uso de yeso ( $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ ) como fuente de calcio. Para mantener una cantidad suficiente de calcio soluble, el pH del sistema de Lignosulfonato de cromo/ yeso debería ser mantenido bajo (9 a 10.5). La concentración normal de calcio soluble en este sistema está comprendida en el rango de 600 a 1,200 mg/l. Como la solubilidad del calcio es afectada por el pH y la salinidad, el nivel efectivo dependerá de estas propiedades. Cuando se convierte un sistema existente no tratado o ligeramente tratado a un sistema de Lignosulfonato de cromo/ yeso, se debe reducir el MBT y el contenido de sólidos de baja gravedad específica para minimizar el "pico de viscosidad producido por el cambio del tipo de lodo". Luego, aproximadamente 8 lb/bl (22.8  $\text{Kg/m}^3$ ) de Lignosulfonato de cromo y 2 lb/bl (5.7  $\text{Kg/m}^3$ ) de soda cáustica deberían ser añadidos simultáneamente durante una o dos circulaciones.

Después de la conversión inicial, las propiedades como el filtrado, el pH y la alcalinidad deberían ser refinadas mediante adiciones de materiales apropiados. Los materiales que tienen baja tolerancia a la dureza no deberían ser usados en este sistema. Como el calcio soluble aumenta la dureza de la fase acuosa, los tratamientos con aproximadamente 2 lb/bl (5.7 Kg/m<sup>3</sup>) de emulsificante no iónico son beneficiosos para reducir la tensión superficial de la fase acuosa y mejorar el rendimiento de los aditivos químicos. Además de los procedimientos de mantenimiento descritos anteriormente, la prueba de "exceso de yeso" debería usarse para monitorear la concentración del exceso de yeso en el sistema. Las ecuaciones de balance de masas no pueden monitorear con precisión el exceso de yeso, ya que el yeso es eliminado del sistema en los sólidos perforados, debido al intercambio de bases.

Productos Típicos	Función Principal
Barita API (SG 4.2), sulfato de bario	Aumentar la viscosidad
Bentonita de Wyoming API (prehidratada)	Viscosidad y control de filtrado
Soda cáustica	Aumento del pH y P <sub>f</sub>
Yeso	Fuente de calcio
Lignosulfonato de cromo	Diluyente
Lignito	Control de filtrado
Celulosa Polianiónica (PAC)	Control de filtrado API
Lignito resinado	Control de filtrado ATAP
Emulsificante no iónico	Agente tensoactivo

Propiedades Típicas	
Densidad (lb/gal)	10 – 18
Viscosidad embudo (seg/qt)	± (3.5 x peso del lodo)
Viscosidad plástica (cP)	Ver la Gráfica 1.4
Punto de cedencia (lb/100 pies <sup>2</sup> )	Ver la Gráfica 1.4
Esfuerzo de gel inicial (lb/100 pies <sup>2</sup> )	1 – 5
Esfuerzo de gel a 10 min. (lb/100 pies <sup>2</sup> )	1 – 10
pH	9.0 – 10.5
P <sub>m</sub> (cm <sup>3</sup> 0.02N H <sub>2</sub> SO <sub>4</sub> )	0.5 – 2.5
P <sub>f</sub> (cm <sup>3</sup> 0.02N H <sub>2</sub> SO <sub>4</sub> )	0.2 – 1.6
Calcio (mg/l)	600 – 1200
Cloruros (mg/l)	0 – 20 000
Filtrado (cm <sup>3</sup> /30 min)	Según se requiera
Sólidos de baja gravedad específica (%)*	4.5 – 7
MBT (lb/bl)	Ver la Gráfica 1.4
Exceso de yeso (lb/bl)	3 – 12

\*Ver las Gráfica 2.4 y 3.4.

Material	Concentración	
	(lb/bl)	(Kg/m <sup>3</sup> )
Barita API (SG 4.2), sulfato de bario	0 – 550	0 - 1569.2
Bentonita de Wyoming API (prehidratada)	7.5 – 25	21.4 – 71.3
Soda cáustica	0.2 – 1.5	0.6 – 4.3
Yeso	8 – 12	22.8 – 34.2
Lignosulfonato de cromo	5 – 15	14.3 – 42.8
Lignito	2.5 – 10	7.1 – 28.5
Celulosa Polianiónica (PAC)	0 – 2	0 – 5.7
Lignito resinado	3 – 6	8.6 – 17.1
Emulsificante no iónico	0 – 2	0 – 5.7

## Capítulo IV. Sistemas Base Agua

### 6.4.2.1 Determinación del Exceso de Yeso

El contenido de exceso de yeso puede ser determinado midiendo la "dureza total de Versenato del lodo entero" ( $V_t$ ) y la dureza total del filtrado ( $V_f$ ), utilizando este procedimiento y el cálculo proporcionado a continuación:

Procedimiento para determinar el contenido de yeso (API RP13B-1):

1. Añadir 5 ml de lodo entero a 245 ml de agua destilada.
2. Agitar durante 30 minutos a la temperatura ambiente o 15 minutos a 150°F.
3. Filtrar la solución con el filtro prensa API. Desechar la primera porción turbia del filtrado. Captar el filtrado claro.
4. Pipetar 10 ml de filtrado claro captado dentro de una cubeta de valoración y añadir 1 ml de amortiguador fuerte y 4 a 6 gotas de Indicador de Calmagite.
5. Valorar con Versenato Estándar hasta obtener un punto final azul o azul-verde, registrar el número de ml de Versenato Estándar como  $V_t$ .
6. Añadir 1 ml de amortiguador fuerte y 4 a 6 gotas de Indicador de Calmagite a 1 ml de filtrado de lodo de la prueba estándar de filtrado API, valorar con Versenato Estándar desde el color rojo tinto hasta el color azul, registrar el número de ml de Versenato Estándar como  $V_f$ .

$$\text{Sulfato de calcio total (lb/bbl)} = 2.38 \times V_t$$

*Ecuación 7.4*

$$\begin{aligned} \text{Exceso de sulfato de calcio (lb/bbl)} &= \\ &= 2.38 \times V_t - (0.48 \times V_f \times F_w) \end{aligned}$$

*Ecuación 8.4*

Donde:

$F_w$  = Fracción de agua de la retorta.

**OBSERVACIÓN:** Un método de campo simplificado valora 1 ml de lodo entero en 150 a 350 ml de agua destilada contenida en una jarra de un cuarto de galón, usando 2 a 3 ml de amortiguador fuerte y 1 a 2 ml de Indicador de Calmagite. Registrar el volumen (ml) de Versenato Estándar como  $V_m$ . Puede que sea difícil ver el cambio de color debido al color

marrón oscuro del lignosulfonato y el lignito. Parece ser que este cambio de color resulta del color original de la solución, pasando de un tono rojo a un tono ligeramente verde o azul-verde. El cálculo general para este procedimiento es el siguiente:

$$\text{Exceso de yeso (lb/bbl)} = (V_m - V_f) \div 2$$

*Ecuación 9.4*

### 6.4.3 Sistema de Lignosulfonato de Cromo / Cal

En general, los sistemas de Lignosulfonato de Cromo / Cal son usados para reducir los efectos de los gases ácidos como  $\text{CO}_2$  o  $\text{H}_2\text{S}$  y/o reducir la hidratación de las arcillas de la formación. Los sistemas de Lignosulfonato de Cromo / Cal usan la cal ( $\text{Ca(OH)}_2$ ) como fuente de calcio. Como la cal tiene un pH alto (12.4), el pH del sistema será alto. El pH del sistema depende de la concentración de cal y soda cáustica (NaOH). Los lodos de calcio mantienen una concentración de exceso de cal que no está en solución, ya que la solubilidad de la cal varía en relación inversamente proporcional al pH. Por lo tanto, este exceso (reserva) de cal sólo entra en solución cuando el pH del sistema es reducido por las reacciones con los contaminantes ácidos incorporados dentro del sistema durante las operaciones de perforación. Esto hace que el exceso de cal tenga un efecto amortiguador sobre el pH, lo cual aumenta la estabilidad del sistema.

Los lodos de calcio se dividen en categorías de contenido bajo, medio y alto de cal, según la cantidad de exceso de cal que contienen. Este nivel de exceso de cal se selecciona en base a la severidad anticipada de la contaminación y según las prácticas locales. Las alcalinidades y concentraciones de exceso de cal típicas para las categorías de contenido bajo, medio y alto de cal están indicadas a continuación. Estos sistemas son más estables si se mantiene la  $P_t$  (alcalinidad del filtrado) más o menos igual al contenido de exceso de cal (lb/bl). En general los lodos de calcio no son usados cuando las densidades del lodo son inferiores a 10 lb/gal (1.2 gr/cm<sup>3</sup>), porque es difícil mantener propiedades reológicas que sean suficientes para limpiar el pozo. Las temperaturas superiores a 300°F (149°C) pueden causar la gelificación o cementación grave de los fluidos de perforación de contenido medio o alto de cal.

Alcalinidades		
Contenido bajo de cal	$P_f$ (cm <sup>3</sup> 0.02N H <sub>2</sub> SO <sub>4</sub> )	0.5 – 1
	$P_m$ (cm <sup>3</sup> 0.02N H <sub>2</sub> SO <sub>4</sub> )	2.4 – 4.8
	Exceso de cal (lb/bl)	0.5 – 1
Contenido medio de cal	$P_f$ (cm <sup>3</sup> 0.02N H <sub>2</sub> SO <sub>4</sub> )	1 – 4
	$P_m$ (cm <sup>3</sup> 0.02N H <sub>2</sub> SO <sub>4</sub> )	4.8 – 19
	Exceso de cal (lb/bl)	1 – 4
Contenido alto de cal	$P_f$ (cm <sup>3</sup> 0.02N H <sub>2</sub> SO <sub>4</sub> )	4 – 10
	$P_m$ (cm <sup>3</sup> 0.02N H <sub>2</sub> SO <sub>4</sub> )	19 – 46
	Exceso de cal (lb/bl)	4 – 9.4

Esta gelificación o cementación grave es causada por la alta alcalinidad, altas concentraciones de sólidos reactivos y altas temperaturas, factores éstos que se combinan para formar un cemento de aluminio - silicato. Cuando se convierte un sistema existente no tratado o ligeramente tratado a un sistema de lignosulfonato de cromo/ Cal, se debe reducir el MBT y el contenido de sólidos de baja gravedad específica para minimizar el "pico de viscosidad producido por el cambio del tipo de lodo". Luego, un tratamiento de 1 a 10 lb/bl (2.9 – 28.5 Kg/m<sup>3</sup>) de cal, 2 a 12 lb/bl (5.7 – 34.2 Kg/m<sup>3</sup>) de lignosulfonato de cromo y 2 lb/bl (5.7 Kg/m<sup>3</sup>) de soda cáustica debería ser añadido simultáneamente durante una o dos circulaciones. Después de la conversión inicial, las propiedades como el filtrado, el pH y la alcalinidad deberían ser refinadas mediante adiciones de materiales apropiados.

Además de los procedimientos de mantenimiento descritos anteriormente, el "exceso de cal" debe ser calculado cada vez que sea necesario para monitorear la concentración del exceso de cal en el sistema. Las ecuaciones de balance de masas no pueden monitorear con precisión el exceso de cal, ya que la cal es eliminada del sistema en las arcillas perforadas, como resultado del intercambio de bases. La ecuación para el exceso de cal es la siguiente:

$$\text{Exceso de Cal (lb/bbl)} = 0.26 (P_m - P_f F_w)$$

Ecuación 10.4

Propiedades Típicas	
Densidad (lb/gal)	10 – 16
Viscosidad embudo (seg/qt)	± (3.5 x peso del lodo)
Viscosidad plástica (cP)	Ver la Figura 5.4
Punto de cedencia (lb/100 ft <sup>2</sup> )	Ver la Figura 5.4
Esfuerzo de gel inicial (lb/100 ft <sup>2</sup> )	1 – 5
Esfuerzo de gel a 10 min. (lb/100 ft <sup>2</sup> )	1 – 10
pH	11.5 – 13.5
Calcio (mg/l)	40 – 200
Cloruros (mg/l) (agua dulce)	0 – 5000
Cloruros (mg/l) (agua salada)	20 000
Sólidos de baja gravedad específica (%)*	4.5 – 7
MBT (lb/bl)	Ver la Figura 5.4
Exceso de cal (lb/bl)	1 – 10

\*Ver las Gráficas 2.4 y 3.4.

**TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN**

## Capítulo IV. Sistemas Base Agua

Productos Típicos	Función Principal
Barita API (SG 4.2), sulfato de bario	Aumentar la viscosidad
Bentonita de Wyoming API (prehidratada)	Viscosidad y control de filtrado
Soda cáustica	Aumento de $P_f$
Cal	Exceso de cal y aumento de $P_m$
Lignosulfonato de cromo	Filtrado y diluyente
Lignito	Control de filtrado
Cromolignito, Lignito resinado	Diluyente ATAP y control de filtrado
Celulosa Polianiónica (PAC)	Viscosidad y control de filtrado API
Almidón de maíz pregelatinizado	Control de filtrado
Polisacárido preservado	Control de filtrado

Material	Concentración	
	(lb/bl)	(Kg/m <sup>3</sup> )
Barita API (SG 4.2), sulfato de bario o Hematita (SG 5,0), óxido de hierro	0 – 550	0 – 1569.2
Bentonita de Wyoming API	15 – 30	42.8 – 85.6
Soda cáustica	0.5 – 1.5	1.4 – 4.3
Cal	0.5 – 10	1.4 – 28.5
Lignosulfonato de cromo	2 – 15	5.7 – 42.8
Cromolignito o Lignito	3 – 8	8.6 – 22.8
Lignito resinado	0 – 6	0 – 17.1

Alcalinidades		
Contenido bajo de cal	$P_f$ (cm <sup>3</sup> 0.02N H <sub>2</sub> SO <sub>4</sub> )	0.5 – 1
	$P_m$ (cm <sup>3</sup> 0.02N H <sub>2</sub> SO <sub>4</sub> )	2.4 – 4.8
	Exceso de cal (lb/bl)	0.5 – 1
Contenido medio de cal	$P_f$ (cm <sup>3</sup> 0.02N H <sub>2</sub> SO <sub>4</sub> )	1 – 4
	$P_m$ (cm <sup>3</sup> 0.02N H <sub>2</sub> SO <sub>4</sub> )	4.8 – 19
	Exceso de cal (lb/bl)	1 – 4
Contenido alto de cal	$P_f$ (cm <sup>3</sup> 0.02N H <sub>2</sub> SO <sub>4</sub> )	4 – 10
	$P_m$ (cm <sup>3</sup> 0.02N H <sub>2</sub> SO <sub>4</sub> )	19 – 46
	Exceso de cal (lb/bl)	4 – 9.4

Esta gelificación o cementación grave es causada por la alta alcalinidad, altas concentraciones de sólidos reactivos y altas temperaturas, factores éstos que se combinan para formar un cemento de aluminio - silicato. Cuando se convierte un sistema existente no tratado o ligeramente tratado a un sistema de lignosulfonato de cromo/ Cal, se debe reducir el MBT y el contenido de sólidos de baja gravedad específica para minimizar el "pico de viscosidad producido por el cambio del tipo de lodo". Luego, un tratamiento de 1 a 10 lb/bl (2.9 – 28.5 Kg/m<sup>3</sup>) de cal, 2 a 12 lb/bl (5.7 – 34.2 Kg/m<sup>3</sup>) de lignosulfonato de cromo y 2 lb/bl (5.7 Kg/m<sup>3</sup>) de soda cáustica debería ser añadido simultáneamente durante una o dos circulaciones. Después de la conversión inicial, las propiedades como el filtrado, el pH y la alcalinidad deberían ser refinadas mediante adiciones de materiales apropiados.

Además de los procedimientos de mantenimiento descritos anteriormente, el "exceso de cal" debe ser calculado cada vez que sea necesario para monitorear la concentración del exceso de cal en el sistema. Las ecuaciones de balance de masas no pueden monitorear con precisión el exceso de cal, ya que la cal es eliminada del sistema en las arcillas perforadas, como resultado del intercambio de bases. La ecuación para el exceso de cal es la siguiente:

$$\text{Exceso de Cal (lb/bbl)} = 0.26 (P_m - P_f F_w)$$

Ecuación 10.4

Propiedades Típicas	
Densidad (lb/gal)	10 – 16
Viscosidad embudo (seg/qt)	± (3.5 x peso del lodo)
Viscosidad plástica (cP)	Ver la Figura 5.4
Punto de cedencia (lb/100 ft <sup>2</sup> )	Ver la Figura 5.4
Esfuerzo de gel inicial (lb/100 ft <sup>2</sup> )	1 – 5
Esfuerzo de gel a 10 min. (lb/100 ft <sup>2</sup> )	1 – 10
pH	11.5 – 13.5
Calcio (mg/l)	40 – 200
Cloruros (mg/l) (agua dulce)	0 – 5000
Cloruros (mg/l) (agua salada)	20 000
Sólidos de baja gravedad específica (%)*	4.5 – 7
MBT (lb/bl)	Ver la Figura 5.4
Exceso de cal (lb/bl)	1 – 10

\*Ver las Gráficas 2.4 y 3.4.

## Capítulo IV. Sistemas Base Agua

Productos Típicos	Función Principal
Barita API (SG 4.2), sulfato de bario	Aumentar la viscosidad
Bentonita de Wyoming API (prehidratada)	Viscosidad y control de filtrado
Soda cáustica	Aumento de $P_f$
Cal	Exceso de cal y aumento de $P_m$
Lignosulfonato de cromo	Filtrado y diluyente
Lignito	Control de filtrado
Cromolignito, Lignito resinado	Diluyente ATAP y control de filtrado
Celulosa Polianiónica (PAC)	Viscosidad y control de filtrado API
Almidón de maíz pregelatinizado	Control de filtrado
Polisacárido preservado	Control de filtrado

Material	Concentración	
	(lb/bl)	(Kg/m <sup>3</sup> )
Barita API (SG 4.2), sulfato de bario o Hematita (SG 5,0), óxido de hierro	0 – 550	0 – 1569.2
Bentonita de Wyoming API	15 – 30	42.8 – 85.6
Soda cáustica	0.5 – 1.5	1.4 – 4.3
Cal	0.5 – 10	1.4 – 28.5
Lignosulfonato de cromo	2 – 15	5.7 – 42.8
Cromolignito o Lignito	3 – 8	8.6 – 22.8
Lignito resinado	0 – 6	0 – 17.1

## Sección Especial 7.4. Fluidos en Base Aire

### 7.4.1 Sistemas de Fluidos de Perforación a Base de Aire

La perforación con aire es un término general que abarca cuatro sistemas distintos pero relacionados, que usan volúmenes de aire (o gas) comprimido para constituir la totalidad o parte del medio de circulación. Los cuatro sistemas: aire seco (polvo), niebla, espuma y lodo aireado ofrecen individualmente una eficiencia excepcional de la perforación y ventajas para la producción, en comparación con los fluidos tradicionales, pero en aplicaciones considerablemente más restringidas. Es fácil identificar la producción potencial durante la perforación con aire (polvo) y niebla, y es común que se perfore con gas y aceite producido fluyendo en el pozo.

Como lo ilustra la Figura 6.4, el aire tiene claramente la densidad más baja de todos los posibles fluidos de circulación, lo cual permite lograr la mayor reducción de presión diferencial. La alta presión diferencial negativa que se obtiene con los sistemas de aire (polvo) produce velocidades de penetración considerablemente más altas y una mayor profundidad en pies por barrena. La circulación con variaciones de aire comprimido impone menos presión sobre las formaciones de fondo que los sistemas de lodo convencionales, haciendo que la técnica sea especialmente aplicable en la perforación de zonas de pérdida de circulación.

Debido a la capacidad de lograr una densidad más baja que la del aceite, además de mayores velocidades de penetración, una vida útil más larga de la barrena, menores requisitos de

productos químicos, y la expansión de la perforación con desbalance de presión, los sistemas a base de aire tienen claras ventajas económicas en comparación con los sistemas líquidos. Por otro lado, las aplicaciones viables para cualquiera de los sistemas a base de aire están sometidas a ciertas restricciones y reservadas principalmente a los pozos de desarrollo en zonas maduras donde se conoce y se puede predecir la geología. Como el aire (polvo), la niebla, la espuma y el lodo aireado no generan la presión de fondo requerida para perforar sin problemas las formaciones presurizadas, las consideraciones de control de pozo hacen que los sistemas a base de aire no sean adecuados para algunas situaciones.

Además, la mayoría de los sistemas a base de aire permiten la entrada de los fluidos de formación que serán encontrados en la mayoría de los pozos, causando preocupaciones en lo que se refiere al control del pozo, el manejo de los fluidos y el riesgo de incendios en el fondo. Debido a la estabilidad del pozo, las variaciones de los sistemas de perforación con aire (polvo) generalmente no son aplicables en zonas donde las formaciones débiles o fracturadas causan derrumbes o desprendimientos en el pozo. Por lo tanto, estas técnicas se usan más frecuentemente en formaciones duras, secas y competentes.

A continuación se describen los cuatro sistemas de fluidos de perforación a base de aire, los cuales se distinguen por el volumen aproximado de aire usado en la operación de perforación. Cada uno de estos sistemas tiene aplicaciones especiales con ventajas y desventajas claras.

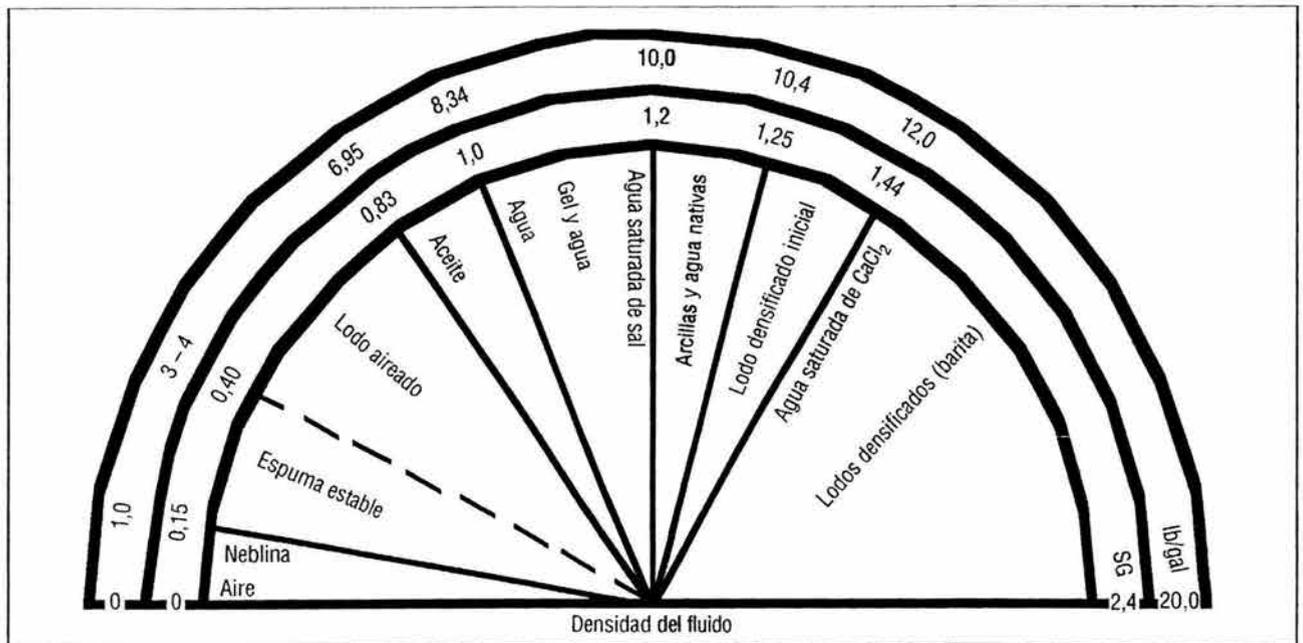


Figura 6.4: Campo de aplicación de la perforación con aire – densidad del fluido de perforación (modificado según Hutchinson y Anderson).

#### 7.4.2 Perforación con Aire (Polvo)

La perforación con aire o polvo, donde el medio de circulación consta únicamente de aire, mantiene la presión de fondo más baja posible. Además, esta técnica sólo puede ser usada cuando la formación está completamente seca o el influjo de agua es suficientemente pequeño para ser absorbido por la corriente anular de aire y recortes. La perforación con polvo es más aplicable en formaciones duras, fuertes y competentes, y en ambientes donde suele producirse la pérdida de circulación y velocidades de penetración demasiado bajas. Se logran velocidades óptimas de perforación y los recortes regresan a la superficie en forma de nube de polvo.

Además de velocidades de penetración (ROP) muy altas, la eliminación de la pérdida de circulación y costos de la barrena considerablemente más bajos, la circulación con aire / gas puro también permite la realización de pruebas continuas de la formación y minimiza dramáticamente los daños a las zonas productivas sensibles al agua. Además, la perforación con aire (polvo) reduce el consumo de agua, los costos de lodo y/o productos químicos y el impacto sobre el medio ambiente.

Sin embargo, la perforación con aire (polvo) tiene ciertos inconvenientes que limitan considerablemente su campo de aplicación.

Como se mencionó anteriormente, la perforación con aire (polvo) produce recortes muy pequeños, no tolera el agua, y al encontrar formaciones húmedas, puede causar una acumulación comúnmente llamada “anillo de lodo”. Cuando esto ocurre, la acumulación de recortes pegajosos en el espacio anular continúa, lo cual termina restringiendo el flujo de aire. Esto puede causar la pega de la tubería o un incendio en el fondo (combustión). El riesgo de erosión del pozo hace que la perforación con aire (polvo) no sea adecuada para las formaciones no consolidadas, frágiles o de alto buzamiento. Este procedimiento no debería usarse en formaciones igualmente inestables, ya que no genera ninguna presión hidrostática ni contiene aditivos para estabilizar el pozo o desarrollar un enjarre. Además, el alto caudal de aire y la baja densidad requieren el uso de tuberías de perforación y equipos de perforación más resistentes. Por otra parte, la perforación con aire (polvo) está generalmente reservada para formaciones de presión baja o presurizadas normalmente donde las presiones hidrostáticas mínimas no tienen consecuencias negativas.

### 7.4.3 Perforación con Niebla

En algunas aplicaciones de perforación con aire, el pozo produce demasiada agua y/o otros líquidos, haciendo que sea imposible perforar exclusivamente con aire. En estas situaciones se usa la perforación con niebla para prevenir la formación de anillos de lodo y evitar la acumulación de agua en el pozo. El agua, conteniendo un agente espumante (jabón), es inyectada dentro de la corriente de aire en la superficie y descargada en forma de niebla húmeda. Como regla general, la perforación con niebla utiliza 96 a 99% de aire con 1 a 10 galones por minuto (gpm) de agua que contiene 0.25 a 1% de agente espumante.

La perforación con niebla se usa principalmente cuando la probabilidad de que se produzca un incendio o una explosión en el fondo es demasiado alta para la perforación con aire (polvo), y el agua y las lutitas sensibles (salmuera) están expuestas. La perforación con niebla es de uso extendido en la perforación de pozos profundos de gas o geotérmicos, o cuando se requiere una protección adicional contra la corrosión y la erosión. Esta técnica crea recortes ligeramente más grandes y produce las mismas altas velocidades de penetración y larga vida útil de la barrena que la perforación con aire (polvo) convencional. Además, las pequeñas gotas de agua / recortes producidas están dispersas en forma de niebla fina en la corriente de aire ascendente, lo cual permite eliminarlas eficazmente del pozo sin correr el riesgo de embolamiento de la barrena o formación de anillos de lodo.

Esta técnica puede usar productos químicos inhibidores (como KCl y polímeros) para ayudar a proteger las lutitas sensibles, es menos erosiva y permite la adición de productos químicos para controlar la corrosión. Como la perforación con aire (polvo), la perforación con niebla tiene claros inconvenientes. Como humecta el pozo, la perforación con niebla aumenta la posibilidad de derrumbe, hinchamiento y erosión.

Además, los caudales de aire requeridos con la niebla son generalmente  $\pm 30\%$  más altos que para la perforación con aire (polvo), con presiones correspondientes más altas comprendidas entre 400 y 1,200 psi, comparado con 200 a 800 psi para la perforación con aire seco (polvo).

El agente espumante y los productos químicos de control de corrosión requeridos para manejar el influjo de agua, el cual está limitado a aproximadamente 100 gpm, resulta en mayores costos de productos químicos.

### 7.4.4 Perforación con Espuma

La perforación con espuma se suele dividir en perforación con espuma estable y perforación con espuma rígida. En general, la perforación con espuma estable utiliza 55 a 96% de aire, con una mezcla de agua dulce, 0.5 a 1% de agente espumante y aditivos químicos que forman una emulsión de aire en agua o espuma estable. La espuma estable es lo que la mayoría de la gente suele llamar simplemente "espuma". En cambio, con la espuma rígida, se incorpora bentonita y polímeros para formar una espuma con mejores propiedades de limpieza del pozo y una estructura de espuma "más rígida" que es más duradera. La espuma rígida es especialmente beneficiosa en la perforación de pozos de gran diámetro donde la capacidad de volumen de aire es insuficiente para que se pueda obtener una limpieza adecuada con una espuma normal.

La perforación con espuma es especialmente eficaz en las zonas de baja presión con un mayor influjo de agua o en las zonas donde la pérdida de circulación es grave. La perforación con espuma también es aplicable cuando se necesita una Densidad Equivalente de Circulación (DEC) de 2 a 4 lb/gal (0.24 – 0.48 gr/cm<sup>3</sup>) para controlar el pozo o limpiar los pozos productivos que se han llenado de arena. La perforación con espuma aumenta la presión hidrostática, presenta excelentes capacidades de limpieza del pozo y tiene la capacidad de suspender los recortes cuando se interrumpe la circulación. Además, el requisito de volumen de aire es más bajo y la estabilidad del pozo es más alta.

## Capítulo IV. Sistemas Base Agua

---

La perforación con espuma permite la aplicación de productos químicos y produce recortes más grandes que son más representativos de la formación, simplificando el análisis geológico.

Como el líquido generalmente no puede ser reutilizado, los costos de productos químicos son altos, así como el consumo de agua. La perforación con espuma requiere una dosificación exacta del volumen de la mezcla de aire y espuma, y también requiere otros equipos especializados, tal como una bomba de espumante de tamaño mediano con una capacidad de 25 a 100 gpm.

### 7.4.5 Lodo Aireado

En el proceso de aireación, se hace circular simultáneamente aire y lodo dentro del espacio anular, en forma de burbujas de aire dispersas en un líquido, para reducir la densidad equivalente de circulación (DEC) por debajo de la del agua. En general, el uso de lodo aireado es aplicable cuando se perforan formaciones con presiones por debajo de lo normal o cuando se producen flujos de agua de alta velocidad durante la perforación con aire o espuma, tal como en la perforación de un pozo geotérmico o artesiano. El lodo aireado se usa frecuentemente con éxito cuando la pérdida de circulación predominante hace que sea demasiado costoso perforar con lodo tradicional. El lodo aireado se usa en aplicaciones que requieren una densidad de 4 a 8 lb/gal (0.48 – 0.96 gr/cm<sup>3</sup>) para controlar el pozo, y cuando se desea obtener mayores velocidades de penetración. Los lodos aireados deberían tener bajos esfuerzos de gel para facilitar la separación del aire y obtener una baja viscosidad y buenas características de control de la corrosión.

Igual que la perforación con espuma, el lodo aireado aumenta las presiones hidrostáticas por encima de las presiones obtenidas con la perforación con aire o niebla, y facilita la buena limpieza del pozo, resultando en velocidades de penetración que pueden ser 2 a 3 veces más altas que las que se obtienen con los sistemas de lodo convencional.

La inyección de aire dentro de un lodo completamente formulado permite un buen control de enjarre y de filtrado, y produce recortes de tamaño normal.

Se trata de un proceso que combina lo mejor de la perforación con aire (polvo) con un sistema de lodo convencional y es ideal para perforar formaciones inestables donde la pérdida de circulación constituye un problema importante. En cambio, la perforación con lodo aireado requiere equipos adicionales, tiene mayores velocidades de corrosión (a veces graves), puede sufrir problemas de fluctuación y surgencias intermitentes en secciones de gran diámetro, y expone el pozo a un flujo turbulento.

Existen varios métodos diferentes para obtener lodo aireado dentro del espacio anular:

- Inyección directa de aire dentro del lodo en el tubo vertical.
- Inyección de aire dentro de la tubería parásita, cerca de la última zapata de cementación de la tubería de revestimiento.
- Inyección de aire en el microespacio anular, entre la última tubería de revestimiento y otra tubería de revestimiento no cementada, suspendida temporalmente en el pozo.

La inyección directa de aire y lodo en el tubo vertical es el método que se usa más frecuentemente. Con la tubería parásita, la cual se introduce con la última tubería de revestimiento, se hace circular el aire a través de la tubería, dentro del flujo de lodo anular, cerca de la zapata de cementación de la tubería de revestimiento. En cambio, el lodo circula bajando por la tubería de perforación, de la manera normal. Esto resulta en un flujo de lodo aireado en el espacio anular, desde la zapata de cementación de la tubería de revestimiento hasta la superficie. Como el flujo de lodo es independiente del aire y viceversa, la aireación "parásita" es más fácil de controlar y requiere una presión de aire inferior.

La aireación parásita tiene marcadas desventajas. Éstas se centran generalmente en el tiempo adicional y los mayores costos relacionados con la introducción de la tubería, la necesidad de perforar un pozo de mayor tamaño en el intervalo anterior, y el equipo mecánico adicional requerido para lograr el control adecuado de la presión. Además, la DEC más baja que se puede lograr es más alta que la que se puede obtener con la aireación estándar, debido a la capacidad limitada de volumen de aire de la tubería y a la menor profundidad de inyección.

Con la inyección en el microespacio anular, se introduce otra tubería de revestimiento temporal dentro de la última tubería de revestimiento, y se inyecta gas dentro del espacio anular entre las

dos tuberías, mientras que se hace circular el lodo dentro de la tubería de perforación.

En algunos casos, el sistema de inyección de gas microanular puede utilizar instalaciones de cabezal de pozo convencionales, lo cual permite evitar las complejidades del cabezal del pozo relacionadas con la tubería parásita. Por otra parte, puede que sea necesario aumentar el tamaño de la tubería de revestimiento intermedia para permitir la instalación de una tubería temporal con un diámetro de paso adecuado para la sección del pozo considerada. A este fin, podría ser necesario perforar la sección anterior del pozo con un diámetro más grande del previsto y reducir la sección aireada.

# Capítulo V. Sistemas Base Aceite

---

*Introducción*

*Sección 1.5. Aditivos*

*Sección 2.5. Propiedades de Fluidos Base Aceite*

*Sección 3.5. Preparación de Fluidos de Emulsión Inversa*

*Sección 4.5. Preparación de Fluidos de Baja Densidad*

### Introducción

El origen de los fluidos de perforación base aceite se remonta a los años 1920, cuando se usaba el crudo como fluido de perforación. Las ventajas ofrecidas por el aceite como fluido de perforación y terminación eran obvias aun en esa época:

- Las arcillas no se hidratan ni se hinchan.
- Mejor estabilidad del pozo.
- Producción mejorada a partir de las areniscas que contienen arcillas.
- Menores problemas al perforar a través de evaporitas (sales, anhidrita, etc.).
- Menor ensanchamiento del pozo.
- Propiedades del lodo más estables.
- Mayor resistencia a la contaminación.

Diferentes enfoques han sido adoptados para usar el aceite en los fluidos de perforación, minimizando los problemas asociados. Se desarrollaron lodos base agua de "emulsión de aceite" que contenían 10 a 20% de aceite emulsionado. Se usaron productos químicos para emulsificar el aceite en el agua en forma de pequeñas gotas que permanecen dispersas en el agua en vez de flotar hacia la superficie. Este aceite emulsionado reducía el filtrado y la fricción entre la columna de perforación y el pozo. Estos sistemas base agua de "emulsión de aceite" se usan muy poco actualmente porque producen los mismos problemas del pozo en las lutitas sensibles al agua y se contaminan como cualquier otro sistema de lodo base agua.

El rendimiento de los fluidos de perforación no acuosos (principalmente el crudo) fue mejorado por el desarrollo y el uso de aditivos asfálticos para aumentar la viscosidad y reducir el filtrado. Sin embargo, estos lodos de aceite toleraban muy poco la contaminación de agua. Durante los años cuarenta, se desarrollaron lodos base aceite diesel que no solamente toleraban el agua, sino también usaban el agua emulsionada para controlar y mantener las propiedades. Las gotas de agua emulsionada reducían el filtrado y aumentaban la viscosidad. La fase continua de aceite de estos lodos los hacía actuar como lodos de aceite humectando con una película de aceite e impidiendo la interacción entre el agua

emulsionada y las lutitas sensibles al agua y los recortes para proporcionar una buena estabilidad del pozo. Los lodos toleraban la contaminación de sal y anhidrita. Estos lodos eran emulsiones en todo sentido y recibieron el nombre de lodos de "emulsión inversa" para diferenciarlos de los lodos base agua de "emulsión de aceite" que se usaban en esa época. Hoy en día, un lodo de emulsión inversa es un fluido con aceite diesel, aceite mineral o fluido sintético como fase continua, y agua o salmuera como fase emulsionada. El agua o la salmuera emulsionada se dispersa dentro del aceite. Ésta es la fase interna. Se usa sal de cloruro de calcio para aumentar la salinidad de la fase de agua emulsionada hasta un nivel donde no pueda afectar (ablandar o hinchar) las formaciones y los recortes sensibles al agua.

Los lodos de emulsión inversa deberían ser usados cuando las condiciones justifican su aplicación. Los asuntos de aceptabilidad ambiental, eliminación, costo de preparación inicial, costo de mantenimiento diario, problemas anticipados del pozo, evaluación de la formación y daños a la formación deberían ser considerados. Los lodos de perforación base aceite ofrecen ciertas ventajas económicas cuando se usan para:

- Lutitas problemáticas.
- Zonas de sal, anhidrita, carnalita y potasa.
- Pozos profundos y con alta temperatura.
- Perforación y extracción de núcleos en zonas productivas sensibles.
- Proyectos de perforación de alcance extendido y Pozos direccionales difíciles.
- Perforación de pozos de diámetro reducido.
- Control de corrosión.
- Formaciones que contienen ácido sulfhídrico ( $H_2S$ ) y dióxido de carbono ( $CO_2$ ).
- Fluidos terminación y rehabilitación.
- Obturador de la tubería de revestimiento o fluidos de empaque.
- Colocación de fluidos para soltar la tubería pegada.

Sección 1.5. Aditivos

1.5.1. Emulsificantes

Los emulsificantes son agentes tensoactivos que reducen la tensión superficial entre las gotas de agua y el aceite (o sintético). Los emulsificantes estabilizan la mezcla al ser parcialmente solubles en agua y parcialmente solubles en aceite, como se indica en la Figura 1.5.

En general, los emulsificantes son alcoholes de cadena larga, ácidos grasos o polímeros, y pueden ser aniónicos, catiónicos o no iónicos.

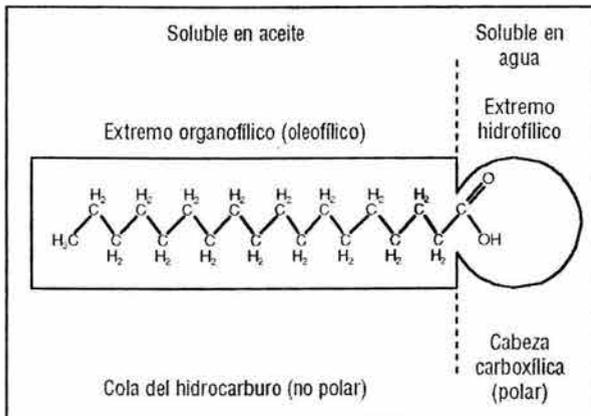


Figura 1.5: Estructura del agente tensoactivo (ácido esteárico).

Un extremo de la molécula de emulsificante tiene una afinidad con el agua mientras que el resto de la molécula tiene una afinidad con el aceite o fluido sintético. Las partículas de emulsificante forman un revestimiento alrededor de las gotas de agua para impedir que éstas se fusionen, de la manera ilustrada en la Figura 2.5.

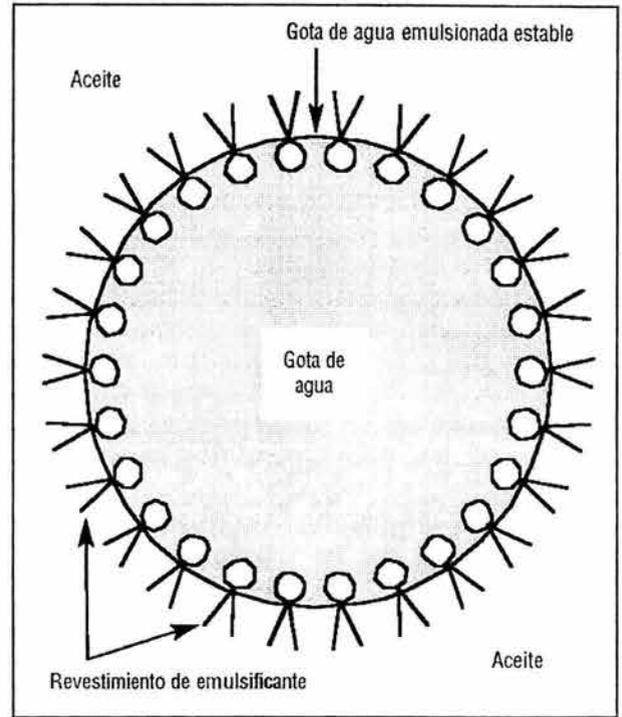


Figura 2.5: Disposición del emulsificante alrededor de una gota de agua.

1.5.2. Jabones

Algunos emulsificantes son jabones formados por la reacción de un éster de ácido graso con un álcali (como la cal), donde el hidrógeno del ácido graso es reemplazado por un metal, como el calcio de la cal. Los jabones hechos con sodio son solubles en agua y forman emulsiones de aceite en agua. El hidróxido de sodio es el álcali que se usa en muchos jabones domésticos. Los jabones insolubles en agua son formados cuando metales más pesados que el sodio (como el calcio) sustituyen el hidrógeno del ácido graso. Estos jabones insolubles en agua son usados en grasas, espesantes de gel, pinturas y lodos de aceite.

Los jabones de calcio se usan comúnmente como emulsificante principal en los lodos de emulsión inversa. La mayoría de los emulsificantes de jabón de calcio son formados mediante la adición de ácido graso (generalmente un líquido) y cal o cal viva (como fuente alcalina de calcio) al aceite base del lodo, donde reaccionan para formar el jabón de calcio. En realidad, para obtener una emulsión estable, no sólo se debe contar con suficiente emulsificante para estabilizar todas las gotas de agua, más el agente humectante, para recubrir todos los sólidos, sino que la formulación también debe tener un exceso de emulsificante y agente humectante para recubrir los nuevos sólidos y emulsificar cualquier agua adicional que pueda ser encontrada. Esta condición de salmuera bien emulsionada, sólidos recubiertos y exceso de agentes de tratamiento está ilustrada en la Figura 3.5.

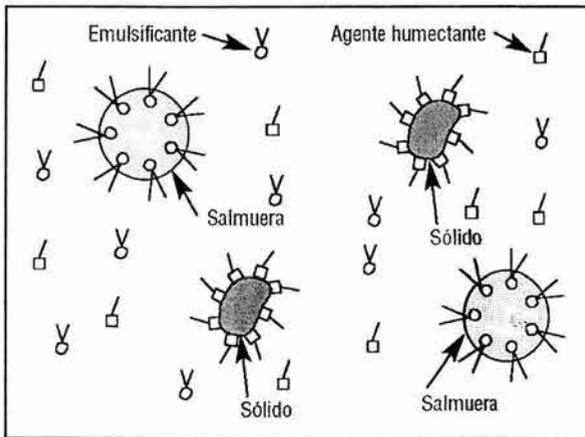


Figura 3.5: Esquema de principio de una emulsión estable.

### 1.5.3. Agentes Humectantes

Un agente humectante es un agente tensoactivo que reduce la tensión interfacial y el ángulo de contacto entre un líquido y un sólido. Esto hace que el líquido se extienda sobre la superficie del sólido. Los agentes humectantes tienen un extremo que es soluble en el líquido de fase continua y otro que tiene una fuerte afinidad con las superficies de los sólidos, como se muestra en la Figura 4.5.

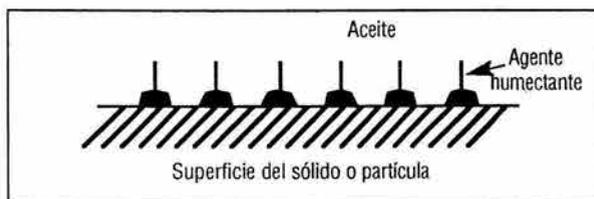


Figura 4.5: Orientación del agente humectante sobre la superficie o la partícula.

En los fluidos base aceite, los agentes humectantes causan la humectación de los sólidos por el aceite o líquido sintético. Los sólidos (barita, arcillas y sólidos perforados) deben ser humectados por la fase líquida continua del fluido de perforación, si no, se agregarán y se depositarán. La mayoría de los sólidos tienden naturalmente a ser humectados por el agua y requieren agentes humectantes para ser humectados por el aceite o el fluido sintético.

### 1.5.4. Viscosificantes

Aunque el agua emulsionada aumente la viscosidad, los viscosificantes y agentes gelificantes también son necesarios. Las arcillas no tratadas no pueden ser usadas como viscosificantes porque no se hidratan ni aumentan la viscosidad en el aceite o el fluido sintético. Si son recubiertas previamente con una amina, de manera que sean organofílicas, entonces las arcillas aumentarán la viscosidad del aceite y los fluidos sintéticos. La arcilla organofílica aún necesita un activador polar (agua o alcohol) para producir un rendimiento máximo. Por lo tanto, su rendimiento disminuye a medida que la relación de aceite o sintético a agua aumenta. Estas arcillas tienen un rendimiento más rápido cuando el esfuerzo de corte y la temperatura aumentan. Sin embargo, si la amina no es térmicamente estable y se descompone, la arcilla se convertirá en un sólido inerte. Arcillas organofílicas de alta temperatura pueden ser necesarias para las aplicaciones en altas temperaturas. Otros viscosificantes no arcillosos están disponibles para aumentar la viscosidad.

Éstos incluyen materiales asfálticos, gelificantes de ácidos grasos y polímeros. Desarrollar la viscosidad constituye un problema particular al mezclar nuevos fluidos en las plantas de lodo, donde la mezcla a baja velocidad de corte y las temperaturas bajas no permiten que las arcillas tratadas con aminas aumenten la viscosidad. Sin embargo, los lodos recién preparados no deberían ser tratados con más arcilla organofílica que la que se requiere durante la perforación. El sobretratamiento con arcilla causa excesiva viscosidad una vez que el fluido está sometido al esfuerzo de corte y a la temperatura en el pozo.

Otros viscosificantes como un polímero soluble en agua, deberían ser usados para proporcionar más suspensión durante la mezcla y el transporte de nuevos lodos. Muchos viscosificantes de polímeros, tal como un viscosificante de sistema de lodo base aceite, se degradan cuando su exposición a la temperatura y al esfuerzo de corte aumenta. En los fluidos recién preparados, esto será contrarrestado por la activación o el rendimiento correspondiente de la arcilla organofílica bajo estas condiciones.

### 1.5.5. Material Densificante

La barita es el material densificante más común que se usa en los lodos base aceite y sintético. También se usa carbonato de calcio, especialmente en los fluidos de empaque de densidad más baja, donde se puede suspender más fácilmente que en la barita o la hematita. La hematita puede ser usada en los lodos de alta densidad donde su alta gravedad específica ayuda a minimizar el contenido total de sólidos del lodo. Otros materiales densificantes pueden requerir diferentes agentes humectantes.

### 1.5.6. Aditivos de Control de Filtración

El control de filtración de Alta Temperatura, Alta Presión (ATAP) de los lodos de emulsión inversa es afectado por la viscosidad de la fase fluida continua, la relación de aceite o sintético a agua, la estabilidad de la emulsión, la humectación por agua de los sólidos, el contenido de sólidos y la cantidad de arcilla tratada con amina en el sistema. Muchos sistemas sintéticos no requieren aditivos especiales de control de filtración en las formulaciones diseñadas para ser usadas a temperaturas inferiores a 300°F (149°C).

A temperaturas más altas, la mayoría de los sistemas requieren un aditivo de control de filtración.

La gilsonita o el asfalto, el lignito tratado con aminas y los polímeros son los aditivos de control de filtración más comunes. La gilsonita, un hidrocarburo o mineral asfáltico de origen natural, es un aditivo eficaz y rentable para controlar la filtración en los lodos de aceite. Diferentes calidades de este aditivo están disponibles, las cuales se distinguen por sus puntos de fusión.

Algunos operadores prefieren no usar la gilsonita debido a preocupaciones relacionadas con el taponamiento y los daños a la formación. La gilsonita puede contener hidrocarburos que serán considerados como contaminantes en los lodos base sintético. Antes de agregar gilsonita a fluidos sintéticos, sería necesario determinar si el uso de gilsonita está prohibido por los reglamentos existentes o pendientes. Se usa frecuentemente lignito tratado con aminas cuando la resina asfáltica o el asfalto no son aceptables. Esto puede ocurrir si no se permite el uso de gilsonita debido a preocupaciones relacionadas con daños a la formación, cuando las temperaturas exceden el punto de fusión de la gilsonita, o cuando el uso de asfalto está restringido debido a los reglamentos ambientales. Aunque se use frecuentemente en los sistemas sintéticos, el uso de lignito tratado con aminas puede ser considerado inaceptable en los fluidos sintéticos porque puede causar la decoloración del fluido.

El aditivo polimérico de control de filtración tipo "F" es preferible al lignito tratado con aminas en algunos lodos sintéticos, ya que proporcionará un buen control de filtración sin causar la decoloración del lodo.

## Sección 2.5. Propiedades de los Fluidos Base Aceite

La composición, características de viscosidad, densidad y propiedades del líquido base usado en el aceite y los fluidos sintéticos tienen un efecto importante sobre las propiedades, la viscosidad a las temperaturas del pozo y el rendimiento global de los fluidos de perforación base aceite y sintético.

### 2.5.1. Densidad

Los líquidos no acuosos usados para formular los sistemas base aceite y sintéticos son mucho más comprimibles que el agua. Su densidad aumenta con el aumento de presión. Afortunadamente, estos líquidos también se expanden (reduciendo la densidad) cuando la temperatura aumenta, de manera que los dos efectos (temperatura y presión) se anulan en cierta medida. La densidad cambiará con la temperatura y la presión, de

manera que la densidad equivalente al fondo del pozo será diferente a la densidad medida en la superficie. También habrá una diferencia de densidad entre la Densidad Equivalente de Circulación (DEC) durante la perforación y la Densidad Estática Equivalente (DEC) durante los viajes, debido a estos efectos de temperatura y presión. La densidad efectiva de estos fluidos depende de las propiedades del líquido base y de los perfiles de temperatura y presión del pozo que se está perforando.

### 2.5.2. Reología

Como lo demuestra la Tabla 1.5, hay considerables diferencias entre la viscosidad y el punto de fluidez de los aceites y fluidos sintéticos base.

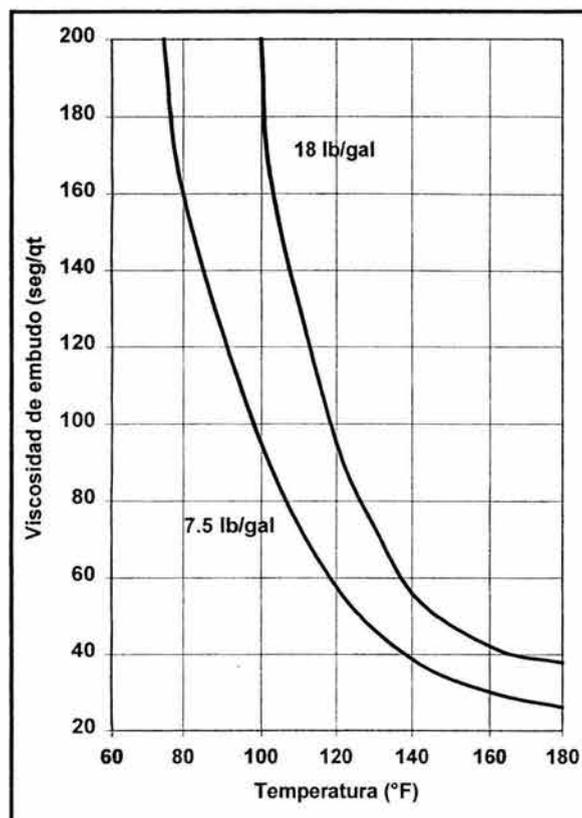
Fluido Base	Gravedad Específica	Viscosidad (CST a 104°F)	Punto de Inflamación (°F)	Punto de Fluidez (°F)	Punto de Anilina (°F)
Aceite diesel	0.85	3 – 4	150	14	149
Aceite mineral con contenido ultra-bajo de brea	0.81	3.5	>239	-10	~190
Aceite mineral	0.80	2 – 3	212	-0.4	169
Éster	0.85	5 – 7	354	-22	77
Polialfaolefina (PAO)	0.80	5 – 7	347	-85	225
Éter	0.83	5 – 6	330	14	104
Alfaolefina Lineal (LAO)	0.78	2 – 3	237 – 295	10 – 32	156 – 178
Olefina Interna (IO)	0.78	2 – 3	279	-11	~180
Parafina Lineal (LP)	0.77	2.5	>212	14	>200

Tabla 1.5: Propiedades típicas de los aceites y líquidos sintéticos

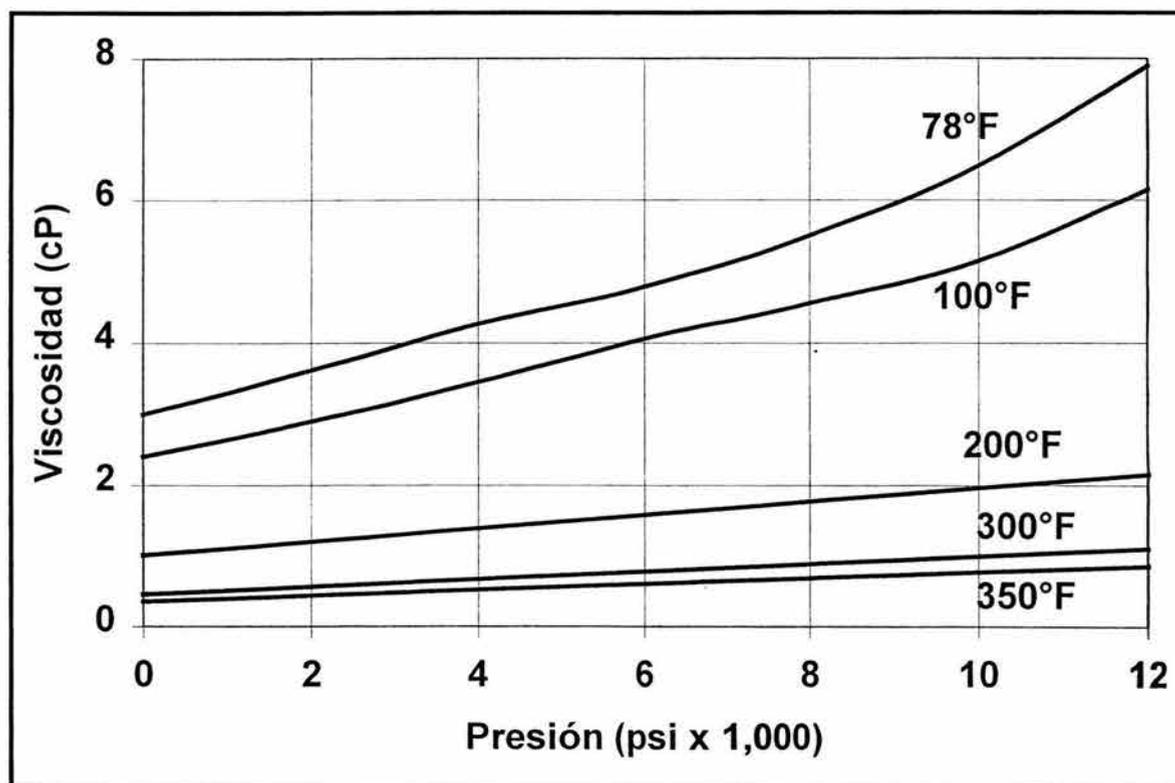
## Capítulo V. Sistemas Base Aceite

La viscosidad de los fluidos base afecta directamente la Viscosidad Plástica (VP). Los fluidos base con altas viscosidades producen fluidos de perforación con VP más altas. La viscosidad de todos los aceites y fluidos sintéticos es sensible a la temperatura, la viscosidad disminuye cuando la temperatura aumenta, como se demuestra en la Gráfica 1.5 para la viscosidad embudo de un lodo base aceite típico. Para que la reología sea significativa, será necesario verificarla cada vez a la misma temperatura. Se usa un vaso de calentamiento para calentar la muestra a la temperatura deseada, generalmente 120 ó 150°F (49 ó 65.5°C), antes de verificar la reología. Los líquidos base con altos puntos de fluidez pueden tener una viscosidad demasiado alta a temperaturas frías.

La compresión aumenta la viscosidad del fluido base, de la manera ilustrada para el aceite diesel en la Gráfica 2.5. Cuando se comprime un fluido de perforación, el efecto sobre la viscosidad es aún más grande que el efecto sobre el fluido base solo. El efecto de la compresión es más alto en los pozos de alta presión – pozos profundos perforados con lodo extrapesado y altas presiones de bombeo.



Gráfica 1.5: Efecto de la temperatura sobre la viscosidad embudo del lodo base aceite.



Gráfica 2.5: Efecto de la temperatura y presión sobre la viscosidad del aceite diesel

Para situaciones donde es crítico conocer las presiones hidrostáticas y de circulación exactas en el pozo, la reología de estos fluidos debería ser probada bajo temperatura y presión, usando el reómetro ATAP de Modelo 70 de Fann. Con esta información y el un programa de software para Hidráulica de Perforación, se puede pronosticar el efecto de la temperatura y la presión para optimizar las condiciones hidráulicas. Las gotas de agua emulsionada en emulsiones inversas actúan como sólidos. Esto causa el aumento de la viscosidad plástica cuando se aumenta la concentración de agua. Puede que sea necesario modificar de vez en cuando el contenido de aceite (o sintético) y agua para ajustar las propiedades reológicas. Los rangos aceptables para la reología de los fluidos de perforación base aceite y sintético son determinados parcialmente por las propiedades del fluido base. En todos los casos, la viscosidad plástica debe ser mantenida al nivel más bajo posible desde el punto de vista económico. Luego, el punto cedente y los esfuerzos de gel deberían ser ajustados para lograr un rendimiento óptimo, según la densidad deseada, la geometría anular, el ángulo del pozo, el caudal y la temperatura del pozo.

Los conceptos básicos de reología aplican a los fluidos de perforación base aceite y sintético:

1. La viscosidad plástica es la viscosidad teórica de un fluido a una velocidad de corte infinita. Esta viscosidad debería ser mantenida al nivel más bajo posible. Constituye una buena aproximación de la viscosidad a través de la barrena. La viscosidad plástica aumenta con la viscosidad del fluido base; el contenido de agua; y con la concentración, el tamaño, la forma y la distribución de los sólidos.

2. El punto cedente suele ser usado como indicador de las características de disminución de la viscosidad con el esfuerzo de corte de un fluido, así como de la capacidad del fluido para suspender los recortes y el material densificante. El punto cedente es determinado a partir de las indicaciones del viscosímetro a 300 y 600 RPM, y puede que no sea indicativo de la reología a muy baja velocidad de corte de un fluido de perforación. Otras medidas reológicas pueden constituir mejores indicadores de las características de disminución de la viscosidad con el esfuerzo de corte y del comportamiento a muy baja velocidad de corte.

Éstas incluyen el punto cedente a baja velocidad de corte ( $2 \times 3$  RPM menos 6 RPM), el límite de cedencia en el modelo de ley exponencial modificada y el valor "n" en el modelo de ley exponencial. El valor "n" suele aumentar con los tratamientos de agentes humectantes y emulsificantes que "diluyen" el lodo y reducen el punto cedente. El valor "n" puede ser reducido mediante tratamientos de modificadores de reología a muy baja velocidad de corte y arcilla tratada con aminas que "espesan" el lodo, aumentando el punto de cedencia.

3. En general, se requiere un esfuerzo de gel inicial superior a 5 lb/100 pies<sup>2</sup> para suspender el material densificante. Éste no es un valor absoluto debido a los efectos de la temperatura sobre el aceite y los fluidos sintéticos. El aceite y los fluidos sintéticos siempre deben ser monitoreados para detectar cualquier sedimentación, la cual podría ser indicativa de cualquiera de dos problemas graves diferentes: sedimentación causada por esfuerzos de gel inadecuado o por sólidos humectados por agua.

### 2.5.3. Alcalinidad $P_{OM}$

La alcalinidad de fenoltaleína ( $P_{OM}$ ) de un lodo base aceite o sintético es una medida del exceso de cal. Los sistemas convencionales de emulsión inversa usan el emulsificante primario y el calcio de la cal para formar jabones de calcio para la emulsión. El exceso de cal puede ser calculado de la siguiente manera:

$$\text{Exceso de cal (lb/bbl)} = P_{OM} \times 1.295$$

*Ecuación 5.1*

La  $P_{OM}$  de los sistemas convencionales debería ser mantenida por encima de 2.5 cm<sup>3</sup> de ácido sulfúrico 0.1 N, con valores típicos comprendidos entre 5 y 10. Si la  $P_{OM}$  de un sistema convencional cae a menos de 2.5 por mucho tiempo, la emulsión puede volverse inestable.

En general, una alta alcalinidad produce una emulsión de agua en aceite más estable. Los sistemas de filtrado relajado usan emulsificantes tensoactivos que no requieren la adición de cal para mantener emulsiones estables. En los sistemas de filtrado relajado, la  $P_{OM}$  se mantiene normalmente a un nivel de aproximadamente 1 a 2 cm<sup>3</sup> de ácido sulfúrico 0.1 N, para amortiguar contra los gases ácidos.

Se agrega cal a los fluidos de perforación base aceite y sintético para proporcionar alcalinidad y calcio y así tratar la contaminación causada por el dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) y el ácido sulfhídrico (H<sub>2</sub>S). La mayoría de los fluidos de perforación base aceite y sintético tienen una tolerancia de cal relativamente alta. Los sistemas sintéticos a base de éster son una excepción. La cal puede reaccionar con los ésteres y causar problemas graves. El exceso de cal de los fluidos de perforación base éster debe ser monitoreado y controlado cuidadosamente dentro de los rangos aceptables, especialmente cuando se perfora cemento. Los fluidos de perforación base éster no son la mejor opción para perforar zonas con altas concentraciones de dióxido de carbono y ácido sulfhídrico.

### 2.5.4. Filtrado

Aunque el filtrado de un lodo base aceite o sintético no cause problemas del pozo y de la formación relacionados con el hinchamiento de las arcillas, el filtrado debería ser controlado porque la alta pérdida de filtrado podría causar la pegadura de la tubería por presión diferencial y daños a ciertas formaciones. El filtrado ATAP (300°F y 500 psi) de las formulaciones convencionales se controla normalmente a menos de 10 cm<sup>3</sup>. El fluido base y la formulación determinan la cantidad y el tipo de aditivos de control de filtrado.

En general, la gilsonita es el aditivo de control de filtración más usado en los sistemas base aceite, aunque se pueda usar cualquiera de los otros aditivos de filtrado. Lignito tratado con aminas debería ser usado si el operador ha adoptado una política contra el uso de materiales asfálticos y gilsonita para el control de filtración.

Normalmente, los sistemas de filtrado relajados no requieren el uso de gilsonita o lignito tratado con aminas porque el filtrado alto es conveniente. La filtración puede ser reducida mediante el uso de emulsificantes y agentes humectantes adicionales. Los sistemas relajados pueden contener agua en el filtrado ATAP. Normalmente, los fluidos sintéticos no requieren el uso de otros aditivos para satisfacer los requisitos de filtrado ATAP. En general, la cantidad adicional de emulsificante reducirá el filtrado. Material polimérico, puede ser usado en lodos base sintético cuando se requiere un aditivo de filtrado.

Gilsonita, o un lignito tratado con aminas, es generalmente compatible con estos sistemas, pero descolora los lodos sintéticos. La gilsonita y los materiales asfálticos no deberían ser usados, ya que contaminan los sistemas base fluido sintético con hidrocarburos que reducen su valor ambiental al valor del lodo de aceite común.

### 2.5.5. Estabilidad Eléctrica

La estabilidad eléctrica indica qué tan bien (o compacto) el agua está emulsionada en la fase de aceite o sintético. Altos valores indican una emulsión más fuerte y un fluido más estable. El aceite y los fluidos sintéticos no conducen la electricidad. En la prueba de estabilidad eléctrica, se aumenta el voltaje (potencial eléctrico) entre los electrodos de una sonda de anchura fija hasta que las gotas de agua emulsionada se conecten (i.e. se fusionen) para formar un puente o circuito continuo. Cuanto más fuerte sea la emulsión, más alto será el voltaje requerido para romper la emulsión, completando el circuito eléctrico para conducir la electricidad. La unidad de medida para registrar la estabilidad eléctrica es el voltio. Algunos de los factores más importantes que afectan la estabilidad eléctrica son:

1. Contenido de agua. Un alto contenido de agua reduce la estabilidad eléctrica porque la distancia entre las gotas de agua disminuye. Esto facilita la terminación del circuito eléctrico mediante la coalescencia de las gotas de agua y una reducción de la estabilidad eléctrica.

2. Sólidos humectados por agua. Los sólidos humectados por agua reducen la estabilidad de la emulsión. Los sólidos humectados por agua actúan como gotas de agua en lo que se refiere a la conductividad eléctrica. Los grupos de sólidos humectados por agua conducen la electricidad, produciendo el efecto de gotas de agua más grandes y una reducción de la estabilidad eléctrica.

3. Estabilidad de la emulsión. Las gotas de agua son más grandes y menos emulsionadas en los sistemas de lodo nuevos e inestables, haciendo que estos fluidos tengan valores de estabilidad de emulsión considerablemente más bajos. En los fluidos recién preparados, la estabilidad de la emulsión aumenta considerablemente cuando se aumenta el esfuerzo de corte y la temperatura y se incorporan algunos sólidos perforados.

En los fluidos existentes, al aumentar la concentración de emulsificante y agente humectante, se mejora la estabilidad de la emulsión. El tamaño de las gotas de agua y la concentración de emulsificante rigen este aspecto de la estabilidad de la emulsión.

4. Temperatura. La temperatura a la cual se mide la estabilidad eléctrica cambia la estabilidad y la conductancia eléctrica de la emulsión. La estabilidad eléctrica debería medirse a la misma temperatura (120°F o 49°C) para obtener datos pertinentes.

5. Concentración de sal. La conductividad eléctrica del agua aumenta cuando la concentración de sal aumenta. El aumento de la concentración de sal suele reducir ligeramente la estabilidad eléctrica. Además, la adición de sal en polvo puede causar una inestabilidad temporal hasta que la sal se solubilice en la fase acuosa.

6. Saturación. Cuando la fase acuosa está saturada de sal, especialmente con cloruro de calcio, la sal se precipita de la solución como un sólido humectado por agua que reduce la estabilidad de la emulsión. Además, cuando se perforan capas de sal, es crítico que la cantidad y los tipos de sales sean controlados minuciosamente para evitar esta situación inestable. Pequeñas adiciones de agua dulce para reducir la saturación y disolver la sal resolverán este problema.

7. Material densificante. Los lodos de alta densidad densificados con hematita u otros minerales especiales suelen tener estabilidades eléctricas más bajas que los lodos densificados con barita. Los lodos de emulsión inversa recién mezclados suelen tener bajas estabilidades eléctricas al ser enviados de la planta de lodo líquido, aunque hayan sido tratados correctamente con emulsificantes. Las emulsiones de estos sistemas se estabilizarán al ser expuestas a las temperaturas de fondo y al romperse por esfuerzo de corte a través de la barrena. En realidad, un esfuerzo de corte suficiente formará una emulsión "mecánica" con poco emulsificante o agente humectante. Una vez comenzada la perforación, la barita, la arcilla organofílica y los sólidos perforados ayudarán a estabilizar la emulsión, a medida que estos sólidos finos humectados por aceite se adsorben en la superficie de contacto con el agua.

La estabilidad eléctrica de un fluido base aceite o sintético debería ser usada para indicar las tendencias. Una estabilidad eléctrica de 800 en un lodo puede indicar una emulsión perfectamente estable si la estabilidad eléctrica permanece constante durante varios días. Pero una estabilidad eléctrica de 1,200 en otro lodo puede indicar problemas graves si los valores anteriores eran considerablemente más altos. Una tendencia declinante bien definida o una disminución rápida de la estabilidad eléctrica indica que la emulsión está debilitándose. La estabilidad eléctrica debería ser medida y registrada rutinariamente. Estos valores deberían ser representados en forma gráfica para facilitar la observación de las tendencias. Las tendencias ascendentes o declinantes indican cambios en el sistema. Un análisis de los controles secuenciales del lodo indicará las posibles causas del cambio.

### 2.5.6. Contenido de $\text{CaCl}_2$

Se agrega cloruro de calcio para aumentar la salinidad de la fase de agua emulsionada con el fin de lograr la inhibición de las lutitas y los sólidos reactivos. El contenido de cloruro de calcio varía generalmente de 25 a 35% en peso.

El contenido de  $\text{CaCl}_2$  debería ser determinado por valoración y puede ser calculado de la siguiente manera:

$$\% \text{CaCl}_2 \text{ (peso)} = \left( \frac{\text{Ag} \times 1.565}{((\text{Ag} \times 1.565) + \% \text{H}_2\text{O})} \right) \times 100$$

*Ecuación 5.2*

Donde:

Ag =  $\text{cm}^3$  de nitrato de plata 0.282 N por  $\text{cm}^3$  de lodo

$\% \text{H}_2\text{O}$  = % en volumen de agua de la retorta

La concentración puede ser ajustada agregando cloruro de calcio en polvo durante varias circulaciones. Se prefiere usar  $\text{CaCl}_2$  en polvo en vez de  $\text{CaCl}_2$  en escamas, porque las partículas escamosas más grandes no se disuelven fácilmente en los lodos base aceite y sintético. Las sales en escamas deben ser disueltas en agua antes de ser agregadas a un sistema no acuoso. La forma en polvo disponible representa generalmente entre 94 y 97% del material activo.

El contenido de  $\text{CaCl}_2$  debería ser mantenido a una concentración más baja que la saturación (40% en peso). Las alternativas al  $\text{CaCl}_2$  incluyen el cloruro de sodio, el cloruro de potasio, las sales orgánicas sin cloruros y otros líquidos solubles en agua.

### 2.5.7. Actividad del Agua Controlada

La actividad del agua ( $A_w$ ) es una medida del potencial químico para que el agua sea transferida entre el lodo y las lutitas. La actividad se mide usando la presión de vapor (humedad relativa) de la lutita o el lodo. La actividad también puede ser estimada en base a la composición química de la salmuera (salinidad). El agua pura tiene una  $A_w$  de 1.0. Las salmueras de cloruro de calcio usadas en la mayoría de los lodos de emulsión no acuosa tienen una  $A_w$  comprendida entre 0.8 (22% en peso) y 0.55 (34% en peso). Los valores más bajos de actividad son más inhibidores.

Las formaciones que contienen arcillas y las lutitas se hinchan y se debilitan mediante la adsorción de agua. Cabe la posibilidad de que el agua de un lodo de emulsión modifique las lutitas si la  $A_w$  de la lutita es inferior a la actividad del lodo. En lo que se refiere a la inhibición, el factor clave es "equilibrar" la actividad del lodo con la actividad de la lutita, de manera que la adsorción del agua en las lutitas pueda ser reducida teóricamente a cero. La transferencia del agua entre una salmuera emulsionada y una lutita suele ser comparada a la ósmosis. En la ósmosis, un solvente (agua) se propaga a través de una membrana semipermeable, desde una baja concentración de soluto o sal a una alta concentración de soluto o sal, para equilibrar las concentraciones. La teoría de actividad controlada define al fluido base aceite o sintético y a los emulsificantes que envuelven las gotas de agua como una membrana semipermeable. El control de lutita usando esta actividad controlada (o equilibrada) se limita principalmente a los lodos de emulsión base aceite o sintético. Los lodos base agua que contienen aditivos (como glicoles y silicatos) sólo ofrecen débiles características de membrana semipermeable.

El cloruro de calcio ( $\text{CaCl}_2$ ) es usado normalmente para obtener actividades de 1.0 a 0.40. El cloruro de sodio ( $\text{NaCl}$ ) puede ser usado para obtener actividades de 1.0 a 0.75 ( $\text{NaCl}$

saturado). Se puede usar una gran variedad de diferentes productos químicos de fase interna para reducir la actividad. Sin embargo, muchos materiales alternativos no proporcionan una actividad lo suficientemente baja para lograr una inhibición adecuada. Cuando se agrega cloruro de calcio ( $\text{CaCl}_2$ ) a una salmuera saturada de cloruro de sodio ( $\text{NaCl}$ ), se reduce la actividad pero el efecto no es acumulativo.

La actividad depende de la solubilidad mutua. Como el  $\text{CaCl}_2$  tiene una solubilidad más alta que el  $\text{NaCl}$ , el cloruro de sodio se precipitará en la forma de sólidos finos cuando las condiciones exceden el nivel de saturación.

### 2.5.8. Relación de Aceite o Sintético (A/A o S/A)

La relación de aceite o sintético a agua (A/A o S/A) se refiere solamente a la porción líquida del lodo y no es afectada por el contenido de sólidos. La relación de aceite o sintético a agua relaciona las fracciones de aceite y agua con la fracción líquida total. En general, los pesos de lodo más altos requieren relaciones más altas. Sin embargo, diferentes condiciones favorecen el uso de diferentes relaciones; por lo tanto, no existe ninguna relación única que pueda ser usada para cualquier conjunto de condiciones.

El cálculo de la relación de aceite a agua requiere valores de retorta, de acuerdo con lo siguiente:

Relación de aceite (AC) =

$$= \left( \frac{\% \text{ en volumen de aceite}}{(\% \text{ vol. aceite} + \% \text{ vol. agua})} \right) \times 100$$

Ecuación 5.3

Relación de agua (AG) =

$$= 100 - \text{relación de aceite}$$

Los factores que afectan las relaciones de aceite a agua o sintético a agua son:

1. Costo del fluido base. Los aceites y fluidos sintéticos son costosos. Las relaciones de aceite y sintético a agua más bajas reducen el precio de la formulación final.

2. Aceite o fluido sintético residual en los recortes. En algunas áreas costafuera, la cantidad admisible de aceite o fluido sintético residual en los recortes descargados está sujeta a reglamentos. Las relaciones bajas de aceite y sintético a agua reducen la cantidad residual de aceite o sintético en los recortes, lo cual facilita el cumplimiento de los límites especificados. Emulsiones inversas con relaciones A/A o S/A de 50:50 han sido usadas en la región del Mar del Norte para cumplir con estas especificaciones.

3. Salmuera residual en los recortes. En algunas ubicaciones, la cantidad de salmuera residual en los recortes puede estar limitada por razones ambientales. Formulaciones 100% aceite o de relación A/A o S/A alta pueden ser usadas para reducir la cantidad de salmuera descargada en los recortes. Otros productos químicos de fase interna pueden ser usados para reemplazar las sales de cloruro y seguir obteniendo una baja actividad de la fase acuosa.

4. Reología. El agua emulsionada en una emulsión inversa actúa como un sólido y aumenta la viscosidad plástica cuando la relación A/A o S/A disminuye. El agua emulsionada también contribuye al rendimiento de las arcillas organofílicas y los modificadores reológicos de ácidos grasos. Arcillas especiales y diferentes viscosificantes pueden ser requeridos para los fluidos 100% aceite o de relación alta (>90:10).

5. Filtrado. El agua emulsionada en las emulsiones inversas actúa como un sólido y reduce el filtrado. Los lodos con relaciones A/A o S/A bajas tienden a tener filtrados más bajos que los lodos con altas relaciones.

6. Peso del lodo. El material densificante en un lodo base aceite o sintético debe ser humectado por el aceite o fluido sintético. Cuando se aumenta la densidad del lodo, el volumen de la fase líquida disminuye y la relación A/A o S/A debe ser aumentada para proporcionar más fluido base para humectar el material densificante. Cuanto más alto sea el peso del lodo, más difícil será hacer circular los fluidos de relación baja (alto contenido de agua).

7. Temperatura. La estabilidad de la emulsión disminuye con la temperatura. Se usan relaciones A/A o S/A más altas en las formulaciones de alta

temperatura para lograr una mayor estabilidad de la emulsión.

La relación A/A permanece constante cuando se densifica el lodo o se incorporan sólidos en el lodo, aunque el porcentaje en volumen de líquido disminuya considerablemente. Un aumento rápido de la relación A/A o S/A indica un influjo de agua salada de la formación, debiéndose observar un aumento del volumen del tanque.

Cuando se usan lodos base aceite o sintético, todas las mangueras de agua de los tanques deberían ser desconectadas u obturadas para evitar la contaminación accidental por el agua. Los aguaceros fuertes también pueden contaminar el sistema con agua. La contaminación con agua de cualquier fuente reducirá la relación de aceite o sintético a agua y requerirá la adición de productos químicos y aceite o fluido sintético para mantener las propiedades.

Es raro que la relación A/A o S/A aumente, a menos que se agregue aceite o sintético base al sistema. Si se observa dicho aumento, monitorear minuciosamente los volúmenes de los tanques para asegurarse que los líquidos de la formación, como el crudo, no estén invadiendo y contaminando el sistema de lodo. Se han reportado casos de evaporación de la fase acuosa con altas temperaturas de la línea de flujo. Esto aumentará las relaciones A/A o S/A. Después de confirmar la tendencia de relación creciente con más de un análisis de retorta, se debe añadir agua al sistema para mantener una relación de aceite o sintético a agua estable. Si se permite que la relación de aceite o sintético a agua aumente demasiado debido a la evaporación del agua, la sal contenida en la fase acuosa puede alcanzar el nivel de saturación, precipitarse y desestabilizar la emulsión. La viscosidad y el filtrado ATAP cambiarán cuando se modifica la relación de aceite o sintético a agua. La modificación de la relación no se usa para modificar cualquiera de estas dos propiedades. Lo que puede parecer como un cambio relativamente menor puede suponer grandes aumentos del volumen y del costo. Por ejemplo, si la relación A/A de un lodo de 14.4 lb/gal (1.73 gr/cm<sup>3</sup>) que contiene 30% de sólidos es aumentada de 70:30 a 75:25, la cantidad de aceite y barita requerida para mantener el peso del lodo a 14.4 aumentará el volumen en 19%.

### Sección 3.5. Preparación de Fluidos de Emulsión Inversa

#### 3.5.1. Emulsiones Inversas

El fluido de emulsión inversa se define como un sistema en el que la fase continua es aceite y el filtrado también lo es. El agua que forma parte del sistema consiste de pequeñas gotas de agua que se encuentran dispersas y suspendidas en el aceite. Cada gota de agua actúa como una partícula de sólidos. La adición de emulsificantes hace que el agua se emulsifique en el aceite y forme un sistema estable. Los emulsificantes que se utilizan en el sistema deben ser solubles tanto en agua como en aceite. El empleo de otros materiales organofílicos va a proveer las características de gelación, así como la utilización de asfalto o gilsonita para la reducción del filtrado de iones de calcio o de sodio para la inhibición.

Las emulsiones inversas se formulan utilizando una amplia variedad de aceite: por ejemplo, diesel o aceites minerales. Se utilizan para perforar lutitas problemáticas por su alto grado de hidratación, zonas de arenas productoras con altas temperaturas, en medios corrosivos. Estas emulsiones contienen aceite (o sintético) como fase externa o continua, y agua (salmuera) como fase interna de la emulsión. Pueden subclasificarse en dos categorías distintas:

- Convencional. Estas son emulsiones "fuertes" y muy estables que tienen un filtrado API (100 psi) igual a cero. Generalmente tienen una alta estabilidad eléctrica y un filtrado ATAP controlado inferior a  $10 \text{ cm}^3$  a 500 psi (3.447 kPa) y 300°F (149°C), sin agua en el filtrado.
- Filtrado relajado. Estas son emulsiones ligeramente menos estables que son circuladas intencionalmente con filtrados ATAP más altos que los lodos convencionales de emulsión inversa. Es normal que estas emulsiones tengan un poco de agua en el filtrado ATAP.

También pueden tener un filtrado API (100 psi) medible. Las emulsiones son débiles y la estabilidad eléctrica será más baja que la de los lodos convencionales de emulsión inversa.

Los sistemas relajados usan emulsificantes tensoactivos que no requieren cal. Los sistemas de lodo de emulsión inversa de filtrado relajado pueden ser convertidos a sistemas de lodo convencional de emulsión inversa, pero los sistemas convencionales no pueden ser convertidos a sistemas relajados. Los sistemas de filtrado relajado son usados generalmente en pozos terrestres donde las velocidades de penetración (Rate Of Penetration, ROP) son relativamente bajas. Comparados con los sistemas convencionales, estos sistemas proporcionan una ROP más alta con ciertos tipos de barrenas.

#### 3.5.2. Fundamentos de la Emulsión

Los fluidos de perforación de emulsión inversa son mezclas de dos líquidos inmiscibles: el aceite (o sintético) y el agua. Pueden contener 50% o más de agua. Esta agua se descompone en pequeñas gotas y se dispersa uniformemente en la fase no acuosa externa. Estas gotas permanecen suspendidas en el aceite (o sintético) y agentes tensoactivos que actúan entre las dos fases impiden que las gotas se fusionen.

La Figura 5.5 compara dos emulsiones de agua en aceite que tienen contenidos de agua sustancialmente diferentes. Siempre que las gotas sean de tamaño igual, el sistema que tiene menos agua será más estable debido a la mayor distancia entre las gotas, lo cual reduce el riesgo de coalescencia.

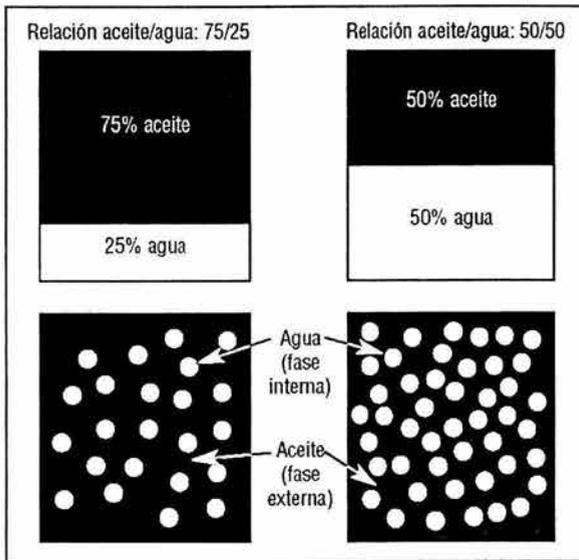


Figura 5.5: Efecto del contenido de agua sobre la emulsión de agua en aceite.

Como lo muestra la Figura 5.5, la simple emulsificación de las dos fases causa un enorme aumento del área superficial de contacto entre las dos fases (contacto aceite-agua). Por ejemplo, si los recipientes de la Figura 5.5 son cubos de 2.72 cm con un volumen ligeramente superior a 20 cm<sup>3</sup>, y se añade 10 cm<sup>3</sup> de agua a 10 cm<sup>3</sup> de aceite, dejando que estos líquidos se separen (de la manera indicada en la esquina superior derecha de la Figura 5.5), el área superficial de contacto interfacial entre el aceite y el agua sólo será 7.4 cm<sup>2</sup>. Suponiendo que el agua luego se emulsiona en gotas esféricas que tienen un radio de 1 micrón, el área superficial de contacto interfacial aumentaría a 300,000 cm<sup>2</sup> ( $2.38 \times 10^{12}$  esferas, cada una con un área superficial de  $1.26 \times 10^{-7}$ ). Esto representa un aumento del área de contacto interfacial de 40,550 veces, simplemente formando la emulsión.

En una emulsión, la enorme cantidad de gotas causa un aumento de la viscosidad y actúa básicamente como los sólidos finos agregados a un lodo base agua, aumentando la viscosidad plástica. Para emulsificar correctamente el agua en aceite, debe haber suficiente emulsificante químico que forme una película alrededor de cada gota de agua.

La emulsión será inestable si no hay suficiente emulsificante. A medida que el contenido de agua aumenta, la concentración requerida de emulsificante aumenta. Desde el punto de vista de la estabilidad, cuanto más pequeña sea la gota, más estable será la emulsión, ya que las gotas más grandes se fusionan más fácilmente que las gotas más pequeñas (ver la Figura 6.5). El tamaño uniforme de las gotas también hace que la emulsión sea más estable. Para obtener pequeñas gotas de tamaño uniforme, se debe aplicar una energía o un esfuerzo en la forma de esfuerzo de corte. Muchas veces resulta difícil lograr un esfuerzo de corte suficiente para formar una emulsión estable en los tanques de lodo y en las plantas de lodo líquido. El esfuerzo de corte suficiente puede ser obtenido mediante la agitación turbulenta con dispositivos especializados de alto esfuerzo de corte o cuando se realiza la circulación a través de los chorros de la barrena, las pistolas de lodo o con algunas bombas centrífugas. No está de más insistir en la importancia del esfuerzo de corte suficiente y del pequeño tamaño de las gotas, así como su relación con la estabilidad del lodo.

Las pequeñas gotas uniformes de agua generan viscosidad y esfuerzos de gel que ayudan a soportar el material densificante y reducen el filtrado al quedar atrapadas en el enjarre.

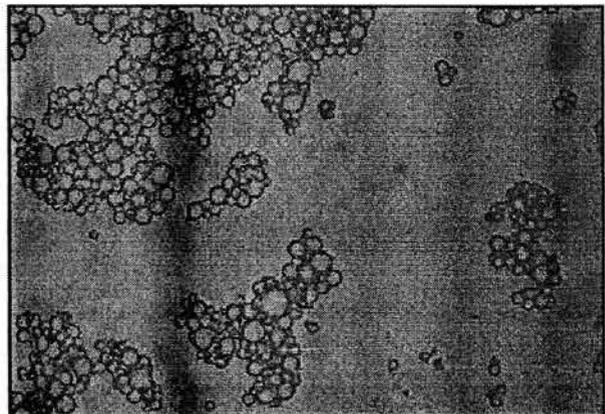


Figura 6.5: Coalescencia de las gotas de agua mal emulsionadas.

Cuando se aumenta el contenido de agua (fase interna) de una emulsión inversa:

- El tamaño de las gotas de agua aumenta.
- Las posibilidades de que las gotas de agua se fusionen aumenta
- La viscosidad plástica de la emulsión aumenta.
- La cantidad de emulsificante requerida para formar una emulsión estable aumenta.
- La estabilidad de la emulsión disminuye.

Cuando se agrega aceite (fase continua), la emulsión se hace más estable por la distancia entre las gotas de agua aumenta y la viscosidad disminuye. Para obtener la viscosidad, el esfuerzo de gel y el control de filtración deseados, la relación de aceite (o sintético) a agua debe ser equilibrada para satisfacer las necesidades específicas.

La incorporación de sólidos dentro de una emulsión de agua en aceite o sintético puede tener un efecto positivo o negativo sobre la manera en que los sólidos se humectan. Mientras los lodos se mantienen en una condición humectada por aceite y no se fusionan ni agotan la concentración requerida de agentes tensoactivos, formarán una emulsión estable.

La humectabilidad se determina examinando el ángulo de contacto formado entre cada líquido y la superficie del sólido. La Figura 7.5 ilustra los tres estados principales de humectación que ocurren en un sistema de tres fases (sólidos en una mezcla de dos líquidos inmiscibles) como un lodo de aceite o sintético. Por definición, si el ángulo formado por un líquido y un sólido es menor que  $90^\circ$ , se dice que el sólido está siendo humectado de forma preferencial por dicho líquido. El ángulo de contacto bajo facilita la extensión del líquido para recubrir el sólido. Un ángulo de contacto alto muestra que el líquido prefiere embolarse en vez de extenderse sobre la superficie.

Cuando un sólido está siendo humectado de forma preferencial por un líquido, dicho sólido tiene una afinidad para ser recubierto solamente por ese líquido, aunque dos líquidos estén presentes en la emulsión.

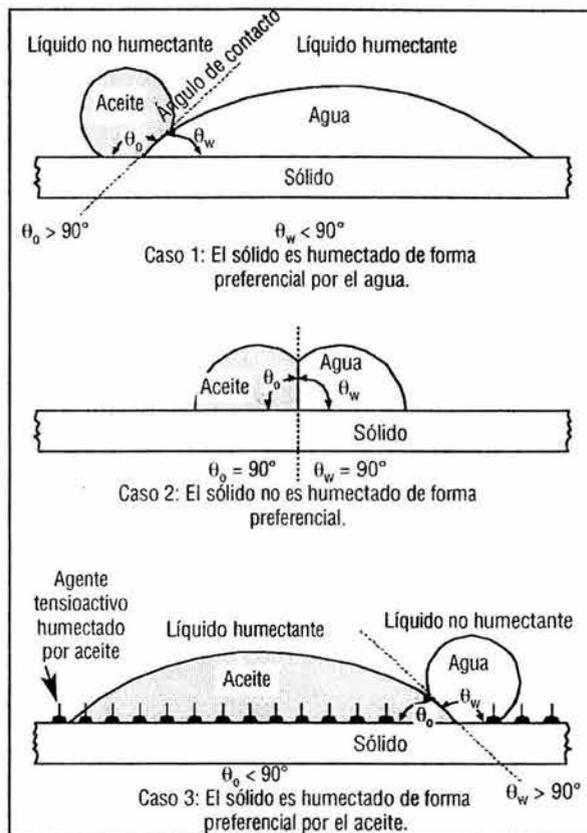


Figura 7.5: Ángulo de contacto y humectabilidad.

En el Caso 1, el ángulo formado por el agua y la superficie del sólido es  $<90^\circ$ , indicando que el sólido está siendo humectado de forma preferencial por agua (también indicado por el hecho que el ángulo de contacto del aceite es  $>90^\circ$ ).

En cambio, en el Caso 3, el ángulo formado por el aceite y la superficie del sólido es  $<90^\circ$ , lo cual hace que el sólido sea humectado de forma preferencial por aceite, es decir que los sólidos están recubiertos por una película de aceite. En el Caso 2, el ángulo de contacto del aceite y del agua en la superficie del sólido es de  $90^\circ$ , por lo tanto el sólido no está siendo humectado de forma preferencial ni por el aceite ni por el agua. Si el ángulo de contacto de un líquido llega a ser  $0^\circ$ , se dice que el sólido es totalmente humectado por ese líquido.

Los ángulos de contacto pueden ser usados para explicar la teoría de humectación. Estos ángulos son difíciles de medir, incluso en el laboratorio, y no resulta práctico hacerlo bajo las condiciones de campo. Se han desarrollado varias pruebas simples para indicar si la humectación por agua está ocurriendo.

Los fluidos de perforación no acuosos son formulados usando aditivos basados en un amplio grupo de productos químicos llamados agentes tensoactivos. Estos productos químicos incluyen emulsificantes, jabones y agentes humectantes. Actúan reduciendo la tensión interfacial entre dos líquidos o entre un líquido y un sólido. Los agentes tensoactivos tienen una cabeza polar hidrofílica y una cola organofílica (oleofílica o lipofílica), como lo muestra la Figura 1.5.

Se puede medir el balance entre la fuerza y el carácter del extremo hidrofílico y el extremo lipofílico usando el rango de Balance Hidrofílico-Lipofílico (HLB). El número HLB puede caracterizar la funcionalidad de un agente tensoactivo, los emulsificantes de aceite en agua tienen valores HLB más altos y los emulsificantes de agua en aceite tienen números HLB más bajos, mientras que los agentes humectantes están en el medio.

Las diferencias principales entre los emulsificantes, los jabones y los agentes humectantes son las superficies sobre las cuales están diseñados para actuar y sus números HLB. Puede que estas diferencias no estén claramente definidas. La mayoría de los emulsificantes también tienen propiedades humectantes. Los agentes humectantes también actúan en cierta medida como emulsificantes y pueden ser categorizados según su función principal en una formulación en particular o según su composición química.

Los sistemas no acuosos contienen agentes humectantes que recubren las superficies y los sólidos para modificar el ángulo de contacto (humectabilidad) de las superficies de contacto sólido-líquido, como lo muestra anteriormente la Figura 4.5. Estos materiales permiten la humectación de los sólidos de forma preferencial por el aceite o sintético. Si un fluido es sometido a

un sobretratamiento de agentes humectantes, de tal manera que los sólidos están totalmente humectados, los sólidos tendrán tendencia a sedimentarse o asentarse.

Los sólidos deben ser mantenidos en la condición de humectación preferencial por aceite para mantener un fluido estable. La condición de humectación preferencial por aceite puede ser afectada por la contaminación con el agua, la mayor carga de sólidos y tratamientos insuficientes de agentes humectantes.

Cuando los sólidos son humectados por agua:

- Los sólidos tienden a adherirse a las temblorinas.
- El lodo adquiere un aspecto "granuloso", perdiendo su aspecto brillante.
- La Estabilidad Eléctrica (EE) disminuye.
- La reología aumenta.
- Se observará la sedimentación de barita en el vaso de lodo, vaso de calentamiento y los tanques.
- El filtrado de Alta Temperatura, Alta Presión (ATAP) aumenta y puede contener agua libre.

El material densificante y los sólidos que son humectados por agua se agregarán o juntarán y se sedimentarán o serán separados del sistema por las temblorinas u otros equipos de control de sólidos. La sedimentación de los sólidos humectados por agua está caracterizada por depósitos blandos, a veces descritos como "asentamientos". Los tratamientos con agentes humectantes como un emulsificante de agente tensoactivo orgánico, agente de humectación por aceite o agente de humectación restablecerán la condición de humectación por agua y dispersarán estos grupos de sólidos humectados por agua en partículas individuales que son más fáciles de suspender.

### 3.5.3. Componentes Básicos para la Formulación de Sistemas de Emulsión Inversa

Los sistemas base aceite de emulsión inversa pueden ser formulados y diseñados para satisfacer una amplia gama de aplicaciones y requisitos. Las descripciones y formulaciones de sistemas proporcionadas a continuación son presentadas como base y guía para la amplia gama de fluidos que pueden ser obtenidos.

Ya que mayoría de los fluidos base aceite y sintético son emulsiones. Su fase fluida es una emulsión, con el aceite o el sintético como fase continua, y la salmuera como fase emulsionada. Estos sistemas contienen de 10 a 50 por ciento en volumen de salmuera, generalmente de cloruro de calcio. La salmuera emulsionada forma gotas coloidales que son inmiscibles en el aceite o sintético. Estas gotas de salmuera quedan atrapadas en el enjarre y reducen la permeabilidad del enjarre y la pérdida de filtrado.

Los lodos de emulsión inversa pueden contener emulsificantes, agentes humectantes, arcillas organofílicas, asfaltos y/o lignito tratado con aminas, polímeros, cal y material densificante. Las composiciones químicas de estos aditivos y sus interacciones son complejas y se describen de manera práctica a continuación. La tasa de filtración de los lodos de emulsión inversa es afectada por otros aditivos que los aditivos de control de filtración.

#### *Líquido de Base.*

El líquido de base aceite o sintético puede afectar las tasas de filtración y la selección de aditivos que deben ser usados para controlar la filtración. La viscosidad de los fluidos de base sólo afectará ligeramente las tasas de filtración, de acuerdo con la ley de Darcy.

En las regiones donde inviernos extremadamente fríos pueden esperarse, se añaden antigelificantes a los aceites combustibles durante los periodos fríos. Estos antigelificantes pueden hacer que el aceite diesel no sea apropiado para ser usado en los fluidos de perforación. Las pruebas de campo no pueden detectar estos antigelificantes, pero las pruebas piloto pueden determinar si el aceite diesel es apropiado para ser usado en las emulsiones inversas.

#### *Salmuera.*

Los lodos de emulsión inversa usan salmuera de cloruro de sodio o cloruro de calcio en la fase interna de la emulsión. La fase emulsionada de la salmuera actúa como un delgado sólido coloidal en los lodos de emulsión inversa y las pequeñas gotas contribuyen considerablemente al control de filtración. El contenido de salmuera afecta muchas propiedades y no se aumenta simplemente para reducir la pérdida de filtrado. Esto es cierto especialmente en los lodos densificados, donde la salmuera adicional actúa como un sólido, aumentando la viscosidad.

#### *Emulsificantes.*

Aunque los emulsificantes no sean verdaderos aditivos para el control de filtración, pueden reducir la filtración aumentando la intensidad de la emulsión si ésta no es estable. Los factores que indican la necesidad de añadir más emulsificante son una tendencia baja o decreciente en la Estabilidad Eléctrica (EE) y/o la presencia de agua en el filtrado ATAP captado. Una emulsión suficientemente estable debería ser establecida antes de tratar con aditivos para el control de filtración. Si un emulsificante requiere cal para ser activado, se debe mantener un excedente de cal en el lodo.

#### *Agentes Humectantes.*

Los sólidos (arcillas, sólidos perforados y material densificante) deben ser "humectados" por el líquido de base, si no tenderán a sedimentarse, aumentando la viscosidad y la pérdida de filtrado. Los agentes humectantes y emulsificantes apropiados deben ser usados en concentraciones suficientes para mantener todos los sólidos adecuadamente "humectados". Si la cantidad de agente humectante presente no es suficiente, la adición de agente humectante reducirá las propiedades reológicas. Las pruebas piloto pueden determinar si se necesita aumentar la cantidad de agente humectante.

#### *Viscosificantes.*

El viscosificante principal en los lodos de emulsión inversa es la arcilla organofílica. Aunque no se hidrate, esta arcilla reduce la tasa de filtración al proporcionar un sólido coloidal para formar un enjarre básico.

### *Aditivos de Control de Filtración.*

Los aditivos principales de control de filtración para los lodos de emulsión inversa son el asfalto, la gilsonita (asfalto natural), el lignito tratado con aminas y otras resinas y polímeros especializados. Los materiales asfálticos suelen proporcionar un mejor control de filtración que el lignito tratado con aminas, a iguales concentraciones y temperaturas. Algunos operadores prohíben el uso de materiales asfálticos por temor a que perjudiquen la permeabilidad de la formación. Los reglamentos ambientales locales y las políticas deberían ser considerados antes de usar cualquier material asfáltico en un lodo base sintético.

### *3.5.4. Formulación de Sistemas de Emulsión Inversa Convencionales*

Los sistemas de emulsión inversa convencionales son fluidos de perforación base aceite, térmicamente estables y emulsionados de manera muy estable. Los sistemas convencionales pueden ser formulados para cualquier aplicación de lodo base aceite.

Se utiliza un emulsificante primario y agente de humectación en el sistema básico de lodo base aceite para los sistemas de emulsión inversa convencionales. Este emulsificante primario debe reaccionar con cal para formar un jabón de calcio que actuará como emulsificante. El sistema debe permanecer alcalino en todo momento para funcionar correctamente. Una libra de cal debería ser añadida al sistema por cada libra de emulsificante primario añadida. Se agregará más cal según las necesidades para mantener 3 lb/bl (8.6 Kg/m<sup>3</sup>) de exceso de cal en el sistema. (En el Mar del Norte y otras regiones, se usa un producto similar.

Los sistemas de emulsión inversa tienen generalmente un filtrado suficientemente bajo con una formulación básica. Sin embargo, si se requiere un filtrado ultra-bajo, la resina asfáltica es el aditivo de control de filtración preferido. Se puede usar un lignito tratado con aminas si no se permite usar asfalto o gilsonita. Pruebas piloto deberían ser realizadas para determinar la cantidad exacta de resina asfáltica o lignito tratado con aminas que debe ser usada en una formulación determinada.

Cuando se mezcla un sistema de emulsión inversa convencional, se recomienda usar el siguiente orden de adición:

1. Aceite.
2. Arcilla organofílica.
3. Viscosificante de sistema de lodo base aceite o Modificador de reología LSRV.
4. Cal.
5. Paquete básico de emulsificante (emulsificante primario y agente de humectación en el sistema básico de lodo base aceite)
6. Emulsificante de agente tensoactivo orgánico (dejar mezclar por 20 minutos).
7. Salmuera CaCl<sub>2</sub> (añadir lentamente).
8. Material densificante.
9. Resina asfáltica (dejar mezclar durante 30 a 60 minutos).

## Capítulo V. Sistemas Base Aceite

Tablas de Formulación del Sistema de Emulsión Inversa Convencional  
(35% en Peso de Salmuera  $\text{CaCl}_2$  Pureza de Sal de 96%)

Relación Aceite: Agua →	70:30		80:20		90:10	
	(lb/bl)	(kg/m <sup>3</sup> )	(lb/bl)	(kg/m <sup>3</sup> )	(lb/bl)	(kg/m <sup>3</sup> )
Emulsificante primario y agente de humectación en el sistema básico de lodo base aceite	6 - 8	17.1 - 22.8	8 - 10	22.8 - 28.5	8 - 10	22.8 - 28.5
Emulsificante de agente tensoactivo orgánico	1 - 2	2.9 - 5.7	1 - 2	2.9 - 5.7	2 - 3	5.7 - 8.6
Cal	6 - 8	17.1 - 22.8	8 - 10	22.8 - 28.5	8 - 10	22.8 - 28.5
Arcilla organofílica (Viscosificante y agente gelificante)	2 - 4	5.7 - 11.4	2 - 3	5.7 - 8.6	1 - 1.5	2.9 - 5.7
Resina asfáltica (si se requiere)	4 - 6	11.4 - 17.1	6 - 8	17.1 - 22.8	8 - 10	22.8 - 28.5

Relación Aceite: Agua	Peso del Lodo		Aceite (bl)	Agua (bl)	CaCl <sub>2</sub>		Barita API (SG 4.2)	
	(lb/gal)	(gr/cm <sup>3</sup> )			(lb/bl)	(Kg/m <sup>3</sup> )	(lb/bl)	(Kg/m <sup>3</sup> )
70:30	8.5	1.02	0.625	0.265	32.6	93.01	22.7	64.76
	9	1.08	0.613	0.259	31.9	91.01	49.7	141.79
	10	1.20	0.588	0.249	30.6	87.30	103.8	296.14
	11	1.32	0.563	0.235	29.3	83.59	157.8	450.20
80:20	12	1.44	0.609	0.150	18.5	52.78	226.3	645.63
	13	1.56	0.581	0.143	17.7	50.50	279.6	797.70
	14	1.68	0.552	0.136	16.8	47.93	332.9	949.76
90:10	15	1.80	0.524	0.129	15.9	45.36	386.2	1101.83
	16	1.92	0.555	0.061	7.5	21.40	451.9	1289.27
	17	2.04	0.523	0.057	7.1	20.26	504.4	1439.05
	18	2.16	0.491	0.054	6.6	18.83	557.1	1589.41

Tabla 2.5: Sistema Convencional – Formulaciones de Barita.

Relación Aceite: Agua	Peso del Lodo		Aceite (bl)	Agua (bl)	CaCl <sub>2</sub>		Hematita (SG 5.0)	
	(lb/gal)	(gr/cm <sup>3</sup> )			(lb/bl)	(Kg/m <sup>3</sup> )	(lb/bl)	(Kg/m <sup>3</sup> )
70:30	8.5	1.02	0.627	0.265	32.7	93.29	21.1	60.20
	9	1.08	0.617	0.261	32.1	91.58	46.8	133.52
	10	1.20	0.597	0.252	31.1	88.73	98.3	280.45
	11	1.32	0.578	0.244	30.1	85.88	149.7	427.09
	12	1.44	0.558	0.236	29.1	83.02	201.2	574.02
	13	1.56	0.538	0.228	28.0	79.88	252.6	720.67
80:20	14	1.68	0.588	0.145	17.9	51.07	316.6	903.26
	15	1.80	0.566	0.140	17.2	49.07	367.5	1048.48
	16	1.92	0.544	0.134	16.5	47.07	418.4	1193.70
90:10	17	2.04	0.584	0.064	7.9	22.54	482.3	1376.00
	18	2.16	0.558	0.061	7.5	21.40	532.7	1519.79

Tabla 3.5: Sistema Convencional – Formulaciones de Hematita.

3.5.5. *Formulación de Sistemas de Emulsión Inversa de Filtrado Relajado*

Los sistemas de emulsión inversa relajados son fluidos emulsionados de manera menos estable, resultando en un filtrado más alto que ayuda a maximizar las velocidades de penetración. Estos sistemas son económicos ya que combinan las propiedades inhibidoras que son inherentes a los fluidos de perforación base aceite, con altas velocidades de penetración. Los sistemas de emulsión inversa de filtrado relajado usan un emulsificante primario, un agente humectante y arcilla organofílica y viscosificantes de sistema de lodo base aceite y agentes gelificantes. La salmuera de cloruro de calcio ( $\text{CaCl}_2$ ) a 25% en peso constituye normalmente la fase interna, pero se puede usar cualquier porcentaje en peso deseado hasta 38%. En general no se usa ningún aditivo de filtrado en los sistemas relajados.

Cuando se mezcla un sistema relajado, se recomienda usar el siguiente orden de adición:

1. Aceite.
2. Arcilla organofílica.
3. Viscosificante de sistema de lodo base aceite o Modificador de reología LSRV.
4. Emulsificante de agente tensoactivo orgánico.
5. Agente de humectación por aceite.
6. Cal (mezclar durante 20 minutos).
7. Salmuera  $\text{CaCl}_2$  (añadir lentamente).
8. Material densificante (mezclar durante 30 a 60 minutos).

*Tabla de Formulación de Sistema de Emulsión Inversa Relajado (25% en Peso de Salmuera  $\text{CaCl}_2$ ; Pureza de Sal de 96%)*

Relación Aceite: Agua →	75:25		80:20		85:15		90:10	
	(lb/bl)	(kg/m <sup>3</sup> )	(lb/bl)	( kg/m <sup>3</sup> )	(lb/bl)	(kg/m <sup>3</sup> )	(lb/bl)	(kg/m <sup>3</sup> )
Emulsificante de agente tensoactivo orgánico	2 – 3	5.7 - 8.6	3 – 4	8.6 - 11.4	4 – 5	11.4 -14.3	5 – 6	14.3 - 17.1
Agente de humectación por aceite	1 – 2	2.9 - 5.7	2 – 3	5.7 - 8.6	2 – 3	5.7 -8.6	3 – 4	8.6 - 11.4
Arcilla organofílica	8 – 10	22.8 - 28.5	6 – 8	17.1 - 22.8	6 – 8	17.1 -22.8	4 – 6	11.4 - 17.1
Cal	1 – 2	2.9 - 5.7	1 – 2	2.9 - 5.7	1 – 2	2.9 - 5.7	1 – 2	2.9 - 5.7

Relación Aceite: Agua	Peso del Lodo		Aceite (bl)	Agua (bl)	CaCl <sub>2</sub>		Arcilla Organofilica		Hematita (SG 5.0)	
	(lb/gal)	(gr/cm <sup>3</sup> )			(lb/bl)	(Kg/m <sup>3</sup> )	(lb/bl)	(Kg/m <sup>3</sup> )	(lb/bl)	(Kg/m <sup>3</sup> )
70:30	8.5	1.02	0.653	0.276	34.0	97.00	8 – 10	22.8 - 28.5	12.6	35.9
	9	1.08	0.643	0.272	33.5	95.58	6 – 8	17.1 - 22.8	39.0	111.3
	10	1.20	0.624	0.264	32.5	92.72	6 – 8	17.1 - 22.8	91.9	262.2
	11	1.32	0.605	0.255	31.5	89.87	4 – 6	11.4 - 17.1	144.9	413.4
	12	1.44	0.585	0.247	30.5	87.02	4 – 6	11.4 - 17.1	197.8	564.3
	13	1.56	0.566	0.239	29.5	84.16	2 – 4	5.7 - 11.4	250.7	715.2
80:20	14	1.68	0.621	0.153	18.9	53.92	6 – 8	17.1 - 22.8	313.0	893.0
	15	1.80	0.599	0.148	18.2	51.92	6 – 8	17.1 - 22.8	364.9	1041.1
	16	1.92	0.577	0.142	17.5	49.93	4 – 6	11.4 - 17.1	416.8	1189.1
	17	2.04	0.555	0.137	16.8	47.93	4 – 6	11.4 - 17.1	468.7	1337.2
	18	2.16	0.532	0.131	16.2	46.22	2 – 4	5.7 - 11.4	520.6	1485.3

Tabla 5.5: Sistemas Relajados – Formulaciones de Hematita.

### 3.5.6. Sistemas de Emulsión Inversa Mejorados Reológicamente

Los sistemas de emulsión inversa mejorados reológicamente utilizan altas viscosidades a muy baja velocidad de corte (Low Shear Rate Viscosity, LSRV) para mejorar la limpieza del pozo en los pozos de alto ángulo. El tratamiento con un modificador reológico de LSRV aumentará la LSRV en cualquier sistema de emulsión inversa. Estos sistemas pueden ser un sistema convencional o un sistema de filtrado relajado. Se puede usar un modificador de reología LSRV, o viscosificante de sistema de lodo base aceite para modificar la LSRV de los sistemas de emulsión inversa convencionales. Sin embargo, se recomienda usar solamente viscosificante de sistema de lodo base aceite para modificar la LSRV de los sistemas de filtrado relajado.

OBSERVACIÓN: un modificador de reología LSRV o viscosificante no es usado en los sistemas relajados porque requiere un alto contenido de cal para ser eficaz, y estos sistemas normalmente no usan un alto contenido de cal. El modificador de reología LSRV, es un agente gelificante orgánico que aumenta la LSRV y los esfuerzos de gel, teniendo muy poco efecto sobre las viscosidades a alta velocidad de corte.

El mayor contenido de agua (A/A más baja) mejora el rendimiento del modificador de reología LSRV, y la concentración necesaria para lograr el efecto deseado es más baja.

También se requiere la adición de una libra de cal por cada libra de Modificador de reología LSRV, usado para lograr el efecto deseado. Se debe someter Modificador de reología LSRV, a condiciones de alto esfuerzo de corte o altas temperaturas para que pueda producir su efecto máximo. Como la mayoría de las plantas de lodo líquido no tienen la capacidad de someter el Modificador de reología LSRV a condiciones que permitan activarlo totalmente, será necesario tomar precauciones para evitar el sobretratamiento al mezclar el Modificador de reología LSRV, viscosificante u otros aditivos de ácido graso en una planta de lodo.

Una vez en el equipo de perforación, estos aditivos aumentarán fácilmente la viscosidad al ser sometidos al esfuerzo de corte a través de la barrena y al ser expuestos a las temperaturas, produciendo propiedades reológicas excesivas en caso de sobretratamiento.

La poliamida es el viscosificante preferido para aumentar la reología con el fin de suspender el material densificante antes de enviar el lodo hacia el equipo de perforación. Este producto aumenta la viscosidad mejor en la planta de lodo y producirá una viscosidad más estable a medida que el sistema circula en el pozo. El agente gelificante de poliamida aumenta el punto cedente y los esfuerzos de gel, produciendo efectos mínimos sobre la viscosidad plástica.

A diferencia del Modificador de reología LSRV, viscosificante, el cual actúa con la fase de agua emulsionada, la poliamida requiere y actúa sobre los sólidos activos (arcilla organofílica o sólidos

perforados) para viscosificar un fluido. Al diseñar un sistema de emulsión inversa mejorado reológicamente, se requiere un medidor VG (viscosímetro) de seis velocidades para verificar las propiedades reológicas.

Las Tablas 6.5 y 7.5 son tablas de formulación para los sistemas de emulsión inversa convencionales mejorados reológicamente. Cuando se mezcla un sistema de emulsión inversa mejorado reológicamente, se recomienda usar el siguiente orden de adición:

1. Aceite.
2. Arcilla organofílica.
3. Cal.
4. Modificador de reología LSRV, viscosificante
5. Emulsificante primario y agente de humectación en el sistema básico de lodo base aceite.
6. Emulsificante de agente tensoactivo orgánico (dejar mezclar por 20 minutos).
7. Salmuera  $\text{CaCl}_2$  (añadir lentamente).
8. Material densificante.
9. Resina asfáltica (dejar mezclar durante 30 a 60 minutos).

Tablas de Formulación del Sistema Mejorado Reológicamente  
(25% en Peso de Salmuera CaCl<sub>2</sub>; Pureza de Sal de 96%)

Relación Aceite: Agua →	60:40		70:30		80:20	
	(lb/bl)	(kg/m <sup>3</sup> )	(lb/bl)	(kg/m <sup>3</sup> )	(lb/bl)	(kg/m <sup>3</sup> )
Emulsificante primario y agente de humectación en el sistema básico de lodo base aceite	6 – 8	17.1 -22.8	5 – 7	14.3 - 20.0	4 – 6	11.4 - 17.1
Emulsificante secundario y agente de humectación para fluidos de agua en aceite	0	0	0 – 1	0 - 2.9	0 – 1	0 - 2.9
Cal	8 – 10	22.8 - 28.5	8 – 10	22.8 28.5-	8 – 10	22.8 - 28.5
Arcilla organofílica	1 – 3	2.9 - 8.6	1 – 3	2.9 - 8.6	1 – 3	2.9 - 8.6
Resina asfáltica	0 – 4	0	2 – 5	5.7 - 14.3	3 – 6	8.6 - 17.1
Modificador de reología LSRV, viscosificante	1 – 2	2.9 - 5.7	2 – 4	5.7 - 11.4	3 – 5	8.6 - 14.3

Relación Aceite:Agua	Peso del Lodo		Aceite (bl)	Agua (bl)	CaCl <sub>2</sub>		Barita API (SG 4.2)	
	(lb/gal)	(gr/cm <sup>3</sup> )			(lb/bl)	(Kg/m <sup>3</sup> )	(lb/bl)	(Kg/m <sup>3</sup> )
60:40	8.5	1.02	0.549	0.361	44.6	127.2	10.0	28.5
	9	1.08	0.539	0.354	43.7	124.7	37.4	106.7
	10	1.20	0.517	0.340	41.9	119.5	92.2	263.0
	11	1.32	0.496	0.324	40.2	114.7	147.0	419.4
70:30	12	1.44	0.550	0.233	28.7	81.9	217.9	621.7
	13	1.56	0.525	0.222	27.4	78.2	272.0	776.0
	14	1.68	0.500	0.211	26.0	74.2	326.0	930.1
80:20	15*	1.80	0.535	0.132	16.3	46.5	393.9	1123.8
	16*	1.92	0.506	0.125	15.4	43.9	447.2	1275.9

Tabla 6.5: Sistema Mejorado Reológicamente – Formulación de Barita.

## Capítulo V. Sistemas Base Aceite

Relación Aceite:Agua	Peso del Lodo		Aceite (bl)	Agua (bl)	CaCl <sub>2</sub>		Hematita (SG 5.0)	
	(lb/gal)	(gr/cm <sup>3</sup> )			(lb/bl)	(Kg/m <sup>3</sup> )	(lb/bl)	(Kg/m <sup>3</sup> )
60:40	8.5	1.02	0.551	0.362	44.6	127.2	9.5	27.1
	9.0	1.08	0.542	0.356	43.9	125.2	35.5	101.3
	10	1.20	0.525	0.345	42.6	121.5	87.5	249.6
	11	1.32	0.508	0.334	41.2	117.5	139.5	398.0
70:30	12	1.44	0.572	0.242	29.8	85.0	207.4	591.7
	13	1.56	0.552	0.233	28.8	82.2	258.9	738.6
	14	1.68	0.533	0.225	27.7	79.0	310.3	885.3
80:20	15*	1.80	0.580	0.143	17.6	50.2	376.0	1072.7
	16*	1.92	0.557	0.137	16.9	48.2	426.9	1217.9

\*En general, con pesos de lodo más altos, puede ser ventajoso usar una combinación de agente gelificante de poliamida y modificador de reología LSRV en la planta de lodo para evitar una viscosidad excesiva una vez que el fluido ha sido desplazado y circulado.

Tabla 7.5: Sistema Mejorado Reológicamente – Formulaciones de Hematita.

## Sección 4.5. Preparación de Fluidos de Baja Densidad

---

### 4.5.1. Sistema de Emulsión Directa

En las zonas depresionadas, las necesidades actuales para lograr los objetivos de perforación, requieren de fluidos de baja densidad. Estos deben superar las desventajas a las que están sometidos, como lo son la baja estabilidad a la temperatura, sensibilidad a la sosa cáustica, bajo poder de inhibición en arcillas hidratables que se encuentran intercaladas en las rocas carbonatadas del Cretácico y el Jurásico, gases amargos que alteran su composición química y la sensibilidad que tienen a cualquier contacto de fluidos de emulsión inversa. Esto lleva a la conclusión de que este tipo de fluido sólo sea aplicable en donde lo permitan los gradientes de fractura o en combinación con nitrógeno, por medio de la tecnología de punta de perforación bajo balance.

Ya sea en zonas depresionadas en donde las rocas están fracturadas y son susceptibles de pérdidas de circulación, lo que provoca problemas mecánicos a la sarta de perforación; o en la reparación de pozos de campos productores de gas, para evitar el daño a la formación por su bajo contenido de sólidos. Este lodo se refuerza con polímeros que soportan altas temperaturas y son utilizados como estabilizadores térmicos y reductores de filtrado.

Los fluidos de baja densidad son emulsiones directas que se preparan a razón de hasta un 80% de diesel de acuerdo a la densidad requerida un 18% de agua y un 2% de emulsificantes, así como también un agente supresor de hidratación y un polímero viscosificante. Estas emulsiones directas proporcionan estabilidad al agujero ya sea en una perforación o reparación de pozos.

# **Capítulo VI. Selección de Sistemas de Fluidos de Perforación**

---

*Introducción*

*Sección 1.6. Factores para la Selección del Fluido*

*Sección 2.6. Selección de la Base del Fluido*

*Sección 3.6. Criterios de Selección del Fluido*

### Introducción

---

La selección del fluido de perforación debe ser realizada con el propósito de evitar riesgos operativos, reducir costos, tiempos, y maximizar la productividad del pozo.

En localizaciones remotas la disponibilidad de los insumos para la preparación y mantenimiento del fluido deben ser consideradas, buscando utilizar los insumos cercanos al área de la localización, con el propósito de ahorrar por conceptos de transporte y reducción de tiempos de espera por suministros oportunos de estos aditivos.

Por ejemplo en pozos marinos existe una ventaja obvia de usar fluidos preparados con agua de mar, por el ahorro que representa el costo de la plataforma y el suministro oportuno.

Las regulaciones ambientales difieren de un área a otra y representan un factor determinante en seleccionar el tipo de base del fluido (base aceite o base agua).

En este capítulo se mencionan y describen en forma breve los factores previos a considerar, tales como localización, características del pozo a perforar, factores ambientales, aspectos de seguridad, etc., los cuales son necesarios analizar en forma mas profunda con el propósito de adecuar el fluido a las condiciones particulares de cada pozo.

En la segunda parte de este capítulo se establece una metodología y criterios de selección para fluidos base agua que eviten o minimicen los cambios en las propiedades de la formación y la invasión del fluido hacia la formación.

Después de considerar los factores tales como tipos de pozos a perforar, características del equipo a emplear, logística requerida para el movimiento de insumos y residuos generados, los aspectos de seguridad y regulación ambientales, se esta en posibilidad de decidir que tipo el tipo de fluido a utilizar, en caso de que se seleccione el uso de fluido base agua es necesario conocer las características mineralógicas de la formación y medir el efecto o cambio como resultado del contacto entre la roca y el fluido de perforación, estos son la base experimental para un diseño fluidos específico para una determinada formación.

En caso de seleccionar un fluido de emulsión inversa, no es necesario realizar los ensayos de interacción roca fluido como los mencionados para los fluidos base agua, debido a que este tipo de fluido impide la hidratación de la formación al filtrar únicamente aceite, sin embargo son necesarios pruebas específicas para verificar la calidad de filtración y las propiedades reológicas a altas temperaturas con el propósito de verificar la capacidad de limpieza del pozo, y filtración del mismo a la formación.

### Sección 1.6. Factores para la Selección del Fluido

---

El proceso de selección del fluido de perforación a emplear inicia considerando los siguientes factores:

- Localización
  - Terrestre
  - Marina
  - Áreas protegidas
- Tipo de pozo
  - Exploratorio
  - Desarrollo
  - Inyección
- Características del pozo
  - Alcance extendido
  - Alta Presión , Alta Temperatura
  - Aguas profundas
  - Horizontal
- Tipo de perforación
  - Convencional
  - Bajo balance
  - Esbelto
  - Tubería flexible

La selección del fluido de perforación adecuado es de vital importancia para el éxito de la perforación del pozo, los errores en esta fase, pueden llegar a ser muy costosos y difíciles de corregir, por eso se requiere considerar adicionalmente diferentes tipos de factores como los que a continuación se mencionan:

- Factores Ambientales
- Aspectos de Seguridad
- Perforación de Domo Salinos
- Alta Temperatura y Alta Presión
- Pérdidas de Circulación
- Problemas con Lutitas
- Logística
- Económicos

#### 1.6.1. Factores Ambientales

Con frecuencia este aspecto es el factor de mayor peso en la selección del fluido que determina el empleo de un fluido base aceite o base agua. Las consideraciones ambientales son muchas y variadas, dependiendo de la localización del pozo, por ejemplo en algunas áreas se prohíbe el uso

de los fluidos base aceite, altos valores de pH, el uso de cromo; en otras las pruebas de toxicidad, biodegradación, bioacumulación, y el contenido de metales pesados son también importantes.

Descargas en Zonas Marinas. Las pruebas de bioensayos generalmente permiten clasificar el grado de toxicidad del fluido empleado, y determinar el tipo de manejo que debe emplearse para el fluido y recortes de perforación. Generalmente los parámetros que determinan si el fluido es contaminante son:

- Fluorescencia
- Biodegradación
- Bioacumulación

Descargas en Zonas Terrestres. En las zonas terrestres, la clasificación del grado de toxicidad de los fluidos de control y recortes de perforación están basados en:

- Cloruros
- Metales pesados
- pH
- Contenido de aceite

#### 1.6.2. Condiciones de Seguridad

La seguridad es prioritaria, y el fluido seleccionado debe ser capaz de mantener las densidades de operación para el control de brotes, mantener niveles bajos valores de suaveo y pistoneo cuando se efectúan viajes de tuberías, y fácil de ser densificados en caso de ser requerido, adicionalmente el fluido debe ser formulado con el propósito de neutralizar los contaminantes comunes en el área en síntesis el fluido debe ser capaz de:

- Ejercer control de la presión de formación
- Minimizar el efecto de suaveo y pistoneo
- Mantener control sobre contaminantes comunes
- Rápida densificación

### 1.6.3. Perforación de Domos Salinos

Durante la perforación de domos salinos es prioritario formular el fluido con el propósito de evitar deslavar la formación, la mejor solución para estos casos es el empleo de fluidos base aceite, saturados de sal en su fase acuosa. Si se opta por el empleo de fluidos base agua estos deben de igual forma estar saturados con sal.

Problemática durante la perforación de domos salinos:

- Descalibre del pozo
- Flujos de sal
- Saturación de sal en el fluido
- Flujo de agua salada
- Perdidas de circulación

### 1.6.4. Alta Presión y Alta Temperatura

Problemas de gelificación, asentamiento de barita y control de filtrado son los problemas comunes que deben ser considerados. Los aditivos deben ser cuidadosamente seleccionados, revisando su estabilidad a la temperatura de trabajo, los fluidos de emulsión inversa tienen mejor comportamiento en estas situaciones y en general son más económicos.

Problemática en pozos con alta presión y alta temperatura:

- Gelificación
- Asentamiento paulatino de barita
- Inestabilidad térmica
- Margen de densidades

### 1.6.5. Pérdidas de Circulación

En pozos con pérdida de circulación severa se debe considerar la adición de materiales al fluido, para sellar estas formaciones. Si se conoce por anticipado este tipo de problema, donde los volúmenes perdidos son grandes, el tipo de fluido deberá ser el más simple y económico posible, eliminando el uso de fluidos a base de aceite, o

sintéticos. En formaciones de presión subnormal, los fluidos aireados deberán ser considerados.

Problemática en zonas de pérdida total:

- Grandes volúmenes perdidos
- Logística
- Procedimiento

### 1.6.6. Problemas con Lutitas

Al perforar con fluidos base agua, los problemas con las lutitas, hinchamiento y dispersión, son muy comunes. En la mayoría de los casos los fluidos base aceite no generan este tipo de problemas.

Problemática al perforar lutitas:

- Difícil control con fluidos base agua
- Disposición de residuos con fluidos base aceite

### 1.6.7. Factores Logísticos

Para la disposición de los volúmenes de líquido y aditivos, deberá considerarse las condiciones de transporte y ambientales, ya que este factor influirá determinadamente en la selección del fluido. Si el medio en que se perfora es de difícil acceso, será preferido un fluido base agua a uno de aceite, si se perfora costa afuera, será mejor considerar un fluido base agua de mar.

Problemática logística:

- Distancias de recorrido
- Zonas geográficas
- Condiciones ambientales

### 1.6.8. Factores Económicos

Deberá realizarse una lista con los fluidos que técnicamente sean capaces de perforar el pozo con seguridad y eficiencia, estableciendo entonces una comparación directa del costo. Este costo debe incluir, el fluido base, los aditivos para su mantenimiento, el manejo y el costo de la disposición final del sistema y de los residuos, que llegan a ser cada vez más significativos.

### Sección 2.6. Selección de la Base del Fluido

---

Después de analizar y considerar los factores previamente mencionados, se esta en posibilidad de decidir la base del fluido a utilizar (agua o aceite), en el caso de seleccionar un fluido base agua: es necesario conocer las características mineralógicas de la formación y medir el efecto o cambio como resultado del contacto entre la roca y el fluido de perforación, con el fin de prevenir problemas de inestabilidad del pozo, estas pruebas son la base para un diseño fluidos específico.

Si la decisión es el empleo de un fluido de emulsión inversa, no es necesario realizar los ensayos de interacción roca - fluido como los mencionados para los fluidos base agua, debido a que este tipo de fluido impide la hidratación de la formación al filtrar únicamente aceite, sin embargo es necesario realizar pruebas específicas para verificar la calidad de filtración y las propiedades reológicas a altas temperaturas con el propósito de evitar la deficiencia en la limpieza del pozo, y los excesos de filtración del mismo a la formación.

#### 2.6.1. Inestabilidad del Pozo

La prevención de problemas de inestabilidad como consecuencia de la interacción roca - fluido, representa un factor de suma importancia para la adecuada selección del tipo de fluido. Los estudios indican que los sucesos relacionados con la inestabilidad del pozo representan mas del 10% de los costos del pozo, con un costo anual para la industria, estimada en mas de mil millones de dólares.

La inestabilidad del pozo es causada por un cambio radical del esfuerzo mecánico y de los ambientes químicos y físicos durante la perforación, exponiendo la formación al contacto con el fluido.

Las causas de la inestabilidad son:

- Esfuerzos Mecánicos
- Interacción Roca-Fluido

En este capítulo únicamente nos ocuparemos en la selección del fluido, considerando la interacción roca-fluido, desde el punto de vista físico y químico.

Las interacciones químicas con el fluido comprenden:

- Hidratación, hinchamiento y dispersión de la lutita.
- Disolución de formaciones solubles.

Las interacciones físicas con el fluido comprenden:

- Erosión
- Humectación a lo largo de fracturas preexistentes (lutita frágil)
- Invasión de fluido-trasmisión de presión

#### 2.6.2. Indicadores de Inestabilidad

- Presencia de derrumbes
- Tendencia a empacarse
- Dificultades al sacar o meter la sarta
- Altos torques
- Pegadura de tubería

Todos los parámetros del punto anterior deben ser evaluados por un grupo interdisciplinario para identificar el mecanismo probable que esta causando la inestabilidad, modelando los cambios propuestos. Después de identificar las causas de la inestabilidad el siguiente paso es evaluar las soluciones propuestas con el propósito de aplicar de una manera lógica las mismas.

Las soluciones a problemas de inestabilidad del pozo generalmente incluyen buenas practicas de perforación unidas a una adecuada selección y mantenimiento del lodo.

### 2.6.2.1. Análisis de la Inestabilidad del Pozo

Es necesario en primer término establecer metodologías para analizar la inestabilidad del pozo basados en los siguientes tres conceptos:

- Monitorear y analizar el mecanismo de inestabilidad.
- Adquisición, organización y procesamiento de los datos de pozos de correlación.
- Datos como velocidades de penetración, condiciones de operación, tipos de sartas, viajes de tuberías, peso y reología del lodo, gastos de bomba etc.

### 2.6.3. Caracterización de la Formación

El procedimiento estándar en las operaciones de perforación debería ser aplicar los conocimientos adquiridos en pozos anteriores perforados en regiones geológicas similares, se requiere la evaluación de las formaciones desde su composición mineralógica hasta pruebas de dispersión, hinchamiento lineal, tiempos de succión capilar etc.

Evaluación y análisis de los indicadores de inestabilidad deben ser correlacionados con el tiempo y la profundidad para detectar la ubicación y cuantificar la severidad de las secciones críticas en el pozo

### 2.6.4. Diseño del Fluido de Perforación en Base a la Interacción Roca - Fluido

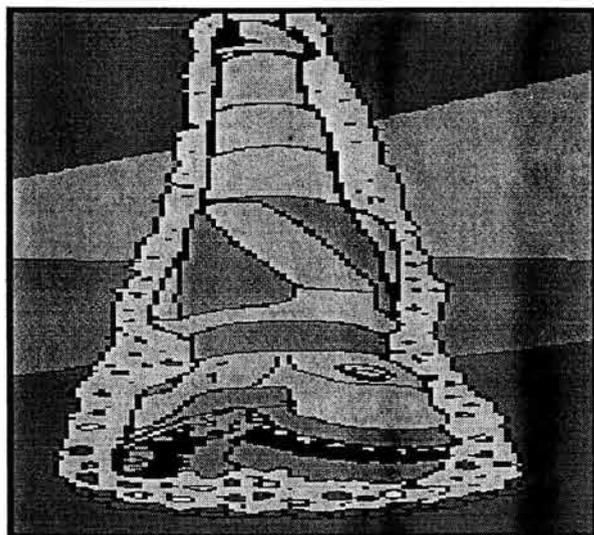


Figura 1.6: Interacción Roca - Fluido

### 2.6.4.1. Secuencia del Proceso de Perforación

**Ruptura de la Roca.** Con la acción de la barrena la formación se rompe, exponiendo la formación al contacto con el fluido, iniciando hacia esta el fenómeno de filtración.

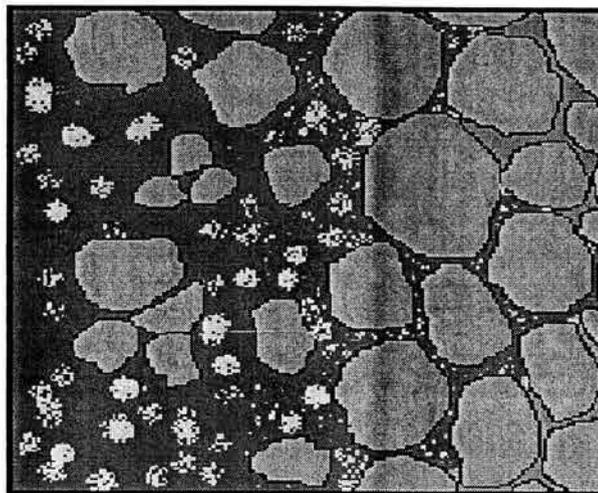


Figura 2.6: Ruptura de la Roca

**Formación de un Enjarre.** Con la filtración se inicia la depositación de partículas que forman el enjarre.

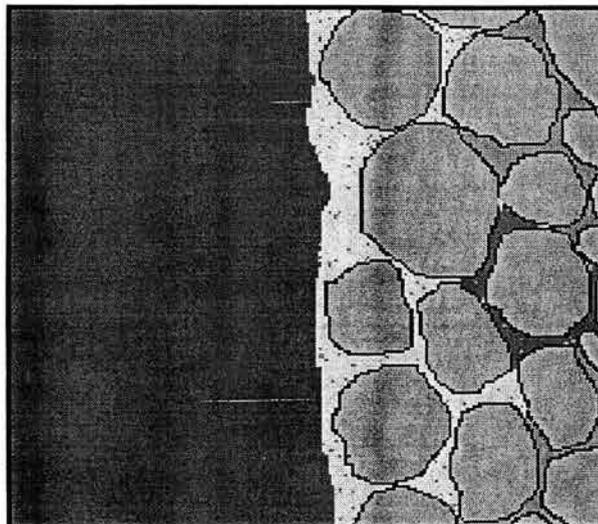


Figura 3.6: Formación de enjarre

## Capítulo VI. Selección de Sistemas de Fluidos de Perforación

Con la invasión, inicia la interacción roca-fluido (ver Figura 4.6)

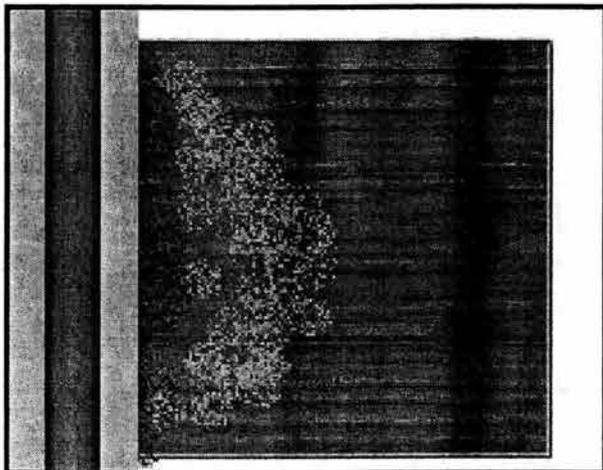


Figura 4.6: Interacción roca-fluido

Con la invasión del filtrado, la formación reacciona en función de la composición química de este (Figura 5.6).

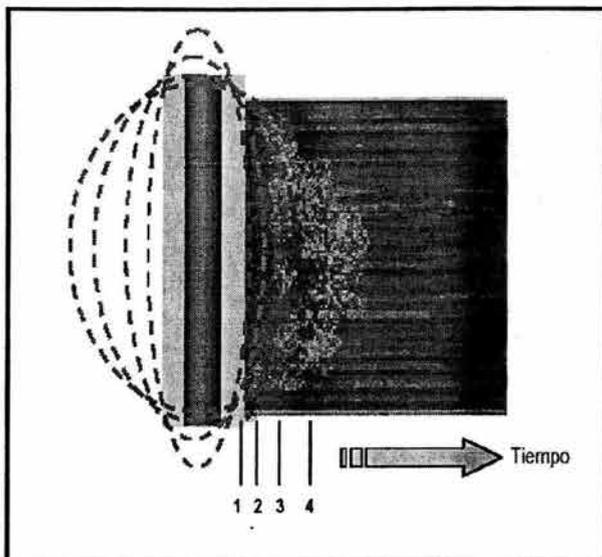


Figura 5.6: Reacción de la formación con la invasión del filtrado

Punto 1 Situación ideal  
Punto 2, 3 y 4 Situación real

Para mantenerse cerca del punto 1 se requiere restringir la invasión del fluido a través de un bloqueo mecánico por medio de obturantes y materiales sellantes como asfaltos y gilsonitas.

Determinación del tamaño de material de sello:

- Determinación de geometría porosa (clásticos) y tamaños de fracturas según el tipo de roca por análisis digital de imágenes en muestras de la formación (fragmentos de núcleo o recortes no alterados) (ver Figura 6.6)

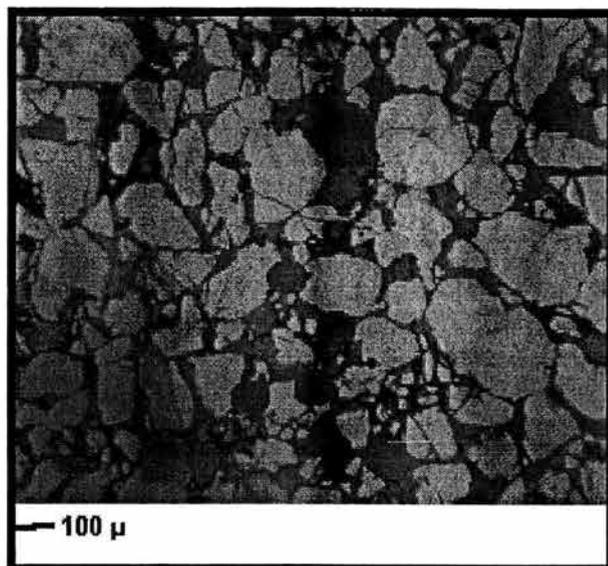


Figura 6.6: Geometría de poros y fracturas

- Determinación del tamaño de material obturante a utilizar en la formulación del fluido de perforación, considerando la información de Geometría Porosa (ver Figura 7.6).

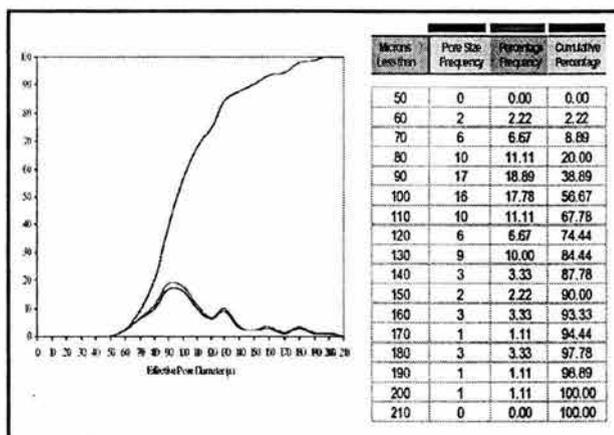


Figura 7.6: Determinación del tamaño de material obturante

2.6.4.2. Propiedades de la Roca

Las propiedades de la roca afectada por la invasión son:

- Dureza
- Cohesión
- Inercia química

El objetivo del diseño del fluido de perforación es evitar o minimizar cambios en las propiedades de la formación. El resultado de estos cambios en el tiempo puede ser:

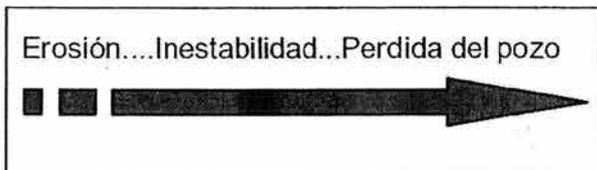


Figura 8.6: Resultado del cambio en las propiedades de la roca

Rocas que no cambian al contacto con los fluidos de perforación son naturalmente compatibles o "poco reactivas." La incompatibilidad se puede visualizar a través de algunos síntomas al contactar fluidos base limpios con fragmentos de roca representativos (Figura 9.6).

2.6.4.2.1. Efectos de los Fluidos Sobre la Roca

- Desarrollo de Fracturas
- Turbidez
- Colapso estructural

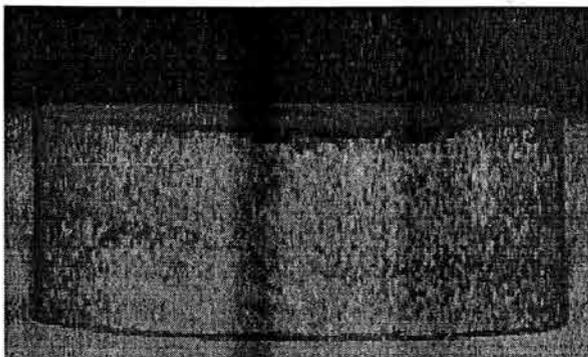


Figura 9.6: Muestra de formación seca

La muestra de formación al ser expuesta a la fracción líquida del fluido presenta una reacción inicial llamada turbidez (Figura 10.6).

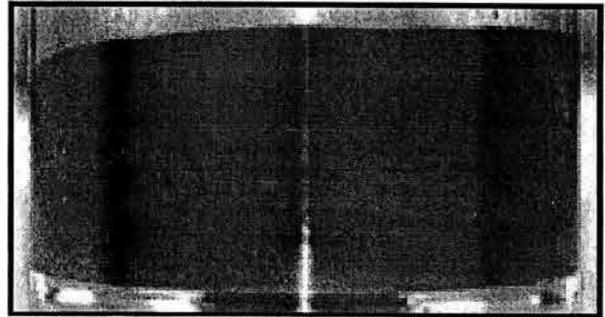


Figura 10.6: Contacto inicial (turbidez)

Conforme avanza el tiempo de exposición el fluido avanza en la invasión de la formación causando que esta se hinche, fracturándose, para finalmente colapsarse (Figura 11.6)

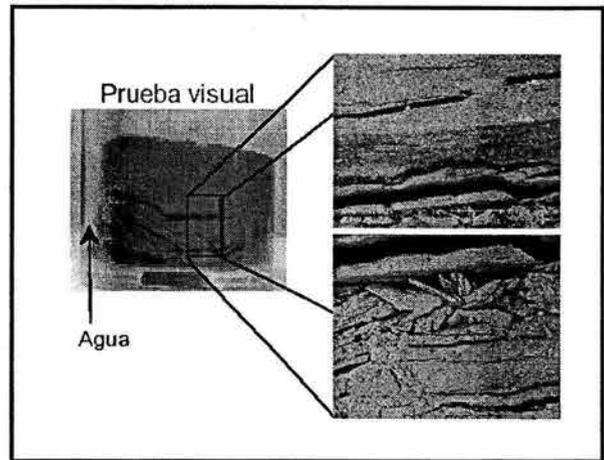


Figura 11.6: Exposición al fluido

Estas técnicas sencillas de laboratorio que permiten medir el efecto o cambio como resultado del contacto entre la roca y el fluido de perforación. Son la base experimental para un diseño de fluido a la medida para cada caso particular.

2.6.4.3. Caracterización Mineralógica (Rayos X)

Mediante un análisis de difracción por rayos X (Figura 12.6) a una muestra de recortes y/o núcleos se obtiene un análisis semicuantitativo de sus componentes minerales.

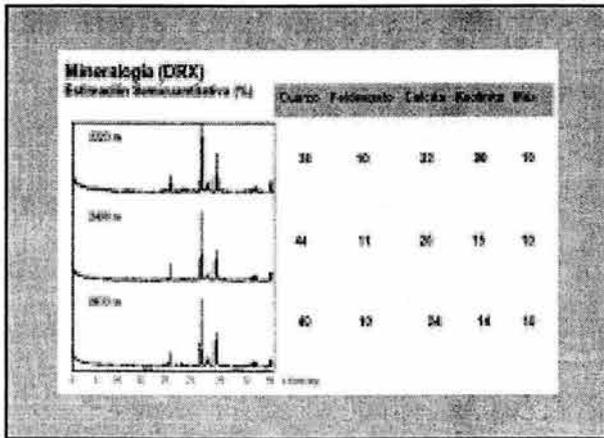


Figura 12.6: Análisis de difracción por rayos X

Los resultados se pueden usar para evaluar la reactividad de una formación, especialmente de tipo arcilloso. Se dan generalmente en porcentaje por peso e indican el grado de inhibición requerido para la estabilidad del pozo. Los tipos comunes de arcilla incluyen la esmectita, kaolinita, illita y clorita.

2.6.5. Pruebas para Determinar la Interacción Roca Fluido

Permiten medir el efecto o cambio como resultado del contacto entre la roca y el fluido de perforación

- Intercambio catiónico
- Hinchamiento lineal
- Tiempo de succión capilar
- Integridad al contacto
- Dureza al humectar

Fundamentos y Breve Descripción de Estas Técnicas de Laboratorio.

2.6.5.1. Capacidad de Intercambio Catiónico

Aplicable específicamente al material arcilloso/limoso, el cual indica el intercambio de cationes de la estructura cristalina del mineral con moléculas de agua en el fluido de contacto. Se expresa Estabilidad Integridad como meq/ 100 g material de formación en una titulación colorimétrica (Azul de Metileno/ MBT).

2.6.5.2. Dispersión

Por efecto del contacto con fluido acuoso, el material de formación principalmente arcilloso y limoso, tiende a disgregarse en fracciones cada vez más pequeñas. El material seco es seleccionado y separado entre mallas mesh números 5 - 10.

Una cantidad determinada, usualmente entre 10-20 g es expuesta durante 16 horas @ 150 °F con 350 ml del fluido en modo de rolado.

La mezcla final es pasada por una malla mesh número 30 y el material remanente retenido es secado y pesado. El recobro es expresado como la fracción porcentual del peso final contra el peso original. El porcentaje de recuperación establecido es por lo menos 80 %, el agua dulce presenta una recuperación del 0.5%, y un fluido con 3% de cloruro de potasio el 97.1% por ejemplo (Tabla 1.6).

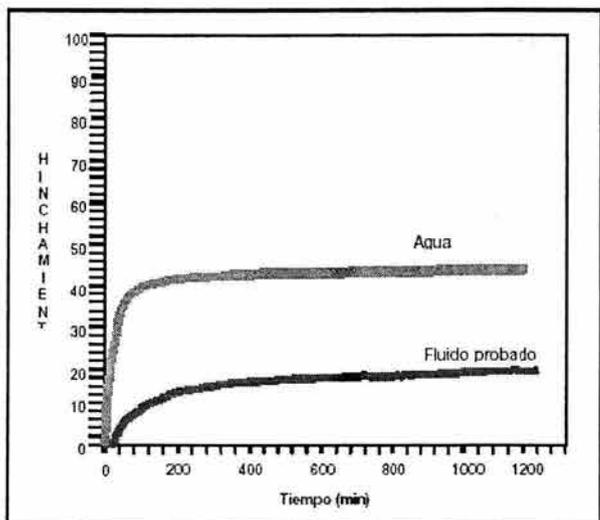
Fluido	Estándar PEMEX 80 %
Agua	0.5
Polimérico	92.3
Polimérico (Agua de Mar)	96.3
Polimérico (Agua Dulce)	96.6
Polimérico (Glicol)	96.6
Base Agua (3% KCl)	97.1

Tabla 1.6: Porcentaje de recuperación

### 2.6.5.3. Hinchamiento Lineal

Similar a la Capacidad de Intercambio Catiónico, pero medido como el aumento de volumen inicial de una pastilla de material reconstituido (5 gr.) y comprimido (25,000 psi). El aumento de volumen es por efecto de la interacción física y química de moléculas de agua que entran en la estructura cristalina del mineral como consecuencia del intercambio catiónico. Se expresa como porcentaje de hinchamiento medido en una dirección, por un lapso de tiempo predeterminado, usualmente 20 horas. Condiciones de presión y temperatura: ambiente.

La Gráfica 1.6 muestra el comportamiento de la formación frente al fluido de prueba y al agua dulce como referencia.



Gráfica 1.6: Comportamiento frente al fluido de prueba y al agua

### 2.6.5.4. Tiempo de Succión Capilar (TSC)

Mide la interacción entre el material de formación y el fluido, expresado en tiempo de contacto (segundos.)

Un volumen de 35 ml de fluido base o filtrado de lodo, se mezcla con 2 - 3 gr. de material de formación, utilizando una licuadora o dispositivo de agitación por un tiempo de un minuto. Se determina el tiempo de paso a través de un cilindro metálico sobre un papel de filtro que cierra un circuito eléctrico. Este tiempo es comparado con el tiempo de paso del fluido base sin sólidos y con agua como referencia.

Se debe considerar el efecto de fluidos base con alta viscosidad como salmueras de bromuros o de naturaleza cálcica.

No se deben utilizar aditivos surfactantes o detergentes. El material seco a mezclar es seleccionado de entre mallas U.S. mesh números 100-200. Condiciones de presión y temperatura: ambiente

### 2.6.5.5. Integridad al Contacto con el Tiempo

Muestras de núcleo preservadas limpias y en buen estado de donde obtener fragmentos enteros de unos 3 cm<sup>2</sup>, son fotografiadas o grabadas en video desde que están secas hasta que contactan al fluido base limpio (transparente) en un tiempo que va desde minutos, horas, días y semanas.

Esta prueba expresa de forma cualitativa la estabilidad de la formación en el tiempo luego de contactar un fluido en base acuosa. Esto se manifiesta en cambios externos de la muestra como son la formación de fracturas, desmoronamiento o fragmentación. Condiciones de presión y temperatura ambiente.

### 2.6.5.6. Dureza al Humectar

Se utiliza un procedimiento similar a la prueba de dispersión, pero con cantidades de material de 30-40 gr. La mezcla final luego del envejecimiento de 16 horas que se recoge en una malla U.S. mesh número 30 no es secada sino escurrida, manteniéndose húmeda. Este material se introduce en una prensa de extrusión, donde se comprime frente a una placa con agujeros, mediante los giros de un tornillo que mide en cada giro el torque aplicado hasta un valor máximo de 350 pulg.-libra.

Si el material ha interactuado con el fluido, se ablanda y forma una pasta que sale por los agujeros en forma de espaguetis. (ver Figura 13.6).

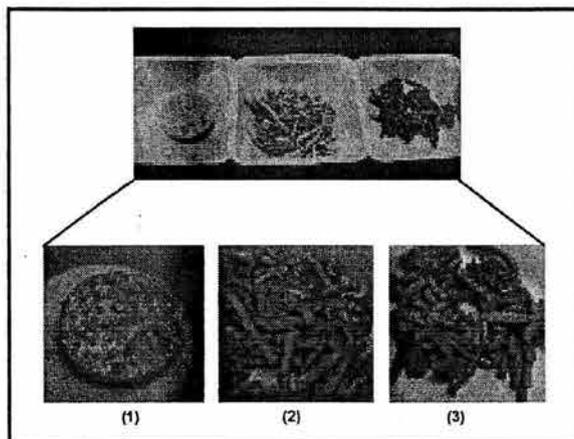
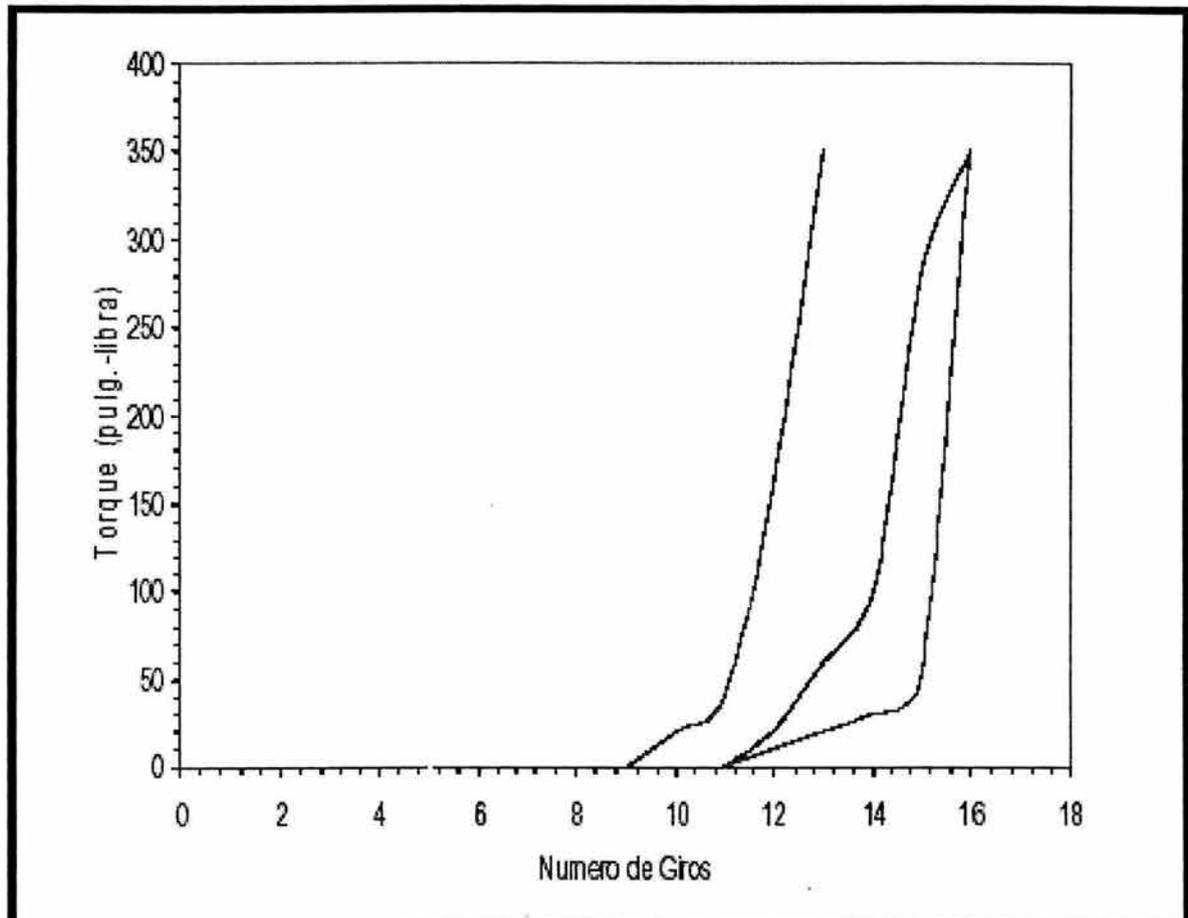


Figura 13.6: Prueba de dureza al humectar

Si la interacción es poca el material se compacta formando una pastilla que genera un torque mayor. (Gráfica 2.6).



Gráfica 2.6: Torque Vs. Número de giros

Sección 3.6. Criterios de Selección del Fluido

La idea de este procedimiento es seleccionar el fluido basado en pruebas simples de laboratorio conociendo las características de la formación y su interacción con el fluido propuesto, a través del mismo se logra un proceso sistemático y verificable. Para una mejor selección es indispensable analizar la información de pozos de correlación con el propósito de identificar las

causas de la inestabilidad, adicionalmente se debe considerar los recursos disponibles en la localización que permitan formular el fluido al menor costo posible. Con la tabla 2.6 se puede determinar el grado de interacción del fluido con la formación. Por ejemplo, si al hacer la prueba de intercambio catiónico esta es de 0 a 8, significa que es poco reactivo.

PRUEBA	RESULTADO /CRITERIO
Capacidad de Intercambio Cationico (meq/100 g). Prueba de MBT	0-8  No Reactivo 9-18  Medianamente Reactivo 19-30  Reactivo > 30  Muy reactivo
Hinchamiento Lineal (%) (Lodo/Fluido Base Limpio/Agua)	0-30  No Reactivo 31-60  Medianamente Reactivo 61-120  Reactivo 120-260  Muy reactivo
Dispersión. Recobro (%) (Lodo/Fluido Base Limpio/agua)	90-100  Excelente 80-89  Aceptable < 80  No aceptable
Tiempo de Succión Capilar (segundos) (Fluido Base/Salmuera Limpio/Agua)	0-40  Excelente 41-50  Aceptable < 50  No aceptable
Integridad al Contacto (horas) (Fluido Base/Salmuera Limpio/Agua)	> 24 hrs.  Excelente 24-4 hrs.  Bueno 4-1 hrs.  Aceptable < 1 hora  No Aceptable
Dureza al Humectar (pulg.-libra) (Lodo/Fluido Base Limpio)	9-10 Giros/>50  Excelente 11-12 Giros/>50  Bueno 13-14 Giros/>50  Aceptable >14 Giros/>50  No Aceptable

Tabla 2.6: Grado de interacción del fluido con la formación

## Capítulo VI. Selección de Sistemas de Fluidos de Perforación

### 3.6.1. Uso de Fluidos Base Aceite

Los fluidos base aceite fueron desarrollados para mejorar ciertas características indeseables de los fluidos base agua tales como:

- Evitar la hidratación de las arcillas reactivas
- Mejorar las características de lubricación
- En general para mantener un agujero estable

Sin embargo presentan las siguientes desventajas:

Aunque no hay diferencia en la presión necesaria para iniciar el fracturamiento hidráulico, con fluidos base agua y aceite, cuando esta se forma, los fluidos de emulsión inversa requieren la adición de materiales de puenteo que coadyuven a formar un enjarre e impidan la propagación de la fractura y por ende el control de la pérdida de circulación.

- No aceptable ambientalmente
- Costos adicionales por tratamiento de recortes etc.

Aunado a estas desventajas podemos adicionar las siguientes:

- El fluido no forma un enjarre, lo cual cuando se perforan lutitas con arena puede ocasionar problemas por inestabilidad mecánica.
- Si los aditivos no cumplen con una adecuada calidad son susceptibles a presentar problemas de deficiencias de acarreo de recortes a altas temperaturas por bajas reologías a altas temperaturas.

Por lo cual es recomendable efectuar las siguientes pruebas de laboratorio para asegurar su uso en el pozo.

#### 3.6.1.1. Reología a Alta Presión – Alta Temperatura

El viscosímetro Fann 70, se usa para determinar las propiedades reológicas de fluidos de perforación sometidos a temperaturas de hasta 260 °C y presiones de hasta 20,000 psi, debido a que los aceites y esteres son compresibles, la viscosidad de los fluidos preparados con estos fluidos base es afectada directamente por las presiones de operación, generalmente se realiza cuando se sospecha de asentamiento de barita o inadecuada limpieza del pozo (Tabla 3.6).

##### 3.6.1.1.1. Interpretación

Valores de tau 0 menores de 6 pueden indicar un problema de limpieza de pozo, cuando se carece de este equipo una guía es tomar la lectura a 6rpm del viscosímetro FANN 35, la cual debe ser similar o mayor al diámetro del pozo perforado.

Temperatura °C	65°C	95°C	120°C	150°C	175°C
Presión, psi	0, 2,000	2,000, 4,000	4,000, 6,000	6,000, 8,000	8,000, 10,000
600 rpm					
300 rpm					
200 rpm					
100 rpm					
6 rpm					
3 rpm					
Viscosidad Plástica, cP					
Punto Cedente, lb/100 pies <sup>2</sup>					
n					
k, lb/100Pies <sup>2</sup> Seg <sup>n</sup>					
τ <sub>0</sub> , lb/100 pies <sup>2</sup>					

Tabla 3.6: Fann70

### 3.6.1.2. Prueba de Taponamiento de Partículas (PTP)

Este aparato es un filtro prensa estático invertido de alta presión – alta temperatura con un disco de cerámica como medio filtrante. Esta prueba estática mide la capacidad de taponamiento de poros de un fluido. Los resultados del PTP incluyen el filtrado instantáneo inicial y la pérdida total de volumen en 30 minutos. Las condiciones normales de operación son:

- Temperatura hasta 176 °C
- Presiones diferenciales de hasta 2000 psi
- Disco de cerámica con diámetros medios de garganta poral de 5 a 190 micrones.

### 3.6.2. Recomendaciones Generales

Diseñar el fluido de control para reducir riesgos operativos, costos y maximizar la productividad respetando el entorno ecológico.

- En la medida de lo posible formular los fluidos con aditivos de fácil acceso, si esta perforando en el mar considere en

primera instancia el uso de fluidos de agua de mar.

- Diseñar el sistema de fluidos basados en la sinergia con el equipo de control de sólidos y la reducción de residuos líquidos y sólidos.
- Realizar las pruebas de laboratorio que simulen los problemas potenciales del área.
- Recordar la primera consideración para estabilizar un pozo, es a través del control de los volúmenes de filtración y la calidad del mismo.
- Para fluidos de emulsión inversa considerar las pruebas de reologías a altas temperaturas y su capacidad de sellar las formaciones permeables.
- Para pozos con potenciales pérdidas de circulación considerar el tipo de fluido mas simple y económico

# Capítulo VII. Control de Sólidos

---

*Introducción*

*Sección 1.7. Sólidos en Lodos de Perforación*

*Sección 2.7. Sistemas Mecánicos de Separación y Control de Sólidos*

### Introducción

Generalmente pueden agruparse los métodos de control de sólidos de perforación en cuatro categorías básicas:

- Tratamiento Mecánico
- Dilución del Lodo
- Derrame de Lodo
- Tratamiento Químico

Cada uno de estos métodos tiene su lugar; sin embargo, la dilución y el derrame no se usan con tanta frecuencia cuando se tiene una planeación limitada y pérdidas económicas notables, esto indicaría que un tratamiento mecánico puede ser mucho más eficaz y más económico.

1. El tratamiento mecánico es simplemente un medio para remover los sólidos de perforación utilizando temblorinas, deslimizadores, desarcilladores, desarenadores, limpiadores de lodo, y centrífugas. Cada tipo en particular de lodo y de pozo puede hacer variar la selección del equipo y el principio de operación.

2. La dilución del lodo se trata simplemente de adelgazar el lodo con la adición de un líquido (agua o aceite). La dilución también requerirá de la adición de productos químicos, gel, barita, etc. en el lodo para que este nuevo lodo (la corriente de dilución) "parezca y se comporte como" el lodo inicial a excepción de los sólidos de perforación; ya que ningún sólido de perforación se removerá. Los sólidos de perforación sólo se ocultarán temporalmente aumentando el volumen de lodo.

3. El derrame del lodo se refiere literalmente a "tirar o derramar una cierta cantidad de lodo debido al volumen excesivo que se tiene (causado generalmente por la dilución o un problema severo de concentración de sólidos). A diferencia de la dilución, algunos de los sólidos de perforación son puestos a disposición pero a un costo igual o por encima que el de un barril de lodo. Por ejemplo si 40 barriles de un sistema de 2,000 barriles se chorrean o tiran, sólo el dos por ciento de los sólidos de perforación serán removidos. El derramar el lodo es uno de los medios mas costosos para tratar de reducir la concentración de los sólidos. Como con la dilución los sólidos de perforación únicamente se enmascaran u ocultan temporalmente.

4. El cuarto medio de remoción de sólidos de perforación es la floculación de los sólidos, con esto se provoca que los sólidos más pequeños se junten unos con otros y así puedan ser removidos mecánicamente. La Floculación generalmente se emplea junto con el tratamiento mecánico.

Diferentes pruebas realizadas durante la perforación de pozos han demostrado lo siguiente:

- Las propiedades reológicas del lodo (viscosidad plástica y punto de cedencia), la velocidad de penetración, vida útil de la barrena y las características del enjarre, se ven afectados por el contenido de sólidos perforados en el lodo de perforación.
- Los sólidos perforados, también afectan al equipo de perforación (bombas, tuberías, herramientas, etc), causando daño a las formaciones productoras y llegando a romper la emulsión cuando se perfora con lodos emulsionados.

Por tal motivo, su eliminación es imprescindible, ya que de recircularse pasaran a formar parte del fluido ocasionando con ello problemas en la terminación del pozo. Por otra parte, existen pozos en los cuales es necesario un control riguroso en la densidad del fluido de perforación a tal grado que, debe observarse un cuidado extremo en el control de los sólidos perforables ya que diferencias mínimas de densidades ocasionaran el descontrol del pozo, o bien una pérdida del fluido de perforación.

La finalidad de este capítulo es la de exponer los efectos más importantes causados por los sólidos perforados en los fluidos de perforación, así como el equipo mecánico más adecuado para su eliminación, los métodos adicionales al tratamiento mecánico que se mencionaron anteriormente no se desarrollan en este capítulo, pero no por esto dejan de tener importancia para ser tomados en cuenta dentro de la selección de los sistemas o métodos de control de sólidos.

### Sección 1.7. Sólidos en Lodos de Perforación

Los tipos y las cantidades de sólidos presentes en los sistemas de lodo determinan la densidad del fluido, la viscosidad, los esfuerzos de gel, la calidad del enjarre y el control de filtración, así como otras propiedades químicas y mecánicas. Los sólidos y sus volúmenes también afectan los costos del lodo y del pozo, incluyendo factores como la Velocidad de Penetración (ROP), la hidráulica, las tasas de dilución, el torque y el arrastre, las presiones de surgencia y pistoneo, la pegadura por presión diferencial, la pérdida de circulación, la estabilidad del pozo, y el embolamiento de la barrena y del conjunto de fondo. A su vez, estos factores afectan la vida útil de las barrenas, bombas y otros equipos mecánicos. Productos químicos, arcillas y materiales densificantes son agregados al lodo de perforación para lograr varias propiedades deseables. Los sólidos perforados, compuestos de rocas y arcillas de bajo rendimiento, se incorporan en el lodo. Estos sólidos afectan negativamente muchas propiedades del lodo. Sin embargo, como no es posible eliminar todos los sólidos perforados, ya sea mecánicamente o por otros medios éstos deben ser considerados como contaminantes constantes de un sistema de lodo.

La remoción de sólidos es uno de los más importantes aspectos del control del sistema de lodo, ya que tiene un impacto directo sobre la eficacia de la perforación. El dinero invertido en el control de sólidos y la solución de problemas

relacionados con los sólidos perforados representa una porción importante de los costos globales de perforación. El control de sólidos es un problema constante cada día, en cada pozo.

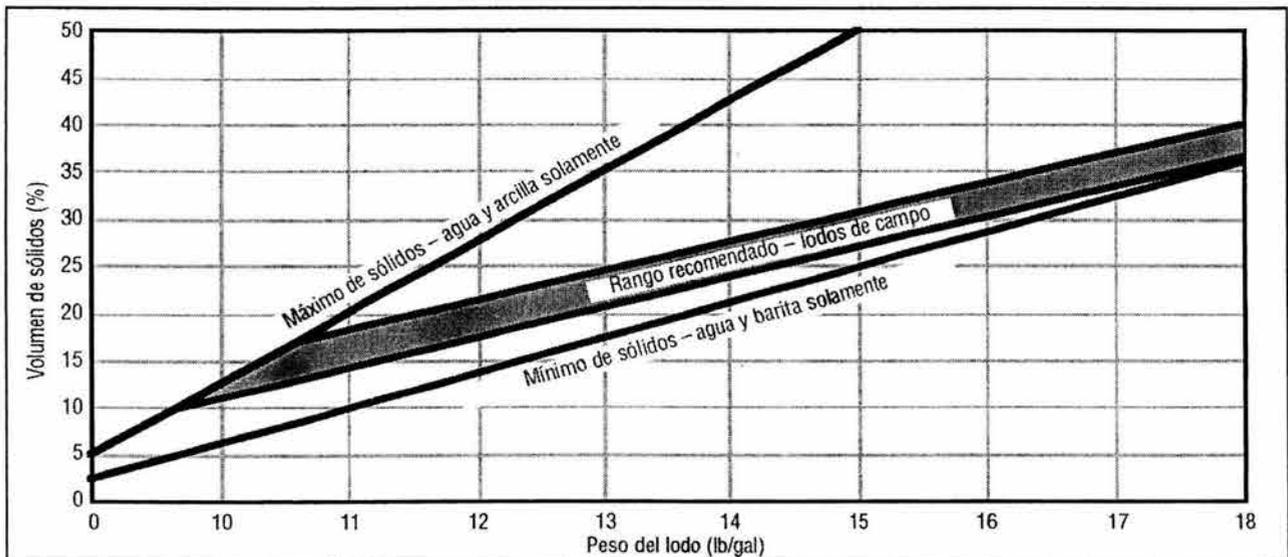
Los sólidos del lodo de perforación pueden ser separados en dos categorías: Sólidos de Baja Gravedad Específica (LGS) y los Sólidos de Alta Gravedad Específica (HGS).

#### 1.7.1. Sólidos de Baja Gravedad Específica

Con una Gravedad Específica (SG) comprendida en el rango de 2.3 a 2.8. Los sólidos perforados, las arcillas y la mayoría de los demás aditivos de lodo están incluidos en esta categoría y son frecuentemente los únicos sólidos usados para obtener densidades de hasta 10.0 lb/gal (SG<1.2). Bajo condiciones de perforación típicas, los sólidos de baja densidad deben ser mantenidos por debajo del 6 por ciento en volumen.

#### 1.7.2. Sólidos de Alta Gravedad Específica

Los Sólidos de Alta Gravedad Específica, tienen una SG de 4.2 o más. Los materiales densificantes como la barita o la hematita componen esta categoría y son usados para lograr densidades superiores a 10.0 lb/gal (SG>1.2). La Gráfica 1.7 muestra el rango recomendado de contenido total de sólidos para los lodos base agua.



Gráfica 1.7: Rango recomendado de sólidos en los lodos base agua

1.7.3. Clasificación por el Tamaño de la Partícula

Es importante entender la manera en que los tamaños de las partículas contenidas en el lodo de perforación se clasifican y los tipos de sólidos que corresponden a cada categoría. Las partículas del lodo de perforación pueden variar de arcillas muy pequeñas (menos de 1/25,400 de pulgada) a recortes muy grandes (más de una pulgada). Debido a las partículas extremadamente pequeñas, los tamaños están indicados en micrones. Un micrón es una millonésima de metro (1/1,000,000 ó  $1 \times 10^{-6}$  m). Por lo tanto, 1 pulgada es igual a 25,400 micrones.

Los sólidos del fluido de perforación están clasificados en las siguientes categorías, de conformidad con su tamaño: La Tabla 1.7 y las Figuras 1.7 y 2.7 relacionan los tamaños de las partículas con términos familiares, ejemplos típicos, mallas equivalentes, y con los equipos de control de sólidos que eliminarán partículas que tienen un tamaño determinado.

La malla es importante porque determina el tamaño de separación para las temblorinas. La Figura 2.7 es un dibujo ampliado para mostrar los tamaños de malla que aumentan de malla 20 a 325 y el tamaño equivalente de partícula (en micrones) que pasará a través de cada malla. Se usa una malla 200 para la Prueba de Arena de API, en la cual todas las partículas que no pasan a través de la malla (>74 micrones) están clasificadas como arena. El 97 % de los tipos de barita de buena calidad (<74 micrones) pasarán a través de las mallas 200 y el 95% pasarán a través de las mallas 325 (<44 micrones). Por lo tanto, la mayoría de los tipos de barita están clasificadas en la misma categoría de tamaño que el limo. Las arcillas de alta calidad, como la bentonita están incluidas en el rango de partículas coloidales, por ej., 2 micrones o menos.

Categoría	Tamaño	Ejemplo
Coloidal	2 $\mu$ o menos	Bentonita, arcillas y sólidos perforados ultrafinos
Limo	2 – 74 $\mu$ (< malla 200)	Barita, limo y sólidos perforados finos
Arena	74 – 2,000 $\mu$ (malla 200 – 10)	Arena y sólidos perforados
Grava	Más de 2,000 $\mu$ (>malla 10)	Sólidos perforados, grava y cantos rodados

Tabla 1.7: Clasificación de los sólidos de acuerdo al tamaño

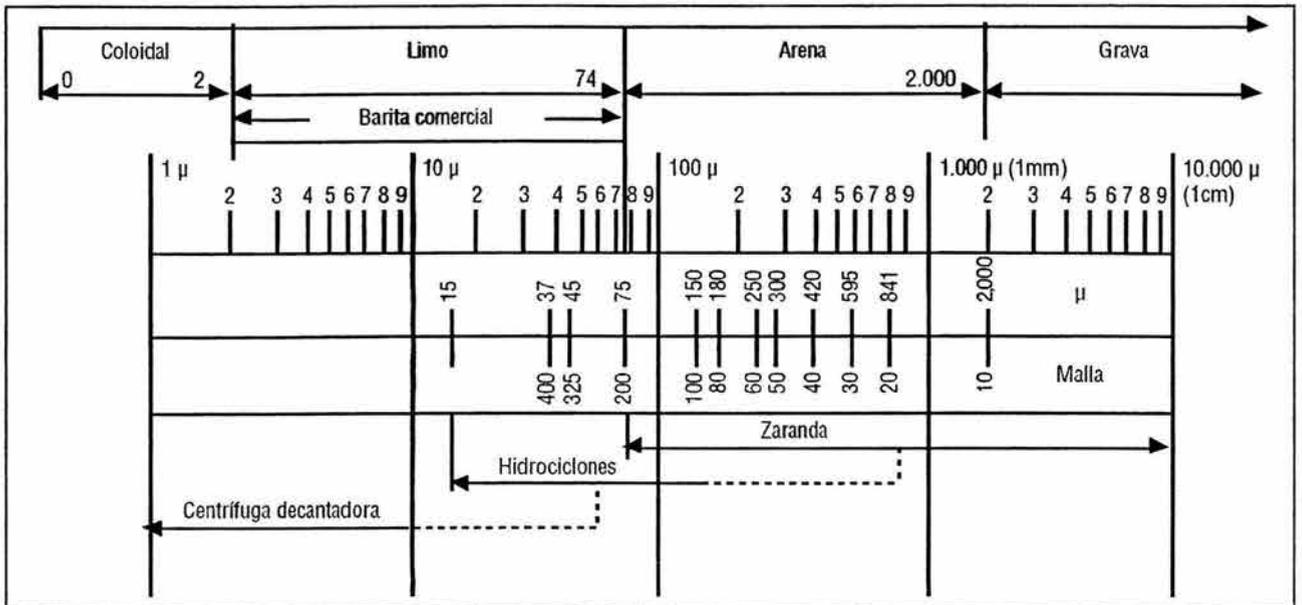


Figura 1.7: Clasificación de los tamaños de partículas.

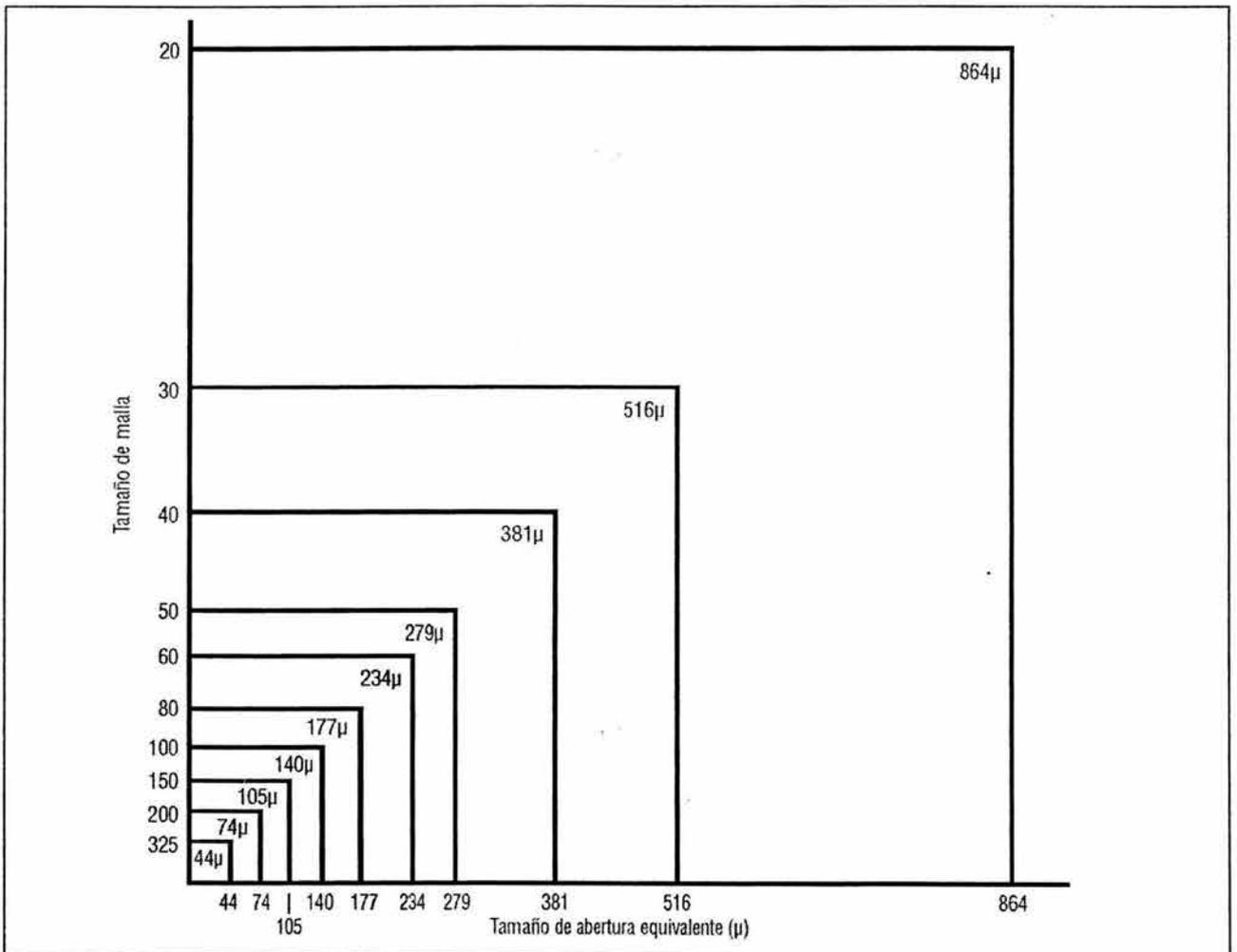


Figura 2.7: Tamaños de malla vs. micrones de abertura.

La agrupación de los sólidos en base al tamaño no toma en cuenta la composición física del material que se está midiendo, aunque se usen los términos "limo" y "arena". Por ejemplo, las partículas de tamaño de limo pueden incluir partículas de lutita, arena fina, carbonatos finos y barita. Las partículas de tamaño de arena pueden incluir partículas de arena, lutita, carbonatos, recortes y materiales de pérdida de circulación, agentes puenteantes y barita gruesa. Los sólidos coloidales incluyen la bentonita y otras arcillas; sólidos perforados muy finos (lutita, arena y carbonatos); y barita fina.

En general, el término "arcilla" se usa para describir los minerales arcillosos molidos de alta calidad, como la bentonita de Wyoming, que son agregados para aumentar la viscosidad del lodo y mejorar el enjarre.

Sin embargo, los recortes, la barita y otros sólidos también aumentan la viscosidad, especialmente si el tamaño de las partículas se degrada dentro del rango de tamaños coloidales. La Figura 3.7 ilustra la manera en que el tamaño de las partículas

afecta el área superficial para un sólido de volumen determinado. Si un sólido perforado original fuera un cubo de 40 micrones, su área superficial sería de 9,600 micrones cuadrados. Si se permite que este cubo de 40 micrones se degrade en cubos individuales de 1 micrón, el número de partículas será 64,000 y el área superficial aumentará a 384,000 micrones cuadrados, es decir 40 veces el valor original. El volumen de sólidos perforados no cambió durante esta degradación del tamaño de las partículas. Se debe tener en cuenta que el espesor de una sola laminilla de arcilla sólo es de 10 angstroms. Un ángstrom es igual a 1/10,000 micrones o  $1 \times 10^{-10}$  m.

Si se permite que el cubo de 40 micrones se degrade en secciones de espesor de laminilla de arcilla de 40 micrones por 40 micrones, el número de partículas sólo será 40,000; sin embargo, el área superficial aumentará a 128,006,400 micrones cuadrados, o 13,334 veces el área superficial original.

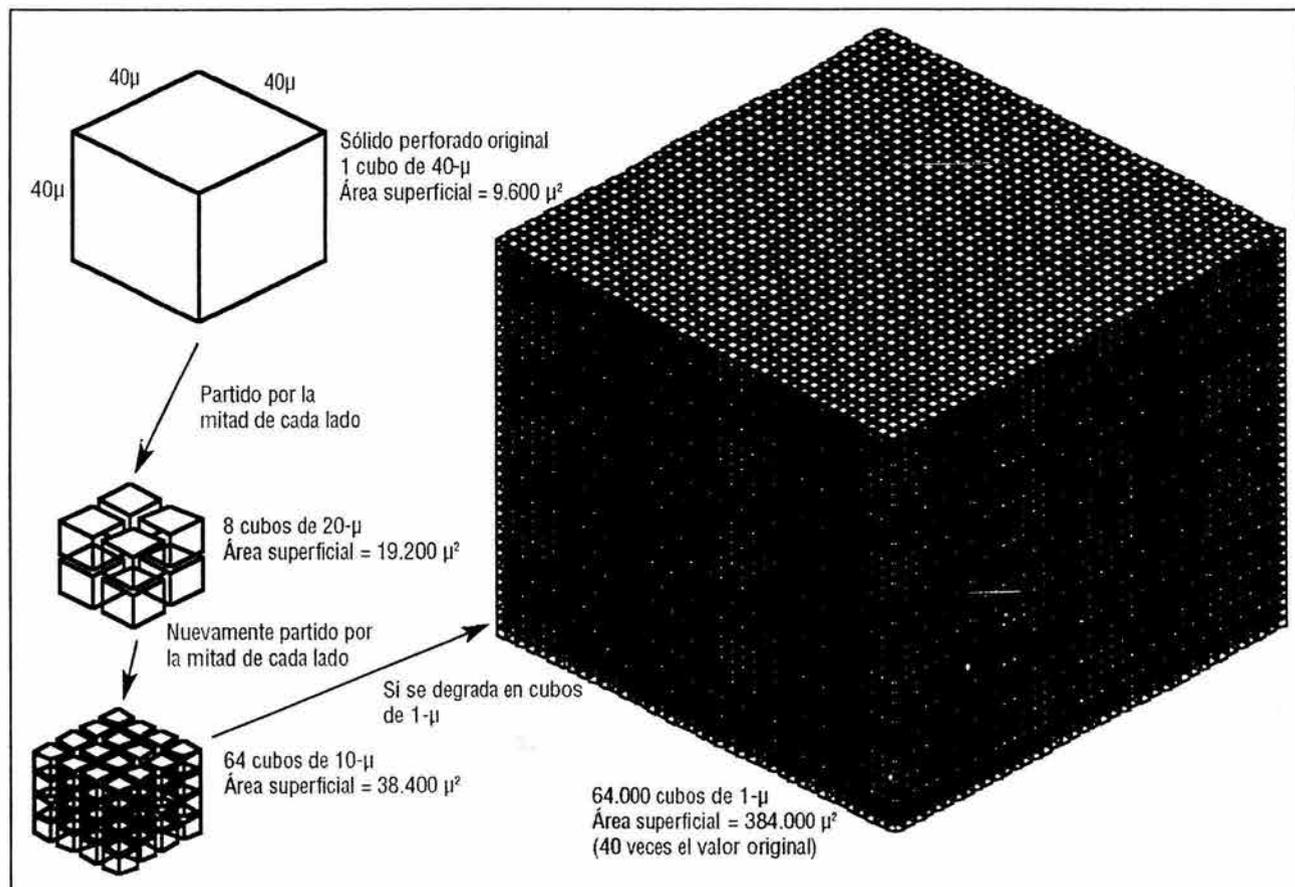


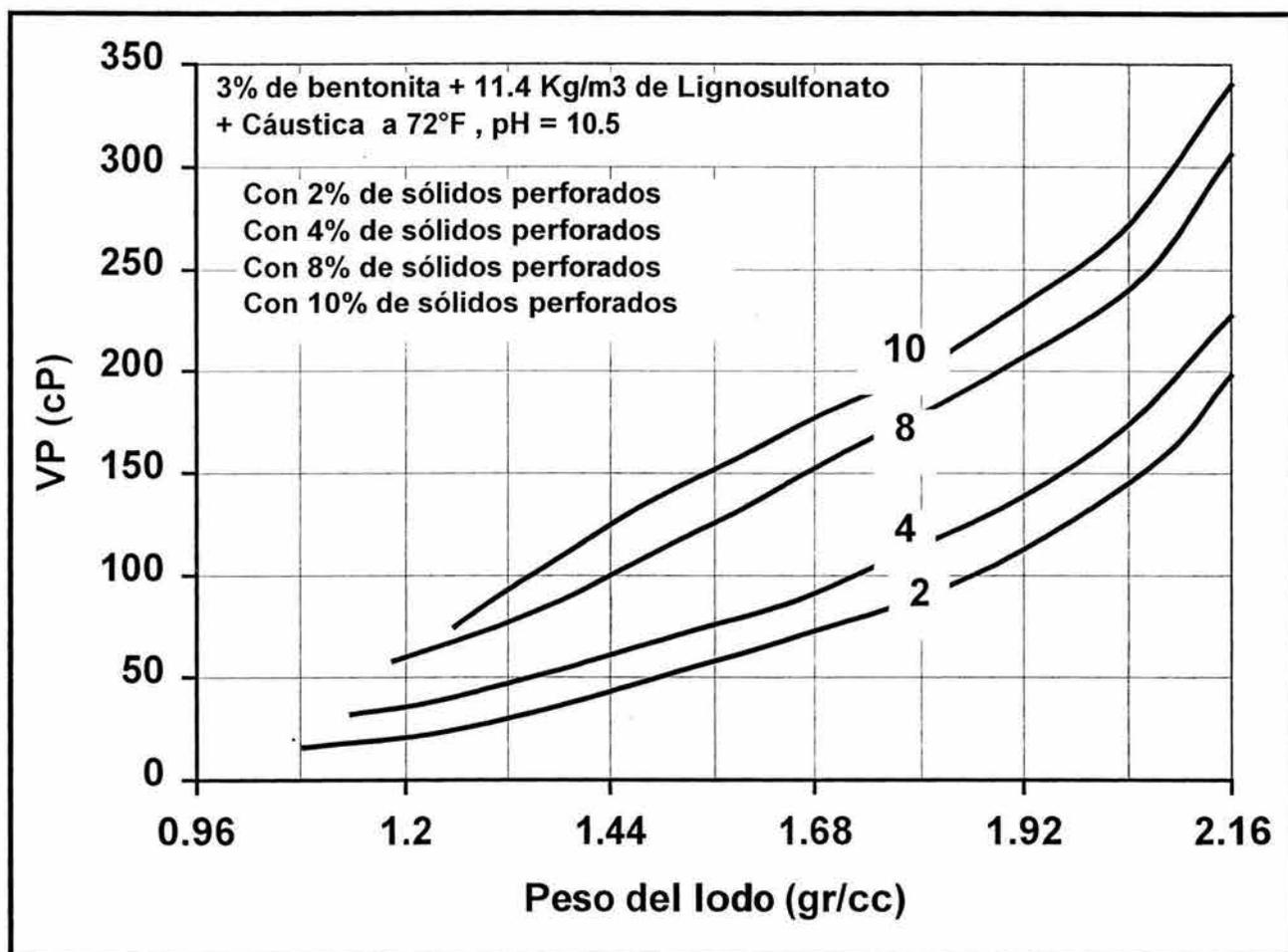
Figura 3.7: Efecto del tamaño de las partículas sobre el área superficial.

### 1.7.4. Efectos de los Sólidos en Lodos de Perforación

#### 1.7.4.1. Efecto del Contenido de Sólidos sobre la Viscosidad Plástica

Es frecuente encontrar que la viscosidad plástica de un fluido de perforación de alta densidad varía con el contenido total de sólidos o contenido de sólidos de baja gravedad específica. Se dice que una viscosidad plástica es un índice de la necesidad de reducir la concentración de sólidos.

Por ejemplo un lodo que pesa  $1.8 \text{ gr/cm}^3$  (15 lb/gal), que tiene una concentración total de sólidos del 27%, deberá tener un 2% de sólidos de perforación, 3% de bentonita y 22% de barita. La viscosidad plástica para este lodo a temperatura ambiente deberá ser de 90 cP aproximadamente. Si un 10% de sólidos de perforación fueran agregados a este lodo, con la correspondiente reducción de barita para mantener el mismo peso, la viscosidad plástica se elevaría a 200 cP. El efecto que la concentración de sólidos perforados tiene sobre la viscosidad plástica para un volumen de lodo al 3% de bentonita se muestra en la Gráfica 2.7.



Gráfica 2.7: Incremento de la Viscosidad Plástica con los Sólidos de Perforación

Los incrementos en el contenido de sólidos perforados conducen generalmente a una mayor filtración y espesor de enjarre. Un enjarre grueso agrava los problemas de pegadura por presión diferencial, causa incrementos en el torque y

fricción de la sarta de perforación. Las experiencias de campo nos indican que las propiedades de filtrado pueden ser controladas verificando la cantidad y tipo de sólidos contenidos en el lodo.

1.7.4.2. Efecto sobre la Vida Útil de la Barrena

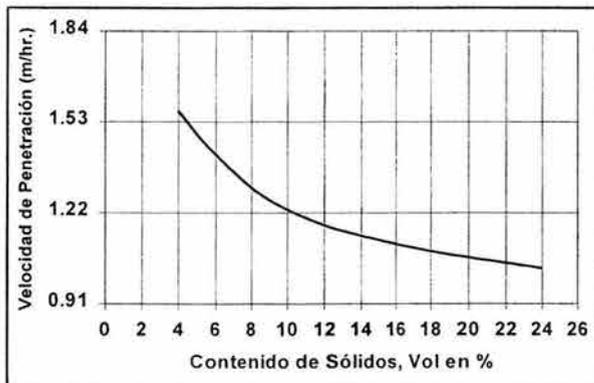
Los sólidos de perforación causan una notable reducción en la vida útil de la barrena, como se ha comprobado con el siguiente experimento de campo que a continuación se describe:

El experimento se realizó con una barrena de 22.225 cm (8 ¾ “), 22,727 Kg. (50,000 lb) de peso sobre barrena y una velocidad de rotación de 60 rpm. Se observó que cuando se tenía agua por fluido la barrena tuvo una duración de 36 hr., al agregarse sólidos de perforación la duración disminuyó a 26 hr. Al tratar el lodo con taninos y sosa cáustica, la vida útil de la barrena fue reducida a 12 hr.

La adición de taninos y sosa cáustica no reducen en sí, la duración de la barrena, esta reducción es ocasionada debido a la adición de sólidos perforados al lodo tratado. El mismo experimento fue realizado usando bentonita en lugar de arcilla de la formación, en este caso la duración de la barrena se incremento de 36 a 38 hr.

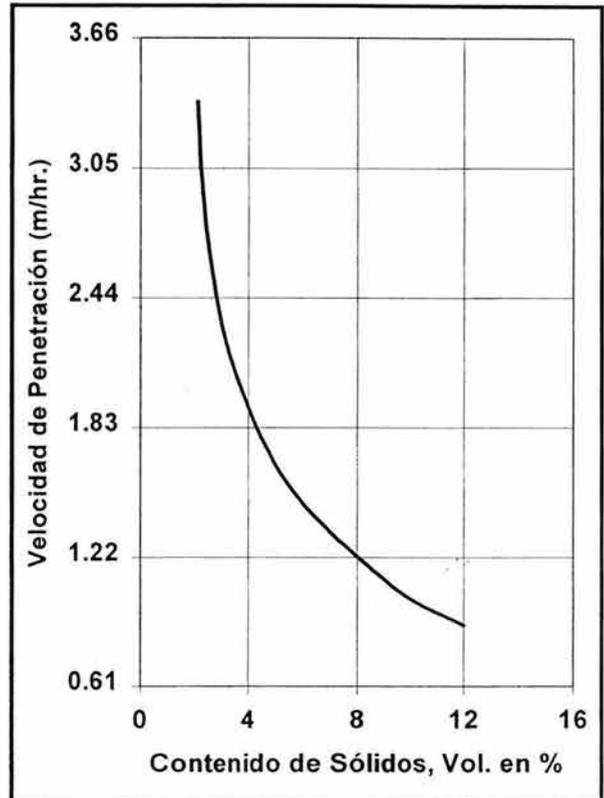
1.7.4.3. Efecto sobre la Velocidad de Penetración

La velocidad de penetración también se ve afectada por el contenido de sólidos en el lodo de perforación. (ver Gráficas 3.7 y 4.7)



Gráfica 3.7: Velocidad de Penetración Vs. Adición de Barita.

En la Gráfica 3.7 el contenido de sólidos fue incrementado mediante la adición de barita obteniéndose una reducción en la velocidad de penetración del 20%, mientras que en la Gráfica 4.7 el contenido de sólidos fue incrementado con sólidos de perforación (en el mismo porcentaje) obteniéndose una reducción del 50% en la velocidad de penetración.



Gráfica 4.7: Velocidad de Penetración Vs. Adición de Sólidos de Perforación.

De lo anterior se observa que la velocidad de penetración se ve más afectada al aumentar el contenido de sólidos de perforación.

### 1.7.4.4. Formula General para Calcular la Concentración de Sólidos de Baja Densidad en un Lodo de Perforación

El conocimiento de la cantidad total de sólidos en una muestra de lodo no es suficiente para evaluar las propiedades del mismo. La cantidad de sólidos de baja densidad y barita debe ser conocido también. A continuación se muestra una de formula general para la obtención del contenido de los sólidos de baja densidad.

$$V_{SL} = \left( \frac{100 \rho_W}{\rho_b - \rho_{SP}} \right) + \left( \frac{\rho_b - \rho_W}{\rho_b - \rho_{SP}} \right) V_{TS} - \left( \frac{100 W_L}{\rho_b - \rho_{SP}} \right)$$

Ecuación 1.7

Donde:

$V_{SP}$  = Volumen de sólidos perforados

(sólidos ligeros)

$V_s$  = Volumen total de sólidos (%)

$W_L$  = Peso del lodo ( $\text{gr}/\text{cm}^3$ )

$\rho_b$  = Densidad de la barita

$\rho_{SP}$  = Densidad de los sólidos perforados (sólidos ligeros)

$\rho_W$  = Densidad del agua

**Sección 2.7. Sistemas Mecánicos de Remoción y Control de Sólidos**

**2.7.1. Equipos Mecánicos de Remoción de Sólidos**

Uno de los métodos de control de sólidos es el uso de equipos mecánicos de remoción de sólidos.

Los equipos que remueven sólidos mecánicamente se pueden clasificar en dos grupos principales:

- Dispositivos tamizadores
- Dispositivos de separación centrífuga

La Tabla 2.7 identifica los tamaños de partículas (en micrones) que el equipo puede remover.

Equipo de control de sólidos	Tamaño de partículas removidas
Dispositivos tamizadores	Corte de 61 micrones con criba de malla 250
Dispositivos de separación centrífuga <ul style="list-style-type: none"> <li>• Centrífugas decantadoras</li> <li>• Hidrociclones</li> </ul>	<p>Sólidos coloidales hasta 5 micrones</p> <p>Sólidos de 20-70 micrones, dependiendo del tamaño del cono</p>

Tabla 2.7: Equipos de control de sólidos y amplitudes efectivas de funcionamiento en micrones. El tamaño de las partículas removidas depende del tipo de equipo de control de sólidos.

**2.7.1.1. Temblorinas**

Los dispositivos tamizadores de control de sólidos más importantes son las temblorinas, las cuales son mallas vibratorias separadoras usadas para eliminar los recortes del lodo (ver la Figura 4.7).

Como primera etapa de la cadena de limpieza de lodo / remoción de sólidos, las temblorinas constituyen la primera línea de defensa contra la acumulación de sólidos. Las temblorinas se diferencian de los otros equipos de eliminación de sólidos en que producen un corte de prácticamente 100% ( $D_{100}$ ) al tamaño de abertura de la malla. Como se muestra en la Figura 2.7, una temblorina de malla 200 cuadrada eliminará 100% de los sólidos más grandes que 74 micrones, lo cual elimina la necesidad de usar un desarenador. En cambio, las mallas de temblorina tipo sándwich, los hidrociclones y las centrifugas que se usan actualmente, tienen eficiencias de remoción variables para diferentes tamaños de partículas, y se les suele atribuir una clasificación D (descrita más adelante) para el tamaño de partícula que se desea eliminar.

Muchos problemas potenciales pueden ser evitados observando y ajustando las temblorinas para lograr la eficiencia máxima de remoción en base a la capacidad de manejo. El uso de mallas con los entramados más finos para eliminar la mayor cantidad posible de sólidos durante la primera circulación del pozo constituye el método más eficaz de control de sólidos. Esto impide que los sólidos sean circulados de nuevo y que su tamaño se degrade tanto que no puedan ser eliminados. Las temblorinas pueden eliminar hasta 90% de los sólidos generados. A menos que las temblorinas estén funcionando correctamente y tengan mallas con los entramados más pequeños posibles, todos los demás equipos estarán sujetos a sobrecargas y a una operación ineficaz. Las temblorinas no pueden eliminar los sólidos que tienen tamaños de limo y coloidales, por lo tanto resulta necesario usar la dilución y otros equipos para controlar los sólidos perforados ultrafinos.

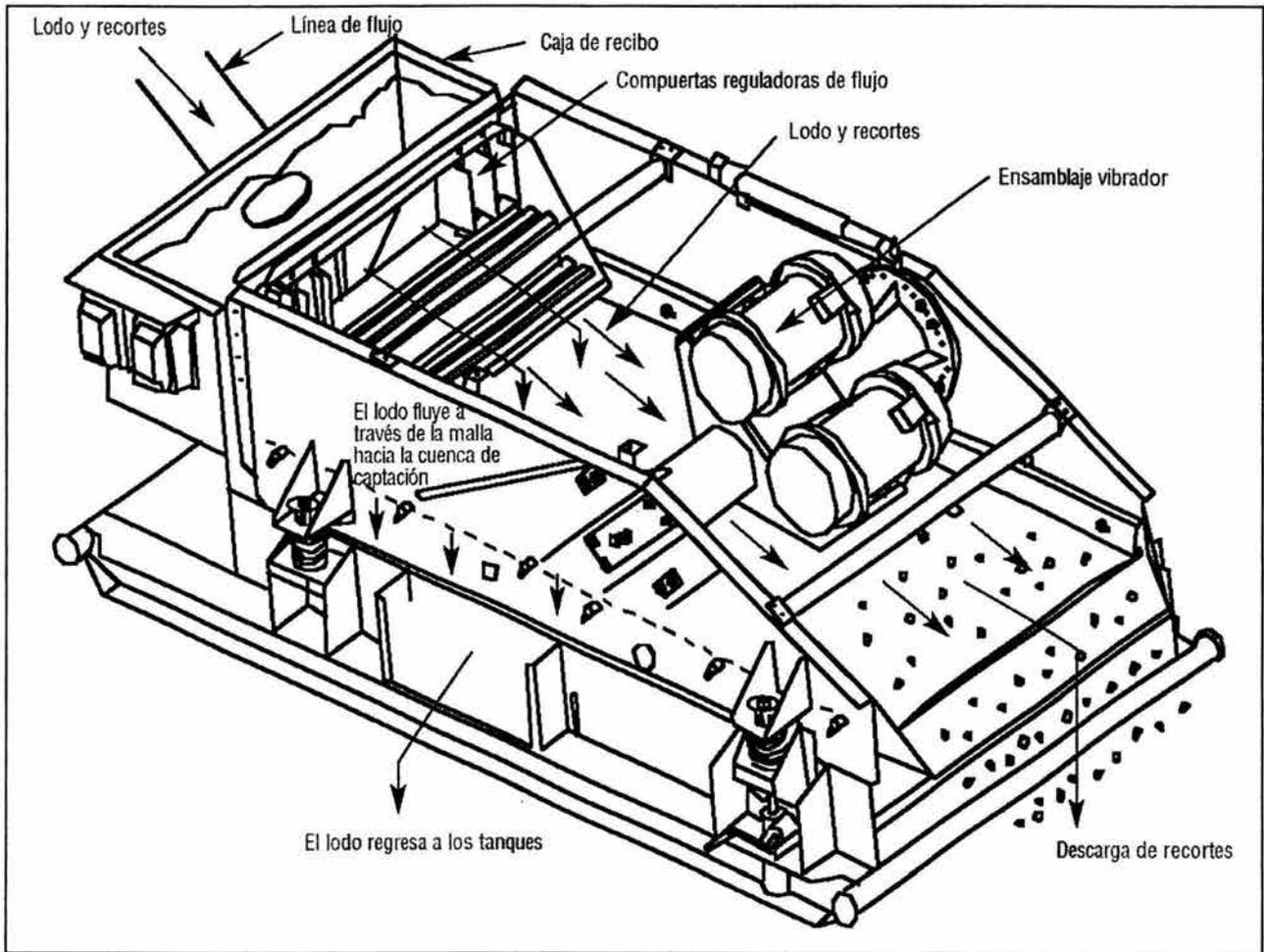


Figura 4.7: Temblorina lineal ajustable.

Actualmente se usan tres tipos básicos de temblorinas. Éstos son:

- La temblorina de movimiento circular, la cual es un tipo de temblorina más antigua en el mercado y produce generalmente la fuerza centrífuga, o fuerza G, más baja.
- La temblorina de movimiento elíptico, la cual es una versión modificada de la temblorina de movimiento circular, en la cual se levanta el centro de gravedad por encima de la cubierta y se usan contrapesos para producir un movimiento "oviforme" cuya intensidad y desplazamiento vertical varían a medida que los sólidos bajan por la cubierta.
- La temblorina de movimiento lineal (Figura 5.7), la cual utiliza dos motores de movimiento circular montados en la misma cubierta. Los motores están configurados para rotaciones contrarias

para producir una fuerza G descendente y una fuerza G ascendente cuando las rotaciones son complementarias, pero ninguna fuerza G cuando las rotaciones son contrarias. La fuerza G de la mayoría de las temblorinas de movimiento lineal varía aproximadamente de 3 a 6.

#### Ventajas de Diseño que Ofrecen las Temblorinas

- Temblorina de Movimiento Circular: Tiene una baja fuerza G y produce un transporte rápido. Este diseño es eficaz con los sólidos pegajosos de tipo arcilloso, al reducir el impacto que estos sólidos tienen sobre la superficie de la malla. Esta temblorina tiene una baja capacidad para secar los recortes; por lo tanto, los recortes descargados son generalmente húmedos.

- Temblorina de **Movimiento Elíptico**: Tiene una fuerza G moderadamente alta y un transporte lento en comparación con los tipos circulares o lineales. Esta temblorina produce el mayor secado, y por lo tanto se puede usar en lodo densificado o como limpiador de lodo para secar el flujo que sale por debajo de un deslimizador.
- Temblorina de **Movimiento Lineal**: Es la más versátil, produciendo una fuerza G bastante alta y un transporte potencialmente rápido, según la velocidad rotacional, el ángulo de la cubierta y la posición de la malla vibratoria.

Varios tipos diferentes de temblorinas pueden ser combinados "en cascada" para producir la mejor eficiencia de remoción de sólidos. Las temblorinas de movimiento circular a veces son usadas como temblorinas "de separación preliminar" para eliminar los grandes sólidos pegajosos. Luego el fluido pasa por una temblorina elíptica o lineal que produce una fuerza G más alta para eliminar los sólidos más finos. Esta combinación maximiza la remoción, permitiendo el uso de mallas con entramados más finos de lo normal en las temblorinas secundarias. El flujo de lodo debería extenderse lo más posible sobre la superficie de la malla mediante el uso de las compuertas reguladoras de la alimentación ubicadas entre la caja de recibo (tanque de transición entre la línea de flujo y la temblorina – ver la Figura 5.7) y la superficie de la malla. Lo ideal sería que el lodo se extendiera hasta 1 pie del borde de las mallas.

Por encima de todo, las mallas rotas o dañadas deben ser reemplazadas inmediatamente. En el caso de las temblorinas que están diseñadas con una pendiente negativa, la cual forma un charco de lodo delante de la caja de recibo, cuidarse del riesgo de contraflujo de lodo por detrás del charco de lodo, así como de la posibilidad de que las mallas cubiertas por el charco de lodo tengan agujeros o rasgaduras. Ocasionalmente, los recortes pueden ser del mismo tamaño que las aberturas de la malla y pueden bloquearse dentro de éstas. Esto es conocido como el taponamiento de la malla. Resultará en la reducción de la capacidad de la malla y la pérdida del lodo.

Para corregir este problema, reemplazar con una malla más fina. La malla más fina debería impedir que los recortes obturen las aberturas, de manera que puedan ser transportados hasta el final de la temblorina y separados del sistema de lodo.

### *Mallas de Temblorina*

Una temblorina sólo es tan buena como el tamaño del entramado y la calidad de su malla. Actualmente hay muchos tipos de mallas disponibles, cuyos rendimientos son variables. Por ejemplo, una malla "cuadrada" de malla 100 elimina 100% de las partículas más grandes que 140 micrones, mientras que una malla con "entramado en sándwich" de malla 100 de alto caudal elimina 95% de las partículas más grandes que 208 micrones. El rendimiento de esta malla con entramado en sándwich es aproximadamente igual al rendimiento de una malla "cuadrada" solamente de malla 70. La selección de la malla se basa frecuentemente en la experiencia anterior, la cual debería ser combinada con el conocimiento de las diferentes mallas y sus diferencias de diseño y capacidad. Algunos términos generales usados para describir las mallas de las temblorinas incluyen:

- **Malla**: El número de aberturas por pulgada lineal. Por ejemplo, una malla "cuadrada" de malla 30 x 30 tiene 30 aberturas a lo largo de una línea de 1 pulgada en ambas direcciones. Una malla "oblonga" (abertura rectangular) de malla 70 x 30 tendrá 70 aberturas a lo largo de una línea de 1 pulgada en una dirección, y 30 aberturas en una línea perpendicular de 1 pulgada. Según el fabricante, el tamaño del alambre y el tejido, esta malla de malla 70 x 30 se puede describir como: Malla "oblonga" o "rectangular" de malla 70, (2) una malla "oblonga 80" para clasificar la abertura rectangular eficaz en términos de cuadrado equivalente, o posiblemente (3) una malla de malla 100.

Procurar no usar las designaciones de mallas para comparar los tipos de mallas. Además del número de mallas, se usan varios tamaños de alambre y patrones de tejido que afectan el tamaño de la abertura y el caudal para un tamaño de malla en particular. Cada una de las mallas cuadradas, con mallas en sándwich, oblongas y empernadas de malla 100 elimina diferentes tamaños de partículas.

- Eficiencia de separación o "punto de corte": Ya no es suficiente conocer el punto de corte  $D_{50}$  de una malla, porque muchos tipos modernos de mallas no producen un corte de 100%. Un punto de corte  $D_{50}$  representa el tamaño de partícula, cuando 50% de las partículas de este tamaño son eliminadas por el dispositivo de control de sólidos. El subíndice D se refiere al porcentaje eliminado, de manera que en un corte de  $D_{16}$ , 16% de las partículas que tienen el tamaño micrométrico indicado son eliminadas, y  $D_{84}$  representa el tamaño micrométrico para el cual 84% de los sólidos son eliminados. Estos tamaños D son determinados a partir de la granulometría (distribución del tamaño de las partículas) del líquido alimentado y de la descarga de sólidos. La combinación del punto de corte  $D_{50}$  de la malla con la relación  $D_{84}/D_{16}$  proporciona una idea más completa de la eficiencia de separación. La relación  $D_{84}/D_{16}$  indica la exactitud o "agudeza" del punto de corte donde se eliminan todos los sólidos hasta un tamaño determinado, pero no se elimina ninguna de las partículas más pequeñas.

Una malla de entramado cuadrado de calidad comercial realiza un punto de corte preciso de casi 100% al tamaño de abertura de la malla, y los valores de  $D_{50}$ ,  $D_{84}$  y  $D_{16}$  son del mismo tamaño micrométrico que la abertura de la malla. Por lo tanto, la relación  $D_{84}/D_{16}$  es de 1.0 para las mallas cuadradas de calidad comercial. Se prefiere tener mallas con una relación  $D_{84}/D_{16}$  próxima de 1.0; los valores superiores a 1.5 no son deseables. Se aplica la misma relación de tipo "D" a los hidrociclones y a las centrifugas, donde la relación puede ser bastante alta, indicando un punto de corte impreciso (ver la Gráfica 5.7).

- Área abierta: Es el área no ocupada por los alambres. Una malla 80 con un área abierta de 46% manejará un volumen de lodo más grande que una malla 80 que tiene un área abierta de 33%. En lo que se refiere al área abierta, se debe considerar si una malla es plana o tridimensional (tal como una malla corrugada) y la proporción de dicha área que está efectivamente procesando el

fluido. Las mallas corrugadas o tridimensionales, en las cuales una gran porción del área de la malla siempre está expuesta encima del fluido, no contribuyen realmente al procesamiento del fluido.

- Conductancia: Es la capacidad de gasto de flujo o permeabilidad relativa por espesor unitario de una malla (según API RP13E). Esto se modela de conformidad con la ley de Darcy. Distintos fabricantes usan diferentes unidades de conductancia, como el kilodarcy/cm (kD/cm) o kD/mm, pero resulta útil considerar estos valores en relación con galones por minuto (gpm) por pie cuadrado de malla. Este número es especialmente útil para determinar la malla que se debe usar en base a la cobertura de flujo del área disponible de la malla. Por ejemplo, si un sistema de lodo en particular tiene una cobertura de flujo de 33% para una malla con entramado en sándwich de malla 50 que tiene una conductancia de 6.1, y se desea obtener una cobertura de 66%, se debería usar una malla con entramado en sándwich más fina de malla 110 con una conductancia de 2.94 ( $66\% \cong 33\% \times (6.1/2.94)$ ).

Aunque una malla con un tamaño de malla determinado sea preferida o especificada por un operador, se debe tener en cuenta que los diferentes tipos de mallas y las diferencias entre los fabricantes causarán diferentes niveles de rendimiento en mallas que han sido designadas con el mismo tamaño de malla. La selección del tamaño de la malla depende de las condiciones observadas en el sitio. Si el volumen de fluido que está circulando excede la capacidad de las mallas (i.e., pérdida de lodo sobre las mallas), o si la cobertura de flujo de las mallas es inferior a la deseada, entonces se debería usar otro tamaño de malla.

Las Tablas 3.7 a la 14.7 enumeran los valores de mallas de temblorinas para tamices estándar equivalentes, mallas comerciales de mallas cuadradas y las tres series más comunes de mallas de varios fabricantes de temblorinas.

Tamiz estándar equivalente (malla)	Punto de corte ( $\mu$ ) $D_{100}$	Tamiz estándar equivalente (malla)	Punto de corte ( $\mu$ ) $D_{100}$
3.5	5,660	40	420
4	4,760	45	350
5	4,000	50	297
6	3,360	60	250
7	2,830	70	210
8	2,380	80	177
10	2,000	100	149
12	1,680	120	125
14	1,410	140	105
16	1,190	170	88
18	1,000	200	74
20	840	230	62
25	710	270	53
30	590	325	44
35	500	400	37

Tabla 3.7: Tamices estándar equivalentes.

Designación de la Malla	Tamiz Estándar Equivalente (malla)	Punto de Corte ( $\mu$ ) $D_{100}$	Área Abierta (%)
16 X 16	27	1.130	50.7
20 X 20	28	864	46.2
30 X 30	41	516	37.1
40 X 40	43	381	36.0
50 X 50	54	279	30.3
60 X 60	64	234	30.5
80 X 80	80	177	31.4
100 X 100	108	140	30.3
120 X 120	128	117	30.5
150 X 150	140	105	37.9
200 X 200	200	74	33.6
250 X 250	234	61	36.0
325 X 325	325	44	30.5
400 X 400	400	37	36.0

Tabla 4.7: Tejido de calidad comercial de mallas cuadradas.

Designación de la Malla	Tamiz Equivalente (malla)	Punto de Corte ( $\mu$ )			Conductancia (kD/mm)
		$D_{50}$	$D_{16}$	$D_{84}$	
ALS 50	48	320	234	380	6.17
ALS 70	73	200	150	241	3.76
ALS 84	86	169	119	200	3.44
ALS 110	97	153	107	182	2.75
ALS 140	118	127	91	153	2.14
ALS 175	152	98	70	117	1.78
ALS 210	174	86	60	106	1.63
ALS 250	215	68	48	82	1.21

Tabla 5.7: Mallas de Swaco para temblorinas ALS.

## Capítulo VII. Control de Sólidos

Designación de la Malla	Tamiz Equivalente (malla)	Punto de Corte ( $\mu$ )			Conductancia (kD/mm)
		D <sub>50</sub>	D <sub>16</sub>	D <sub>84</sub>	
XL 50	48	320	234	380	6.17
XL 70	73	200	150	241	3.76
XL 84	86	169	119	200	3.44
XL 110	97	153	107	182	2.75
XL 140	118	127	91	153	2.14
XL 175	152	98	70	117	1.78
XL 210	174	86	60	106	1.63
XL 250	215	68	48	82	1.21

Tabla 6.7: Mallas de XL (Southwestern) para temblorinas ALS de Swaco.

Designación de la Malla	Tamiz Equivalente (malla)	Punto de Corte ( $\mu$ )			Conductancia (kD/mm)
		D <sub>50</sub>	D <sub>16</sub>	D <sub>84</sub>	
DX 50	47	324	234	390	6.77
DX 70	64	234	171	274	4.73
DX 84	79	181	131	223	3.65
DX 110	99	151	107	185	3.00
DX 140	127	118	86	143	2.33
DX 175	158	95	66	113	1.87
DX 210	185	81	57	100	1.67
DX 250	205	72	51	85	1.49

Tabla 7.7: Mallas Advanced DX para temblorinas ALS de Swaco.

Designación de la Malla	Tamiz Equivalente (malla)	Punto de Corte ( $\mu$ )			Conductancia (kD/mm)
		D <sub>50</sub>	D <sub>16</sub>	D <sub>84</sub>	
PWP DX 50	48	318	231	389	6.10
PWP DX 70	58	220	158	269	4.18
PWP DX 84	78	181	127	218	3.53
PWP DX 110	100	149	105	184	2.93
PWP DX 140	125	120	86	143	2.29
PWP DX 175	156	96	70	118	1.77
PWP DX 210	174	86	60	104	1.59
PWP DX 250	213	69	49	84	1.39

Tabla 8.7: Mallas Derrick PWP DX.

Designación de la Malla	Tamiz Equivalente (malla)	Punto de Corte ( $\mu$ )			Conductancia (kD/mm)
		D <sub>50</sub>	D <sub>16</sub>	D <sub>84</sub>	
PWP HP 45	44	362	283	388	9.51
PWP HP 50	50	299	234	313	8.20
PWP HP 60	57	263	207	278	6.78
PWP HP 70	71	208	158	221	4.81
PWP HP 80	77	186	145	192	3.93
PWP HP 100	105	143	113	154	3.20
PWP HP 125	121	124	100	133	2.59
PWP HP 140	147	101	79	113	2.24
PWP HP 180	168	89	57	94	1.82
PWP HP 200	203	76	60	82	1.59
PWP HP 230	230	62	52	72	1.31
PWP HP 265	261	55	44	59	0.97
PWP HP 310	300	48	38	53	0.85
PWP HP 460	357	41	31	47	0.60

Tabla 9.7: Mallas Derrick PWP HP.

Designación de la Malla	Tamiz Equivalente (malla)	Punto de Corte ( $\mu$ )			Conductancia (kD/mm)
		D <sub>50</sub>	D <sub>16</sub>	D <sub>84</sub>	
PMD DX 50	48	318	231	389	6.10
PMD DX 70	58	220	158	269	4.18
PMD DX 84	78	181	127	218	3.53
PMD DX 110	100	149	105	184	2.93
PMD DX 140	125	120	86	143	2.29
PMD DX 175	156	96	70	118	1.77
PMD DX 210	174	86	60	104	1.59
PMD DX 250	213	69	49	84	1.39

Tabla 10.7: Mallas Derrick PMD DX.

Designación de la Malla	Tamiz Equivalente (malla)	Punto de Corte ( $\mu$ )			Conductancia (kD/mm)
		D <sub>50</sub>	D <sub>16</sub>	D <sub>84</sub>	
PWP HP 45	44	362	283	388	9.51
PWP HP 50	50	299	234	313	8.20
PWP HP 60	57	263	207	278	6.78
PWP HP 70	71	208	158	221	4.81
PWP HP 80	77	186	145	192	3.93
PWP HP 100	105	143	113	154	3.20
PWP HP 125	121	124	100	133	2.59
PWP HP 140	147	101	79	113	2.24
PWP HP 180	168	89	57	94	1.82
PWP HP 200	203	76	60	82	1.59
PWP HP 230	230	62	52	72	1.31
PWP HP 265	261	55	44	59	0.97
PWP HP 310	300	48	38	53	0.85
PWP HP 460	357	41	31	47	0.60

Tabla 11.7: Mallas Derrick PMD HP.

Designación de la Malla	Tamiz Equivalente (malla)	Punto de Corte ( $\mu$ )			Conductancia (kD/mm)
		D <sub>50</sub>	D <sub>16</sub>	D <sub>84</sub>	
TBC 52	49	311	222	344	3.99
TBC 84	70	212	N/A	N/A	3.08
TBC 105	95	156	130	161	2.38
TBC 120	106	142	118	146	2.18
TBC 140	122	123	118	126	1.81
TBC 165	133	112	108	115	1.67
TBC 200	168	89	86	92	1.37
TBC 230	193	75	73	77	1.20

Tabla 12.7: Mallas Thule TBC para temblorinas VSM 100.

Designación de la Malla	Tamiz Equivalente (malla)	Punto de Corte ( $\mu$ )			Conductancia (kD/mm)
		D <sub>50</sub>	D <sub>16</sub>	D <sub>84</sub>	
52	49	311	222	344	4.65
84	70	212	N/A	N/A	3.25
105	95	156	130	161	2.48
120	106	142	118	146	2.26
140	122	123	118	126	1.87
165	133	112	108	115	1.72
200	168	89	86	92	1.41
230	193	75	73	77	1.23

Tabla 13.7: Mallas de Southwestern (repuesto de TBC) para Thule VSM 100

Designación de la Malla	Tamiz Equivalente (malla)	Punto de Corte ( $\mu$ )			Conductancia (kD/mm)
		D <sub>50</sub>	D <sub>16</sub>	D <sub>84</sub>	
BHX 24	20	884	872	898	15.40
BHX 38	31	579	567	588	14.70
BHX 50	44	360	255	410	12.20
BHX 70	69	215	141	280	5.30
BHX 84	81	176	123	230	4.50
BHX 110	100	149	103	190	3.40
BHX 140	104	144	102	170	3.80
BHX 175	144	103	71	133	1.90
BHX 210	170	88	63	106	1.70
BHX 250	228	63	43	80	1.40
BHX 275	252	57	42	68	1.20
BHX 325	319	45	35	51	0.98
BHX 370	336	43	32	49	0.50
BHX 425	368	40	33	42	0.61
BHX 4750	N/A	28	21	32	0.15

Tabla 14.7: Mallas BHX (blue hex) para temblorinas lineales Brandt ATL.

### Diseño de las Mallas.

Las mallas están disponibles en diseños bi y tridimensionales (ver Figura 5.7). Las mallas bidimensionales se pueden clasificar en:

Mallas de paneles, con dos o tres capas unidas en cada lado por una tira de una pieza en gancho doblada en dos.

Mallas de chapas perforadas, con dos o tres capas unidas a una chapa metálica perforada que proporciona sostén y es fácil de reparar.

Las mallas tridimensionales son mallas de chapa perforada con una superficie corrugada que corre paralelamente al flujo del fluido. Esta configuración proporciona mayor área de separación que la configuración de la malla bidimensional.

Los diferentes tipos de mallas tridimensionales son:

- Pirámide
- Meseta

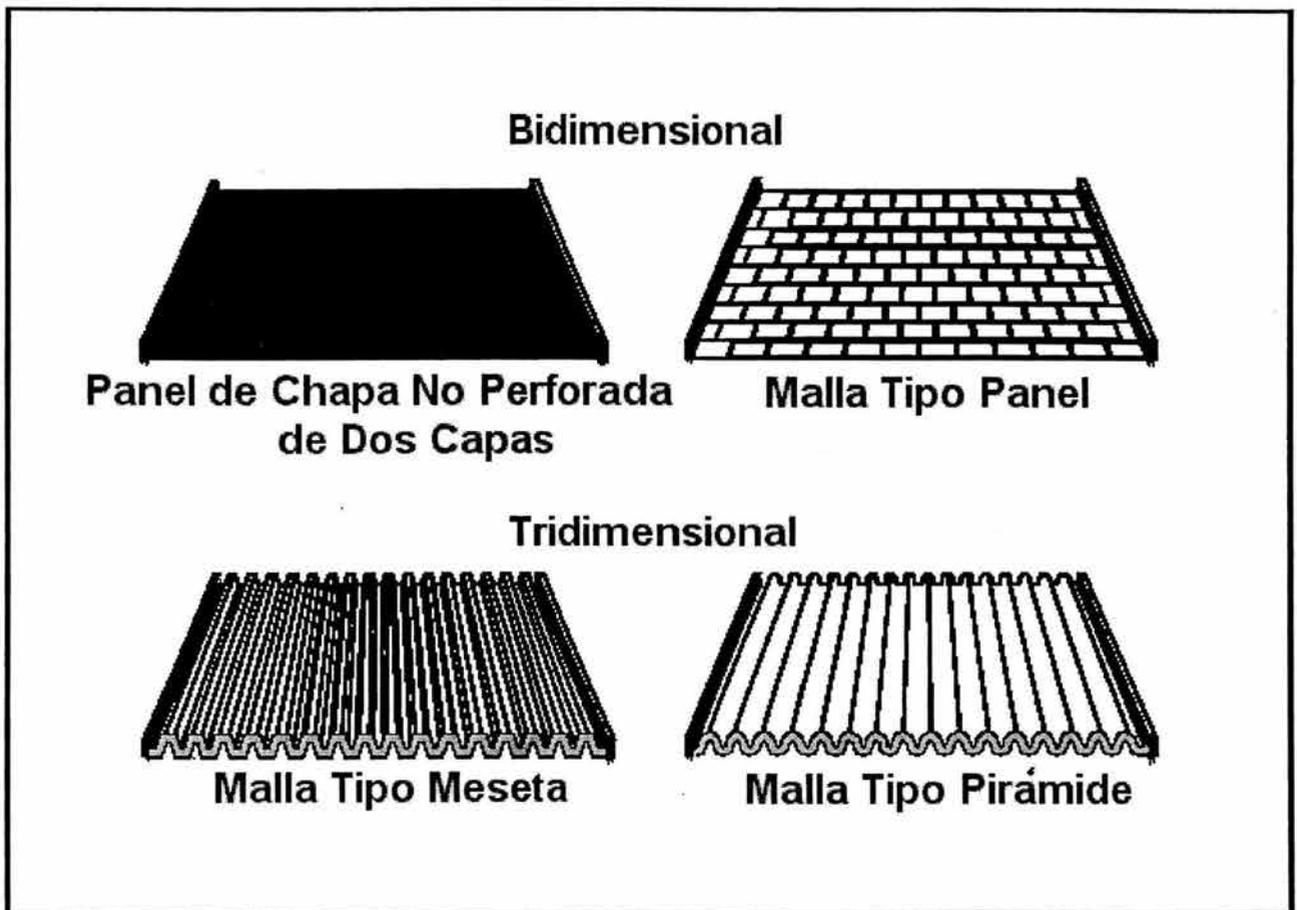


Figura 5.7: Diferencia entre las mallas bi y tri-dimensionales. Una malla tridimensional provee áreas donde reunir los sólidos removidos y descartarlos sin bloquear el área de cribado.

### 2.7.1.2. Desarenadores

Los desarenadores se componen de una batería de conos de 6 ó más pulgadas. Aunque los desarenadores pueden procesar grandes volúmenes de lodo por un cono único, el tamaño mínimo de partículas que se puede remover está en la gama de los 40 micrones (con conos de 6 pulgadas). Se necesita usar un desarenador para impedir la sobrecarga de los deslimizadores.

En general se usa un hidrociclón de 6 pulgadas de diámetro interior (DI) o más grande, con una unidad compuesta de dos hidrociclones de 12 pulgadas, cada uno de los cuales suele tener una capacidad de 500 gpm. Los grandes hidrociclones desarenadores tienen la ventaja de ofrecer una alta capacidad volumétrica (caudal) por hidrociclón, pero tienen el inconveniente de realizar grandes cortes de tamaño de partícula comprendidos en el rango de 45 a 74 micrones. Para obtener resultados eficaces, un desarenador debe ser instalado con la presión de "cabeza" apropiada.

### 2.7.1.3. Deslimizadores

Para lograr la máxima eficiencia y evitar la sobrecarga del deslimizador, todo el flujo debería ser desarenado antes de ser deslimizado. En general se usa un hidrociclón de 4 pulgadas de DI para deslimizar, con una unidad que contiene 12 o más hidrociclones de 4 pulgadas, cada uno de los cuales suele tener una capacidad de 75 gpm. La capacidad volumétrica apropiada para los deslimizadores y los desarenadores debería ser igual a 125 - 150% de la velocidad de circulación. Los pozos de gran diámetro requieren un mayor número de hidrociclones. Los hidrociclones deslimizadores procesan generalmente un gran volumen de fluido y tienen un punto de corte preciso que es más conveniente, tal como se describe en la Gráfica 5.7. Un hidrociclón de 4 pulgadas bien diseñado y operado correctamente

tendrá un punto de corte  $D_{90}$  de aproximadamente 40 micrones. Como la barita cae dentro del mismo rango de tamaños que el limo, también será separada del sistema de lodo por un deslimizador. Por este motivo, los deslimizadores se usan muy poco en los lodos densificados de más de 12.5 lb/gal ( $1.5 \text{ gr/cm}^3$ ). Los deslimizadores y desarenadores son usados principalmente durante la perforación del pozo de superficie y cuando se usan lodos no densificados de baja densidad.

### 2.7.1.4. Hidrociclones

Los hidrociclones, clasificados como desarenadores o desarcilladores, son dispositivos cónicos de separación de sólidos en los cuales la energía hidráulica se convierte en fuerza centrífuga. El lodo es alimentado tangencialmente por una bomba centrífuga a través de la entrada de alimentación al interior de la cámara de alimentación. Las fuerzas centrífugas así desarrolladas multiplican la velocidad de decantación del material de fase más pesado, forzándolo hacia la pared del cono. Las partículas más livianas se desplazan hacia adentro y arriba en un remolino espiral hacia la abertura de rebasamiento de la parte superior. La descarga por la parte superior es el sobreflujo o efluente; la descarga de la parte inferior es el flujo inferior. El flujo inferior debe tomar la forma de un rociado fino con una ligera succión en el centro. Una descarga sin succión de aire es indeseable. La Figura 6.7 ilustra el proceso del hidrociclón.

Las medidas de los conos y la presión de la bomba determinan el corte obtenido. Las presiones menores dan por resultado una separación más gruesa y capacidad reducida. La Figura 7.7 muestra el corte equivalente de tamaño de partículas (en micrones) de conos de distintos diámetros.

### Proceso de remoción de sólidos por hidrociclón

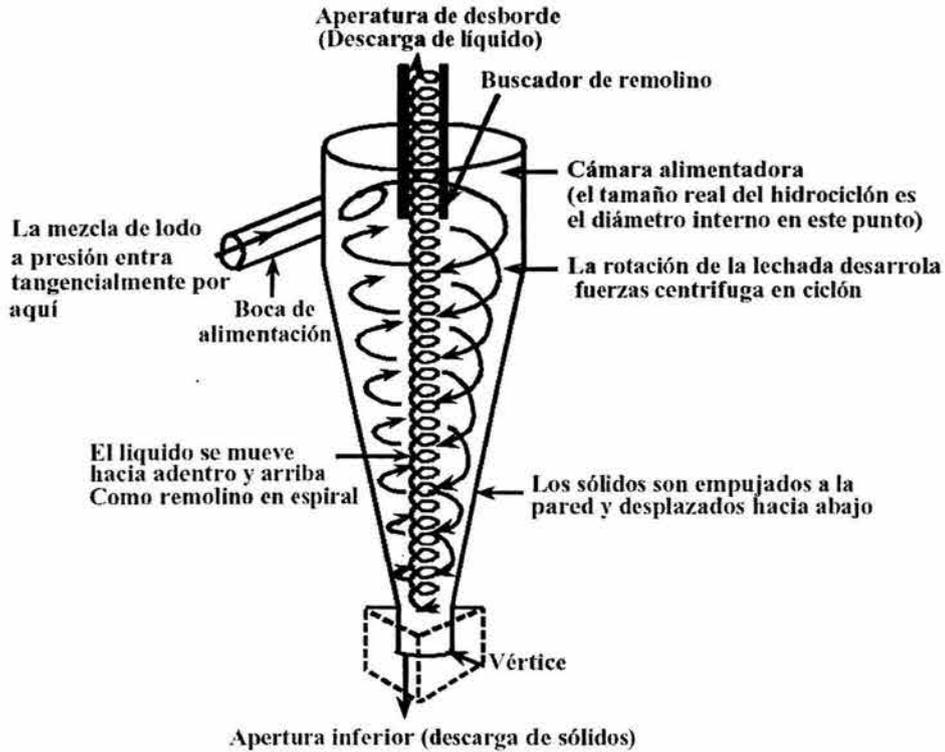


Figura 6.7: Proceso de remoción de sólidos por hidrociclón. Un hidrociclón puede procesar grandes volúmenes de lodo debido a su diseño en espiral vertical.

### Amplitudes de operación del hidrociclón



Figura 7.7: Gráfico de amplitudes de operación del hidrociclón. Los ciclones remueven partículas aproximadamente del mismo tamaño; los ciclones grandes pueden manejar volúmenes mucho más grandes de fluido de perforación.

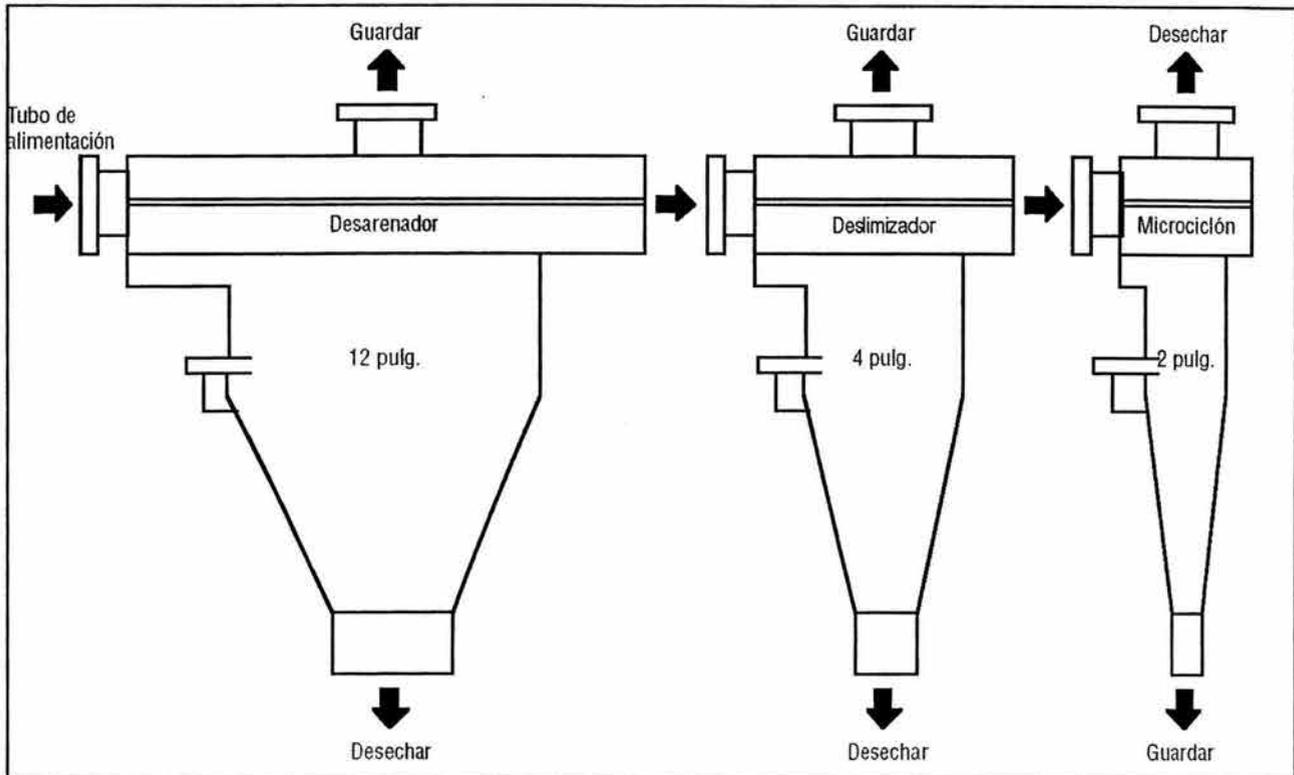


Figura 8.7: Aplicaciones de los hidrociclones.

Los hidrociclones pueden ser desarenadores o desarcilladores.

La Figura 8.7 ilustra las aplicaciones de los hidrociclones. Cuando los hidrociclones son usados como desarenadores o deslimizadores, se desecha el flujo que sale por arriba del vértice que contiene sólidos gruesos y se devuelve el flujo que sale por arriba (efluente) al flujo de lodo activo. Cuando son usados para la recuperación de barita o para eyectar las arcillas, los hidrociclones devuelven el flujo que sale por abajo que contiene la barita al sistema de lodo activo y desechan el efluente que contiene arcillas y otras partículas finas.

El tamaño y el número de hidrociclones requeridos variarán según la aplicación. Los desarenadores son generalmente hidrociclones de 6 pulgadas o más; comúnmente se usan dos hidrociclones de 12 pulgadas. En general, los deslimizadores usan hidrociclones de 4 a 6 pulgadas, siendo común que se usen 12 o más hidrociclones de 4 pulgadas. Los eyectores de arcilla o microciclones usan hidrociclones de 2 pulgadas, siendo común que se usen 20 hidrociclones de 2 pulgadas.

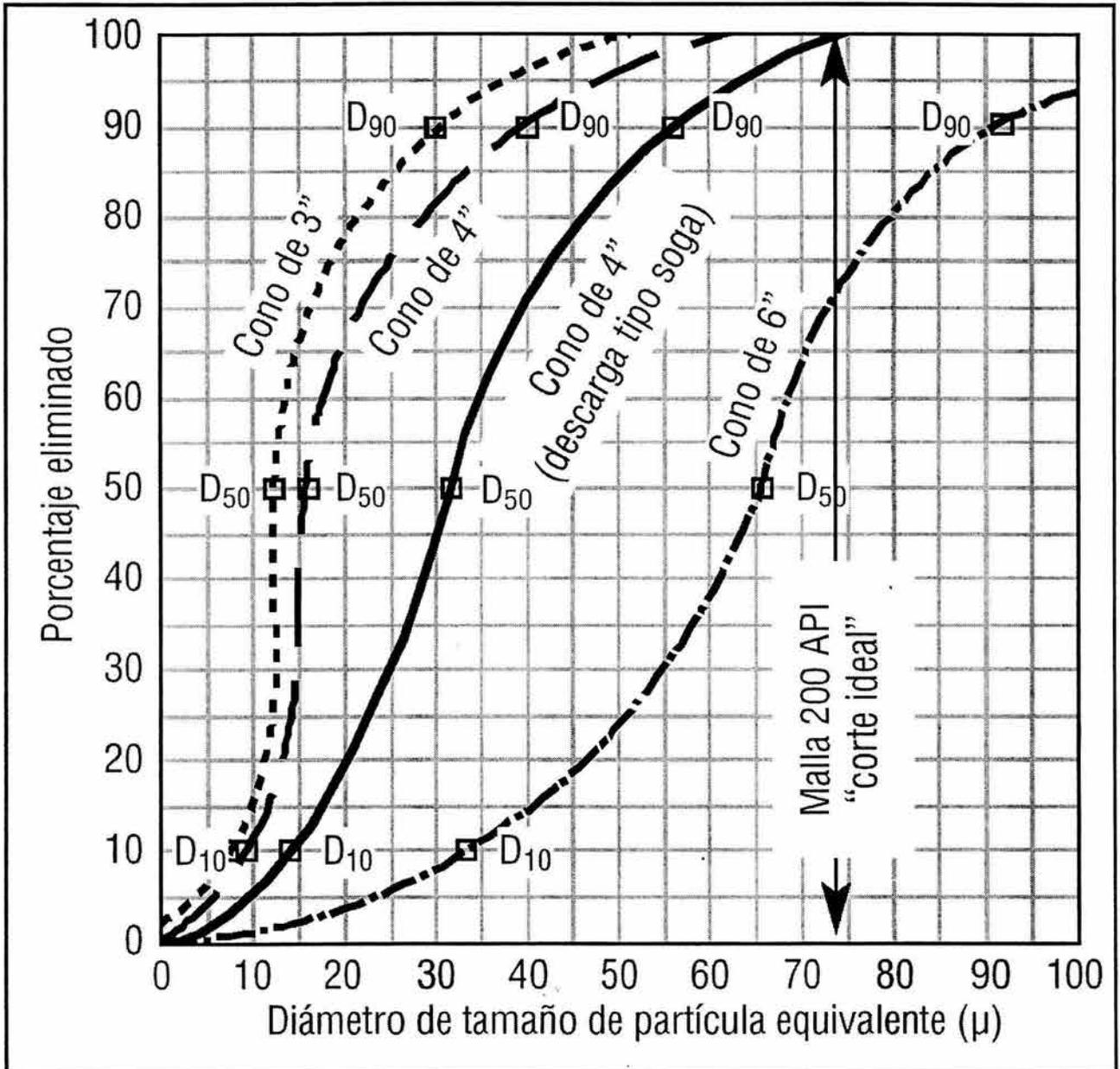
La capacidad de procesamiento depende del tamaño del hidrociclón; por lo tanto, para un volumen determinado, se usará un mayor número de pequeños hidrociclones que de grandes hidrociclones.

La Figura Gráfica 5.7 describe un ejemplo de la eficiencia de remoción del hidrociclón, indicando el corte y los valores  $D_{10}$  -  $D_{50}$  -  $D_{90}$  para hidrociclones típicos de 3, 4 y 6 pulgadas. La descarga del hidrociclón, o flujo que sale por abajo, debe ser evaluada para asegurarse que el hidrociclón está funcionando eficazmente. La descarga debería ser en forma de spray fino, con una ligera succión en su centro. En cambio, una descarga "tipo sogá" sin succión de aire debe evitarse, ya que el punto de corte y la pendiente serán más altos (ver la Gráfica 5.7 y la Figura 9.7). Sin embargo, cuando se perfora un pozo de gran diámetro con una alta velocidad de penetración (ROP), el tubo de alimentación puede sobrecargarse de sólidos y producir una descarga tipo sogá. A veces será necesario tolerar esto, ya que la situación sería agravada si se apaga la unidad.

## Capítulo VII. Control de Sólidos

Si un hidrociclón comienza a mostrar una descarga tipo sogá y el tubo de alimentación no está sobrecargado, es posible que la presión de alimentación sea incorrecta o que el hidrociclón esté desgastado u obstruido. Con algunos tipos de hidrociclón, el tamaño del vértice podría ser

ajustado para producir una descarga por spray. Si la presión de alimentación está dentro del rango correcto y no se puede corregir la descarga tipo sogá, la capacidad de la unidad será generalmente demasiado baja para las condiciones de perforación.



Gráfica 5.7: Rendimiento típico de los hidrociclones.

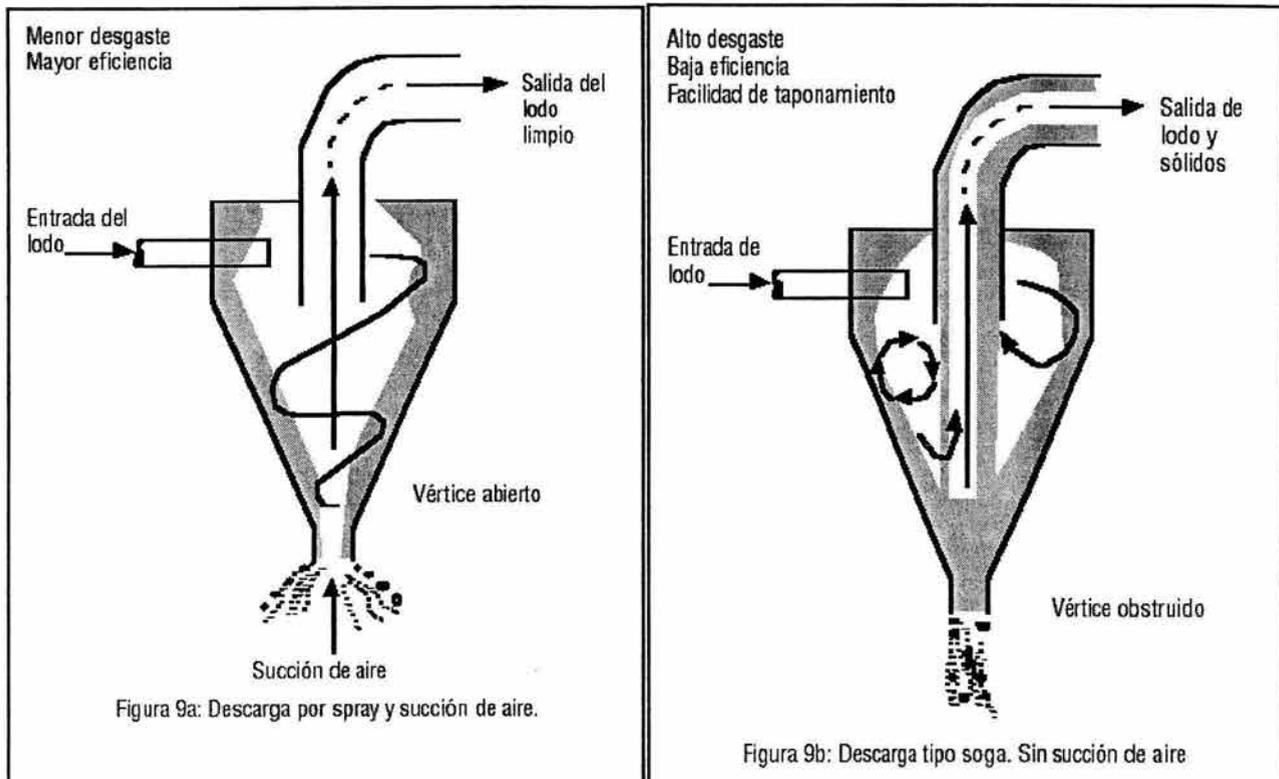


Figura 9.7: Cambio del flujo que sale por abajo por spray a flujo que sale por abajo de tipo sogá con sobrecarga de sólidos.

### 2.7.1.5. Limpiadores de Lodo

Un limpiador de lodo es básicamente un deslimizador montado sobre una temblorina de malla vibratoria generalmente 12 o más hidrociclones de 4 pulgadas sobre una temblorina de alta energía con malla de entramado muy fino (ver la Figura 10.7). Un limpiador de lodo separa los sólidos perforados de tamaño de arena del lodo, pero retiene la barita. Primero, el limpiador de lodo procesa el lodo a través del deslimizador y luego separa la descarga a través de una temblorina de malla fina. El lodo y los sólidos que pasan a través de la malla (tamaño de corte variable según el entramado de la malla) son guardados y los sólidos más grandes retenidos por la malla son desechados.

De acuerdo con las especificaciones de API, 97% de las partículas de barita tienen un tamaño inferior a 74 micrones; por lo tanto, la mayor parte de la barita será descargada por los hidrociclones y pasará a través de la malla para ser devuelta al sistema. En realidad, un limpiador de lodo desarena un lodo densificado y sirve de respaldo para las temblorinas. Las mallas de los limpiadores de lodo pueden variar en tamaño de

malla 120 a 325. Para que un limpiador de lodo constituya un dispositivo eficaz de control de sólidos, el tamaño de la malla debe ser más fino que el tamaño de las mallas de las temblorinas. Aunque la remoción de sólidos perforados y la recuperación de la barita constituyen los usos más comunes del limpiador de lodo, la recuperación de las fases líquidas costosas (sintéticos, aceites, sal saturada, KCl, etc.) junto con la barita, reducirá los costos del lodo.

Además, el material desechado por la malla vibratoria es considerablemente más seco, por lo tanto, en muchos casos, el volumen reducido y la sequedad del material desechado reducirán los costos de eliminación. A menos que el limpiador de lodo esté descargando una cantidad importante de sólidos, la bomba centrífuga que alimenta al deslimizador causará la degradación perjudicial del tamaño de las partículas. Si las mallas de las temblorinas de entramado fino de malla 200 o menos están funcionando correctamente y ningún lodo está contorneando las temblorinas, es posible que el uso de un limpiador de lodo no aporte ninguna ventaja adicional.

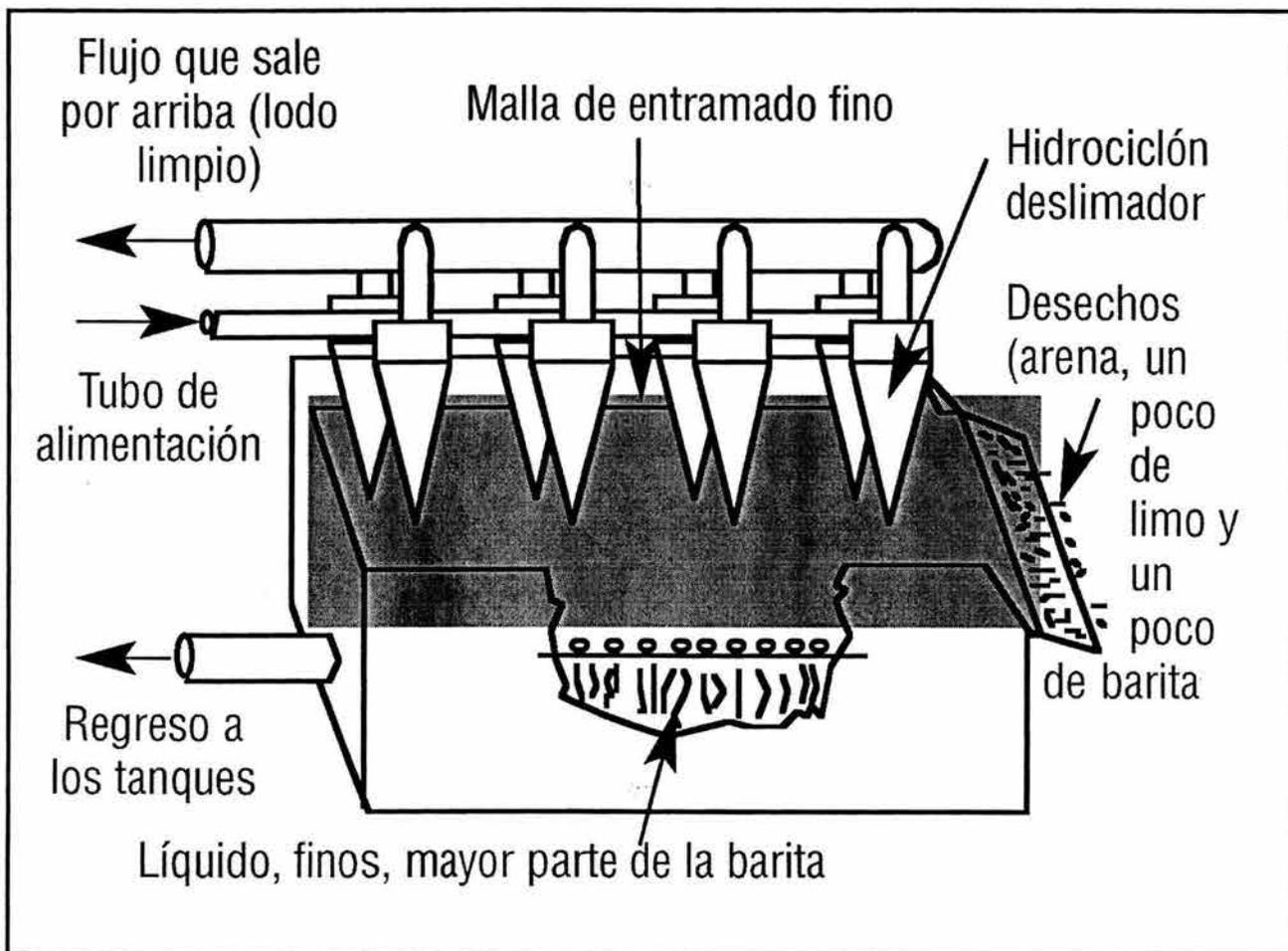


Figura 10.7: Esquema del principio de operación de un limpiador de lodo.

### 2.7.1.6. Centrifugas

Como con los hidrociclones, las centrifugas de tipo decantador aumentan las fuerzas que causan la separación de los sólidos al aumentar la fuerza centrífuga. La centrifuga decantadora (ver la Figura 11.7) se compone de un tazón cónico de acero horizontal que gira a una gran velocidad, con un tornillo transportador helicoidal en su interior. Este tornillo transportador gira en la misma dirección que el tazón exterior, pero a una velocidad ligeramente más lenta. La alta velocidad rotacional fuerza los sólidos contra la pared interior del tazón y el tornillo transportador los empuja hacia el extremo, donde son descargados.

El lodo es bombeado dentro del husillo hueco del tornillo transportador, donde es expulsado hacia afuera, formando un anillo de lodo llamado "estanque". El nivel de este estanque es determinado por la altura de los orificios de descarga de líquido en el gran extremo embridado del tazón. Luego, la lechada fluye hacia los

orificios, a través de dos canales formados por las aletas del tornillo transportador, ya que los sólidos se acumulan contra la pared interior del tazón. A medida que estas partículas se acumulan contra la pared, las aletas del tornillo transportador las empujan hacia el pequeño extremo del tazón. Las partículas salen del estanque pasando a través del área cónica seca (la playa), donde son separadas de todo el líquido libre y transportadas hacia los orificios de descarga ubicados en el pequeño extremo de la centrifuga. Las centrifugas son capaces de realizar un punto de corte agudo. El punto de corte ideal es el tamaño de partícula al cual todas las partículas más grandes son separadas y todas las partículas más finas son retenidas. Sin embargo, esto no es posible, por lo tanto se debe tomar en cuenta el porcentaje real indicado del punto de corte (número D) al comparar las características de rendimiento de las centrifugas.

Un  $D_{95}$  indica que, en base al peso, 95% de todas las partículas más grandes que el tamaño micrométrico  $D_{95}$  serán eliminadas. Los fabricantes usan varios números D, incluyendo  $D_{50}$ ,  $D_{84}$ ,  $D_{90}$  y  $D_{95}$ . Además, en un lodo de perforación densificado con sólidos que tienen diferentes gravedades específicas, el punto de corte puede referirse solamente a las partículas que tienen la más alta gravedad específica (barita, por ejemplo). Por lo tanto, el punto de corte para los sólidos de baja gravedad específica (arcillas y lutita) puede ser 1.5 veces el número indicado. Un aspecto importante de la operación de la centrifuga es la dilución de la lechada que se está alimentando dentro de la unidad. El propósito de esta dilución es reducir la viscosidad de alimentación para mantener la eficiencia de separación del dispositivo. En general, cuanto más alta sea la viscosidad del lodo base, más grande será la dilución requerida (no es raro que se use de 2 a 4 gpm de agua). Para la operación eficaz de la centrifuga, la viscosidad del efluente debería ser de 35 a 37 seg/qt. Si la viscosidad es superior a 37 seg/qt, la velocidad de sedimentación más baja reduce la eficiencia. Si la viscosidad es considerablemente inferior a 35 seg/qt, se está añadiendo una cantidad excesiva de agua. Esto causará la turbulencia dentro del tazón, reduciendo su eficiencia.

Las recomendaciones de los fabricantes respecto a las velocidades de alimentación de lodo y a la velocidad del tazón deberían ser observadas rigurosamente. La acumulación de sólidos perforados finos aumentará la viscosidad y los esfuerzos de gel, indicando la necesidad de usar una centrifuga. Sin embargo, el uso de una centrifuga causará la eliminación de algunos aditivos de lodo beneficiosos (sólidos) como la bentonita y el lignito. Si los tratamientos no son ajustados para tener en cuenta esta pérdida, las propiedades del lodo pueden ser perjudicadas, aumentando el riesgo de problemas de perforación tales como la pegadura por presión diferencial. Por lo tanto, cuando se usa una centrifuga, la bentonita y los otros tratamientos deben ser aumentados para mantener una buena calidad del enjarre. El uso de una centrifuga no elimina la necesidad de dilución periódica, ya que es imposible lograr una eficiencia de control de sólidos de 100%. La dilución y los tratamientos deberían ser usados para mantener las propiedades deseables del sistema de lodo.

### *Aplicaciones de la Centrifuga*

En los fluidos de perforación densificados, se suele usar una centrifuga para la recuperación de barita. La centrifuga está configurada para separar principalmente la barita, devolviéndola al sistema, mientras desecha la fase líquida que contiene los sólidos finos y coloidales perjudiciales. El volumen de líquido desechado es reemplazado por una dilución líquida o un nuevo volumen. Debido a la baja capacidad de la mayoría de las centrifugas, sólo se procesa una pequeña porción del volumen en circulación; por lo tanto, la dilución y los tratamientos pueden ser ajustados para mantener las concentraciones químicas y propiedades adecuadas.

En los fluidos de perforación no densificados, la centrifuga es usada normalmente para la recuperación del líquido. La centrifuga está configurada para separar y desechar los sólidos de tamaño de limo y devolver la fase líquida al sistema. Los sólidos descargados por la centrifuga se componen básicamente de sólidos secos con una pequeña cantidad de agua libre, a diferencia de la descarga húmeda de los hidrociclones. La fase líquida limpia aún contiene sólidos ultrafinos y coloidales, pero muchas situaciones se benefician de la remoción adicional de sólidos. Las aplicaciones para los lodos no densificados incluyen: fluidos que contienen una fase líquida costosa (base aceite, sintético, sal saturada, etc.) y áreas donde la eliminación de los desechos de perforación es costosa, tal como los sitios de perforación "cero descarga", donde los desechos deben ser recogidos y eliminados en otro lugar. Otra aplicación de una centrifuga es el procesamiento del flujo que sale por abajo de las unidades de hidrociclones como los deslimizadores o los eyectores de arcilla. Los hidrociclones están diseñados para procesar todo el flujo de un sistema de lodo, mientras que una centrifuga sólo puede manejar un flujo parcial. Al procesar el flujo que sale por abajo de los hidrociclones, la centrifuga está limpiando un mayor volumen del sistema que el que podría procesar directamente.

En esta aplicación, la centrifuga también seca la descarga normalmente húmeda de los hidrociclones, descargando básicamente sólidos secos mientras que retiene el líquido. Esto es beneficioso cuando la fase líquida del lodo es muy costosa o cuando se debe minimizar la cantidad de desechos descargados.

## Capítulo VII. Control de Sólidos

Se incorporan centrífugas dobles en los sistemas de circuito cerrado. La primera centrífuga se opera como una unidad de recuperación de barita; la segunda, operada a una fuerza G (RPM) más alta, procesa el efluente de la centrífuga de recuperación de barita, devolviendo el líquido al sistema de lodo y desechando los sólidos. Las centrífugas dobles se usan comúnmente con los sistemas de lodo base aceite. Cuando se usan con lodos base agua, a veces se añade un floculante al efluente de la primera centrífuga para mejorar la separación de sólidos en la segunda centrífuga. Las centrífugas también son usadas para la "deshidratación" de los lodos, según la cual se realiza el tratamiento del lodo entero para formar sólidos secos que serán desechados y agua clara que será reciclada. Para esta aplicación, se reduce el contenido de sólidos del lodo a un nivel muy bajo. Luego, productos

químicos son añadidos para fomentar la coagulación y floculación de las partículas. Después de haber sido tratado correctamente, el fluido puede ser procesado a través de una centrífuga, lo cual dará lugar a la recuperación de sólidos principalmente secos y agua. Normalmente, las aplicaciones de deshidratación requieren bombas medidoras y equipos de procesamiento especiales, además de un personal experimentado.

La reducción de los costos del lodo, sin sacrificar el control de las propiedades esenciales del lodo, constituye el propósito principal y la justificación del uso de una centrífuga decantadora. Aunque ayude a controlar los sólidos finos indeseables, la función principal de la centrífuga es minimizar la dilución y mantener propiedades aceptables en el sistema de lodo.

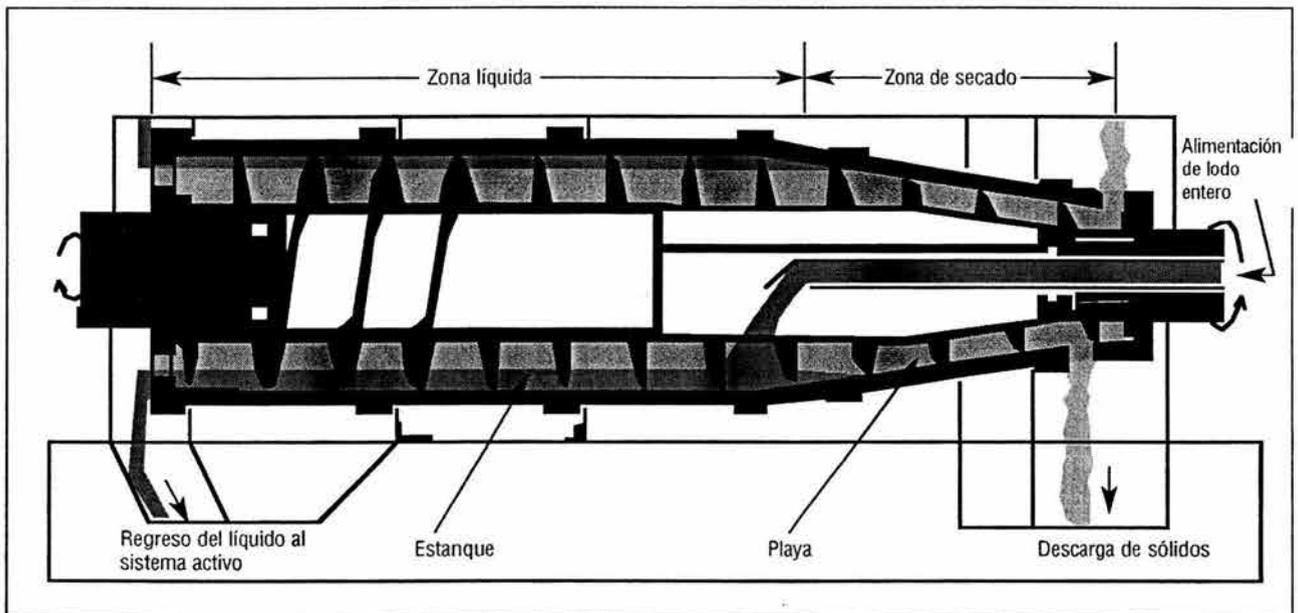


Figura 11.7: Perfil transversal de una centrífuga decantadora.

### 2.7.1.7. Desgasificadores

Aunque no es un dispositivo de remoción de sólidos, el desgasificador es muy importante en este proceso. Puesto que las bombas centrífugas no manejan de manera correcta el lodo cortado por gas y para que el desarenador, el deslimizador, y los limpiadores de lodo funcionen propiamente, el lodo debe ser desgasificado antes de que alcance las bombas que los alimentan. Los desgasificadores deben procesar el fluido desde el segundo compartimiento que está al lado de la trampa de arena, y descargarlo al tercero, el siguiente compartimiento corriente abajo.

Existen dos tipos de desgasificadores que se utilizan principalmente : el atmosférico y el de vacío. Excepto en las situaciones muy inusuales, el de tipo de vacío se prefiere utilizar. Las ventajas principales que tiene el de tipo atmosférico son que son más pequeños y más económicos que los desgasificadores de vacío. Estas consideraciones deben tener mucho menor importancia cuando se selecciona uno de los componentes importantes del equipo de seguridad. Para evitar la posibilidad de sedimentación, la cual obstruye el flujo del fluido al desgasificador, el compartimiento en el que se procesa el fluido debe agitarse mecánicamente.

### 2.7.2. Diseño e Instalación del Equipo de Separación en Presas de Lodos

La instalación correcta del equipo es esencial para lograr la capacidad máxima de separación de los equipos de remoción de sólidos. Los equipos mecánicos se disponen generalmente en orden decreciente, según el tamaño de partícula que eliminarán. Aunque desde el punto de vista técnico, un desgasificador, o separador de lodos-gas, no sea un dispositivo de remoción de sólidos, este dispositivo debería siempre estar ubicado inmediatamente después de las temblorinas, porque las bombas centrífugas y los equipos de control de sólidos no funcionan eficazmente con el lodo cortado por gas.

Una "trampa de arena" es un tanque de asentamiento que puede ser beneficioso para un sistema de limpieza de lodo marginal. Ubicada debajo o directamente después de la temblorina, la trampa de arena puede captar las partículas de gran tamaño que podrían obturar o dañar los equipos ubicados corriente abajo, si una malla

tiene algún agujero o si el lodo contornea la temblorina. La gravedad es la fuerza que actúa sobre las partículas, así que este compartimiento nunca debe ser agitado o usado como dispositivo de succión o descarga para los hidrociclones.

Este tipo de trampa también es esencial para mantener un sistema de lodo con un contenido mínimo de sólidos. Otras pautas también pueden ayudar a mejorar la eficiencia del control de sólidos. Algunas son:

1. Nunca usar la misma bomba de alimentación para diferentes tipos de equipos de control de sólidos (desarenador, deslimizador, limpiador de lodo, centrífuga). Esto puede hacer que parte del fluido se desvíe del equipo o que algunas partes específicas del equipo estén sometidas a cargas excesivas.
2. Nunca descargar dentro del mismo tanque que contiene la alimentación. Esto permitirá que una porción importante del flujo contornee el equipo de control de sólidos sin ser tratada.
3. Nunca tomar la alimentación corriente debajo de la descarga. Esto también permite que una porción importante del flujo contornee el equipo de control de sólidos.
4. Seleccionar el tamaño de los desarenadores y deslimizadores de manera que se cree un "contraflujo" desde el compartimiento del tanque corriente abajo hacia el compartimiento de alimentación. Esto asegurará que 100% del flujo total será procesado.
5. Nunca tomar la alimentación de un equipo de control de sólidos a partir del tanque de mezcla. Esto eliminará los productos químicos que son agregados al lodo. Esto ocurre con mayor frecuencia en los equipos de perforación donde se está usando la bomba centrífuga de la tolva mezcladora para alimentar al equipo de control de sólidos.

Las Figuras 12.7 a 16.7 muestran instalaciones típicas de la mayoría de los equipos de control de sólidos. Se supone que cada tanque (excepto la trampa de arena) está siendo mezclado minuciosamente con mezcladores de tanque de aletas.

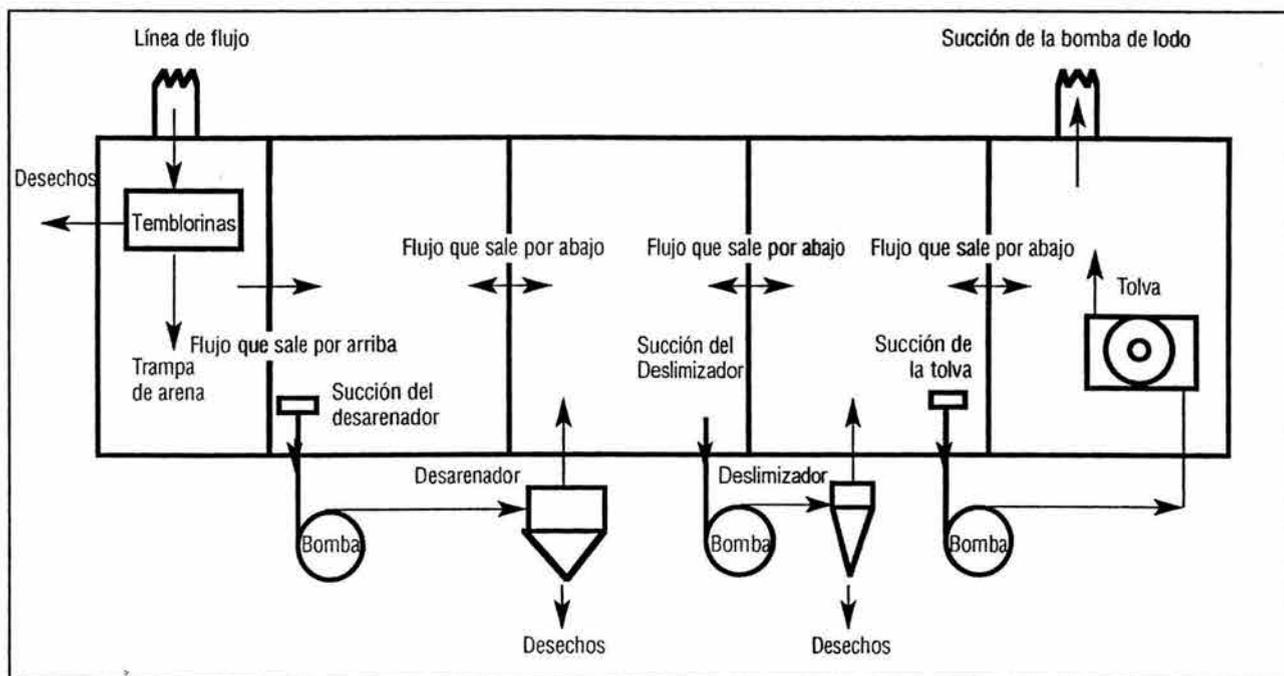
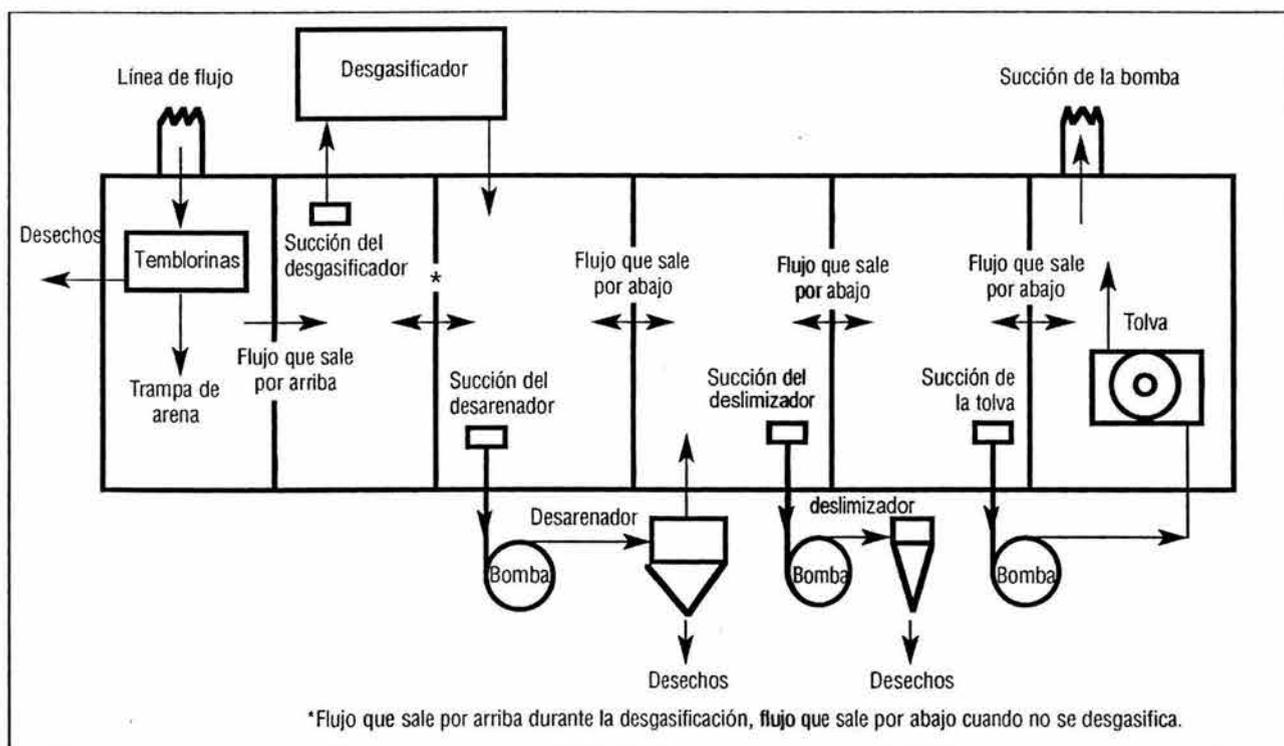


Figura 12.7: Sistema básico para lodo no densificado.



\*Flujo que sale por arriba durante la desgasificación, flujo que sale por abajo cuando no se desgasifica.

Figura 13.7: Sistema para lodo no densificado con desgasificador.

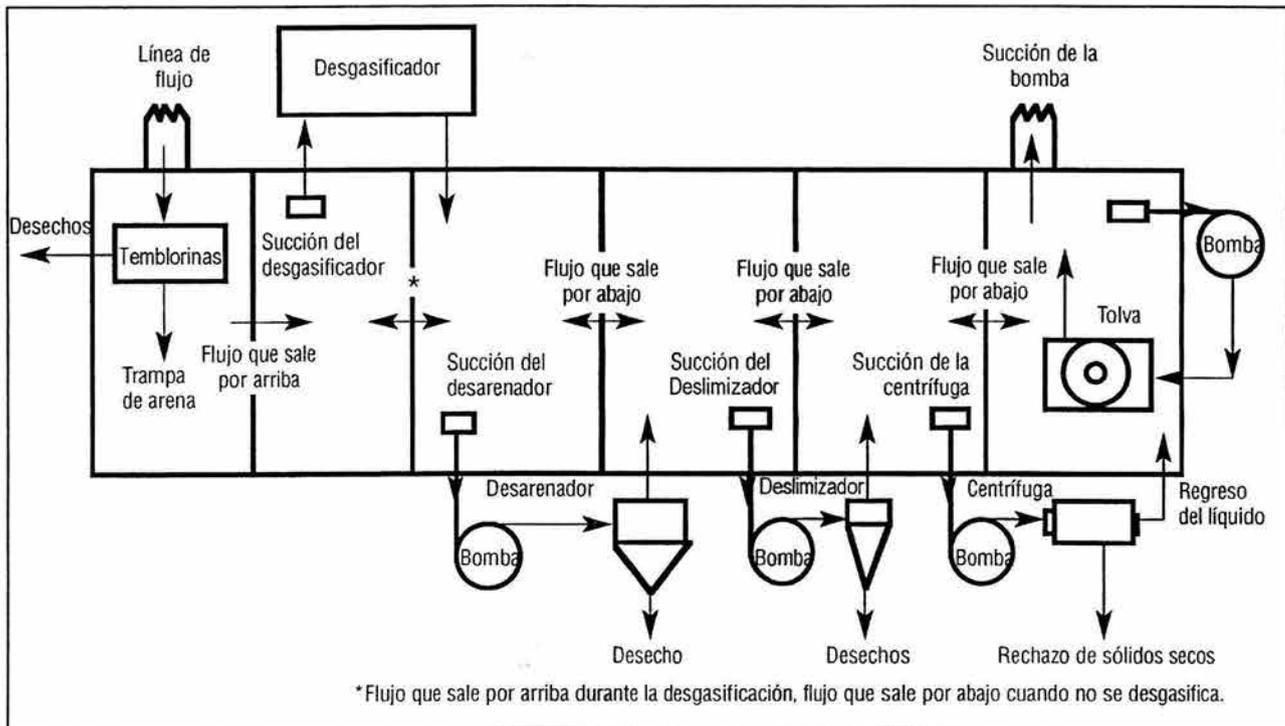


Figura 14.7: Sistema para lodo no densificado con centrifuga.

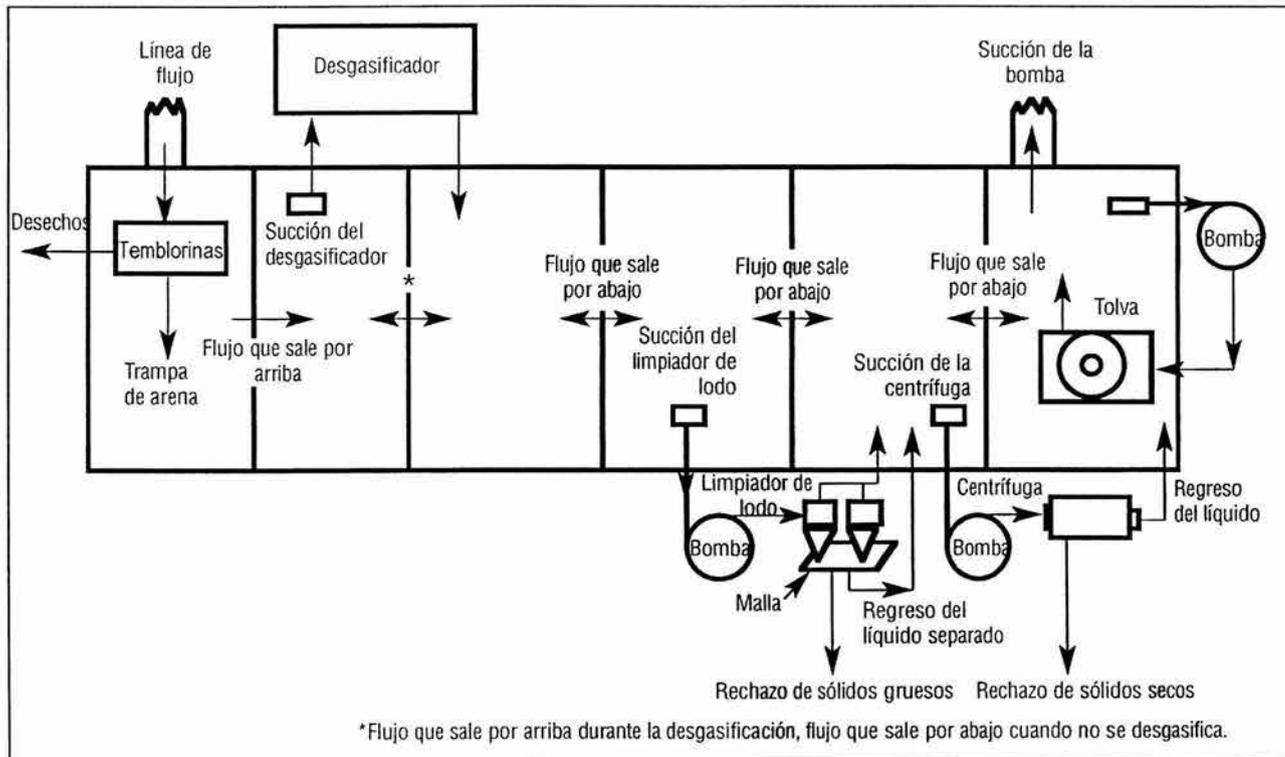


Figura 15.7: Sistema para lodo densificado con limpiador de lodo y centrifuga.

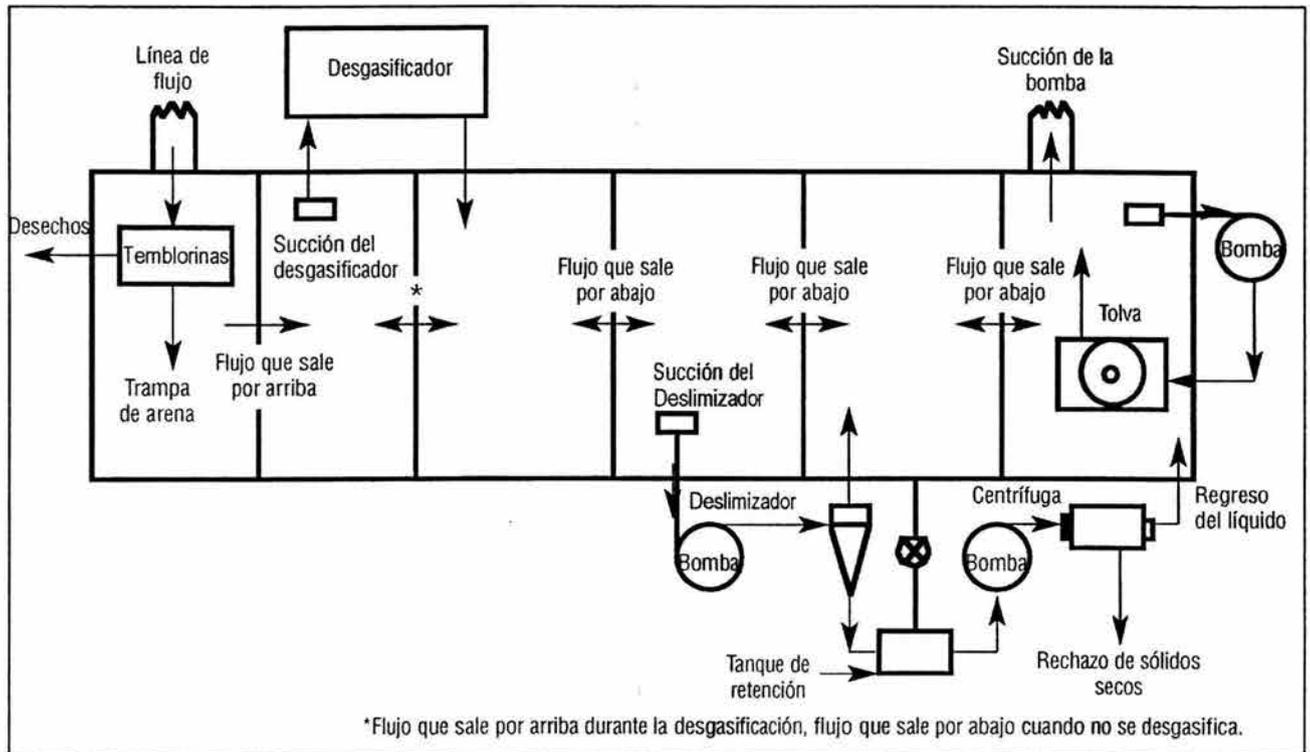


Figura 16.7: Sistema para lodo densificado con centrifugación del flujo que sale por abajo de los hidrociclones.

# **Capítulo VIII. Control del Filtrado y sus Consecuencias**

---

*Introducción*

*Sección 1.8. Fenómeno de Filtración*

*Sección 2.8. Efectos de la Filtración*

*Sección 3.8. Medición de la Filtración*

*Sección 4.8. Factores que Afectan la Filtración*

*Sección 5.8. Aditivos para el Control de la Filtración*

### Introducción

---

Son tres las propiedades básicas de los fluidos de perforación que de manera rutinaria son monitoreadas durante las operaciones de perforación. Estas son la densidad del fluido, sus propiedades reológicas y la filtración.

Cuando circula a través de una formación permeable el lodo de perforación pierde parte de su fase líquida hacia el interior de esa formación. Los sólidos del lodo se depositan sobre las paredes del pozo formando una capa los sólidos dispersos en el lodo llamado enjarre, que en un espesor que idealmente sería de 1/32 de pulgada aproximadamente.

El líquido que se pierde por el fenómeno de filtración hacia la formación es conocido como el filtrado y la velocidad relativa a la cual ocurre este fenómeno se conoce como la pérdida del filtrado. Esta pérdida de fluido se ve afectada por numerosos factores como lo son la permeabilidad de la formación, por la presión diferencial entre el lodo y la formación, la temperatura, el tamaño y tipo de sólidos contenidos en el lodo; así como por las características de filtración del lodo.

La pérdida de ésta fase líquida del lodo hacia la formación (generalmente agua), sólo ocurrirá cuando la permeabilidad es tal que permite el paso de fluido entre los poros. Cuando estos poros son suficientemente grandes, el primer

efecto será un "chisguete" de lodo que penetra entre los agujeros por la cara de la pared. Después, al perder fluido, se forma una capa de los sólidos del lodo sobre la pared.

Una de las funciones básicas del fluido de perforación será sellar las formaciones permeables y controlar la filtración (pérdida de filtrado). Los problemas potenciales relacionados con los enjarres gruesos y la filtración excesiva incluyen las condiciones de pozo reducido, el aumento del torque en la sarta de perforación y el arrastre, pega de tuberías, la pérdida de circulación, la calidad inferior de los registros y daños a la formación. Con frecuencia se requerirá un control adecuado de la filtración y la deposición de un enjarre delgado de baja permeabilidad para evitar los problemas de perforación y producción.

En este capítulo se definirán principalmente los conceptos del fenómeno de filtración y cuales son los efectos que se generaran por la pérdida del filtrado, también cuales son los factores que la afectan de manera directa y la manera en que se puede medir en el campo esta pérdida de fluido. Finalmente se dan a conocer cuales son los aditivos que se utilizan para tener un control de la pérdida de filtrado tanto para fluidos de perforación base agua como para fluidos base aceite.

## Sección 1.8. Fenómeno de Filtración

### 1.8.1. Fundamentos de la Filtración

Los fluidos de perforación son lechadas que se componen de una fase líquida y partículas sólidas. La filtración se refiere a la acción mediante la cual la presión diferencial hace entrar a la fase líquida del lodo de perforación dentro de una formación permeable. Durante este proceso, las partículas sólidas son filtradas, formando un enjarre (ver la Figura 1.8). Si la fase líquida también contiene un líquido inmiscible tal como una salmuera en un lodo base aceite, entonces las gotas del líquido inmiscible también se depositarán en el enjarre y contribuirán al control de filtración. La permeabilidad se refiere a la capacidad del fluido para fluir a través de formaciones porosas. Los sistemas de lodo deben estar diseñados para sellar las zonas permeables lo más rápido posible con enjarres lisos y delgados.

En las formaciones muy permeables con grandes gargantas de poros, el lodo puede invadir la formación (según el tamaño de los sólidos del lodo). Para estas situaciones, será necesario usar agentes puenteantes para bloquear las aberturas, de manera que los sólidos del lodo puedan formar un sello. Los agentes puenteantes deben tener un tamaño aproximadamente igual a la mitad del tamaño de la abertura más grande. Dichos agentes puenteantes incluyen el carbonato de calcio, la celulosa molida y una gran variedad de materiales de pérdida de circulación. La filtración ocurre bajo condiciones tanto dinámicas como estáticas, durante las operaciones de perforación. La filtración bajo condiciones dinámicas ocurre mientras el fluido de perforación está circulando. La filtración estática ocurre en otros momentos durante las conexiones, los viajes o cuando el fluido no está circulando.

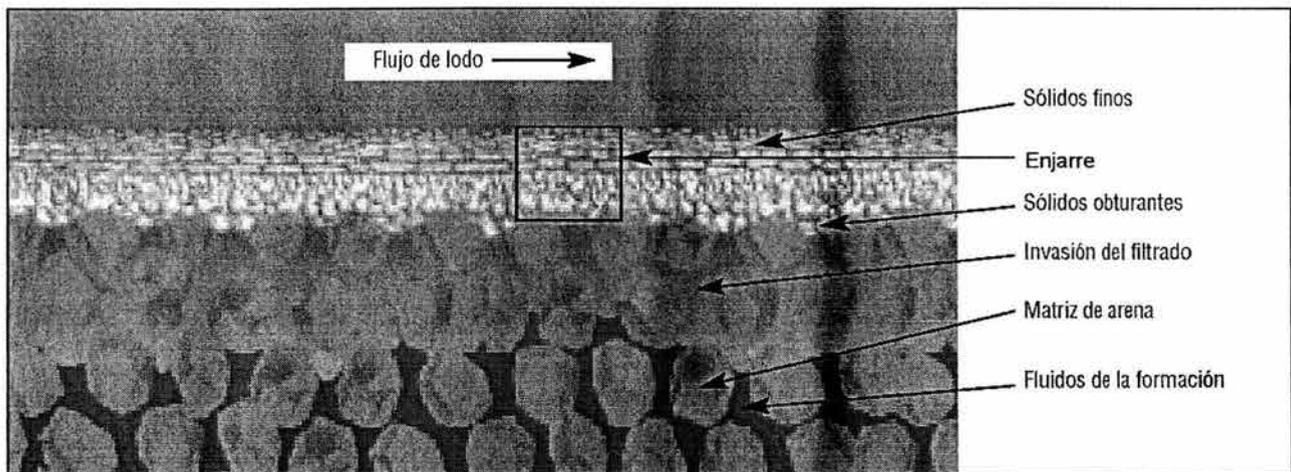


Figura 1.8: Características de la filtración.

### 1.8.2. Teoría de Filtración

Para que la filtración pueda ocurrir, tres condiciones son necesarias:

1. Debe haber un líquido o un fluido líquido / lechada de sólidos.
2. Debe haber un medio permeable.
3. La presión del fluido debe ser más alta que la presión del medio permeable.

Durante la perforación, se hace circular un fluido a través del pozo. Se perforan zonas permeables como las areniscas y se mantiene generalmente la presión hidrostática de la columna de lodo a una presión superior a la presión de poro. Una vez que estas condiciones se han satisfecho, un enjarre de sólidos de lodo se acumula sobre las formaciones permeables. Mientras tanto, la fase líquida del lodo, es decir el filtrado, fluirá a través del enjarre y dentro de la formación.

El espesor del enjarre y la profundidad de invasión de filtrado son controlados por la concentración de sólidos, la presión diferencial, la permeabilidad del enjarre y el tiempo de exposición. Durante la exposición inicial de una formación permeable a un fluido de perforación, cuando los sólidos del lodo están formando un enjarre de baja permeabilidad en el pozo, se produce una alta tasa de filtración y los sólidos finos del lodo invaden la formación. Esta alta tasa de filtración inicial se llama pérdida instantánea.

### 1.8.3. Filtración Estática

La filtración estática ocurre bajo condiciones estáticas, es decir en cualquier momento en que el lodo no está circulando. Varios factores controlan la tasa de filtración bajo estas condiciones. La ley de Darcy, un modelo clásico de flujo de fluidos, ayuda a identificar los factores que afectan la filtración. También se puede usar para ilustrar el volumen de filtrado y el espesor del enjarre.

La ley de Darcy se aplica al flujo de fluidos a través de materiales permeables (arena, arenisca o enjarre). Puede ser usada para establecer la relación entre la tasa de filtración y la permeabilidad, superficie de la sección transversal, presión diferencial, viscosidad del filtrado y espesor del enjarre (ver la Figura 2.8).

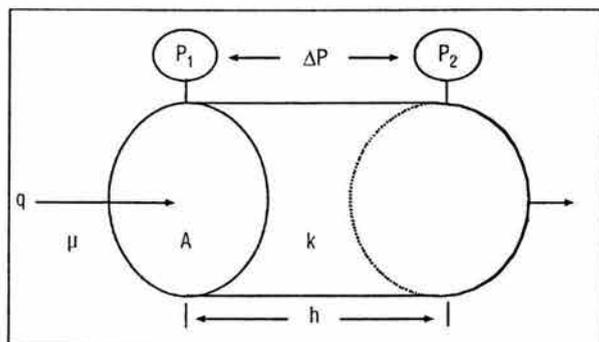


Figura 2.8: Ilustración del flujo según la ley de Darcy.

Para el flujo de filtrado a través de un enjarre, la permeabilidad del enjarre es la permeabilidad determinante, visto que es mucho más baja que la permeabilidad de la formación. La ley de Darcy se puede escribir de la siguiente manera:

$$q = \frac{k A \Delta P}{\mu h} \quad \text{Ecuación 1.8}$$

Donde:

$q$  = Gasto de filtrado ( $\text{cm}^3/\text{seg}$ )

$k$  = Permeabilidad (darcys)

$A$  = Superficie de la sección transversal ( $\text{cm}^2$ )

$\Delta P$  = Presión diferencial (atmósferas)

$\mu$  = Viscosidad (cP)

$h$  = Espesor del enjarre (cm)

Como lo ilustra esta ecuación, la pérdida de filtrado es inferior cuando la permeabilidad del enjarre es más baja, la superficie es más pequeña y la presión diferencial es más baja. La filtración también disminuye cuando la viscosidad del filtrado y el espesor del enjarre aumentan, siempre que el enjarre más grueso tenga la misma permeabilidad. Durante los periodos estáticos, el espesor del enjarre aumenta con el tiempo, pero la velocidad de deposición disminuye. Un enjarre grueso puede causar numerosos problemas y debería evitarse. Por lo tanto, la filtración estática es la principal preocupación y sería conveniente que cualquier situación de perforación sufriera la menor pérdida posible de filtrado. Se evalúa la tasa de filtración de un fluido de perforación midiendo el volumen de filtrado captado durante un periodo estándar. Por este motivo, la ley de Darcy debería ser modificada para determinar el volumen de filtrado  $V_F$ . La tasa de filtración,  $q$ , es igual al cambio del volumen de filtrado dividido por la variación de tiempo,  $dV_F/dt$ . El espesor del enjarre,  $h$ , puede ser definido matemáticamente de la siguiente manera:

$$h = \frac{(V_F) F_{S\_Lodo}}{A [F_{S\_Enjarre} F_{S\_Lodo}]} \quad \text{Ecuación 2.8}$$

Donde:

$V_F$  = Volumen de filtrado

$F_{S\_Lodo}$  = Volumen de la fracción de sólidos en el lodo

$F_{S\_Enjarre}$  = Volumen de la fracción de sólidos en el enjarre

Sustituyendo esto en la ecuación de la ley de Darcy (Ecuación 1.8) y resolviendo (integrando) para el volumen de filtrado se tiene:

$$\frac{dV}{dt} = \frac{k A \Delta P}{\mu \left[ \frac{(V_F) F_{S\_Lodo}}{A(F_{S\_Enjarre} - F_{S\_Lodo})} \right]}$$

$$\int \mu (F_{S\_Lodo}) V_F dV = \int k \Delta P A^2 [F_{S\_Enjarre} - F_{S\_Lodo}] dt$$

$$V_F^2 \mu (F_{S\_Lodo}) = 2kt [F_{S\_Enjarre} - F_{S\_Lodo}] \Delta P A^2$$

$$V_F^2 = \frac{2kt [F_{S\_Enjarre} - F_{S\_Lodo}] \Delta P A^2}{\mu (F_{S\_Lodo})}$$

$$V_F = A \sqrt{\frac{2kt [F_{S\_Enjarre} - F_{S\_Lodo}] \Delta P}{\mu (F_{S\_Lodo})}}$$

Ecuación 3.8

Donde:

t = Tiempo

Esta ecuación demuestra que el volumen de filtrado está relacionado con la superficie y las raíces cuadradas del tiempo, la permeabilidad y la presión diferencial. Por lo tanto, el volumen de filtrado será menor cuando los tiempos son más cortos y la permeabilidad del enjarre y la presión diferencial son más bajas. El volumen de filtrado también varía inversamente a las raíces cuadradas de la viscosidad y fracción de sólidos del lodo. Por lo tanto, el volumen de filtrado será menor cuando la viscosidad del filtrado aumenta.

El efecto de las concentraciones de sólidos es complejo y no afecta el volumen de filtrado de la misma manera que las otras variables. En base a esta relación, puede ser generalmente útil usar medidas de filtración,  $V_{F1}$ , tomadas bajo un conjunto de condiciones para pronosticar la filtración,  $V_{F2}$ , bajo otro conjunto de condiciones.

#### 1.8.4. Filtración Dinámica

La filtración dinámica es sensiblemente diferente de la filtración estática, muchas veces con tasas de filtración considerablemente más altas. No existe ninguna correlación directa entre las medidas de filtración estática de API y Alta Temperatura, Alta Presión (ATAP) y la filtración dinámica.

La experiencia ha demostrado que un lodo que demuestra buenas características de filtración estática y estabilidad tendrá un rendimiento satisfactorio bajo las condiciones reales de perforación, indicando que la pérdida de filtrado dinámica está comprendida dentro de un rango satisfactorio. La filtración comienza tan pronto como la barrena expone la roca permeable. Un sobrealance de la presión hidrostática causará el flujo inmediato del filtrado dentro de la formación a una velocidad elevada. A medida que la filtración continúa, los sólidos más grandes de lodo sellan las formaciones porosas y un enjarre empieza a formarse bajo condiciones dinámicas. Como con la filtración estática, la permeabilidad del enjarre limita la filtración, no la permeabilidad de la formación. La turbulencia del flujo de fluido en la barrena y en las partes adyacentes a los lastrabarrenas tiende a mantener estas tasas de filtración a altos niveles, mediante la erosión del enjarre.

Bajo condiciones dinámicas, las tasas de filtración no disminuyen con el tiempo, como con la filtración estática. Además, el espesor del enjarre no sigue aumentando. En cambio, se establece un equilibrio entre la deposición del enjarre y la erosión hidráulica, de manera que la tasa de filtración dinámica se vuelve más o menos constante. Puede que se trate menos de la erosión verdadera que de la tendencia del movimiento del fluido a impedir la deposición de las partículas sólidas de una manera organizada. El equilibrio del enjarre es determinado principalmente por las características de los sólidos del lodo (tamaño, composición y concentración de las partículas), y en menor parte por las condiciones hidráulicas (flujo turbulento o laminar) y la viscosidad del filtrado. Los enjarres dinámicos son más delgados y más sólidos que los enjarres estáticos.

A medida que la perforación continúa, el pozo está sujeto a condiciones dinámicas. Una vez que los lastrabarrenas pasan más allá de la formación permeable, las condiciones de flujo laminar normalmente predominan y las fuerzas de erosión hidráulica disminuyen. Bajo condiciones laminares, las tasas de filtración dinámica son considerablemente más bajas que bajo las condiciones turbulentas, y se puede hacer una correlación con las características de filtración estática. Durante las conexiones y los viajes, las condiciones estáticas depositan un enjarre estático y las tasas de filtración disminuyen (raíz cuadrada del tiempo). Cuando se reanuda la circulación, el enjarre estático depositado sobre el enjarre dinámico comienza a desgastarse (quizás totalmente, según las condiciones hidráulicas) hasta que se logre de nuevo el equilibrio a una tasa de filtración constante.

Los estudios han identificado varias diferencias importantes entre la filtración dinámica y la filtración estática. Una diferencia es el efecto del aceite emulsionado u otros líquidos inmiscibles. Aunque estos líquidos insolubles reduzcan la pérdida de filtrado estática y el espesor del enjarre, en realidad aumentan la filtración dinámica al causar que el enjarre sea menos cohesivo y más erosionable. Otra diferencia es

que el aumento de la concentración de polímeros de control de filtración para reducir la pérdida de filtrado API a niveles ultrabajos puede aumentar la filtración dinámica. Estas diferencias se deben principalmente a la modificación de la resistencia ante la erosión de los enjarres. Los enjarres dinámicos depositados por fluidos floculados son más gruesos pero más cohesivos que los enjarres depositados por fluidos desfloculados.

La resistencia a la erosión de los enjarres floculados parece estar relacionada con los sólidos de arcilla que son mantenidos unidos por las cargas electrostáticas. Los enjarres de los fluidos desfloculados parecen ser más erosionables porque sus cargas son neutralizadas. Esto no significa que los fluidos floculados serían preferidos en lo que se refiere a la filtración dinámica. La alta tasa de filtración indeseable y el mayor espesor del enjarre anulan cualquier ventaja posible que sería obtenida con un enjarre más sólido y menos erosionable.

Como con la filtración estática, los fluidos y los enjarres que contienen una cantidad suficiente de bentonita de alta calidad producen las más bajas tasas de filtración, los enjarres más delgados y las características globales de filtración más deseables.

### Sección 2.8. Efectos de la Filtración

---

#### 2.8.1. Problemas por Enjarre Grueso

Las principales consecuencias que acarrea el tener un enjarre grueso en el pozo son:

- Puntos apretados en el pozo que causan un arrastre excesivo.
- Mayor suaveo y pistoneo debido a la reducción del espacio anular libre.
- Pegadura por presión diferencial de la sarta de perforación debido a la mayor superficie de contacto y al desarrollo rápido de las fuerzas de adhesión causado por la tasa de filtración más alta.
- Dificultades con la cementación primaria debido al desplazamiento inadecuado del enjarre.
- Mayor dificultad para bajar la tubería de revestimiento.

#### 2.8.2. Problemas por Invasión del Filtrado

- Daños a la formación causados por la invasión de filtrado y sólidos. La zona dañada está ubicada a una profundidad demasiado grande para que pueda ser reparada mediante perforación o acidificación.

Los daños pueden consistir en precipitación de compuestos insolubles, cambios de humectabilidad, cambios de permeabilidad relativa respecto al aceite o al gas, taponamiento de la formación por finos o sólidos, y el hinchamiento de las arcillas in-situ.

- Prueba inválida de muestreo del fluido de la formación. Las pruebas de flujo del fluido de la formación pueden dar resultados que se refieren al filtrado y no a los fluidos del yacimiento.
- Dificultades en la evaluación de la formación causadas por la invasión excesiva de filtrado, la mala transmisión de las propiedades eléctricas a través de enjarres gruesos, y posibles problemas mecánicos al bajar y recuperar las herramientas de registro. Propiedades erróneas medidas por las herramientas de registro (midiendo propiedades alteradas por el filtrado en vez de las propiedades de los fluidos del yacimiento).
- Las zonas de aceite y gas pueden pasar desapercibidas porque el filtrado está desplazando a los hidrocarburos, alejándolos del pozo, lo cual dificulta su detección.

### Sección 3.8. Medición de la Filtración

---

#### 3.8.1. Medida de la Pérdida de Fluido en el Campo

La velocidad de filtración se controla generalmente por las dos razones siguientes:

- Para el control del enjarre depositado en las formaciones permeables en su espesor y sus características principales
- Para limitar el filtrado total que entra a las formaciones subsuperficiales

Los métodos básicos que existen para medir la velocidad de filtración son principalmente los siguientes:

- Pruebas de Filtración Estática. Dan una indicación de la pérdida de líquido y de la capacidad del lodo para la formación del enjarre, siempre y cuando el fluido de perforación no tenga movimiento. Donde el volumen del filtrado y el espesor del enjarre se incrementan en proporción directa a la raíz cuadrada del tiempo.
- Pruebas de Filtración Dinámica. Representan la pérdida de fluido cuando el lodo de perforación se encuentra circulando a través del agujero, la superficie del enjarre se encuentra sujeta a una constante erosión. Mediante ensayos de laboratorio se ha medido que el gasto de líquido filtrado tiende a ser igual que el gasto de erosión del espesor del enjarre, en el campo aun no se ha podido determinar.

Las mediciones de filtración y enjarre de baja presión, baja temperatura y Alta Temperatura, Alta Presión (ATAP) del Instituto Americano del Petróleo (API) realizadas por el Ingeniero del lodo o Inspector Técnico de Fluidos (I. T. F) son pruebas estáticas.

Estas pruebas son muy eficaces para evaluar las tendencias globales de filtración del lodo, y en cierto modo proporcionan una indicación de las características de la filtración dinámica de flujo laminar. Pruebas más complejas y laboriosas, realizadas con instrumentos de laboratorio, están disponibles para medir la filtración dinámica, pero no son prácticas para realizar pruebas de rutina.

#### 3.8.2. Pruebas de Filtración Estática

El API ha normalizado dos procedimientos para la prueba de filtración estática. La primera es la prueba de baja presión, baja temperatura y la otra es la prueba de filtrado ATAP (Alta Temperatura, Alta Presión). Normalmente, la prueba de baja temperatura, baja presión se llama "prueba de filtración de API". El procedimiento de filtración de API es realizada durante 30 minutos a temperatura ambiente con una presión diferencial de 100 psi a través del papel filtro. Las variaciones de temperatura afectan esta prueba; por lo tanto se recomienda realizar esta prueba cada vez a más o menos la misma temperatura. En la gama de temperaturas de 70 a 140°F, el volumen de filtrado aumentará en un 50% o aproximadamente 10% por cada aumento de temperatura de 15°. El volumen de filtrado de API es indicado por los centímetros cúbicos (cm<sup>3</sup>) de filtrado captado después de 30 minutos. El espesor del enjarre de API que se ha depositado durante la prueba de filtración de API está indicado en 1/32 de pulgada.

En algunas regiones, los operadores requieren medidas métricas, y el espesor del enjarre está indicado en milímetros (mm). La prueba ATAP es realizada durante 30 minutos a 300°F o a una temperatura equivalente a la temperatura de la formación, con una presión diferencial de 500 psi a través del papel filtro. Esta prueba puede ser realizada a temperaturas tan bajas como 200°F y tan altas como 450°F. El valor indicado del filtrado ATAP es igual a dos veces (2x) los centímetros cúbicos (cm<sup>3</sup>) del filtrado captado después de 30 minutos.

Se debe doblar el volumen de filtrado porque la superficie de filtración de la celda de filtración ATAP es igual a la mitad de la superficie de filtración de la celda de filtrado API. El espesor del enjarre ATAP depositado durante la prueba de filtración ATAP está indicado en 1/32 pulgada o en milímetros (mm). El receptor de filtrado para la prueba ATAP está presurizado para evitar la vaporización del filtrado calentado. Esta presión debe ser más alta que la presión de vapor de agua a la temperatura de prueba. A temperaturas de prueba de 300°F o menos, la presión del receptor alcanza 100 psi con la presión de la celda a 600 psi.

Para temperaturas de prueba superiores a 300°F, la presión del receptor en la prueba ATAP debería ser determinada a partir de la presión de vapor de agua a la temperatura de prueba. Se establece la presión de la celda o unidad superior a la presión del receptor más 500 psi para crear la presión diferencial estándar de 500 psi. Se usa un papel filtro Whatman N° 50 o equivalente a las temperaturas de prueba inferiores a 350°F. El papel filtro se carboniza (se consume) cuando las temperaturas se acercan a 400°F. Discos de acero inoxidable Dynalloy X-5 o equivalentes deberían ser usados en lugar del papel filtro a temperaturas mayores de 350°F. Los discos Dynalloy X-5 NO son reutilizables. Otro tipo de prueba de filtración estática ATAP, el Aparato de Taponamiento de Permeabilidad (PPA), es usado ocasionalmente para evaluar la tasa de filtración a través de núcleos simulados (discos de aloxita o cerámica). Esta prueba se llama Prueba de Taponamiento de Permeabilidad (PPT) y mide una "pérdida instantánea" y una pérdida de filtrado de 30 minutos a presiones muy altas (500 a 2,500 psi) y temperaturas elevadas. El PPA es una celda ATAP modificada con un pistón flotante y una cámara de lodo presurizada hidráulicamente. La unidad tiene el núcleo simulado en la parte superior de la celda y el filtrado es captado en la parte superior.

### 3.8.3. Errores en las Pruebas de Filtración Estática en el Campo.

Como ya se mencionó anteriormente la medida de campo de la pérdida de un fluido de perforación

es una medida estática (debido a que las pruebas dinámicas son función del tiempo y se requiere de equipo especial), que se realiza a temperatura ambiente y 100 lb/pg<sup>2</sup> de presión diferencial o a temperatura elevada o bien como se indicó anteriormente a alta presión y temperatura (300°F y 500 lb/pg<sup>2</sup>).

Algunas medidas en el campo pueden resultar engañosas:

- Una de ellas es que el recortar el tiempo requerido a 7.5 minutos, se toma la pérdida de fluido como 30 minutos API.
- Otra es que al duplicar el filtrado colectado en los mismos 7.5 minutos también se duplica la pérdida inicial, resultando por lo tanto un dato erróneo ya que será mayor que la pérdida de fluido API para un sistema no disperso.
- Otro factor que invalida la relación directa del volumen del filtrado con la raíz cuadrada del tiempo, es que hay un volumen del filtrado requerido para llenar el resquicio entre el lado de baja presión del aparato y el extremo del conducto del drenaje. Este pequeño pero significativo volumen es llenado con filtrado y no se colecta en el cilindro graduado, por lo tanto al duplicar el filtrado de 7.5 minutos da una indicación engañosa más baja que la real pérdida de fluido API de 30 minutos. (ver Tabla 1.8)
- Otra práctica con cierta deficiencia, es confiar solo en los valores de la pérdida de fluido en las paredes del pozo. Como se ve en la Tabla 2.8. los resultados de alta presión y temperatura son radicalmente diferentes a los de baja temperatura API. En el pozo la obtención del filtrado debe tomarse rutinariamente a la temperatura y presión que ase aproxime a la de las condiciones de fondo.

## Capítulo VIII. Control del Filtrado y sus Consecuencias

Tipo de lodo	Densidad del lodo (lb/gal)	Volumen en 7.5 min. (cm <sup>3</sup> )	Doble del volumen (cm <sup>3</sup> )	Volumen en 30 min. (cm <sup>3</sup> )	Causas de Discrepancia
LSNDP	-	9.0	18.0	15.0	1.5 cm <sup>3</sup> filtrado inicial
LSNDP	-	12.0	24.0	20.0	2.0 cm <sup>3</sup> filtrado inicial
LSNDP	13.3	4.8	9.6	10.2	Filtrado inicial
Disperso	15.7	0.8	1.6	2.6	-0.5 cm <sup>3</sup>
LSNDP	15.9	2.8	5.6	6.6	Filtrado inicial y posible efecto del tamaño de las partículas
LSNDP	16.8	1.6	3.2	5.6	Principalmente efecto del tamaño de las partículas

Tabla 1.8. Errores de campo en el reporte de filtrado API al duplicar el volumen del filtrado de 7.5 minutos.

LSNDP = Lodo lignosulfonato no disperso

Tipo de lodo	Densidad del lodo (lb/gal)	Filtrado API a 30 (min/cm <sup>3</sup> )	300°F y 500 lb/pg <sup>2</sup> Filtrado a 30 (min/cm <sup>3</sup> )
LSNDP	10.7	8.2	34.4
LSNDP	11.0	5.8	24.0
LSNDP	14.9	11.0	62.0
LSNDP	15.9	6.6	48.8
LSNDP	16.0	5.0	37.6
LSNDP	17.8	7.4	44.0

Tabla 2.8. Comparación de Baja Temperatura API contra pérdida de agua, Alta Temperatura, Alta Presión

LSNDP = Lodo lignosulfonato no disperso

### Sección 4.8. Factores que Afectan la Filtración

#### 4.8.1. Temperatura

El efecto de alta temperatura en la pérdida de agua de un lodo de perforación, ocasiona una reducción en la viscosidad del componente líquido lo que aumenta la pérdida de agua (Ley de Darcy), la temperatura disminuye la efectividad de los reactivos empleados para disminuir la filtración.

El incremento de la pérdida de agua, debida a la disminución de la viscosidad del filtrado será un incremento demasiado palpable en formaciones permeables. El efecto de la temperatura sobre la interacción de los sólidos y de los reactivos químicos empleados es evidente aún para pruebas de baja presión y temperatura, razón por la cual, los resultados obtenidos deberán de reportarse a la temperatura en que se hizo el análisis. Las limitaciones a alta temperatura de varios aditivos son propiedades físicas, inherentes de los mismos, los cuales limitan su aplicación a los sistemas de lodo formulados.

#### 4.8.2. Permeabilidad del Enjarre

La permeabilidad del enjarre es el factor limitante que controla la filtración dentro de la formación. El tamaño, la forma y la capacidad de las partículas para deformarse bajo presión son factores importantes para el control de la permeabilidad. Las lechadas con altas concentraciones de pequeñas partículas forman enjarres de baja permeabilidad. En general, las partículas coloidales (menos de 2 micrones) como la bentonita proporcionan el más alto nivel de control de pérdidas de fluido. Sin embargo, el control óptimo se logra teniendo una amplia variedad de tamaños de partícula. Las partículas más pequeñas sellan las aberturas entre las partículas más grandes, para formar un enjarre de baja permeabilidad.

Las partículas planas con grandes áreas superficiales, tal como la bentonita, pueden formar un enjarre que se parece al techo de una casa cubierto con guijarros. Las partículas planas son más eficaces que las partículas esféricas o de forma irregular, ya que forman un enjarre más compacto. Además, como se mencionó anteriormente, los enjarres que contienen bentonita son muy compresibles.

La bentonita hidratada de alta calidad es esencial para obtener un enjarre de baja permeabilidad. Las partículas de bentonita son pequeñas (muchas son de menos de 0.05 micrón), tienen una gran área superficial, una forma plana, laminar, y pueden deformarse fácilmente. Cuando la hidratación de las partículas aumenta, la permeabilidad del enjarre resultante disminuye. Los enjarres de bentonita en agua dulce tienen una permeabilidad de aproximadamente 1 microdarcy. La baja permeabilidad del enjarre limita la pérdida de filtrado y el espesor del enjarre. Las permeabilidades de los enjarres se miden en microdarcys. La permeabilidad del yacimiento se mide en milidarcys. Un buen enjarre es aproximadamente 1,000 veces menos permeable que la formación permeable sobre la cual el enjarre se está depositando. La calidad del enjarre depende de la optimización de la composición de los sólidos del fluido, de manera que la concentración de sólidos perforados no perjudique el rendimiento de la bentonita y de los aditivos de control de filtración. En una formación muy permeable con grandes aberturas de poro, puede que sea necesario usar un agente puenteante para impedir que el lodo entero fluya dentro de la formación. Las grandes partículas deben depositarse primero para sellar las grandes aberturas e iniciar la deposición de un enjarre. El tamaño de dichos agentes puenteantes debe ser por lo menos igual a la mitad del tamaño de las más grandes aberturas. Las partículas medianas y pequeñas sellarán los agujeros restantes que son sucesivamente más pequeños. Las arcillas coloidales, otros aditivos de lodo, la gilsonita y gotas de aceite emulsionado (o salmuera) reducen aún más la permeabilidad. Los agentes puenteantes incluyen el carbonato de calcio, la celulosa molida y una gran variedad de materiales de pérdida de circulación.

El espesor del enjarre y la tasa de filtración están relacionados con la raíz cuadrada de la permeabilidad del enjarre (como la relación con el tiempo). Sin embargo, esta relación no se usa porque es difícil medir y controlar las variaciones de la permeabilidad del enjarre.

### 4.8.3. Tipo y Tamaño de Partículas

La permeabilidad del enjarre, depende del tamaño de las partículas, distribuidas en el lodo y de sus condiciones electroquímicas. En general, entre mayor sea el número de partículas con propiedades coloidales que existan en el lodo, la permeabilidad del enjarre disminuirá. La presencia de sales solubles en el lodo incrementa rápidamente la permeabilidad del enjarre, pero los coloidales orgánicos disminuyen la permeabilidad del enjarre frente a soluciones saturadas de sal. Aunque la permeabilidad del enjarre decrece muy poco, ya que al disminuir el tamaño de las partículas se dispersan los agregados de las arcillas.

Del numeroso tipo de partículas presentes en el fluido de perforación, son las de la bentonita, cuya construcción de capas planas que son capaces de absorber agua, quedan distribuidas uniformemente en la depositación del enjarre auxiliando a reducir la permeabilidad y evitando el paso del filtrado.

Los polímeros ayudan a evitar el endurecimiento y adelgazan en enjarre por resbalamiento de las partículas de bentonita y también por la acción de taponeo debido a su propia longitud de cadena.

La adición de aceite emulsionado y partículas dispersas de gilsonita, ayudan a una mejor distribución de partículas en el filtrado reduciendo su permeabilidad. Por otro lado la perforación de sólidos de gran tamaño, pueden crear desigualdad en el espesor del enjarre y aumentar su permeabilidad.

### 4.8.4. Composición y Orientación de los Sólidos

Los sólidos contenidos en los lodos varían desde arcillas y biopolímeros muy reactivos hasta sólidos no reactivos tales como el carbonato de calcio, la barita y la hematita. La forma, el tamaño y la distribución de las partículas sólidas, la relación de sólidos reactivos a sólidos no reactivos, y la manera en que los sólidos reaccionan con su ambiente químico son los factores que determinan la manera en que los sólidos afectarán la tasa de filtración. Iguales concentraciones de diferentes sólidos tendrán pérdidas de filtrado sumamente diferentes. La desfloculación y la dispersión de las arcillas también son importantes para el control de filtración.

En un lodo desfloculado se presenta flujo uniforme, sin ningún indicio de laminillas de arcilla mantenidas unidas por las cargas electroquímicas.

Las partículas de bentonita y arcilla son sólidos flexibles muy delgados, con grandes superficies planas. A efectos prácticos, una partícula de bentonita puede ser comparada con un trozo microscópico de celofán o una hoja de papel húmeda. Al desflocularse, las laminillas de arcilla se depositan en el enjarre según una orientación más bien plana. Estas laminillas se traslapan para obtener un enjarre de baja permeabilidad con un buen control de filtración. Sin embargo, si el sistema de lodo está floculado, las partículas de bentonita no se depositan según una orientación plana, sino que se orientan formando una matriz de borde a borde, lo cual causa enjarres de alta permeabilidad y un control de filtración deficiente.

En un lodo floculado el flujo no es uniforme y las laminillas de arcilla forman grupos de partículas con una orientación de borde a borde (flóculos). Cuando esto ocurre, el filtrado puede pasar fácilmente entre los flóculos porosos, resultando en altas tasas de filtración. Esto puede ser corregido agregando desfloculantes químicos, los cuales neutralizan las cargas electroquímicas en las arcillas, o usando aditivos de control de filtración, los cuales son más eficaces para los fluidos floculados. Los desfloculantes permiten que las laminillas de arcilla se dispersen y se traslapan para proporcionar un enjarre más resistente.

Las altas concentraciones de sólidos también son perjudiciales para el control eficaz de pérdida de filtrado. Cuando la concentración de sólidos es demasiado alta, el agua disponible no es suficiente para solubilizar los desfloculantes o permitir que los aditivos de control de filtración funcionen. Por lo tanto, los tratamientos actúan como sólidos adicionales, agravando la situación, y no funcionan de la manera prevista. Éste es un problema clásico en los sistemas desfloculados con lodos de lignosulfonato y sales complejas que contienen almidón. En este caso, la adición de agua para diluir o aumentar el volumen permite que los productos químicos sean eficaces, lo cual reduce las tasas de filtración.

También se puede minimizar el aumento del espesor del enjarre con el tiempo, controlando el contenido de sólidos indeseables de baja gravedad específica del lodo.

Los sólidos deben ser considerados no solamente en términos del porcentaje en volumen, sino también en lo que se refiere a la calidad y a la función. Los sólidos deseables de los fluidos de perforación incluyen los materiales densificantes, los viscosificantes, los aditivos de control de filtración y otros aditivos químicos. La bentonita de Wyoming hidratada es muy comprimible y beneficiosa para los enjarres de lodo base agua.

La perforación de las lutitas genera sólidos perforados ricos en arcillas, pero éstos son mucho menos hidratables y comprimibles que la bentonita de alta calidad. La capacidad que una arcilla tiene para hidratarse puede ser pronosticada por su Capacidad de Intercambio Catiónico; los valores más altos indican una mayor hidratación. La Capacidad de Intercambio Catiónico (CIC) de los sólidos de baja gravedad específica de un lodo es una buena indicación de la calidad global de los sólidos. La Prueba de Azul de Metileno (MBT) puede ser usada para determinar las libras equivalentes por barril (lb/bl) o ( $\text{kg/m}^3$ ) de bentonita en un lodo y constituye una medida de la CIC. La concentración de sólidos perforados y bentonita en el lodo puede ser calculada (aproximadamente) a partir de la retorta, los cloruros y la MBT con un análisis de sólidos en el balance de materiales. Para un buen control de filtración, el contenido de sólidos perforados del lodo debería ser mantenido al nivel más bajo posible. En regla general, muchos operadores mantienen el contenido de sólidos perforados por debajo de una relación de 2 lb de sólidos perforados por cada libra de bentonita.

- Enjarres Compresibles. Se volverán compactos a medida que la presión diferencial aumente, ocasionando una reducción de la permeabilidad del enjarre la cual reducirá el valor de la filtración a través del enjarre.
- Enjarres Incompresibles. Pasan por una insignificante reducción de la permeabilidad con incrementos de la presión diferencial, por lo tanto, la pérdida de fluido se incrementará con el incremento de la presión diferencial.

La función del material densificante no está relacionada con el control de filtración o la calidad del enjarre. En la mayoría de los casos, la concentración de material densificante no se puede reducir. El uso de un material densificante de mayor densidad puede mejorar la calidad del enjarre, reduciendo el contenido total de sólidos del lodo. El uso de hematita con una Gravedad Específica (SG) de 5.0 en vez de barita con una SG de 4.2 reducirá en aproximadamente 20% el volumen de material densificante en un lodo.

El material densificante no contribuye a la compresibilidad del enjarre, pero muchas veces proporciona una granulometría que facilita la obturación primaria y el taponamiento de las formaciones permeables por las partículas. Se debe proceder con cuidado al evaluar la pérdida de filtrado ATAP. Los enjarres ATAP y API deben ser examinados para detectar cualquier asentamiento del material densificante, el cual será indicado por una capa definida de material densificante en el medio filtrante. El asentamiento del material densificante puede producir valores incorrectos de filtrado. Pero lo más importante es que puede indicar el asentamiento a las temperaturas de fondo y la necesidad de aumentar la reología.

### 4.8.5. Presión

En una formación el factor que gobierna la relación presión-filtrado es la compresibilidad del enjarre. El enjarre formado por la pérdida de agua del fluido de perforación muestra un amplio rango de compresibilidades, dependiendo de la naturaleza y tamaño de los sólidos y el tipo de lodo que se este usando. Por lo tanto la relación de la raíz cuadrada no es una descripción real de los efectos de la presión en la pérdida de fluido en el lodo, resultando dos tipos de enjarres:

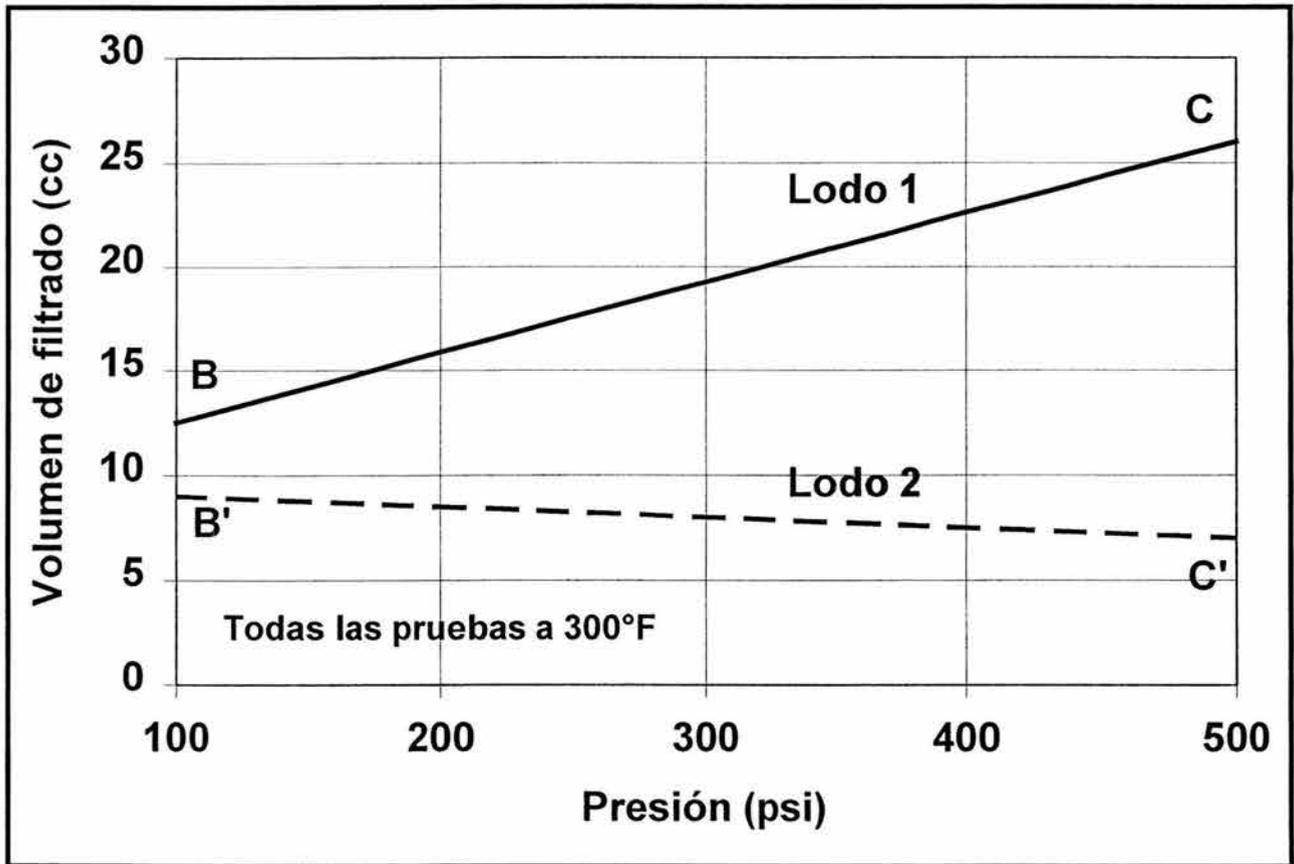
Debido a la forma de las partículas de la bentonita, ocasiona que el enjarre sea más compresible. Por otro lado, fluidos de perforación cargados con sólidos perforados y barita mostrarán menos compresibilidad. Por esta razón es esencial que el contenido de sólidos en un fluido de perforación sea valorado en términos de sólidos perforados de baja densidad y alta densidad.

4.8.6. Diferencia de Presiones – Compresibilidad del Enjarre.

Cuando todas las demás condiciones son constantes (tiempo, superficie, viscosidad y permeabilidad), el volumen de filtrado a dos presiones diferentes debería ser proporcional a las raíces cuadradas de las presiones, de la manera pronosticada por la ley de Darcy. Sin embargo, el enjarre de la mayoría de los fluidos de perforación es compresible, por lo tanto la permeabilidad disminuye con el aumento de presión. La compresibilidad y la reducción de la permeabilidad del enjarre son características deseables que limitan la filtración y el espesor del enjarre.

La bentonita de alta calidad, cuando está correctamente hidratada, es uno de los mejores materiales para aumentar la compresibilidad del enjarre.

Sin embargo, cualquiera que sea la compresibilidad del enjarre, las tasas de filtración aumentan generalmente cuando la presión diferencial es más alta. La compresibilidad del enjarre puede ser evaluada midiendo el volumen de filtrado a dos presiones considerablemente diferentes. Existe un método, el cual compara el volumen de filtrado captado a 500 y 100 psi, de la manera indicada en la Gráfica 1.8.



Gráfica 1.8: Efecto de la presión-compresibilidad del enjarre.

Las dos muestras de lodo comparadas tenían el mismo filtrado API, marcado Punto A. Las pruebas de alta temperatura y 100 psi están marcadas Puntos B y B', mientras que el filtrado ATAP está marcado Punto C y C'. (Otro procedimiento de prueba común compara dos pruebas realizadas a 200 y 100 psi, y a temperatura ambiente.) Estas pruebas de alta presión, utilizando una celda ATAP, pueden ser realizadas a temperatura ambiente o a temperaturas elevadas.

Si los sólidos del lodo forman un enjarre compresible, el volumen de filtrado registrado a la presión más alta sólo debería ser un poco más grande que el volumen de filtrado registrado a la presión más baja. Un enjarre incompresible producirá el volumen de filtrado de alta presión pronosticado por la ley de Darcy. Éste es igual al volumen de filtrado de presión baja,  $V_{F1}$ , multiplicado por la raíz cuadrada de la relación  $\Delta P_2/\Delta P_1$ .

$$V_{F2} = V_{F1} \sqrt{\frac{\Delta P_2}{\Delta P_1}} \quad \text{Ecuación 4.8}$$

Donde:

$V_{F2}$  = Volumen de filtrado desconocido a la presión diferencial  $\Delta P_2$

$V_{F1}$  = Volumen de filtrado a la presión diferencial  $\Delta P_1$

$\Delta P_2$  = Presión diferencial considerada

$\Delta P_1$  = Presión diferencial para  $V_{F1}$

Esta relación no debería usarse para estimar las características de filtración a otra presión. Sin embargo, a veces se usa una comparación entre  $V_{F2}/V_{F1}$  la raíz cuadrada de  $\Delta P_2/\Delta P_1$  i para estimar la compresibilidad del enjarre. Una relación  $V_{F2}/V_{F1}$  inferior a la raíz cuadrada de  $\Delta P_2/\Delta P_1$  indica la presencia de un enjarre compresible.

La raíz cuadrada de  $\Delta P_2/\Delta P_1$  indicará la pendiente de la línea trazada en la Gráfica 1.8. El Lodo 1(B'-C') tiene un enjarre muy compresible, tal como lo demuestra la pendiente negativa. El Lodo 2 (B-C) tiene un enjarre relativamente incompresible con una pendiente positiva.

La raíz cuadrada de  $\Delta P_2/\Delta P_1$  para el Lodo 2 (enjarre incompresible) es 2.0, lo cual se aproxima al multiplicador de 2.23 ( $\sqrt{500/100}$ ), calculado por la ley de Darcy.

#### 4.8.7. Tiempo

Cuando todas las otras condiciones son constantes (presión, superficie, viscosidad, permeabilidad), la tasa de filtración y la velocidad de crecimiento del enjarre disminuyen progresivamente con el tiempo, de la manera pronosticada por la ley de Darcy. Para pronosticar el volumen de filtrado,  $V_{F2}$ , sobre un periodo de tiempo considerado,  $t_2$ , a partir de una medida de filtración,  $V_{F1}$ , tomada a un periodo de tiempo,  $t_1$ , el volumen de filtrado captado estará en función de la raíz cuadrada de la relación entre los dos intervalos de tiempo:

$$V_{F2} = V_{F1} \sqrt{\frac{t_2}{t_1}} \quad \text{Ecuación 5.8}$$

Donde:

$V_{F2}$  = Volumen de filtrado desconocido a un tiempo  $t_2$

$V_{F1}$  = Volumen de filtrado al tiempo  $t_1$

$t_2$  = Periodo de tiempo considerado

$t_1$  = Periodo de tiempo para  $V_{F1}$

Si el volumen de filtrado,  $V_{F1}$ , se mide después de 1 hora y de nuevo después de 4 horas, el segundo volumen de filtrado,  $V_{F2}$ , será 2 veces el volumen del primer filtrado, y no 4 veces el volumen.

$$V_{F2} = V_{F1} \sqrt{\frac{4}{1}} = V_{F1} \times 2 \quad \text{Ecuación 6.8}$$

Si se conoce el volumen de filtrado para un tiempo de prueba, se puede pronosticar el volumen para otro tiempo de prueba. El tiempo de la prueba de filtración de API es 30 minutos. En el campo, se suele usar un tiempo de prueba de 7 ½ minutos y doblar el volumen de filtrado para estimar el valor API a 30 minutos

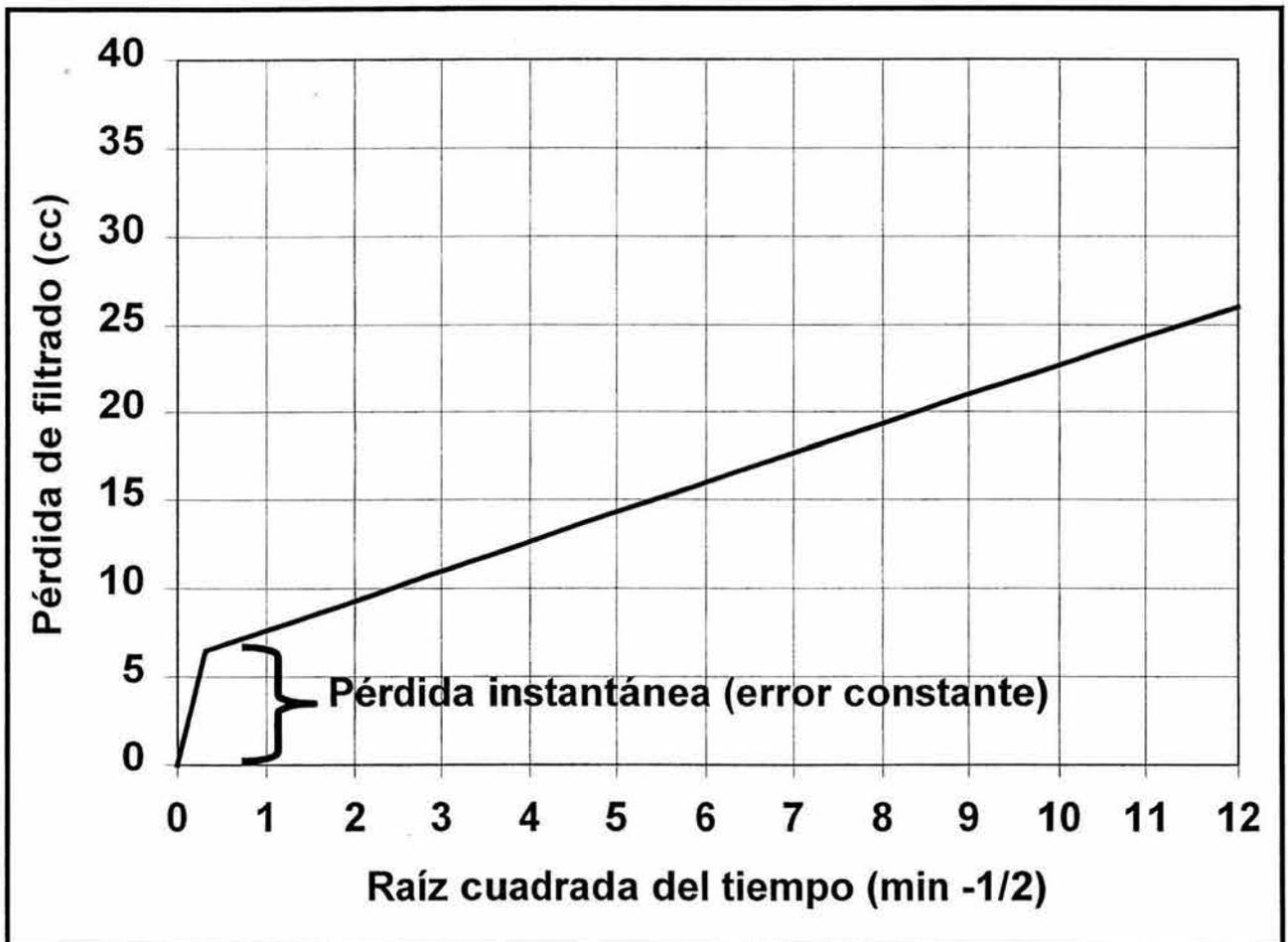
$$V_{F2} = V_{F1} \sqrt{\frac{30}{7.5}} = V_{F1} \times 2 \quad \text{Ecuación 7.8}$$

## Capítulo VIII. Control del Filtrado y sus Consecuencias

**ADVERTENCIA:** Como ya se mencionó anteriormente, esta práctica puede causar errores graves en el volumen de filtrado API registrado. Si el lodo tiene una pérdida instantánea alta, el doble del volumen de filtrado a 7 ½ minutos será mayor que el volumen verdadero de filtrado API a 30 minutos. Si el lodo tiene una baja tasa de filtración, el volumen de filtrado que llena la trayectoria de flujo vacía en la celda del filtro antes de que se recoja el fluido (volumen retenido) hará que el doble del volumen de filtrado a 7 ½ minutos sea inferior al volumen verdadero de filtrado API a 30 minutos.

La prueba de filtración ATAP de API siempre debe ser realizada durante 30 minutos. Los efectos térmicos y el volumen retenido por la celda hacen que la prueba ATAP de 7 ½ minutos sea insignificante.

Como se ilustra en la Gráfica 2.8, la tasa de filtración es lineal cuando se traza el volumen de filtración en relación con la raíz cuadrada del tiempo o en una escala semilogarítmica. El volumen de filtrado aumenta en proporción directa a la raíz cuadrada del tiempo.



Gráfica 2.8: Relación entre la pérdida de filtrado y la raíz cuadrada del tiempo.

En general, una línea recta trazada a varios tiempos no pasa por el punto de origen; por lo tanto, por lo menos dos puntos de la línea deben ser usados para extrapolar a periodos de tiempo más largos. Una pérdida instantánea alta hará que la línea tenga una intercepción positiva en el eje vertical (Y), como en la Gráfica 2.8.

La intercepción positiva indica simplemente que un chorro de filtrado pasó a través del papel filtro antes que se formara el enjarre, limitando el flujo de filtrado. Una pérdida de filtrado baja y una celda seca con un gran volumen retenido causarán una intercepción negativa del eje vertical.

Esto se debe a que una parte del filtrado debe llenar la trayectoria de flujo vacío y drenar la línea antes de que se pueda captar la primera gota, de manera que no se recoge el volumen verdadero del filtrado. Este error es más marcado cuando se toman medidas durante cortos periodos de tiempo y puede ser compensado en cierto modo por la pérdida instantánea.

**4.8.8. Viscosidad**

Cuando todas las demás condiciones son constantes (tiempo, superficie, presión, permeabilidad), el volumen de filtrado para dos filtrados que tienen diferentes viscosidades, varía inversamente a la raíz cuadrada de la relación entre las viscosidades, de la manera pronosticada por la ley de Darcy.

Los aumentos de la viscosidad de filtrado reducen la pérdida de filtrado y el espesor del enjarre. Muchos aditivos de control de filtración aumentan la viscosidad del filtrado y reducen la permeabilidad del enjarre.

El aumento de la temperatura reduce la viscosidad del filtrado, la cual, a su vez, aumenta la pérdida de filtrado. Debido a esta reducción de la viscosidad del filtrado, todos los lodos sufren mayores pérdidas de filtrado cuando la temperatura aumenta, que el líquido base sea el agua, la salmuera, el aceite o un sintético. Una excepción sería un lodo de bentonita de agua dulce recién preparado, el cual puede sufrir una menor pérdida de filtrado al ser expuesto por primera vez a temperaturas ligeramente elevadas, debido a la mayor dispersión e hidratación de las partículas de bentonita. Aunque el agua no sea considerada viscosa, las variaciones de temperatura afectan su viscosidad lo suficiente para aumentar considerablemente el volumen de filtrado.

La Tabla 3.8 indica la viscosidad del agua a varias temperaturas. Usando estos datos y la ecuación proporcionada a continuación, se puede estimar el volumen de filtrado a otras temperaturas. La relación entre el volumen del filtrado y las variaciones de viscosidad es la siguiente:

$$V_{F2} = V_{F1} \sqrt{\frac{\mu_2}{\mu_1}} \qquad \text{Ecuación 8.8}$$

Donde:

$V_{F2}$  = Volumen de filtrado desconocido con la viscosidad del filtrado  $\mu_2$

$V_{F1}$  = Volumen de filtrado con la viscosidad del filtrado  $\mu_1$

$\mu_1$  = Viscosidad del filtrado para  $V_{F1}$  (a la temperatura 1)

$\mu_2$  = Viscosidad del filtrado considerada (a la temperatura 2)

Si la pérdida de filtrado a 68°F es de 5 cm<sup>3</sup>, entonces se puede estimar la pérdida de filtrado a la Temperatura de Fondo (BHT) de 300°F mediante la variación de la viscosidad del filtrado.

La viscosidad del agua es 1.005 cP a 68°F y 0.184 cP a 300°F. Sustituyendo estos valores en la ecuación 8.8, este aumento de la temperatura produciría un aumento de la pérdida de filtrado hasta:

$$V_{F2} = 5 \sqrt{\frac{1.005}{0.184}} = 5 \sqrt{5.46}$$

$$V_{F2} = 5 \times 2.34 = 11.7 \text{ cm}^3$$

Advertencia: Este ejemplo usa una variación extrema de la temperatura. Este tipo de cálculo es más preciso para menores variaciones de la temperatura. A temperaturas extremas, las arcillas pueden flocularse, aumentando la permeabilidad del enjarre, y los aditivos de control de filtración pueden degradarse, haciendo que estos métodos sean imprecisos. Este método es muy útil para determinar la estabilidad térmica de un fluido. Los fluidos térmicamente estables tiene valores de pérdida de filtrado ATAP que se aproximan a los valores calculados. Los fluidos con filtrados muy viscosos como las salmueras con altas concentraciones de biopolímeros pueden controlar la pérdida de filtrado basándose solamente en la viscosidad. Los fluidos de polímeros viscosos pueden ser usados durante la perforación y las operaciones de rehabilitación para controlar la filtración (llamada "pérdida" durante las operaciones de rehabilitación) con una viscosidad ultra-alta. Esto es cierto aun cuando estos fluidos no contienen ningún agente puenteante y contienen pocos sólidos, de manera que no se deposita ningún enjarre verdadero.

## Capítulo VIII. Control del Filtrado y sus Consecuencias

Para esta aplicación se prefiere usar fluidos de polímeros que demuestran un comportamiento no newtoniano (aumentan su viscosidad cuando la velocidad de corte disminuye). A medida que estos fluidos fluyen radialmente dentro de la formación alejándose del pozo, la velocidad de

corte disminuye debido a la mayor área de flujo proporcionada por el diámetro creciente. Este flujo de velocidad de corte reducida permite que la viscosidad se reponga (aumente), reduciendo aún más la filtración.

Temperatura		Viscosidad del agua
°F	°C	cP
68	20	1.005
86	30	0.801
104	40	0.656
122	50	0.549
140	60	0.469
158	70	0.406
176	80	0.356
194	90	0.316
212	100	0.284
230	110	0.256
248	120	0.232
250	121	0.2316
266	130	0.212
284	140	0.196
300	148.9	0.184
320	160	0.174
338	170	0.160
350	176.6	0.1535
356	180	0.150
374	190	0.142
392	200	0.134
410	210	0.127
428	220	0.121
446	230	0.116
450	232.2	0.1136
500	260	0.1004
550	287.7	0.0899
572	300	0.086

Tabla 3.8: Viscosidad del agua a varias temperaturas.

### Sección 5.8. Aditivos para el Control de la Filtración

#### 5.8.1. Para Fluidos de Perforación Base Agua

Varios tipos de aditivos de control de filtración son usados en los lodos base agua. Las recomendaciones de tratamiento se basan en el sistema de lodo y su ambiente químico.

##### 5.8.1.1. Arcillas

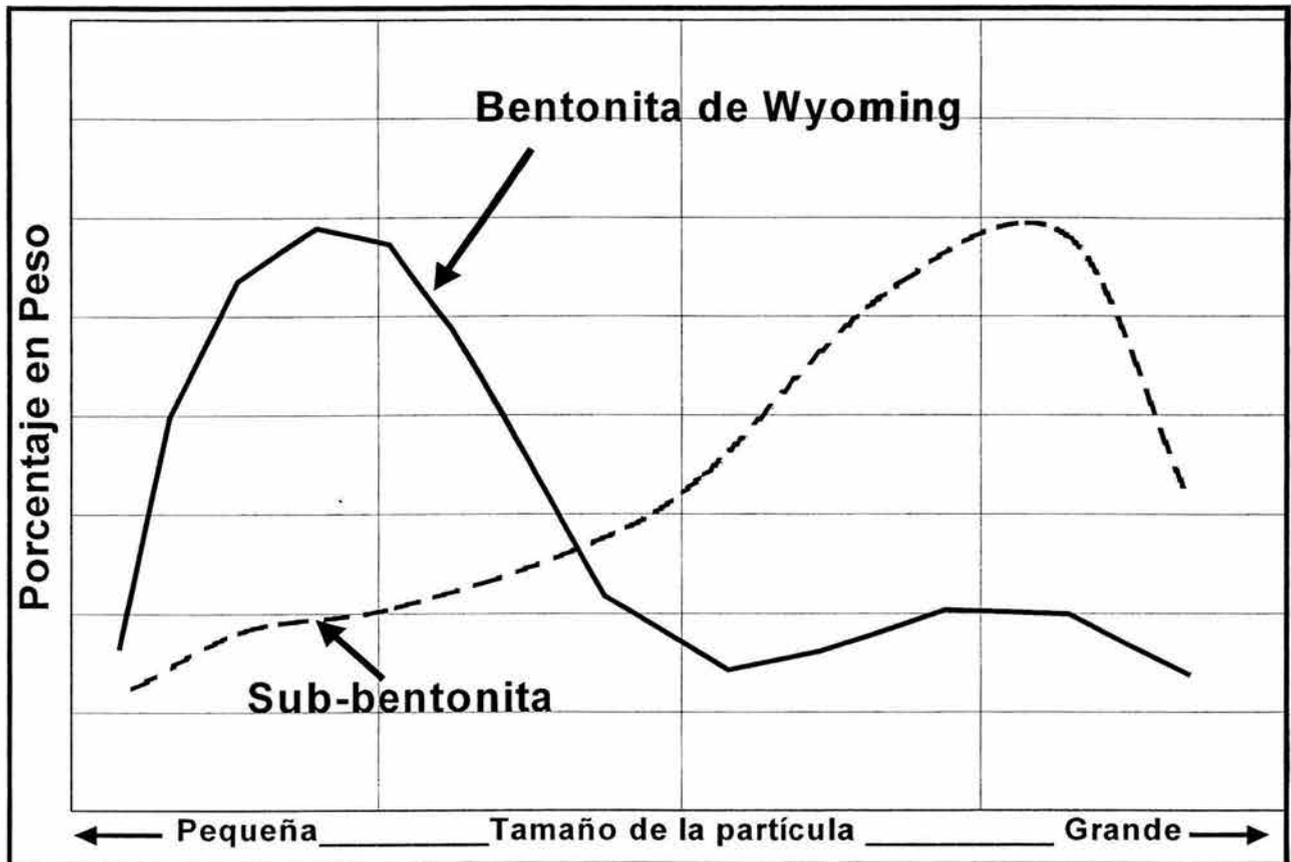
Las arcillas están clasificadas en grupos en base a la mineralogía. Cada grupo puede contener una gran variedad de subgrupos con propiedades considerablemente diferentes. Arcillas similares pueden formarse en ambientes geológicos ligeramente distintos, y esto afecta la pureza y las características de una fuente de arcilla en particular.

Tres arcillas son usadas como aditivos de lodo: atapulguita, sepiolita y bentonita de sodio. La atapulguita y la sepiolita son arcillas en forma de aguja que son usadas como viscosificantes coloidales mecánicos en las salmueras de alta salinidad. Estas arcillas no proporcionan control de filtración, por lo tanto, este capítulo no tratará más sobre ellas.

La bentonita de calidad API es la arcilla principal que se usa en los fluidos de perforación base agua y tiene su origen en Wyoming, de ahí su nombre de bentonita de "Wyoming" (bentonita de sodio). Tiene uno de los más altos rendimientos (es decir que genera el más grande volumen de lodo a una viscosidad determinada) y es una de las arcillas más hidratables del mundo; esta arcilla es considerada como un producto de primera calidad. La bentonita de Wyoming es el mejor producto que se puede usar en la formulación de un lodo con buenas propiedades de enjarre y control de filtración. La bentonita no solamente proporciona el control de filtración, sino también aumenta la viscosidad; por lo tanto, en las aplicaciones de lodo densificado y de altas temperaturas, la concentración de bentonita debería limitarse al rango de 7.5 a 15 lb/bl (21.4 a 42.8 Kg/m<sup>3</sup>).

Los fluidos no densificados usan frecuentemente una concentración de bentonita de 15 a 30 lb/bl, según la composición química del agua de preparación y la viscosidad deseada. Cualquier concentración superior a 7.5 lb/bl proporcionará una buena base para el enjarre y las características de filtración.

Las partículas de bentonita son partículas laminares muy delgadas con un área superficial grande. Al ser examinadas con un microscopio, estas partículas se parecen a pequeños trozos flexibles, planos y delgados de celofán u hojas de papel húmedo. La bentonita molida de primera calidad tiene un alto porcentaje de partículas de menos de un micrón de ancho (ver la Gráfica 3.8). Aunque este tamaño parezca ser pequeño, las laminillas de arcillas pueden tener un espesor de solamente 10 angstroms. Estas dimensiones le proporcionan a las laminillas de arcilla una relación muy alta de diámetro a espesor (1,000 a 1) y un área superficial muy alta por unidad de peso (~45 m<sup>2</sup>/g). Cuando está desfloculada, la estructura de la laminilla permite que la bentonita se asiente plana sobre el enjarre y lo selle de una manera que se compara frecuentemente con el techo de una casa que está cubierto con guijarros. Las superficies de la bentonita de sodio tienen una alta densidad de cargas eléctricas. Esta alta densidad de cargas facilita la hidratación en agua dulce, al atraer numerosas capas de moléculas de agua hacia su superficie. Estas partículas de bentonita hidratada se deforman y se comprimen fácilmente cuando son sometidas a presiones y forman enjarres de baja porosidad y muy baja permeabilidad. La cantidad de agua que forma un enlace con una laminilla de bentonita hidratada puede ser determinada haciendo pasar un enjarre de bentonita de agua dulce a través de una retorta. Estos enjarres contendrán aproximadamente 85 por ciento en volumen de agua y solamente 15 por ciento en volumen de bentonita.



Grafica 3.8: Tamaño de las partículas de la bentonita. La bentonita de Wyoming tiene un mayor porcentaje de pequeñas partículas respecto a otras arcillas, y proporciona superiores propiedades reológicas y de filtración.

La bentonita de sodio no se hidrata tanto o con la misma velocidad en agua que contiene sales o calcio. En agua salada o agua dura, la tasa de filtración será incontrolable si no se agregan desfloculantes y/o otros aditivos de control de filtración. El rendimiento de la bentonita en lodos que contienen sales o calcio puede ser mejorado considerablemente si la bentonita es prehidratada en agua dulce y tratada con desfloculantes antes de ser agregada al sistema de lodo. La bentonita que ha sido prehidratada y desfloculada puede ser usada en sistemas saturados de sal para mejorar la filtración ATAP. Con el tiempo, la bentonita prehidratada se floculará y deshidratará al ser añadida a los lodos que contienen sales o calcio. Cuando esto ocurre, tratamientos adicionales de bentonita prehidratada serán necesarios para mantener las propiedades del sistema.

Para prehidratar la bentonita se necesita:

1. Añadir el agua de preparación al tanque de prehidratación y tratar el calcio a menos de 100

mg/l con carbonato de sodio. (¡No tratar el calcio hasta cero, ya que esto puede producir la contaminación por el carbonato!)

2. Añadir 30 a 40 lb/bl de Bentonita de Wyoming API o 40+ lb/bl de Bentonita de Wyoming API no tratada al agua de preparación, a través de la tolva.

3. Agitar y cortar la lechada de bentonita durante 3 a 4 horas.

4. Para sistemas de lodo no dispersos de bajo pH, omitir las etapas 5 y 6.

5. Añadir 0.5 a 1.0 lb/bl de soda cáustica a la bentonita prehidratada a través del barril químico y cortar durante una hora más.

6. Añadir 0.5 a 1.5 lb/bl de Lignosulfonato de cromo o Lignosulfonato sin cromo a la bentonita prehidratada a través de la tolva.

7. Agitar y cortar la bentonita desfloculada prehidratada durante por lo menos una hora antes de agregarla al sistema de lodo.

Se puede agregar bentonita **seca** a los sistemas de lodo inhibido (calcio, potasio, sal, etc.) simplemente para modificar la granulometría. Estas partículas delgadas de bentonita pueden actuar como agentes puenteantes para otros agentes poliméricos de control de filtración, aunque la bentonita no esté hidratada. Sin embargo, se prefiere generalmente usar bentonita prehidratada, cuando sea posible. El contenido total de sólidos perforados y la relación de sólidos perforados a bentonita deben ser controlados para optimizar las propiedades y el rendimiento de un fluido de perforación.

El porcentaje total en volumen de sólidos de baja gravedad específica debería ser mantenido dentro de los límites predefinidos, mediante la dilución o el uso de equipos de control de sólidos. Las centrifugas usadas para la recuperación de barita eliminan la bentonita. Tratamientos periódicos con bentonita deberían realizarse durante la centrifugación.

### 5.8.1.2. Polímeros

Los polímeros son los productos de control de filtración más usados en los lodos base agua. Pueden variar de almidones naturales y celulosa modificada a polímeros sintéticos complicados, capaces de proporcionar el control de filtración a temperaturas elevadas y en condiciones adversas. Estos polímeros a veces se clasifican según su acción dentro de un sistema de lodo, así como también según su composición química. La clasificación basada en la acción depende de si el polímero se adsorbe en los sólidos o viscosifica la fase fluida.

Los polímeros de pérdida de filtrado más comunes no sólo viscosifican la fase fluida, sino también se adsorben en los sólidos cuando son usados en suficientes concentraciones, proporcionando la encapsulación de dichos sólidos. Al agregar polímeros a los lodos será necesario tomar ciertas precauciones, debido a las posibles interacciones con otros productos químicos contenidos en el sistema de lodo. Para las operaciones en el campo, se recomienda

realizar pruebas piloto antes de usar un nuevo aditivo de control de filtración.

Los polímeros reducen la pérdida de filtrado de varias maneras:

1. Sellando las aberturas del enjarre con partículas de polímeros.
2. Encapsulando los sólidos mediante la formación de un revestimiento o una película deformable más grande que reduce la permeabilidad del enjarre.
3. Mediante la viscosificación de la fase líquida.

### Almidón

El almidón, un polímero de carbohidrato natural, ha sido usado para controlar la filtración en los fluidos de perforación desde los años 1930. Se puede conseguir con facilidad como almidón amarillo (no tratado) y blanco (modificado). Los almidones pueden ser usados en agua de mar, agua salada, agua dura y salmueras complejas.

Los almidones más económicos y más usados son preparados a partir de maíz o papas, pero también hay almidones disponibles que son preparados a partir de otros productos agrícolas. La mayor parte del almidón que se usa para el control de filtración es preparado mediante la separación y el calentamiento de los granos de almidón para romper su capa de amilopectina. Esto libera la amilosa, la cual absorbe el agua y se hincha para formar bolsas esponjosas. La amilosa causa una disminución de la filtración mediante la reducción de la cantidad de agua libre en el sistema y la obturación de los poros del enjarre. Se dice que los almidones tratados de esta manera están pregelatinizados. El rendimiento de estos almidones no debería verse afectado por el pH, la salinidad, la dureza o temperaturas inferiores a 250°F.

Los almidones están frecuentemente clasificados como materiales "no iónicos", aunque puedan tener un carácter muy ligeramente aniónico. A veces se usa el almidón como viscosificante en los fluidos de salmuera, pero las soluciones de almidón son más newtonianas y no proporcionan la suspensión de los recortes y de los materiales densificantes.

### *Almidón de Maíz Pregelatinizado*

El almidón de maíz pregelatinizado es un aditivo económico de control de filtración que es eficaz en todas las aguas de preparación, desde el agua dulce al agua saturada de sal. A menos que el lodo sea un sistema saturado de sal o que el pH sea  $> 11.5$ , este almidón estará sujeto a la fermentación. Si no se cumple alguna de estas condiciones, un biocida apropiado (también llamado bactericida o preservativo), aceptable según los reglamentos locales, debería ser usado para evitar la fermentación. Una vez que la fermentación comienza, enzimas bacterianas pueden estar presentes, lo cual hace que cualquier adición de almidón sea ineficaz, incluso después de eliminar las bacterias activas con biocida. El almidón se degrada rápidamente a temperaturas superiores a  $250^{\circ}\text{F}$ .

Las concentraciones normales de almidón de maíz pregelatinizado varían de 3 a 8 lb/bl, según la composición química del agua y la pérdida de filtrado deseada. Los almidones de maíz pregelatinizado suelen requerir una concentración umbral mínima antes de que se pueda observar cualquier reducción significativa de la pérdida de filtrado. Tratamientos diarios son necesarios para mantener las concentraciones deseadas.

### *Almidón Derivado*

Es un almidón modificado que se usa para el control de pérdida de filtrado, principalmente en el sistema de fluidos de perforación de yacimiento no dañinos. Este almidón es especial porque ayuda a aumentar la viscosidad a muy baja velocidad de corte, mientras que la mayoría de los otros almidones reducen esta propiedad. Puede usarse en otros sistemas de lodo base agua, especialmente en las salmueras de alta salinidad usadas para las operaciones de reparación y terminación. El almidón derivado es térmicamente estable hasta más de  $250^{\circ}\text{F}$ , después de lo cual empieza a sufrir una degradación térmica. Las concentraciones varían de 2 a 6 lb/bl, según la composición química del agua y la pérdida de filtrado deseada. Los almidones como este suelen requerir una concentración mínima antes de que se pueda observar cualquier reducción significativa de la pérdida de filtrado. Tratamientos diarios son necesarios para mantener las concentraciones deseadas.

### *Polisacárido Preservado*

Es un almidón de papa preservado para el control de pérdida de filtrado en prácticamente cada tipo de lodo base agua, desde los sistemas de agua dulce a los sistemas saturados de sal y de calcio. El polisacárido preservado es un aditivo eficaz de control de filtración para perforar las capas de evaporita (sal) y lutita hidratable. También es muy eficaz para estabilizar la filtración y la reología de las salmueras de alta salinidad usadas en las operaciones de rehabilitación. Es térmicamente estable hasta aproximadamente  $250^{\circ}\text{F}$ , después de lo cual empieza a sufrir una degradación térmica.

Las concentraciones normales de Polisacárido preservado varían de 2 a 6 lb/bl, según la composición química del agua y la pérdida de filtrado deseada. Los almidones como el Polisacárido preservado suelen requerir una concentración umbral mínima antes de que se pueda observar cualquier reducción significativa de la pérdida de filtrado. Tratamientos diarios son necesarios para mantener las concentraciones deseadas.

### *Polisacárido Modificado*

Es un aditivo de control de filtración con almidón modificado, creado para ser usado en la mayoría de los sistemas base agua, incluyendo los lodos de agua dulce, lodos de agua salada, lodos salados y lodos de bajo contenido de sólidos. Tiene una viscosidad Ultra-Baja y no genera tanta viscosidad como muchos de los demás almidones o aditivos de celulosa.

El Polisacárido modificado no está sujeto a la degradación por actividad bacteriana. Su eficacia disminuye en los fluidos de alta salinidad ( $>100.000$  mg/l de cloruros) y de alta dureza ( $>800$  mg/l). Los productos de ultra-baja viscosidad, tal como el Polisacárido modificado, deberían ser usados para los sistemas saturados de sal. Está sujeto a la degradación térmica a temperaturas comprendidas en el rango de  $250$  a  $275^{\circ}\text{F}$ . También reduce la pérdida de filtrado en agua dulce o salada.

Las concentraciones normales varían de 0.5 a 2.0 lb/bl, según la composición química del agua y la pérdida de filtrado deseada.

### *Carboximetilcelulosa de Sodio (CMC)*

Es un polímero natural modificado que se usa para el control de filtración. La estructura de la CMC es una molécula de cadena larga que puede ser polimerizada en diferentes longitudes o grados. El material se prepara comúnmente en tres grados, cada uno de los cuales tiene diferentes propiedades de viscosidad, suspensión y reducción de la pérdida de filtrado. Los tres grados son Alta Viscosidad (HV), viscosidad media o regular (R), y Baja Viscosidad (LV). El polímero CMC también está disponible en purezas que varían de un grado técnico de 75% a un grado refinado de 99.5+%. La CMC de grado técnico contiene sal de cloruro de sodio, un producto secundario del proceso de fabricación.

La CMC es un aditivo eficaz de control de pérdida de filtrado en la mayoría de los lodos base agua. Es especialmente eficaz en los sistemas tratados con calcio, donde actúa para estabilizar las propiedades. La CMC no está sujeta a la degradación por actividad bacteriana y es eficaz cuando el pH es alcalino. La eficacia de la CMC disminuye cuando las concentraciones de sal son superiores a 50,000 mg/l. La CMC está sujeta a la degradación térmica a temperaturas superiores a 250°F.

El grado de CMC usado depende de las propiedades deseadas. Cuando se desea obtener la viscosidad junto con una pérdida de filtrado baja, se usa CMC de viscosidad alta o media. La CMC de baja viscosidad reducirá la pérdida de filtrado con un aumento mínimo de la viscosidad. Como es ligeramente aniónica, las pequeñas cantidades de CMC de baja viscosidad agregadas pueden actuar como un diluyente en los lodos no dispersos de bajo contenido de sólidos. Las concentraciones normales varían con los diferentes grados, pero están comprendidas entre 0.5 y 3.0 lb/bl, según la composición química del agua y la pérdida de filtrado deseada.

### *Celulosa Polianiónica*

Es un polímero natural modificado que está diseñado para ser usado en la mayoría de los sistemas base agua, incluyendo los lodos de agua dulce, lodos de agua salada, lodos salados y lodos de bajo contenido de sólidos. Ésta es una celulosa polianiónica de alto peso molecular que es similar a la CMC, pero tiene un grado de sustitución más alto.

Se trata del aditivo de control de pérdida de filtrado más usado, y por lo general constituye un producto que es mucho mejor que la CMC. La celulosa polianiónica no está sujeta a la degradación por actividad bacteriana y es eficaz cuando el pH es alcalino. Su eficacia disminuye en los fluidos saturados de sal. Estos aditivos de ultra-baja viscosidad, deberían ser usados para los sistemas saturados de sal.

La celulosa polianiónica está sujeta a la degradación térmica a temperaturas que exceden 275°F. Es aniónico y puede diluirse en los lodos no dispersos. Aumenta la viscosidad y reduce la pérdida de filtrado en agua dulce o salada. Las concentraciones normales varían de 0.5 a 2.0 lb/bl, según la composición química del agua y la pérdida de filtrado deseada. La celulosa polianiónica

### *Poliacrilonitrilo de Sodio*

Es un copolímero acrílico de peso molecular medio, a veces llamado poliácrlato de sodio. Se trata de un polímero sintético sensible al calcio. Es estable a temperaturas elevadas y no es degradado por la actividad bacteriana. Además de aumentar la viscosidad de la fase líquida para reducir la pérdida de filtrado, la molécula de cadena larga del copolímero de poliácrlato de sodio puede adsorberse en los bordes de las partículas de arcilla (encapsulación), reduciendo aún más la permeabilidad del enjarre. Es especialmente útil en los sistemas de polímeros tales como los sistemas de Poliácrlamida de alto peso molecular y Celulosa Polianiónica de agua salada, y los sistemas de lodo lignosulfonato no dispersos de Bajo Contenido de Sólidos (LSND).

Cuando se agrega a un sistema, se debería agregar rápidamente una concentración de por lo menos 0.5 lb/bl, y el material debería ser mantenido en todo momento a esta concentración o a una concentración más alta. Este tratamiento rápido reduce la "cresta" de viscosidad que ocurre cuando el lodo tiene un alto contenido de sólidos. Es importante aumentar la concentración de encima de la concentración crítica de polímeros para reducir la viscosidad. Las concentraciones normales varían de 0.5 a 2.0 lb/bl, según la composición química del agua y la pérdida de filtrado deseada.

El Poliacrilonitrilo de Sodio no debería usarse en lodos que contienen más que rastros de calcio. El calcio debe ser precipitado con carbonato de sodio antes de agregarlo. Este material ha sido usado en temperaturas de 400 +°F y puede ser aplicado en pozos profundos de altas temperaturas.

### *Lignito Resinado*

Es un complejo de resina/ lignito que proporciona el control de filtración y mejora la estabilidad térmica. Es no viscosificante y puede usarse en temperaturas superiores a 400°F y en presencia de concentraciones moderadas de electrólitos.

Es de aplicación muy amplia y puede usarse en prácticamente cada lodo base agua. Puede ser usado también en lodos de alta densidad donde los aumentos de la viscosidad son perjudiciales. Las concentraciones normales varían de 2 a 6 lb/bl.

El Lignito resinado tiene numerosas ventajas que han sido demostradas en el campo:

- Control de pérdida de filtrado no viscosificante. RESINEX controla la pérdida de filtrado sin aumentar considerablemente la viscosidad. Tendrá el mismo efecto sobre la viscosidad que una cantidad equivalente de lignito.
- Mejora el enjarre, ya que reduce el espesor y la permeabilidad del enjarre proporcionando una mejor distribución de las partículas coloidales.
- Estabilizador de reología. Estabiliza las propiedades reológicas de los lodos base agua expuestos a condiciones adversas, y ayuda a mejorar la gelificación.
- Estabilizador térmico. Es estable a la temperatura y controla la pérdida de filtrado hasta temperaturas >400°F.
- Tolerante a la sal. Este reduce las permeabilidades del enjarre en los lodos que tienen una salinidad comprendida entre la salinidad del agua dulce y 110,000 mg/l de cloruros.

- Resistente a la dureza. Funciona en fluidos que tienen calcio y magnesio soluble. Esto hace que sea ideal para los lodos de agua salada, lodos yeso y lodos cálcicos.
- Económico. Sobrepasa muchos aditivos en términos de costo/ rendimiento, especialmente en aplicaciones de alta dureza y altas temperaturas.

### *Mezcla de Resina Líquida*

Se trata de una resina líquida sintética que proporciona el control de filtración y mejora la estabilidad térmica. Es no viscosificante y puede usarse en temperaturas superiores a 400°F y en presencia de concentraciones moderadas de electrólitos. Es de aplicación muy amplia y puede usarse en prácticamente cada tipo de lodo base agua. Es más eficaz en los sistemas que también usan productos a base de lignito. Puede ser usado en lodos de alta densidad donde los aumentos de la viscosidad son perjudiciales. Las concentraciones normales varían de 4 a 12 lb/bl.

### *5.8.1.3. Diluyentes Químicos*

Los diluyentes químicos reducen las tasas de filtración al desflocular las arcillas, aumentar la viscosidad de la fase fluida y modificar la distribución de sólidos.

Mezcla de extractos de tanino, Lignito, Cromolignito, Lignosulfonato sin cromo y Lignosulfonato de cromo son eficaces para desflocular y reducir la pérdida de filtrado.

El lignosulfonato de cromo y el cromolignito proporcionan el control de filtración a temperaturas mucho más altas que las temperaturas a las cuales el almidón o la CMC pueden ser usados eficazmente. No están sujetos a la degradación por actividad bacteriana en los sistemas de lodo activo y pueden ser usados eficazmente en altas concentraciones de sal o calcio. El lignosulfonato de cromo y el cromolignito reducirán las pérdidas de fluido API y ATAP.

A temperaturas superiores a 315°F, se debería usar más Cromolignito que Lignosulfonato de cromo. El Cromolignito es estable a temperaturas superiores a 450°F y debería ser usado (cuando sea aplicable) para proporcionar el control de pérdida de filtrado en sistemas dispersos de altas temperaturas.

### 5.8.2. Para Fluidos de Perforación Base Aceite y Sintéticos

La pérdida de filtrado API de estos sistemas es generalmente nula, o demasiado baja para constituir una medida eficaz. La tasa de filtración de los lodos base aceite, salvo indicación contraria, se refiere a la filtración ATAP. Los antiguos sistemas base aceite estaban compuestos "totalmente de aceite" y no contenían ninguna salmuera. En general contenían de 1 a 5 por ciento en volumen de agua, como contaminante derivado de los fluidos de la formación. Los sistemas "totalmente de aceite" siguen siendo usados actualmente para aplicaciones especiales como la extracción de núcleos y cuando los cambios producidos por fuertes emulsificantes causan daños a la formación. Estos sistemas usan frecuentemente materiales asfálticos y arcilla organofílica para proporcionar el control de filtración y la viscosidad. Algunos sistemas usan modificadores de viscosidad diseñados para lubricar el aceite y otros productos químicos más complejos para la viscosidad y el control de filtración.

La mayoría de los fluidos base aceite y sintético son emulsiones. Su fase fluida es una emulsión, con el aceite o el sintético como fase continua, y la salmuera como fase emulsionada. Estos sistemas contienen de 10 a 50 por ciento en volumen de salmuera, generalmente de cloruro de calcio. La salmuera emulsionada forma gotas coloidales que son inmiscibles en el aceite o sintético. Estas gotas de salmuera quedan atrapadas en el enjarre y reducen la permeabilidad del mismo enjarre y la pérdida de filtrado. Los lodos de emulsión inversa pueden contener emulsificantes, agentes humectantes, arcillas organofílicas, asfaltos y/o lignito tratado con aminas, polímeros, cal y material densificante. La tasa de filtración de los lodos de emulsión inversa es afectada por otros aditivos que los aditivos de control de filtración.

#### 5.8.2.1. Líquido de Base

El líquido de base aceite o sintético puede afectar las tasas de filtración y la selección de aditivos que deben ser usados para controlar la filtración. La viscosidad de los fluidos de base sólo afectará ligeramente las tasas de filtración, de acuerdo con la ley de Darcy. En las regiones donde inviernos extremadamente fríos pueden esperarse, se añaden antigelificantes a los aceites combustibles durante los periodos fríos.

Estos antigelificantes pueden hacer que el aceite diesel no sea apropiado para ser usado en los fluidos de perforación. Las pruebas de campo no pueden detectar estos antigelificantes, pero las pruebas piloto pueden determinar si el aceite diesel es apropiado para ser usado en las emulsiones inversas.

#### 5.8.2.2. Salmuera

Los lodos de emulsión inversa usan salmuera de cloruro de sodio o cloruro de calcio en la fase interna de la emulsión. La fase emulsionada de la salmuera actúa como un delgado sólido coloidal en los lodos de emulsión inversa y las pequeñas gotas contribuyen considerablemente al control de filtración.

El contenido de salmuera afecta muchas propiedades y no se aumenta simplemente para reducir la pérdida de filtrado. Esto es cierto especialmente en los lodos densificados, donde la salmuera adicional actúa como un sólido, aumentando la viscosidad.

#### 5.8.2.3. Emulsificantes

Aunque los emulsificantes no sean verdaderos aditivos para el control de filtración, pueden reducir la filtración aumentando la intensidad de la emulsión si ésta no es estable. Los factores que indican la necesidad de añadir más emulsificante son una tendencia baja o decreciente en la Estabilidad Eléctrica (ES) y/o la presencia de agua en el filtrado ATAP captado.

Una emulsión suficientemente estable debería ser establecida antes de tratar con aditivos para el control de filtración. Si un emulsificante requiere cal para ser activado, se debe mantener un excedente de cal en el lodo.

#### 5.8.2.4. Agentes Humectantes

Los sólidos (arcillas, sólidos perforados y material densificante) deben ser "humectados" por el líquido de base, si no tenderán a sedimentarse, aumentando la viscosidad y la pérdida de filtrado. Los agentes humectantes y emulsificantes apropiados deben ser usados en concentraciones suficientes para mantener todos los sólidos adecuadamente "humectados". Si la cantidad de agente humectante presente no es suficiente, la adición de agente humectante reducirá las propiedades reológicas. Las pruebas piloto pueden determinar si se necesita aumentar la cantidad de agente humectante.

### 5.8.2.5. Viscosificantes

El viscosificante principal en los lodos de emulsión inversa es la arcilla organofílica. Aunque no se hidrate, esta arcilla reduce la tasa de filtración al proporcionar un sólido coloidal para formar un enjarre básico.

### 5.8.2.6. Aditivos de Control de Filtración

Los aditivos principales de control de filtración para los lodos de emulsión inversa son el asfalto, la gilsonita (asfalto natural), el lignito tratado con

aminas y otras resinas y polímeros especializados. Los materiales asfálticos suelen proporcionar un mejor control de filtración que el lignito tratado con aminas, a iguales concentraciones y temperaturas. Algunos operadores prohíben el uso de materiales asfálticos por temor a que perjudiquen la permeabilidad de la formación. Los reglamentos ambientales locales y las políticas deberían ser considerados antes de usar cualquier material asfáltico en un lodo base sintético.

---

## **Conclusiones y Recomendaciones**

Se recopiló y analizó toda la mejor información posible que fue necesaria para poder desarrollar de manera total los temas que fueron contemplados para el contenido de este trabajo de tesis, y que a su vez éste tiene como objetivo el ser una base importante a partir de la cual se pueda integrar la principal referencia bibliográfica para impartir el Diplomado o Curso de Certificación de Ingenieros de Fluidos de Perforación. El cumplimiento de este objetivo se verá reflejado posteriormente si la decisión final es utilizarlo como tal.

Ya que los objetivos de una operación de perforación es perforar, evaluar y terminar un pozo que producirá petróleo y/o gas. Los fluidos de perforación, desempeñan numerosas funciones que contribuyen al logro de dicho objetivo. La responsabilidad de la ejecución de estas funciones debe ser asumida conjuntamente por el ingeniero de fluidos de perforación y las personas que dirigen la operación de perforación. El deber de las personas encargadas de la perforación incluyendo al representante de la compañía operadora, el contratista y la cuadrilla del equipo de perforación, será asegurar la aplicación de los procedimientos correctos de perforación.

Por todo esto, la obligación principal del ingeniero de fluidos de perforación será asegurarse de que las propiedades del fluido sean correctas para el ambiente de perforación específico. El ingeniero de fluidos de perforación también debería recomendar modificaciones de las prácticas de perforación que ayuden a lograr los objetivos de la perforación.

En cuanto a los temas o conceptos descritos y desarrollados dentro del trabajo de tesis, se puede concluir que definitivamente el conocimiento de ellos a conciencia, hacen la diferencia dentro del desarrollo de los profesionales involucrados en el área de Fluidos de Perforación; ya que contando con esto se podrán desempeñar con calidad y efectividad todas y cada una de las funciones que les correspondan realizar.

Como recomendación para su uso, tanto para el diplomado como para el que le den los alumnos de la carrera de Ingeniería Petrolera, es muy importante que se tome en cuenta que no es la única opción a consultar, ya que siempre será de gran importancia el poder tener mucho más referencias de este tipo o mejores para desarrollar o despejar las dudas acerca de los temas contenidos en este trabajo. Todo dependerá de la objetividad que se tenga, del ímpetu y necesidad de adquirir la información que se requiera.

### Bibliografía

1. Joseph Zaba, W. T. Doherty,: "Practical Petroleum Engineers HandBook", Gulf Publishing Company, Houston, Texas.
2. Bourgoyne T. Adam, Millheim K. Keith,: "Applied Drilling Engineering", SPE Textbook Series, Richardson Houston, Texas, 1984.
3. Lemus L. James, Azar J. J.,: "Drilling Fluids Optimization (A Practical Approach)", Pennwell Books; Tulsa, Oklahoma, 1986.
4. M-I,: "Drilling Fluids Engineering Manual".
5. Baroid,: "Manual de Fluidos".
6. Chilingarian G. V., Vorabutr P.,: "Drilling And Drilling Fluids", Series: Developments In Petroleum Science #11, Elsevier Scientific Publishing Company, New York, 1981
7. Martín Terrazas Romero, José Elizalde Pérez, Eduardo León Hernández,: "Un Siglo de la Perforación en México, Tomo III. Fluidos de Control", Unidad de Perforación y Mantenimiento de Pozos, PEMEX.
8. Francisco Garaicochea Petrinera, Miguel Ángel Benítez,: "Apuntes de Fluidos de Perforación", División de Ingeniería en Ciencias de la Tierra, Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingeniería, México, D. F.
9. Israel López Valdez,: "Tesis : Control de Sólidos en Fluidos de Perforación" Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingeniería, México, D. F., 1980.
10. Colegio de Ingenieros Petroleros de México, A. C.: "Glosario Inglés-Español de Términos Petroleros".

### *SPE Papers*

11. B. K. Sinha, Harvey T. Kennedy,: "Development of a Reproducible Method of Formulating and Testing Drilling Fluids", Paper SPE 2302 presented at the 43rd Annual Fall Meeting, Houston, Tex., Sept. 29-Oct. 2, 1968.
12. Martin V. Smith, E. K. Morton, Marvin L. Pless, Randy Ray, Thomas Shumate, John Tups,: "Advances in API/ISO Oil Mud Chemical Analysis Field Procedures, Paper IADC/SPE 87129 presented at the IADC/SPE Drilling Conference, Dallas, Texas, U. S. A., 2 - 4 March 2004.
13. API RP 13B-1, 13B-2, "Recommended Practice: Standard Procedure for Field Testing Water-Based (Oil-Based) Drilling Fluids", 3rd Edition, February 1998.
14. C.W. Morris, R.J. Butsch, W. Sass,: "Using Optical Fluid Analysis To Evaluate Downhole Fluid Sample Contamination", Paper SPE 50603 presented at the 1968 European Petroleum Conference, The Hague, The Netherlands., 20-22 October 1998.

15. William Halliday, Dennis K. Clapper, Mark Smalling,: "New Gas Hydrate Inhibitors for Deepwater Drilling Fluids", Paper SPE/IADC 39316 presented at the 1998 IADC/SPE Drilling Conference, Dallas, Texas 3-6 March 1998.
16. R. V. Barragán, A. F. Aragao, J.C. Machado,: "SIC - System for Identifying Contaminants in Drilling Fluids", Paper SPE 23625 presented at Second Latin American Petroleum Engineering Conference, II LAPEC, Caracas, Venezuela, March 8-11 1992.
17. T. Nyland, J. J. Azar, T. E. Becker, J. L. Lummus,: "Additive Effectiveness and Contaminant Influence on Fluid-Loss Control in Water-Based Muds", Paper SPE 14703 presented at The Drilling Engineering Conference, June 1988.
18. George G. Binder Jr., Louis A. Carlton, Robert L. Garrett,: "Evaluating of soluble Barite as a Source Carbonate and Sulfide Contamination in Drilling Fluids", Paper SPE 10099 presented at the SPE 66th. Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, TX, Oct. 5-7, 1981.
19. R. L. Garrett,: "A New Field Method for the Quantitative Determination of Sulfides in Water-Base Drilling Fluids", Paper SPE 6146 presented at the SPE-AIME 51st. Annual Fall Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Oct. 3-6, 1976.
20. S. Carminati, L. Del Gaudio, G. Del Piero, M. Brignoli,: "Water-Based Muds and Shale Interactions", Paper SPE 65001 presented at the 2001 SPE International Symposium on Oilfield Chemistry, Houston, Texas, 13-16 February 2001.
21. S. Carminati, L. Del Gaudio, G. Del Piero, M. Brignoli,: "Shale Stabilization by Pressure Propagation Prevention", Paper SPE 63053 presented at the 2000 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, 1-4 October 2000.
22. S. Carminati, L. Del Gaudio, G. Del Piero, M. Brignoli, F. Zausa,: "How do Anions in Water-Based Muds Affect Shale Stability?", Paper SPE 50712 presented at the 1999 SPE International Symposium on Oilfield Chemistry, Houston, Texas, 16-19 February 1999.
23. Eric Van Oort,: "Physico-Chemical Stabilization of Shales", Paper SPE 37263 presented at the 1997 SPE International Symposium on Oilfield Chemistry, Houston, Texas, 18-21 February, 1997.
24. J.A. Headley, T.O.Walker, R.W.JenKns,: "Environmental Safe Water-Based Drilling Fluid to Replace Oil-Based Muds for Shale Stabilization", Paper SPE/IADC 29404 presented at the 1995 SPE/IADC Drilling Conference, Amsterdam, 26 February-2 March 1995.
25. Eric van Oort, A.H. Hale, F.K. Mody, Sanjit Roy,: "Transport in Shales and the Design of Improved Water-Based Shale Drilling Fluids", Paper SPE 26309 presented at the 1994 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Sept 25-26.
26. Eric van Oort,: "A novel technique for the investigation of Drilling fluid induced borehole instability in shales", Paper SPE/ISRM 28064 presented at the Rock Mechanics in Petroleum Engineering Conference, Delft, The Netherlands, 29-31 August 1994.
27. J.P. Simpson, G.Z. Jiang,: "Environmentally Acceptable Water-Base Mud Can Prevent Shale Hydration and Maintain Borehole Stability", Paper IADC/SPE 27496 presented at the IADC/SPE Drilling Conference, Dallas, Texas, 15-18 February 1994.
28. J. D. Downs, Eric van Oort, D. I. Redman, D. Ripley, B. Rothmann,: " TAME: A New Concept in Water-Based Drilling Fluids for Shales", Paper SPE 26699 presented at the Offshore European Conference, Aberdeen, 7-10 September 1993.

29. F. K. Mody, A. H. Hale,: "A Borehole Stability Model To Couple the Mechanics and Chemistry of Drilling Fluid Shale Interaction", Paper SPE/IADC 25728 presented at the 1993 SPE/IADC Drilling Conference, Amsterdam, 23-25 February 1993.
30. G. M. Bol, S-W Wong, C. J. Davidson, D.C. Woodland,: "Borehole Stability in Shales", Paper SPE 24975 presented at the 1992 European Petroleum Conference, Cannes, Nov. 16-18.
31. R.G. Bland, R.R. Waughman, Tomkins and W.S. Halliday, R.C. Pessier and M.R. Isbell,: "Water-Based Alternatives to Oil-Based Muds: Do They Actually Exist?", Paper IADC/SPE 74542 presented at the IADC/SPE Drilling Conference, Dallas, Texas, 26-28 February 2002.
32. F.B. Growcock, I A.R. Reece, and J,R. Powers,: "Innovative Additives Can Increase the Drilling Rates of Water-Based Muds", Paper SPE 28708 presented at the SPE International Petroleum Conference & Exhibition of Mexico, Veracruz, Mexico, 10-13 October 1994.
33. Ping Jiang, Knut Taugbol, Anne Mette Mathisen, Eva Alterás, Christine Mo,: "New Low-Solids OBM Demonstrates Improved Returns as Perforating Kill Pill", Paper SPE 73709 presented at the SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control, Lafayette, Louisiana, 20-21 February 2002.
34. Claire Giard-Blanchard; Annie Audibert-Hayet, Christine Dalmazzone,: "Development and Application of Surfactant-Based Systems for Treatment of Wells Drilled with OBM", Paper SPE 68960 presented at the SPE European Formation Damage Conference, The Hague, The Netherlands, 21-22 May 2001.
35. Arvind D. Patel, Frederick B. Growcock,: "Reversible Invert Emulsion Drilling Fluids: Controlling Wettability and Minimizing Formation Damage", Paper SPE 54764 presented at the 1999 SPE European Formation Damage Conference, The Hague, The Netherlands, 31 May-1 June 1999.
36. D.G. Lonaeron, J. Alfenore, G. Poux-Guillaum,: "Drilling Fluids Filtration and Permeability Impairment: Performance Evaluation of Various Mud Formulations", Paper SPE 48988 presented at 1998 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, 27-30 September 1998.
37. Arvind D. Patel,: "Reversible Invert Emulsion Drilling Fluids - A Quantum Leap in Technology", Paper IADC/SPE 47772 presented at the 1998 IADC/SPE Asia Pacific Drilling Technology, Jakarta, Indonesia, 7-9 September 1998,
38. J. C. Shaw, T. Chee,: "Laboratory Evaluation of Drilling Mud Systems for Formation Damage Prevention in Horizontal Wells", Paper SPE 37121 presented at the 2nd International Three Day Conference and Exhibition on Horizontal Well Technology, Alberta, CANADA, November 18-20, 1996.
39. C.A. Sawdon, M.E. Brady, Steve Cliffe, S.G. James,: "An Integrated Approach to the Development of a Water-Based Mud With Oil-Based Mud Performance", Paper SPE/IADC 29375 presented at the 1995 SPE/IADC Drilling Conference, Amsterdam, 20 February-2 March 1995.
40. G.J, Potma and A.RS, Drinkwater,: "Responsible Approach to the Use of Oil Based Muds", Paper SPE 20888 presented at the European 90, The Hague, Netherlands, 22-24 October 1990.
41. D.J. Oakley, A. Morrison and I. Burdls, KG. Jones,: "Cooperative Research—A Route To Reduce the Environmental Impact of Drilling Fluids", Paper SPE 20885 presented at the 1990 SPE European Petroleum Conference, The Hague, Oct. 2-24.

42. L.J. Fraser,: "Field Application of the All-Oil Drilling-Fluid Concept", Paper SPE 19955 presented at the 1990 IADC/SPE Drilling Conference, HOUSTON, Feb. 27-March 2.
43. T.J. Ballard, R.A. Dawe,: "Wettability Alteration Induced by Oil-Based Drilling Fluid", Paper SPE 17160 presented at the SPE Formation Damage Control Symposium, Bakersfield, California, February 8-9, 1988.
44. P.L. O'Bryan, A.T. Bourgoyne Jr.: "Swelling of Oil-Base Drilling Fluids Due to Dissolved Gas", Paper SPE 16676 presented at the 62nd Annual Technical Conference and Exhibition Society of Petroleum Engineers, Dallas, TX, September 27-30,1987.
45. A. Sweetsur,: "Engineered Solutions To The Hazards Of The Oil Muds", Paper SPE 16546 presented at the Offshore Europe, Aberdeen,8-11 September 1987.
46. L. Cuiec,: "The Effect of Drilling Fluids on Rock Surface Properties", Paper SPE 15707 presented at the Fifth SPE Middle East Oil Show, Manama, Bahrain, March 7-10, 1987.
47. D.C. Thomas, H. Hsing, D.E. Menzie,: "Evaluation Of Core Damage Cause by Oil-Base Drilling and Coring Fluids", This paper SPE 13097 presented 59th Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, September 16-19, 1994.
48. Rosalvina Guimerans, Fred Curtis, Robert Urbanowski, Bill Wilson, Sid Ruiz (Chairman): ""Fluid Selection for Under balanced Drilling Operations", Paper IADC presented at the UB Technology Conference 2001.
49. R. B. Watson, A. C. Nelson,: "Representative Laboratory Testing Procedures for Selecting Drilling Fluids", Paper SPE 82300 presented at the SPE European Formation Damage Conference, The Hague, The Netherlands, 13-14 May 2003.
50. Z. Krilov, D. Domitrovic, T. Soric and M. Gracanin,: "Drill-In Fluid Selection for High-Temperature, Sour Gas, Naturally Fractured Reservoirs", Paper SPE 59051 presented at the 2000 SPE International Petroleum Conference and Exhibition in Mexico, Villa Hermosa, Mexico, 1-3 February 2000.
51. Roger Bleier,: "Selecting a Drilling Fluid", Paper SPE 20386. Technology Today Series, July 1990. JPT
52. C.H. Rawlins, S.E. Staten, I.I. Wang,: "Design and Installation of a Sand Separation and Handling System for a Gulf of Mexico Oil Production Facility", Paper SPE 63041 presented at the 2000 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, 1-4 October 2000.
53. J.M. Davison, Gerard Daccord, L.P. Prouvost, Alan Gilmour,: "Rig-Site Monitoring of the Drilling Fluid Solids Content and Solids-Control Equipment Discharge", Paper SPE 56871 presented at the SPE Drill. & Completion, 14 -21, June 1999.
54. Victor Phillips,: "Smart Centrifuge for Solid Answers to Solids Control", Paper IADC/SPE presented at the IADC/SPE Drilling Conference, Dallas, Texas, 3-6 March 1998.
55. E.E. Bouse, J.E. Carrasquero,: "Drilling Mud Solids Control and Waste Management", Paper SPE 23660 presented at the Latin American Petroleum Engineering Conference, II LAPEC, Caracas, Venezuela, March 8-11 1992.
56. H.L. Dearing,: "Material Balance Concepts Aid in Solids Control and Mud System Evaluation", Paper IADC/SPE 19957 presented at the 1990 IADC/SPE Drilling Conference, Houston, Texas, February 27-March 2, 1990.

57. T.D. Froment, G.M. Rodt, B. Titreville,: "A Drilling Contractor Tests Solids Control Equipment", Paper IADC/SPE 14753 presented at the 1986 IADC/SPE Drilling Conference, Dallas, TX, February 10-12, 1986.
58. Jeffery W. Planck,: "Field Evaluation Of Solids Control Equipment", Paper SPE 8901 presented at the 1980 50th Annual California Regional Meeting Of the SPE, Los Angeles, California, April 9-11 1980.
59. J C. Conyers,: "A Practical Approach to Solids Control Through Economic Evaluation of Mechanical Equipment", Paper SPE 8854 presented at the Offshore South East Asia Conference 26-29 February 1980 SPE Session.
60. Kassim, Al-Riyamy, and Mukul M. Sharma,: "Filtration Properties of Oil-in-Water Emulsions containing Solids", Paper SPE 73769 presented at the SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control, Lafayette, Louisiana, 20-21 February 2002.
61. H.R. Warner Jr., J.J. Rathmell,: "Mechanisms Controlling Filtration at the Core Bit for Oil-Based Muds", Paper SPE 28596 presented at the 1994 SPE Annual Technical Conference And Exhibition, New Orleans, 28-25 September 1994.
62. Di Jiao and M,M, Sharma,: "Dynamic Filtration of Invert-Emulsion Muds", Paper SPE 24759 presented at the 67th Annual Technical Conference and Exhibition of the SPE, Washington, DC, October 4-7, 1992.
63. Shung Jiu Peng, J.M. Peden,: "Prediction of Filtration Under Dynamic Conditions", Paper SPE 23824 presented at the SPE Symposium on Formation Damage Control, Lafayette, Louisiana, February 26-27, 1992.
64. B.G. Chesser, D.E. Clark, W.V. Wise,: "Dynamic and Static Filtrate-Loss Techniques for Monitoring Filter-Cake Quality Improves Drilling-Fluid Performance", Paper SPE 20439 presented at the 1990 SPE Annual Technical Conference, New Orleans, September 23-26, 1990.
65. E.J. Fordham, H.K.J. Ladva, and C. Hall, J-F. Baret, J.D. Sherwood,: " Dynamic Filtration of Bentonite Muds Under Diferent Flow Conditions", Paper SPE 18038 presented at the 63rd. Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, TX. October 2-5 1988.
66. J.M. Peden, K.G. Arthur, and Margarita Avalos, "The Analysis of Filtration Under Dynamic and Static Conditions", Paper SPE 12503 presented at the Formation Damage Control Symposium, Bakersfield, CA, February 13-4, 1984.

## Anexo

### Unidades Métricas y del Sistema Inglés para el Ámbito Petrolero

Las unidades de medición usadas en este manual son las unidades métricas y del sistema inglés para su uso en el ámbito petrolero. las unidades métricas son usadas para muchas operaciones de perforación alrededor del mundo. Además de estas dos normas, también se usan numerosas combinaciones de unidades y conjuntos de unidades modificadas. Esta sección anexa ilustrará tanto unidades métricas y las unidades del sistema inglés.

La densidad se expresa en varias unidades y dimensiones por todo el mundo. Las principales unidades de densidad son lb/gal, kg/m<sup>3</sup> y kg/l (igual a la Gravedad Específica (SG) y g/cm<sup>3</sup>).

Unidades Métricas	
Masa	kilogramos (Kg.)
Longitud	metros (m)
Volumen, capacidad y desplazamiento	metros cúbicos (m <sup>3</sup> ) y litros (l)
Densidad	gramos / centímetro cúbico (g/cm <sup>3</sup> ) y (kg/l), siendo ambos iguales a la Gravedad Específica (SG)
Presión	kiloPascales (kPa), bars o atmósferas
Concentración	kilogramo / metro cúbico (kg/m <sup>3</sup> )

El sistema métrico se basa en múltiplos de 10 entre medidas similares. Por ejemplo, la longitud puede estar expresada en múltiplos de **un** metro.

1,000 metros (10 <sup>3</sup> )	1 kilómetro (Km.)
100 metros (10 <sup>2</sup> )	1 hectómetro
10 metros (10 <sup>1</sup> )	1 decámetro
1/10 metro (10 <sup>-1</sup> )	1 decámetro (dm)
1/100 metro (10 <sup>-2</sup> )	1 centímetro (cm)
1/1,000 metro (10 <sup>-3</sup> )	1 milímetro (mm)
1/1,000,000 metro (10 <sup>-6</sup> )	1 micrómetro o micrón (µm)

Los prefijos kilo (1,000), centi (1/100), mili (1/1,000) y micro (1/1,000,000) son los más usados. Para todas las otras mediciones como la masa, el volumen, la densidad, la presión, etc., se puede aplicar el mismo sistema de prefijos.

Masa	Libras (lb.)
Longitud	Pies (pie) y pulgadas (pg)
Volumen, capacidad y desplazamiento	Barriles (bl) y galones (gal)
Densidad	Libras / galón (lb/gal) y libras / pie cúbico (lb/pie <sup>3</sup> )
Presión	Libras / pulgada cuadrada (lb/pg <sup>2</sup> o psi)
Concentración	Libra/ barril (lb/bl)

Factores de Conversión de **Unidades Métricas y Del Sistema Inglés**

Multiplificar Esto	Por	Para Obtener
<b>Volumen</b>		
barril (bl)	5.615	ft cúbico (ft <sup>3</sup> )
barril (bl)	0.159	metro cúbico (m <sup>3</sup> )
barril (bl)	42	galón, E.U.A. (gal)
ft cúbico (ft <sup>3</sup> )	0.0283	metro cúbico (m <sup>3</sup> )
ft cúbico (ft <sup>3</sup> )	7.48	galón, E.U.A. (gal)
galón, E.U.A. (gal)	0.00379	metro cúbico (m <sup>3</sup> )
galón, E.U.A. (gal)	3.785	litro (l)
metro cúbico (m <sup>3</sup> )	6.289	barril (bl)
metro cúbico (m <sup>3</sup> )	1,000	litro (l)
<b>Masa o Peso</b>		
libra (lb)	453.6	gramo (g)
libra (lb)	0.454	kilogramo (kg)
kilogramo (kg)	2.204	libra (lb)
tonelada métrica (mt)	1,000	kilogramo (kg)
<b>Longitud</b>		
ft (ft)	0.3048	metro (m)
pulgada (pg)	2.54	centímetro (cm)
pulgada (pg)	25.4	milímetro (mm)
metro (m)	3.281	ft (ft)
millas (mi)	1.609	kilómetros (km)
<b>Presión</b>		
lb/pg <sup>2</sup> (psi)	6.895	kiloPascal (kPa)
lb/pg <sup>2</sup> (psi)	0.06895	bar (bar)
lb/pg <sup>2</sup> (psi)	0.0703	kg/cm <sup>2</sup>
kiloPascal (kPa)	0.145	lb/pg <sup>2</sup> (psi)
bar (bar)	100	kiloPascal (kPa)
<b>Concentración</b>		
libra/ barril (lb/bl)	2.853	kg/m <sup>3</sup>
Kilogramo / metro cúbico (kg/m <sup>3</sup> )	0.3505	lb/bl
<b>Densidad</b>		
libra / galón (lb/gal)	119.83	kg/m <sup>3</sup> and g/l
Kilogramo / metro cúbico (kg/m <sup>3</sup> )	0.008345	lb/gal
libra / galón (lb/gal)	0.11983	g/cm <sup>3</sup> , kg/l o SG
libra/ ft cúbico (lb/ft <sup>3</sup> )	16.02	kg/m <sup>3</sup> y g/l
g/cm <sup>3</sup> , kg/l o SG	8.345	lb/gal

## Listado de Figuras, Gráficas y Tablas

	Página
<b>Capítulo 1,</b>	
Figura 1.1: Definición de Viscosidad.....	3
Figura 2.1. Viscosímetro de Marsh.....	4
Figura 3.1: Viscosímetro Rotacional.....	5
Figura 4.1: Determinación del Punto de Anilina.....	9
Figura 5.1: Balanza de Lodos.....	10
Figura 6.1: Densímetro.....	11
Figura 7.1: Filtro Prensa de Baja Presión FANN.....	11
Figura 8.1: Medidor de Estabilidad Eléctrica.....	14
Figura 9.1 Retorta para cuantificación de Fases.....	16
Figura.10.1: Tren de Gas de Garrett (GGT) Completo.....	21
<b>Capítulo 2,</b>	
Gráfica 1.2: Solubilidad del aceite diesel en gas.....	25
Tabla 1.2 : Efecto del pH sobre el ácido sulfhídrico. (Se usa % S <sup>2-</sup> dividido por 100 en el cálculo del Tren de Gas de Garrett para los sulfuros solubles.).....	29
Gráfica 2.2 : Distribución de sulfuros según el pH.....	29
Tabla 2.2: Soluciones Comunes a los Problemas de Contaminación de los Fluidos Base Aceite.....	35
<b>Capítulo 3,</b>	
Figura 1.3: Arcillas de Tres Capas.....	38
Tabla 1.3: Distribución relativa de los tipos de rocas para varias áreas (según el manual Amoco TRUE).....	39
Gráfica 1.3: Adsorción - Desorción Isotérmica en una Muestra de Lutita.....	42
Tabla 2.3: Tabla fann70 - Reología a Alta Presión – Alta Temperatura.....	52
<b>Capítulo 4,</b>	
Figura 1.4: Diagrama del Ejemplo 1.....	57
Figura 2.4: Diagrama del Ejemplo 2.....	58
Figura 3.4: Diagrama del Ejemplo 3.....	59
Figura 4.4: Diagrama del Ejemplo 4.....	59
Tabla 1.4: Materiales Densificantes.....	65
Tabla 2.4: Viscosificantes.....	65
Tabla 3.4: Dispersantes/ Desfloculantes.....	66
Tabla 4.4: Agentes de Control de Filtrado.....	66
Tabla 5.4: Estabilizadores de Lutitas.....	67
Tabla 6.4: Lubricantes, Emulsificantes y Agentes Tensoactivos.....	67
Tabla 7.4: Inhibidores de Corrosión.....	68
Gráfica 1.4: Rangos de viscosidad plástica, punto cedente y Prueba de Azul de Metileno (MBT) para los lodos base agua.....	70
Gráfica 2.4: Rango de sólidos para los lodos base agua con barita.....	77
Gráfica 3.4: Rango de sólidos para lodos base agua con hematita.....	78
Gráfica 4.4: Efecto del contenido de sólidos sobre la viscosidad con adiciones de sal.....	84

Tabla 3.6: Fann70.....	136
<b>Capítulo 7,</b>	
Gráfica 1.7: Rango recomendado de sólidos en los lodos base agua.....	140
Tabla 1.7: Clasificación de los sólidos de acuerdo al tamaño .....	141
Figura 1.7: Clasificación de los tamaños de partículas.....	142
Figura 2.7: Tamaños de malla vs. micrones de abertura.....	142
Figura 3.7: Efecto del tamaño de las partículas sobre el área superficial.....	143
Gráfica 2.7: Incremento de la Viscosidad Plástica con los Sólidos de Perforación.....	144
Grafica 3.7: Velocidad de Penetración Vs. Adición de Barita.....	145
Grafica 4.7: Velocidad de Penetración Vs. Adición de Sólidos de Perforación.....	145
Tabla 2.7: Equipos de control de sólidos y amplitudes efectivas de funcionamiento en micrones. El tamaño de las partículas removidas depende del tipo de equipo de control de sólidos.....	147
Figura 4.7: Temblorina lineal ajustable.....	148
Tabla 3.7: Tamices estándar equivalentes.....	151
Tabla 4.7: Tejido de calidad comercial de mallas cuadradas.....	151
Tabla 5.7: Mallas de Swaco para temblorinas ALS.....	151
Tabla 6.7: Mallas de XL (Southwestern) para temblorinas ALS de Swaco.....	152
Tabla 7.7: Mallas Advanced DX para temblorinas ALS de Swaco.....	152
Tabla 8.7: Mallas Derrick PWP DX.....	152
Tabla 9.7: Mallas Derrick PWP HP.....	153
Tabla 10.7: Mallas Derrick PMD DX.....	153
Tabla 11.7: Mallas Derrick PMD HP.....	154
Tabla 12.7: Mallas Thule TBC para temblorinas VSM 100.....	154
Tabla 13.7: Mallas de Southwestern (repuesto de TBC) para Thule VSM 100 .....	155
Tabla 14.7: Mallas BHX (blue hex) para temblorinas lineales Brandt ATL.....	155
Figura 5.7: Diferencia entre las mallas bi y tri-dimensionales. Una malla tridimensional provee áreas donde reunir los sólidos removidos y descartarlos sin bloquear el área de cribado.....	156
Figura 6.7: Proceso de remoción de sólidos por hidrociclón. Un hidrociclón puede procesar grandes volúmenes de lodo debido a su diseño en espiral vertical.....	158
Figura 7.7: Gráfico de amplitudes de operación del hidrociclón. Los ciclones remueven partículas aproximadamente del mismo tamaño; los ciclones grandes pueden manejar volúmenes mucho más grandes de fluido de perforación.....	158
Figura 8.7: Aplicaciones de los hidrociclones.....	159
Gráfica 5.7: Rendimiento típico de los hidrociclones.....	160
Figura 9.7: Cambio del flujo que sale por abajo por spray a flujo que sale por abajo de tipo sogas con sobrecarga de sólidos.....	161
Figura 10.7: Esquema del principio de operación de un limpiador de lodo.....	162
Figura 11.7: Perfil transversal de una centrífuga decantadora.....	164
Figura 12.7: Sistema básico para lodo no densificado.....	166
Figura 13.7: Sistema para lodo no densificado con desgasificador.....	166
Figura 14.7: Sistema para lodo no densificado con centrífuga.....	167
Figura 15.7: Sistema para lodo densificado con limpiador de lodo y centrífuga.....	167
Figura 16.7: Sistema para lodo densificado con centrifugación del flujo que sale por abajo de los hidrociclones.....	168

**Capítulo 8,**

Figura 1.8: Características de la filtración. ....	171
Figura 2.8: Ilustración del flujo según la ley de Darcy. ....	172
Tabla 1.8. Errores de campo en el reporte de filtrado API al duplicar el volumen del filtrado de 7.5 minutos. ....	178
Tabla 2.8. Comparación de Baja Temperatura API contra pérdida de agua, Alta Temperatura, Alta Presión. ....	178
Gráfica 1.8: Efecto de la presión-compresibilidad del enjarre. ....	182
Gráfica 2.8: Relación entre la pérdida de filtrado y la raíz cuadrada del tiempo. ....	184
Tabla 3.8: Viscosidad del agua a varias temperaturas. ....	186
Gráfica 3.8: Tamaño de las partículas de la bentonita. La bentonita de Wyoming tiene un mayor porcentaje de pequeñas partículas respecto a otras arcillas, y proporciona superiores propiedades reológicas y de filtración. ....	188



