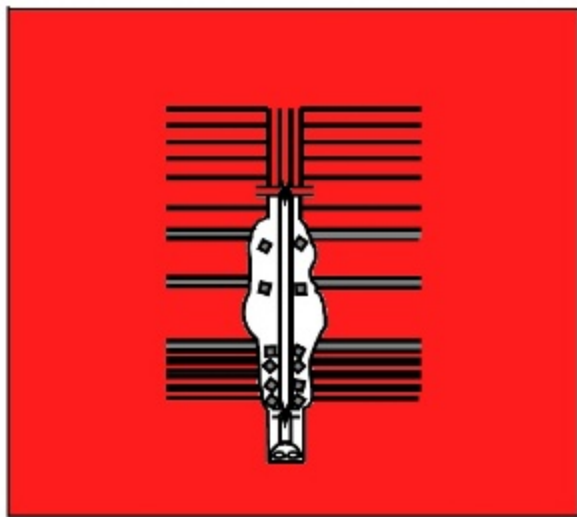




The *Complete* Fluids Company

MANUAL DE FLUIDOS



Houston, USA

Introducción al manual

Cómo está organizado este manual

El *manual de fluidos Baroid* está organizado alfabéticamente por tema, cada uno de los cuales tiene su propio capítulo. Para más fácil acceso a la información, el manual tiene un índice principal de materias y un índice alfabético completo. Cada capítulo tiene además un índice específico del capítulo.

Para localizar los temas e información de los mismos, consultar el índice principal del manual y el índice que precede a cada capítulo. Para acceso e información sobre palabras específicas, consultar el índice alfabético.

Adónde enviar sugerencias, correcciones y actualizaciones

Envíe cualquier sugerencia, correcciones al contenido, o material actualizado, a:

Attn: Baroid Fluids Handbook
Baroid
P.O. Box 1675
Houston, TX 77251, USA



Colaboradores

Son muchos los empleados de Baroid que han contribuido a la realización de este manual. Baroid desea reconocer y agradecer a las siguientes personas:

Susan Abbott	Bill King
John Augsburger	Colin Laing
Dan Bilka	Larry Leggett
Neal Branam	Ken Lindow
Tom Carlson	Russell Marks
Brian Coles	Fersheed Mody
Freddie Cornay	Leonard Morales
Ferrill Dalton	Hector Moreno
Ashley Donaldson	Ben Paiuk
Malcolm Ellice	José Pérez
Brent Estes	Marvin Pless
Christian Ferreira	Don Seims
Jimmy Guillory	Thomas Shumate
Ward Guillot	Dwight Strickland
John Haag	Rob Valenziano
Terry Hemphill	Don Vesely
Dale Jamison	Phil Vice

**Marcas de
Fábrica**

Los siguientes nombres de productos y sistemas que aparecen en este manual son marcas de fábrica de Halliburton Energy Services, Inc.:

BARABLOK™/ BARABLOK™ 400, BARACTIVE™, BARADRIL-N™, BARAFILM™, BARASCAV™ D, BARASCAV™ L, BARASILC™, BARASIL-S™, BARO-LUBE™, BARO-LUBE GOLD SEAL™, BXR™, BXR™ L, COREDRIL-N™, DRIL-N™, DRIL-N-SLIDE™, DUAL PHASE™, ENVIROMUL™, ENVIRO-SPOT™, ENVIRO-THIN™, EZ-CORE™, GEM™, LIGNO-THIN™, LE™ BASE, LE™ MUL, LE™ SUPERMUL, LE™ THIN, MAXDRIL-N™, N-DRIL™, N-DRIL™ HI, N-DRIL™ HT, N-DRIL™ LO,

N-SQUEEZE™, N-PLEX™, N-VIS™, N-VIS™ HI,
 N-VIS™ O, N-VIS™ P, N-VIS™ P PLUS, PAC™-L,
 PAC™-R, PIPE GUARD™, POLYNOX™, RM-63™,
 RV-310™, SHEARDRIL-N™, SOLUDRIL-N™,
 SUSPENTONE™, THERMA-DRIL™, THERMA-VIS™,
 THERMO MUL™, THERMO PLUS™, WELLSIGHT™,
 XP-07™, XP-10™, X-VIS™

Los siguientes nombres de productos que aparecen en este manual son marcas de fábrica registradas de Halliburton Energy Services, Inc.:

AK-70®, AKTAFLO®-E, AKTAFLO®-S, ALDACIDE®
 G, AQUAGEL®, AQUAGEL GOLD SEAL®,
 BARA-DEFOAM® I, BARA-DEFOAM® HP,
 BARA-DEFOAM® W300, BARABRINE® DEFOAM,
 BARABRINE® SI, BARABUF®, BARACARB®,
 BARACAT®, BARACOR® 44, BARACOR® 95,
 BARACOR® 100, BARACOR® 129, BARACOR® 450,
 BARACOR® 700, BARACOR® 1635, BARAFLOC®,
 BARAFOAM®, BARAFOS®, BARAKLEAN®,
 BARAKLEAN® FL, BARAKLEAN® NS,
 BARANEX®, BARAPAK®, BARAPLUG®,
 BARAVIS®, BARAZAN® PLUS, BARAZAN® D
 PLUS, BARO-TROL®, BARODENSE®,
 BAROFIBRE®, BAROID®, BAROID® Oil Absorbent,
 BAROID® RIG WASH, BARO-SEAL®,
 BROMI-VIS®, CARBONOX®, CAT®-300, CAT®-GEL,
 CAT®-HI, CAT®-I, CAT®-LO, CAT®-THIN,
 CAT®-VIS, CC-16®, CELLEX® Regular, CELLEX®
 HV, CLAYSEAL®, CON DET®, DEXTRID®,
 DEXTRID® LT, DEXTRID® LTE, DRILFOAM®,
 DRILTREAT®, DURATONE® HT, ENVIRO-TORQ®,
 EP MUDLUBE® EZ MUL®, EZ MUL® 2F, EZ MUL®
 NT, EZ MUL® NTE, EZ-MUD®, EZ-MUD® DP,



FILTER-CHEK[®], GELTONE[®], GELTONE[®] II, GELTONE[®] V, HY-SEAL[®], IMPERMEX[®], INVERMUL[®], INVERMUL[®] NT, K-LIG[®], LIGNOX[®], LIQUI-VIS[®] EP, LIQUI-VIS[®] NT, LUBRA-BEADS[®], MICATEX[®], NO-SULF[®], OMC[®], OMC[®] 2, OMC[®] 42, PETROFREE[®], PETROFREE[®] LE, PLUG-GIT[®], POLYAC[®], QUIK-FOAM[®], SDI[®], STABILITE[®], STEELSEAL[®], THERMA-CHEK[®], THERMA-CHEK[®] LV, THERMA-THIN[®], THERMA-THIN[®] DP, TORQ-TRIM[®] II, TORQ-TRIM[®] 22, TRIMULSO[®], WALL-NUT[®], X-TEND[®] II, ZEOGEL[®]

Las siguientes marcas de fábrica que aparecen en este manual son marcas de fábrica registradas de sus respectivas compañías:

- Arcosol PNP es una marca de fábrica registrada de Arco.
- BHX 50 es una marca de servicio registrada de Brant/EPI Co.
- CalVer II Indicator Powder es una marca de fábrica registrada de Hach Chemical Company.
- DIASEAL M es una marca de fábrica registrada de Drilling Specialties Company.
- FANN es una marca de fábrica registrada de Fann Instrument Company.
- JELFLAKE es una marca de fábrica registrada de Dowell Schlumberger, Inc.
- Hamilton Beach es una marca de fábrica registrada de Scovill.
- HACH Colorimeter es una marca de fábrica registrada de HACH Co.
- LOLOSS es una marca de fábrica registrada de Rhone-Poulenc, Inc.
- Luer-lok es una marca de fábrica registrada de Becton, Dickinson and Company.
- Multimixer es una marca de fábrica registrada de Sterling Multi-Products, Inc.
- Never-Seez es una marca de fábrica registrada de Bostik.
- PMD-DX50 es una marca de fábrica registrada de Derrick Equipment Co.

- Q-BROXIN es una marca de fábrica registrada de Georgia Pacific Company.
- STICK-LESS es una marca de fábrica registrada de Dodd International.
- Teflon es una marca de fábrica registrada de E.I. DuPont De Nemours and Company.
- TORQUE-LESS es una marca de fábrica registrada de Dodd International.
- X-CIDE es una marca de fábrica registrada de Petrolite.

Aviso

La información de este manual ha sido cuidadosamente preparada y considerada. No obstante, hay muchas variables sobre las cuales Baroid no tiene conocimiento ni control. Por consiguiente, la información y todas las interpretaciones y/o recomendaciones de este manual son presentadas solamente como guía para la consideración, investigación y verificación del usuario. No se dan garantías de ninguna clase, expresas o implícitas, en relación con la información o cualquier interpretación y/o recomendaciones basadas en tal información.



Todo usuario de este manual se compromete a mantener indemne y a salvo de perjuicios a Baroid/Halliburton Energy Services Inc. contra toda demanda o juicio por pérdidas, daños y perjuicios, muerte, o lesión a personas o a la propiedad, incluidas sin limitación las demandas por daños indirectos alegados o derivados del uso de este manual.

**Derecho de
propiedad
intelectual**

©1999, 2000 Baroid, a Halliburton Company

Reservados todos los derechos





Asistencia para el uso del Manual de Fluidos Baroid

Introducción

El Manual de Fluidos Baroid fue convertido a partir de su formato original en un formato tipo documento de *Adobe* en *Lotus Notes*, permitiendo así su [visualización](#), [copiado](#), y fácil [impresión](#).

Contiene enlaces para ayudar a navegar en un documento en pantalla. Los enlaces pueden conectar partes de un documento, saltar a otros documentos tipo PDF, o abrir un archivo de otra aplicación. Ponga el puntero sobre el texto azul y haga clic para ver cómo funciona un enlace. Se puede encontrar información adicional acerca del *Adobe Acrobat* en *Help > Reader Online Guide*. La siguiente ayuda es una adaptación de la Guía Adobe para el Lector en Línea.

Para usar un enlace:

Colocar el puntero  sobre un área de enlace. El puntero cambia a un dedo índice  cuando se coloca sobre un enlace.

Hacer clic para proseguir con el enlace. Haciendo clic sobre un enlace puede hacer cambiar el aspecto de la página o producir otros efectos. **Los enlaces en el Manual de Fluidos Baroid y en este archivo de ayuda llevan color azul.**

Comandos de visualización:

Agrandando la visión de la página

Si la imagen no se ve con claridad – ir a *File > Preferences > General* y desconectar *Smooth Text* y *Monochrome Images*.

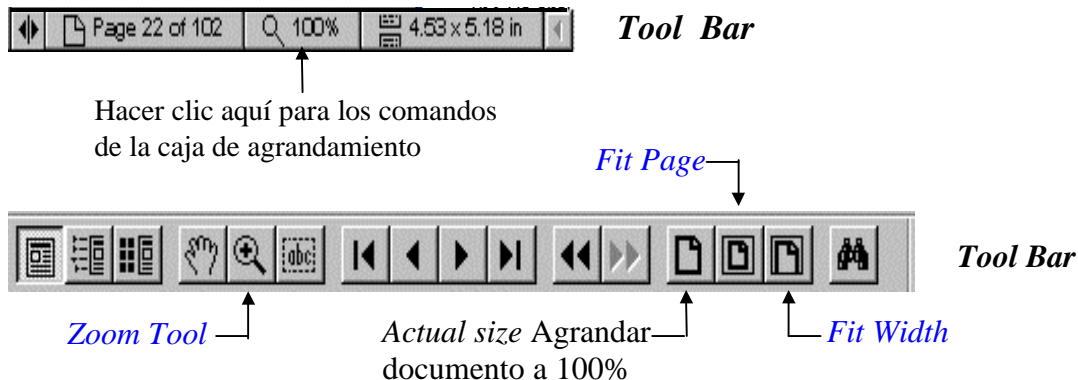
Se puede usar *Zoom tool*, *Magnification Box* en la barra de estado, o los botones de la barra de medios *Actual Size*, *Fit Page*, y *Fit Width* para cambiar el agrandamiento de la pantalla.



[Hacer clic aquí para pasar a la página siguiente](#)

El nivel de agrandamiento máximo es de 800%. El nivel de agrandamiento mínimo es de 12%.

Para acercarse con el zoom a un documento grande, usar *Hand Tool* para mover la página por la pantalla. Los visualizadores *Acrobat* ofrecen también alternativas en el nivel de agrandamiento no relacionadas a un porcentaje específico, sino al aspecto de la página sobre la pantalla:

Los comandos de agrandamiento están en *Status Bar* y en *Tool Bar*




1. **Fit Page**  pone la página en escala para que encaje dentro de la ventana principal.
2. **Fit Width**  pone la página en escala para que encaje con la anchura de la ventana principal.
3. **Fit Visible** rellena la ventana con el área retratada de la página solamente (texto y gráficos).


Zoom Tool (Medio para el Zoom)

Para acercarse:


Escoger una de estas cosas:

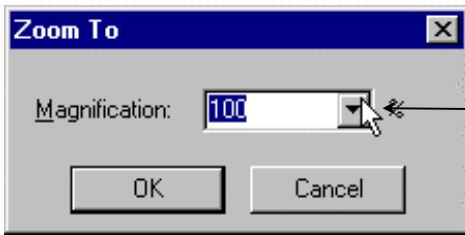
1. Elegir *zoom tool*  en la página del documento para duplicar el actual agrandamiento.

[Hacer clic aquí para pasar a la página siguiente](#)


- Elegir *zoom tool*  y arrastrarlo para dibujar un rectángulo, llamado marquesina, alrededor del área que se quiere agrandar.
- Hacer clic en la caja de agrandamiento en la barra de estado y elegir un nivel de agrandamiento. Si se elige *Zoom To*, mecanografiar el nivel de agrandamiento y hacer clic en donde dice “OK”.



1^{er} hacer clic aquí 







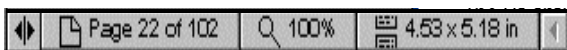
Y luego


2^o hacer clic aquí, elegir de entre la lista que aparece hacia abajo o mecanografiar el agrandamiento deseado 

Para reducir agrandamiento:

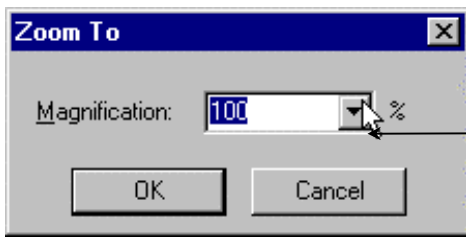
Escoger una de estas cosas:

- Elegir *zoom tool*  mientras se mantiene apretada la tecla de Ctrl; *tool* cambiará a *zoom out tool*,  y hacer clic en el centro del área que se quiere reducir.
- Elegir *zoom tool*  mientras se mantiene apretada la tecla de Ctrl; *tool* cambiará a *zoom out tool*,  y arrastrarlo para dibujar un rectángulo, llamado marquesina, alrededor del área que se quiere reducir.
- Hacer clic en la caja de agrandamiento en la caja de estado y elegir el nivel de agrandamiento. Si se elige *Zoom To*, mecanografiar el nivel de agrandamiento y hacer clic en donde dice “OK”.



1^{er} Clic aquí 

[Hacer clic aquí para pasar a la página siguiente](#)



Y luego

2º clic aquí, elegir de la lista que aparece hacia abajo o mecanografiar el agrandamiento deseado

Hand Tool (Medio Manual)

Para acercarse con el zoom a un documento grande, usar *hand tool* para mover la página por la pantalla.

El botón izquierdo del ratón




↑ *Hand tool*

Comandos para copiar:

Para copiar texto

Se puede seleccionar texto en un documento PDF, copiarlo en la tablilla sujetadora (*clipboard*), y pegarlo a un documento de otra aplicación como por ejemplo un procesador de palabras.

Hacer una de estas cosas:

1. Hacer clic en el medio de selección de texto  o seleccionar (de la Barra del Menú) *Tools > Select Text* y arrastrarlo para seleccionar el texto que se quiere copiar.
2. Para seleccionar todo el texto en las páginas que aparecen en la ventana de visualización –aún cuando se vé sólo una porción de la página- seleccionar (de la Barra del Menú) *Edit > Select all*.
3. Una vez que el texto selecto está en la tablilla sujetadora, se lo puede pasar a otra aplicación y pegar a otro documento.

Nota:

Si un estilo de letras copiado de un documento PDF no estuviera disponible en el sistema donde se exhibirá el texto copiado, el estilo no quedará preservado. Será sustituido por otro llamado *Helvética*.

[Hacer clic aquí para pasar a la página siguiente](#)

Copiando gráficos

Se puede seleccionar un texto en un documento PDF, copiarlo en la tablilla sujetadora, y pegarlo a un documento de otra aplicación tal como por ejemplo un procesador de palabras.

1. Seleccionar (de la Barra del Menú) *Tools > Select Graphics* y arrastrarlo para seleccionar el gráfico que se desea copiar.
2. Una vez que el gráfico selecto está en la tablilla sujetadora, se puede pasar a otra aplicación y pegarlo a otro documento.

Imprimiendo

Primero, seleccionar las opciones de impresión que se desea usando el *File>Print*. Cuando se está listo para imprimir, elegir *File > Print*.

Acrobat Reader ofrece una opción de impresión tipo “encoger hasta que quepa” (*Shrink to fit*) no disponible en la mayoría de las demás aplicaciones. “Encoger hasta que quepa” encoge (y si es necesario rota) páginas demasiado grandes para que quepan en las páginas del tamaño que hay en ese momento en la impresora.

Los archivos PDF generados por *Acrobat Distiller 3.0* pueden contener pantallas especiales con semitonos para fijadores de imagen de alta resolución. Cuando se mandan a impresores estándar de escritorio tipo “*PostScript*”, las pantallas especiales con semitonos que están en el archivo PDF pueden producir imágenes “enlodadas”. Para evitar mala calidad de imagen en el material impreso, seleccionar la opción de pantalla *Use Printer’s Halftone* en la caja de diálogo *Print*, copiarlo en la tablilla sujetadora, y pegarlo a un documento de otra aplicación tal como por ejemplo un procesador de palabras.

Índice general

1 Fluidos de terminación

Panorama general	1-2	4
Sistemas de fluidos sin sólidos	1-2	5
Selección de sistema de fluidos sin sólidos	1-3	6
Densidad	1-3	7
Punto de cristalización	1-6	8
Compatibilidad de la salmuera/agua de la formación	1-10	9
Corrosión	1-10	10
Formulación de salmueras	1-11	11
Fluidos mejorados con sólidos	1-22	12
Contaminantes	1-23	13
Hierro	1-24	14
Sólidos	1-24	15
Dureza	1-25	16
Aceite, destilado, grasa, y grasa de tuberías	1-25	17
Polímeros	1-25	18
Surfactantes	1-26	
Manejo de fluidos	1-26	
Transporte de fluidos	1-26	
Preparación y limpieza general del equipo de perforación	1-27	
Antes de recibir fluido	1-27	
Mientras se recibe fluido	1-28	
Después de recibir fluido	1-28	
Durante operaciones de terminación o reparación	1-29	
Seguridad personal	1-29	



2 Corrosión

Panorama general	2-2	1
Agentes corrosivos del fluido de perforación	2-3	2
Oxígeno	2-3	3
Sulfuro de hidrógeno	2-6	4
Dióxido de carbono	2-7	5
Bacterias	2-8	6
Sales disueltas	2-9	7
Incrustaciones minerales	2-9	8
Tratamientos de fluidos de empaque	2-10	9
Fluidos de terminación/reparación	2-11	10
Salmueras monovalentes	2-11	11
Salmueras bivalentes	2-11	12
Agentes corrosivos	2-12	13
Inhibidores de corrosión	2-14	14
Prueba de corrosión	2-14	15
Ordenes de cupones	2-15	16
Manejo de los cupones	2-17	17
Resultados de las pruebas	2-17	18
Tabla de localización de problemas de corrosión	2-18	
Información sobre productos	2-22	



3. Desplazamiento

Panorama general	3-2	1
Procedimiento de desplazamiento	3-2	2
Recomendaciones de desplazamiento de espaciadores y pautas guías de formulación	3-4	3
Espaciadores recomendados	3-4	4
Pautas guías de formulación de espaciadores	3-6	5
		6
		7
		8
		9
		10
		11
		12
		13
		14
		15
		16
		17
		18



4 Sistemas de fluidos Dril-N

Panorama general	4-3	1
Sistemas de fluidos DRIL-N	4-4	2
BARADRIL-N	4-6	3
Panorama general	4-6	4
Formulación	4-6	5
Guías de formulación	4-6	6
Guías de mantenimiento	4-7	7
BRINEDRIL-N	4-8	8
Panorama general	4-8	9
Formulación	4-8	10
Guías de formulación	4-9	11
Guías de mantenimiento	4-9	12
COREDRIIL-N	4-10	13
Panorama general	4-10	14
Formulación	4-10	15
Guías de formulación	4-11	16
Guías de mantenimiento	4-12	17
MAXDRIL-N	4-13	18
Panorama general	4-13	
Formulación	4-13	
Guías de formulación	4-14	
Guías de mantenimiento	4-15	
QUIKDRIL-N	4-17	
Panorama general	4-17	
Formulación	4-17	
Guías de formulación	4-17	
Guías de mantenimiento	4-18	
SHEARDRIL-N	4-19	
Panorama general	4-19	
Formulación	4-19	
Guías de formulación	4-19	
Guías de mantenimiento	4-20	
SOLUDRIL-N	4-21	
Panorama general	4-21	
Formulación	4-21	
Guías de formulación	4-21	
Guías de mantenimiento	4-22	

5. Ensayos de campo

Panorama general	5-3	1
		2
Procedimientos de prueba	5-5	3
Alcalinidad: Lodo base agua	5-5	4
Alcalinidad: Lodo base Aceite/Sintético	5-6	5
Alcalinidad: Filtrado (P_f/M_f)	5-8	6
Alcalinidad: Alternativo (P_1/P_2)	5-10	7
Concentración de BARACAT	5-13	8
Concentración de BARACOR-95	5-15	9
Claridad de la salmuera	5-17	10
Peso específico (densidad) de la salmuera	5-19	11
Concentración de carbonatos/Aparato de Garrett	5-23	12
Concentración de CLAYSEAL	5-28	13
Contenido en cloruros	5-30	14
Punto de cristalización	5-33	15
Densidad: Balanza de lodo Baroid	5-36	16
Densidad: Balanza de lodo presurizada, Fann	5-38	17
Densidad: Balanza de lodo presurizada, Halliburton	5-40	18
Estabilidad eléctrica	5-42	
Filtrado: API	5-43	
Filtrado: APAT	5-45	
Dureza: Dureza del calcio	5-49	
Dureza: Dureza total	5-51	
Contenido en hierro	5-53	
Ensayo con azul de metileno	5-54	
pH: Método del papel	5-56	
pH: Método de la tira	5-57	
pH: Método del medidor	5-58	
Concentración PHPA	5-60	
Potasio: Método de la tira de papel	5-63	
Potasio: Método de la centrífuga	5-65	
Análisis de retorta	5-68	
Propiedades reológicas: Embudo de Marsh	5-72	
Propiedades reológicas: Viscosímetro rotatorio	5-73	



Contenido de arena	5-76	
Concentración de silicatos	5-77	1
Concentración de sulfuros/Aparato de Garrett	5-79	2
Procedimiento para lodos base agua	5-83	3
Procedimiento para lodos base aceite y sintéticos	5-86	4
Salinidad de la fase acuosa	5-90	5
		6
		7
		8
		9
		10
		11
		12
		13
		14
		15
		16
		17
		18



6 Perforación con espuma y lodo aireado

Panorama general	6-2	1
Aplicaciones para aire, espuma, y lodos aireados	6-2	2
Perforación con aire	6-4	3
Perforación con espuma	6-5	4
Determinación de los volúmenes de aire y fluido	6-5	5
Control del fluido de perforación con espuma	6-6	6
Presión de inyección en la superficie	6-6	7
Estado de la espuma en la línea de descarga	6-7	8
Acumulación o regularidad del retorno de espuma en la línea de descarga	6-7	9
Formulaciones y aplicaciones de la perforación con espuma	6-8	10
Espumas rígidas	6-8	11
Lodo aireado	6-11	12
Equipos requeridos	6-11	13
Formulación y aplicaciones del sistema de lodo		14
Cal/IMPERMEX	6-13	15
Formulación y aplicaciones del sistema de lodo DAP/PAC	6-14	16
Procedimientos de operación recomendados para lodo aireado	6-15	17
Determinación de pérdida hidrostática causada por lodo cortado por gas	6-16	18
Corrosión	6-19	



7 Pérdida de circulación

Panorama general	7-2	1
		2
Formaciones en las que se puede perder circulación	7-3	3
Formaciones cavernosas	7-3	4
Indicación	7-3	5
Tratamiento	7-3	6
Formaciones fracturadas	7-4	7
Indicación	7-4	8
Tratamiento	7-4	9
Formaciones permeables	7-5	10
Indicación	7-5	11
Tratamiento	7-5	12
Procedimientos y fórmulas correctivas	7-6	13
		14
Inyección de material de relleno	7-6	15
Píldora obturante entrecruzable	7-8	16
Inyección para alta filtración	7-9	17
		18
Localización de la zona de pérdida	7-12	



8 Lodos base aceite

Panorama general	8-2	1
		2
Sistemas de lodo base aceite	8-2	3
Sistemas de emulsión firme	8-4	4
Sistemas de filtrado relajado (FR)	8-5	5
Sistema de perforación/extracción de núcleos sistemas 100% aceite		6
BAROID 100	8-6	7
Sistema de perforación 100% aceite BAROID 100 HT	8-7	8
Sistemas de alta proporción de agua	8-8	9
Manejo del lodo	8-9	10
		11
Registros	8-9	12
		13
Aplicaciones especiales	8-11	14
Fluidos de empaque y empaques de revestidor	8-11	15
Fluidos de empaque para zonas muy frías	8-12	16
Preparación de fluidos de empaque para zonas muy frías	8-13	17
Preparación de fluidos de empaque para zonas muy frías		18
a partir de lodo existente	8-13	19
Sistemas de aceite gelificado PIPE GUARD	8-14	20
		21
Información sobre productos	8-15	22
Viscosificadores/agentes de suspensión	8-15	23
Adelgazantes	8-17	24
Emulsionantes	8-18	25
Agentes de control de filtración	8-19	26



9 Reología e hidráulica		1
Panorama general	9-3	2
Términos reológicos	9-3	3
Regímenes de flujo	9-6	4
Tipos de fluidos	9-7	5
Modelos reológicos	9-7	6
Modelo Bingham	9-9	7
Modelo ley de la potencia	9-10	8
Ejemplo	9-11	9
Modelo Herschel-Bulkley (modelo punto cedente-ley de la potencia modificada [MHB])	9-11	10
Términos de cálculo de hidráulica de fluidos	9-13	11
Número de Reynolds (N_{Re})	9-13	12
Número de Reynolds crítico (N_{Rec})	9-13	13
Factor de fricción (f)	9-13	14
Número de Hedstrom (N_{He})	9-14	15
Viscosidad efectiva (μ_e)	9-15	16
Caída de presión ($\Delta P/\Delta L$)	9-16	17
Excentricidad (ϵ)	9-16	18
Ecuaciones usadas en hidráulica de fluidos	9-18	
Información sobre bombas y circulación	9-18	
Caudal de la bomba por carrera	9-18	
Caudal de la bomba por minuto	9-19	
Velocidad anular	9-19	
Volúmenes	9-19	
Tiempos de circulación	9-21	
Hidráulica de barrena	9-21	
Area de la tobera	9-21	
Velocidad en la tobera	9-21	
Caída de presión en la barrena	9-21	
Caballaje hidráulico en la barrena	9-22	
Caballaje hidráulico en la barrena por unidad de área de barrena	9-22	
Porcentaje de caída de presión en la barrena	9-22	

Fuerza de impacto del chorro	9-22	
Cálculos de flujo laminar y turbulento	9-22	1
Métodos para fluidos de Herschel-Bulkley (punto cedente- ley de la potencia modificada [(MHB)]	9-23	2
Derivando lecturas del dial	9-23	3
Métodos API para fluidos de ley de la potencia	9-24	4
Métodos SPE para fluidos de ley de la potencia	9-27	4
Métodos SPE para fluidos de Bingham-plásticos	9-30	5
Densidad equivalente de circulación	9-34	
Cálculos de limpieza del pozo	9-35	6
Velocidad de deslizamiento de partículas	9-35	7
Cálculos de eficiencia de transporte de recortes	9-39	8
Cálculos MAXROP (Máx. índice de penetración)	9-40	8
Concentración de recortes en el espacio anular para un índice de penetración dado	9-42	9
Aumento de densidad del lodo en el espacio anular	9-43	10
Lista de términos	9-43	11
		12
		13
		14
		15
		16
		17
		18



10 Control de sólidos

Panorama general	10-2	1
Procedencia y tamaños de los sólidos	10-2	2
Equipos mecánicos de remoción de sólidos	10-4	3
Dispositivos tamizadores	10-4	4
Eficiencia de los tamices	10-5	5
Designaciones de las mallas	10-8	6
Dispositivos de separación centrífuga	10-11	7
Centrífugas decantadoras	10-11	8
Hidrociclones	10-13	9
Dilución	10-17	10
Cálculo de la eficiencia de equipos de control de sólidos	10-18	11
Método API para determinar la eficiencia de remoción	10-18	12
Método API para determinar la eficiencia respecto al costo ..	10-21	13
		14
		15
		16
		17
		18



11 Ensayos especializados

Panorama general	11-2	1
Ensayos de reología y suspensión	11-2	2
Ensayo FANN 50	11-2	3
Ensayo FANN 70	11-4	4
Prueba de decantación de gran ángulo (HAST)	11-5	5
Ensayos de filtración	11-7	6
Ensayo FANN 90	11-7	7
Ensayo de taponamiento por partículas (PPT)	11-9	8
Ensayo del punto de anilina	11-9	9
Ensayo de distribución por tamaño de partículas (PSD)	11-9	10
Identificación por luminiscencia	11-11	11
Ensayo de lubricidad	11-11	12
Ensayos con lutitas	11-12	13
Ensayo del tiempo de succión capilar (CST)	11-12	14
Ensayo de medición de hinchamiento lineal (LSM)	11-14	15
Ensayo de erosión de lutitas	11-15	16
Ensayo de retorno de permeabilidad	11-16	17
Ensayo de bacterias	11-17	18
Ensayo de compatibilidad de salmuera y agua de formación ..	11-18	
Ensayo de difracción por rayos X	11-19	



12 Pega de tubería

Panorama general	12-2	1
		2
Pega diferencial	12-2	3
Fluido liberador ENVIRO-SPOT	12-4	4
Fluido liberador DUAL PHASE	12-5	5
Determinación de la profundidad a la zona de pega	12-9	6
Empaquetamiento	12-9	7
		8
Pozo estrecho	12-11	9
Formaciones de fluencia plástica	12-11	10
Acumulación de revoque	12-11	11
Ojo de llave (Keyseating)	12-12	12
		13
Liberación de la tubería pegada	12-16	14
		15
		16
		17
		18



13 Sintéticos

PETROFREE - Panorama general	13-3	1
Sistemas PETROFREE	13-3	2
PETROFREE	13-4	3
PETROFREE 100	13-4	4
Administración del lodo	13-5	5
Registros	13-7	6
Aplicación especial	13-9	7
Información sobre productos	13-9	8
Viscosificadores/agentes de suspensión	13-9	9
Adelgazantes	13-10	10
Emulsionantes	13-11	11
Agentes de Control de filtración	13-12	12
PETROFREE LE - Panorama general	13-13	13
Sistemas PETROFREE LE	13-13	14
PETROFREE LE	13-15	15
PETROFREE LE 100	13-16	16
Administración del lodo	13-17	17
Registros	13-18	18
Información sobre productos	13-20	19
Viscosificadores/agentes de suspensión	13-20	20
Adelgazantes	13-21	21
Emulsionantes	13-22	22
Control de filtración	13-23	23
XP-07 - Panorama general	13-24	
Sistemas XP-07	13-24	
XP-07	13-25	
XP-07 100	13-26	
Administración del lodo	13-27	
Registros	13-28	



Información sobre productos	13-31	
Viscosificadores/agentes de suspensión	13-31	1
Adelgazantes	13-32	2
Emulsionantes	13-33	3
Control de filtración	13-34	4
		5
		6
		7
		8
		9
		10
		11
		12
		13
		14
		15
		16
		17
		18



14 Tablas, gráficos y cálculos

Panorama general	14-3	1
Fórmulas para ajustar las propiedades de fluidos de perforación	14-3	2
Fórmulas para calcular los materiales necesarios para aumentar el peso del lodo	14-3	3
Cálculos de mayor peso (aumento de volumen tolerado)	14-3	4
Cálculos de mayor peso (volumen final especificado)	14-4	5
Fórmulas para calcular los materiales necesarios para reducir el peso del lodo	14-4	6
Reducción peso del lodo (aumento de volumen tolerado) ..	14-4	7
Reducción peso del lodo (volumen final especificado)	14-5	8
Fórmulas para calcular los materiales necesarios para cambiar la relación aceite/agua (OWR)	14-6	9
Aumento de la relación aceite/agua	14-6	10
Reducción de la relación aceite/agua	14-7	11
Fórmulas para calcular superficie y volumen	14-8	12
Fórmulas para calcular los volúmenes de piletas y tanques	14-8	13
Tanque rectangular	14-8	14
Tanque cilíndrico vertical	14-8	15
Tanque cilíndrico horizontal	14-8	16
Fórmulas para calcular el volumen del pozo	14-9	17
Volumen del pozo (sin tubería de perforación en el pozo)	14-9	18
Volumen anular (capacidad)	14-9	
Capacidad y desplazamiento de la tubería de perforación o del portamechas	14-10	
Dimensiones	14-11	
Dimensiones de la tubería de revestimiento	14-11	
Capacidades de los cilindros	14-23	
Capacidad de un cilindro	14-23	
Diámetro interior de un cilindro de acero	14-23	



Dimensiones de la tubería de perforación	14-23	
Dimensiones de los tubos	14-26	1
Fórmulas para calcular caudales de las bombas	14-30	2
Bomba duplex	14-30	3
Bomba triplex	14-30	4
Bombas	14-30	5
Capacidades de bombas duplex	14-30	6
Capacidades de bombas triplex	14-34	7
Propiedades químicas	14-36	8
Tabla periódica de los elementos	14-38	9
Conversiones químicas	14-39	10
Conversión epm a ppm	14-39	11
Libras de sustancia química para remover ciertos contaminantes	14-40	12
Propiedades físicas	14-41	13
Datos de volumen bruto	14-41	14
Densidad de materiales comunes	14-42	15
Materiales específicos	14-43	16
Tablas de datos de agua salada	14-43	17
Constantes del agua salada	14-43	18
Densidades de soluciones de cloruro de sodio	14-44	
Composición química del agua de mar	14-45	
Factores de conversión métrica y estándar	14-46	



15 Localización de problemas

Panorama general	15-2	1
		2
Fluidos de terminación/reparación	15-3	3
Contaminantes	15-3	4
		4
Fluidos de perforación espuma/aireados	15-4	5
Problemas de mantenimiento y operativos	15-4	6
		6
Lodos base aceite	15-4	7
Contaminantes	15-4	8
Problemas de mantenimiento y operativos	15-6	8
		9
Sintéticos	15-8	9
Contaminantes	15-8	10
Problemas de mantenimiento y operativos	15-9	11
		11
Lodos base agua	15-12	12
Contaminantes	15-12	13
Problemas de mantenimiento y operativos	15-15	14
		14
		15
		16
		17
		18



16 Lodos base agua

Panorama general	16-3	1
Sistemas de lodo base agua	16-4	2
BARASILC	16-4	3
Formulación	16-4	4
Pautas guías de formulación	16-5	5
Pautas guías de mantenimiento	16-5	6
CARBONOX/AKTAFL0-S	16-7	7
Formulación	16-7	8
Pautas guías de mantenimiento	16-8	9
CARBONOX/Q-BROXIN	16-9	10
Formulación	16-9	11
Pautas guías de formulación	16-10	12
Pautas guías de mantenimiento	16-10	13
CAT-I	16-11	14
Formulación	16-11	15
Pautas guías de mantenimiento	16-12	16
EZ-MUD	16-13	17
Formulación	16-13	18
Pautas guías de formulación	16-14	
Pautas guías de conversión	16-14	
Pautas guías de mantenimiento	16-15	
Gyp/Q-BROXIN	16-16	
Formulación	16-16	
Pautas guías de formulación	16-17	
Pautas guías de conversión	16-17	
Pautas guías de mantenimiento	16-17	
KOH/K-LIG	16-19	
Formulación	16-19	
ENVIRO-THIN de bajo pH	16-20	
Formulación	16-20	
Pautas guías de mantenimiento	16-21	
PAC/DEXTRID	16-22	
Formulación	16-22	
Pautas guías de formulación	16-23	
Pautas guías de mantenimiento	16-23	
POLYNOX	16-24	
Formulación	16-24	

Pautas guías de conversión	16-25	
Pautas guías de mantenimiento	16-25	1
Sal saturada	16-27	2
Formulación	16-27	3
Pautas guías de conversión	16-27	4
THERMA-DRIL	16-28	5
Formulación	16-28	6
Pautas guías de mantenimiento	16-28	7
		8
		9
		10
		11
		12
		13
		14
		15
		16
		17
		18



17 Cementación de pozos

Panorama general	17-2	1
Aditivos de cementación	17-3	2
Aceleradores	17-3	3
Retardantes	17-5	4
Aditivos de control de pérdida de fluido	17-6	5
Extendedores	17-7	6
Aditivos de control del agua libre	17-7	7
Materiales densificantes	17-8	8
Activadores de escorias	17-8	9
Dispersantes	17-10	10
Preventores de retrogresión	17-10	11
Diseño y aplicaciones de las lechadas	17-11	12
Lechada de frente	17-11	13
Lechada de cola	17-12	14
Lechada a presión	17-12	15
Tapones	17-12	16
Espaciadores	17-13	17
Cálculos de volumen de los espaciadores	17-13	18



18 Control de pozos

Panorama general	18-2	1
		2
Amagos de reventón	18-2	3
Control de un amago de reventón	18-3	4
		4
Procedimientos de cierre	18-3	5
		5
Métodos para matar un pozo	18-3	6
Método de esperar y densificar	18-4	7
Método del perforador	18-4	8
Método concurrente	18-4	8
		9
Problemas de control de amagos de reventón	18-7	10
		11
		12
		13
		14
		15
		16
		17
		18



Lista de figuras

Figura 1-1: Densidades comparativas de sistemas de terminación de fluidos claros	1-5
Figura 1-2: Punto eutéctico	1-9
Figura 5-1: Aparato de Garrett	5-24
Figura 5-2: Ejemplo de curva de calibración	5-62
Figura 5-3: Gráfico de ejemplo	5-68
Figura 5-4: Aparato de Garrett.	5-81
Figura 5-5: Curvas de saturación de sal	5-97
Figura 5-6: Gráfico de salinidad base agua	5-98
Figura 6-1: Pérdida hidrostática causada por lodo cortado por gas	6-18
Figura 9-1: Comparación de los comportamientos del fluido	9-8
Figura 9-2: Factores de fricción para fluidos de la ley de la potencia	9-14
Figura 9-3: Números críticos de Reynolds para fluidos plásticos de Bingham	9-15
Figura 9-4: Excentricidades de un tubo en un espacio anular	9-17
Figura 10-1: Diferencia entre las cribas bi- y tridimensionales	10-8
Figura 10-2: Potencial de separación	10-10
Figura 10-3: Sección transversal de una centrífuga decantadora	10-12
Figura 10-4: Proceso de remoción de sólidos por hidrociclón	10-15
Figura 10-5: Gráfico de amplitudes de operación del hidrociclón	10-16
Figura 10-6: Gráfico de volumen de sólidos	10-30
Figura 10-7: Gráfico de sólidos	10-31
Figura 11-1: Resultados del ensayo FANN 50	11-3
Figura 11-2: Resultados del HAST	11-6
Figura 11-3: Resultados del ensayo FANN 90	11-8
Figura 11-4: Resultados del ensayo PSD	11-10
Figura 11-5: Resultados del ensayo CST.	11-13



Figura 11-6: Resultados del ensayo LSM	11-15
Figura 11-7: Resultados del ensayo de retorno de permeabilidad	11-17
Figura 12-1: Efecto de la presión diferencial	12-3
Figura 12-2: Empaquetamiento	12-10
Figura 12-3: Ojo de llave	12-13
Figura 12-4: Acción ensanchadora	12-15
Figura 14-1: Tabla periódica de los elementos	14-38
Figura 18-1: Muestra de planilla para matar pozos	18-5
Figura 18-2: Muestra de planilla para matar pozos, cont.	18-6

Fluidos de terminación



The *Complete* Fluids Company

Contenido

Panorama general	1-2
Sistemas de fluidos con sólidos	1-2
Selección de sistema de fluidos sin sólidos	1-3
Densidad	1-3
Punto de cristalización	1-6
Compatibilidad de la salmuera/agua de la formación	1-10
Corrosión	1-10
Formulación de salmueras	1-11
Fluidos mejorados por sólidos	1-22
Contaminantes	1-23
Hierro	1-24
Sólidos	1-24
Dureza	1-25
Aceite, destilado, grasa, y grasa de tuberías	1-25
Polímeros	1-25
Surfactantes	1-26
Manejo de fluidos	1-26
Transporte de fluidos	1-26
Preparación y limpieza general del equipo de perforación	1-27
Antes de recibir fluido	1-27
Mientras se recibe fluido	1-28
Después de recibir fluido	1-28
Durante operaciones de terminación o reparación	1-29
Seguridad personal	1-29

Panorama general

Los fluidos de terminación y reparación son usados no sólo por su capacidad para controlar la presión de la formación, sino también para reducir o eliminar ciertos tipos de daños a la formación. Los dos tipos básicos de sistemas de terminación y reparación son los sistemas de fluidos sin sólidos y los sistemas mejorados por sólidos. Este capítulo abarca cada uno de estos sistemas y provee información sobre selección y manejo de fluidos de terminación y reparación.

También se encuentra información sobre fluidos de terminación y reparación en los siguientes capítulos:

- [Corrosión](#)
- [Desplazamiento](#)
- [Pérdida de circulación](#)

Sistemas de fluidos sin sólidos

Un sistema de fluidos sin sólidos es el sistema preferido de terminación o reparación porque sus características protegen las formaciones. Además, los sistemas de fluidos sin sólidos sirven como excelentes fluidos de empaque que pueden acelerar las operaciones de reparación.

Los sistemas de fluidos sin sólidos son soluciones de diversas sales que se clasifican en dos grupos

principales: monovalentes y bivalentes. La Tabla 1-1 detalla las soluciones monovalentes y bivalentes.

Soluciones monovalentes	Soluciones bivalentes
<ul style="list-style-type: none"> • Cloruro de sodio • Bromuro de sodio • Formiato de sodio • Cloruro de potasio • Bromuro de potasio • Formiato de potasio • Formiato de cesio 	<ul style="list-style-type: none"> • Cloruro de calcio • Bromuro de calcio • Bromuro de zinc

Tabla 1-1: Soluciones monovalentes y bivalentes. Las soluciones monovalentes contienen sodio y potasio; las soluciones bivalentes contienen calcio y zinc.

Selección de sistema de fluido con sólidos

Al determinar si un fluido se comportará eficazmente en la planeada operación de terminación o reparación considérense los siguientes factores:

- [Densidad](#)
- [Punto de cristalización](#)
- [Compatibilidad de la salmuera/agua de la formación](#)
- [Corrosión](#)

Densidad

Las salmueras claras se usan en condiciones tanto desbalanceadas como sobrebalanceadas. Frecuentemente, un pozo es terminado en una situación sobrebalanceada y la salmuera pesada es reemplazada por un fluido de empaque más liviano.



Si un pozo está terminado...	En tal caso...
<ul style="list-style-type: none">• En una situación <i>desbalanceada</i>,• Quedando en el pozo un fluido de empaque desbalanceado,	El diseño de la tubería de revestimiento y el costo son los principales factores a considerar al seleccionar una densidad de salmuera y la correspondiente salmuera.
<ul style="list-style-type: none">• En una situación <i>sobrebalanceada</i>,• Como operación de reparación que requiere un fluido de matar,	La densidad requerida es determinada por la presión de la formación, la profundidad vertical real y el gradiente de temperaturas.



Precaución: La temperatura tiene un efecto apreciable sobre el peso de una columna de fluido de salmuera. No calcular nunca la densidad que requiere una salmuera sin considerar el efecto de la temperatura. Referirse al cálculo de corrección de la densidad de fondo del pozo en el capítulo titulado **Tablas, gráficos y cálculos.**

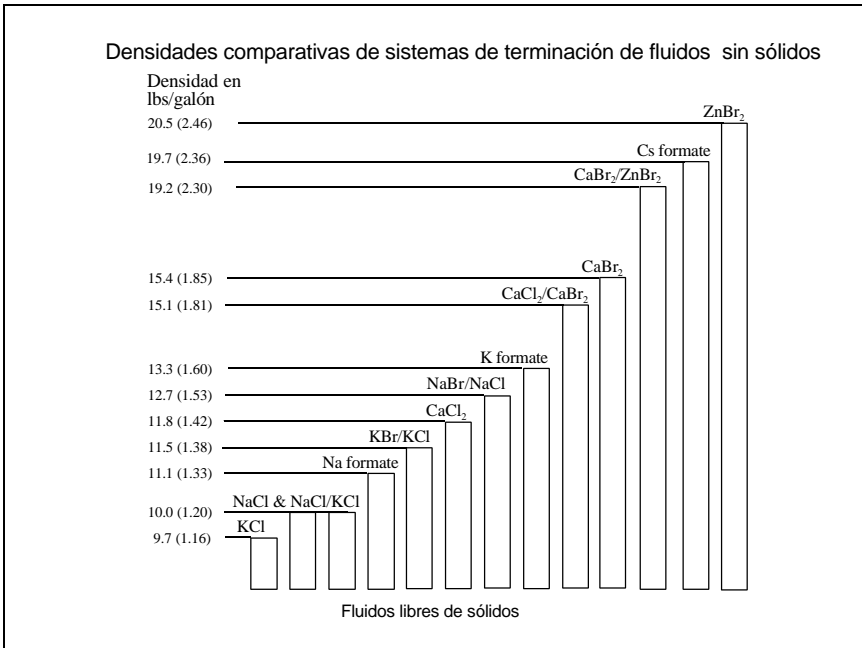


Figura 1-1: Densidades comparativas de sistemas de terminación de fluidos sin sólidos.

Punto de cristalización

El punto de cristalización de una salmuera es la temperatura a la cual se comienzan a formar los cristales de sal, dado el tiempo suficiente y las condiciones nucleantes apropiadas.

Nota: La nucleación es el proceso por el cual una materia insoluble provee una plataforma física sobre la cual pueden formarse cristales.

La precipitación de sales insolubles puede causar un número de problemas. Por ejemplo, cuando la sal disuelta en el fluido se cristaliza y se asienta en un tanque, la densidad del fluido comúnmente disminuye. La cristalización de salmueras puede también ser causa de taponamiento de líneas y trabado de bombas.

Para asegurarse de que no ocurra cristalización en una salmuera:

- **Determinar el punto de cristalización requerido del fluido**
- **Verificar el punto real de cristalización del fluido**
- **Ajustar el punto de cristalización del fluido, según sea necesario**

Los siguientes párrafos tratan sobre cómo determinar, verificar y ajustar el punto de cristalización de un fluido.

Determinación del punto de cristalización requerido.

Al elegir la fórmula de más bajo costo para una densidad dada, considerar las temperaturas a las cuales la salmuera será transportada, almacenada y usada. El punto de cristalización de un fluido debe ser como mínimo 10°F (6°C) menor que la temperatura

más baja de exposición prevista. Para proyectos de aguas profundas, considérese la temperatura del agua de mar en el fondo del océano.

Verificación del punto de cristalización real. Son usados tres valores de temperatura para describir el punto de cristalización de un fluido. Estos incluyen:

- El primer cristal en aparecer (FCTA)
- La temperatura de cristalización verdadera (TCT)
- Último cristal en disolverse (LCTD)

El TCT es el método recomendado por API para describir el punto de cristalización; se pueden determinar al pie del pozo todos los valores de temperatura, usando el kit de prueba de cristalización de salmuera. El procedimiento para determinar el punto de cristalización de un fluido se provee en el capítulo titulado *Ensayos en el campo*.

Ajuste del punto de cristalización. Aunque la fórmula del fluido que se entrega al sitio de un pozo sea de la densidad y punto de cristalización correctos para el pozo y las condiciones climáticas, puede ser necesario ajustar el punto de cristalización del fluido. Esto se hace agregando sales secas (p.ej., CaBr_2 ó CaCl_2), salmueras de stock (p.ej., CaBr_2 de 14.2 lb/gal (peso espec. 1.70), o $\text{CaBr}_2/\text{ZnBr}_2$ de 19.2 lb/gal (peso espec. 2.30), o agua.

El ajuste de la densidad de un fluido usando sales secas afecta el punto de cristalización del fluido. Para soluciones de sal única, la adición del mismo tipo de sal seca hace bajar el punto de cristalización de la solución a un punto eutéctico, que es el más bajo punto de congelación de una solución obtenible por aumento de la concentración de un soluto. Por ejemplo, la adición



de cloruro de calcio seco al agua y a salmueras de calcio reduce el punto de cristalización de la solución de salmuera hasta que llega a una densidad de 10.8 lb/gal (peso espec. 1.29). Más aún, la adición de cloruro de calcio seco a una solución de salmuera de 10.8 lb/gal (peso espec. 1.29) eleva el punto de cristalización, aún cuando la densidad continúa en aumento. En salmueras de dos sales con un punto de cristalización de 30°F (-1°C), la adición de una sal seca generalmente eleva el punto de cristalización.

La adición de agua dulce a una salmuera de sal única cuya densidad esté por encima del punto eutéctico reduce la densidad y el punto de cristalización.

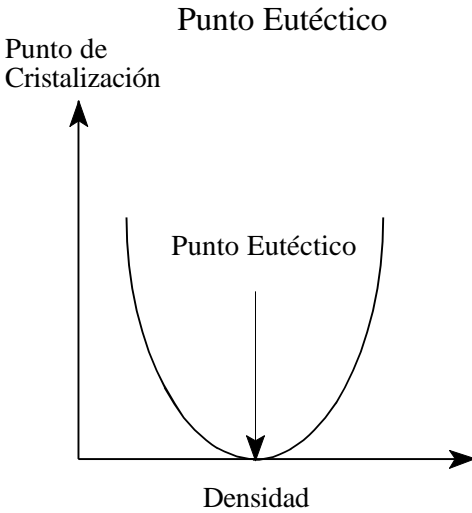


Figura 1-2: Punto eutético. El punto eutético es el más bajo punto de congelación de una solución. Esta curva no es necesariamente una función simétrica.

La adición de agua dulce a un sistema de dos sales tiende a reducir la densidad y el punto de cristalización. Se puede obtener una estimación del punto de cristalización de una mezcla de salmueras usando las tablas de las páginas 1-11 a 1-23. Para determinar con exactitud el punto de cristalización de una mezcla de salmueras, realizar un ensayo piloto de la salmuera usando el kit de ensayo de cristalización de salmuera.

Compatibilidad de salmuera/agua de formación

Para elegir el tipo de salmuera correcto, considerar las interacciones potenciales del fluido de terminación o de reparación con los sólidos, agua y gases de la formación.. Los problemas de incompatibilidad más comunes incluyen:

- Producción de incrustaciones de la reacción de una salmuera bivalente con dióxido de carbono disuelto
- Precipitación de cloruro de sodio del agua de la formación cuando está expuesta a ciertas salmueras
- Precipitación de compuestos de hierro de la formación resultante de interacción con hierro soluble en el fluido de terminación
- Reacción arcillas de la formación con salmuera clara

Los siguientes ensayos de laboratorio pueden ser usados para evaluar la compatibilidad de un fluido claro con una formación:

- Retorno de permeabilidad
- Análisis del agua de la formación
- Mineralogía de la formación
- Compatibilidad salmuera/agua

Para mayor información sobre ensayos de laboratorio, ver el capítulo titulado *Ensayos especializados*.

Corrosión

La corrosividad de un fluido de terminación o de reparación depende de su tipo. Generalmente, los fluidos monovalentes denotan menor corrosividad, aún

a temperaturas en exceso de 400°F (204°C). La corrosividad de los fluidos bivalentes depende de la densidad y composición química del fluido. Los datos de laboratorio indican que en fluidos bivalentes no tratados con inhibidores de corrosión, la adición de cloruro de calcio da un índice de corrosión más bajo que el bromuro de zinc, que da un mayor índice de corrosión. Para mayor información sobre agentes corrosivos y sus tratamientos, ver el capítulo titulado *Corrosión*.

Fórmulas de salmueras

Las fórmulas de salmueras de esta sección dan los requisitos de soluciones recomendadas para:

- Cloruro de sodio
- Cloruro de potasio
- Cloruro de calcio
- Bromuro de sodio
- Bromuro de sodio/cloruro de sodio
- Bromuro de calcio
- Bromuro de calcio/cloruro de calcio

Nota: Las fórmulas están basadas en valores LCTD, no en valores TCT.



Solución de cloruro de sodio requerida para hacer 1 barril (42 gal)						
Usando NaCl en sacos (100%)		Densidad de la salmuera a 70°F (21°C), lb/gal	Peso específico, sg	CP (LCTD) °F (°C)	Usando 10.0 lb/gal salmuera NaCl	
Agua dulce, bbl	100% NaCl, lb				Agua, bbl	10 lb/gal NaCl, bbl
0.998	4	8.4	1.01	31 (-0.6)	0.96	0.04
0.993	9	8.5	1.02	29 (-1.7)	0.90	0.10
0.986	16	8.6	1.03	27 (-2.8)	0.84	0.16
0.981	22	8.7	1.04	26 (-3.3)	0.78	0.22
0.976	28	8.8	1.05	24 (-4.4)	0.72	0.28
0.969	35	8.9	1.07	22 (-5.6)	0.66	0.34
0.962	41	9.0	1.08	19 (-7.2)	0.60	0.40
0.955	47	9.1	1.09	17(-8.3)	0.54	0.46
0.948	54	9.2	1.10	14 (-10.0)	0.48	0.52
0.940	61	9.3	1.11	11 (-11.7)	0.42	0.58
0.933	68	9.4	1.13	9 (-12.8)	0.36	0.64
0.926	74	9.5	1.14	6 (-14.4)	0.30	0.70
0.919	81	9.6	1.15	3 (-16.1)	0.24	0.76
0.910	88	9.7	1.16	-1 (-18.3)	0.18	0.82
0.902	95	9.8	1.17	-5 (-20.5)	0.12	0.88
0.895	102	9.9	1.19	5 (-15.0)	0.06	0.94
0.888	109	10.0	1.20	25 (-3.9)	---	1.00

Tabla 1-2: Requisitos solución cloruro de sodio. Puede usarse cloruro de sodio seco o salmuera de cloruro de sodio para producir el punto de cristalización (CP) requerido.

Solución de cloruro de potasio requerida para hacer 1 barril (42 gal)							
Usando KCl en sacos (100%)		Brine density at 70°F (21°C), lb/gal	Peso específico, sg	CP (LCTD) °F (°C)	Potasio, ppm	Cloruro, ppm	% en peso KCl
Agua dulce, bbl	100% KCl, lb						
0.995	4.0	8.4	1.01	31 (-0.6)	005946	005392	1.1
0.986	11.6	8.5	1.02	29 (-1.7)	017041	015452	3.2
0.976	18.9	8.6	1.03	28 (-2.2)	027441	024882	5.2
0.969	26.1	8.7	1.04	26 (-3.3)	037460	033969	7.1
0.960	33.4	8.8	1.05	25 (-3.9)	047392	042976	9.1
0.950	40.7	8.9	1.07	23 (-5.0)	057102	051780	10.9
0.943	47.9	9.0	1.08	22 (-5.6)	066456	060263	12.7
0.933	55.2	9.1	1.09	20 (-6.7)	075743	068684	14.4
0.924	62.4	9.2	1.10	18 (-7.8)	084692	076799	16.1
0.917	69.7	9.3	1.11	16 (-8.9)	093582	084861	17.8
0.907	76.9	9.4	1.13	14 (-10.0)	102151	092631	19.5
0.898	84.2	9.5	1.14	18 (-7.8)	110671	100357	21.1
0.890	91.5	9.6	1.15	40 (4.4)	119013	107922	22.7
0.881	98.7	9.7	1.16	60 (15.6)	127054	115214	24.2

Tabla 1-3: Requisitos de solución de cloruro de potasio. Se puede agregar cloruro de potasio seco para producir el punto de cristalización (CP) requerido.

Solución de cloruro de calcio requerida para hacer 1 barril (42 gal)						
Usando CaCl ₂ en sacos (94-97%)		Densidad de la salmuera a 70°F (21°C), lb/gal	Peso específico, sg	CP (LCTD) °F (°C)	Usando 11.6 lb/gal Salmuera CaCl ₂ (38%)	
Agua dulce, bbl	CaCl ₂ , lb				Agua dulce, bbl	11.6 lb/gal CaCl ₂ , bbl
0.998	3.8	8.4	1.01	31 (-0.6)	0.979	0.021
0.997	8.2	8.5	1.02	30 (-1.1)	0.948	0.052
0.994	13.4	8.6	1.03	29 (-1.7)	0.917	0.083
0.991	18.7	8.7	1.04	27 (-2.8)	0.887	0.113
0.987	24.2	8.8	1.05	25 (-3.9)	0.856	0.144
0.984	29.4	8.9	1.07	24 (-4.4)	0.826	0.174
0.980	35.1	9.0	1.08	22 (-5.6)	0.795	0.205
0.977	40.5	9.1	1.09	20 (-6.7)	0.765	0.235

(continúa en la página siguiente)



Solución de cloruro de calcio requerida para hacer 1 barril (42 gal)						
Usando CaCl ₂ en sacos (94-97%)		Densidad de la salmuera a 70°F (21°C), lb/gal	Peso específico, sg	CP (LCTD) °F (°C)	Usando 11.6 lb/gal Salmuera CaCl ₂ (38%)	
Agua dulce, bbl	CaCl ₂ , lb				Agua dulce, bbl	11.6 lb/gal CaCl ₂ , bbl
0.972	46.2	9.2	1.10	18 (-7.8)	0.734	0.266
0.968	52.0	9.3	1.11	15 (-9.4)	0.703	0.297
0.963	57.8	9.4	1.13	13 (-10.6)	0.673	0.327
0.959	63.4	9.5	1.14	10 (-12.2)	0.642	0.358
0.954	69.3	9.6	1.15	7 (-13.9)	0.612	0.388
0.949	75.4	9.7	1.16	4 (-15.6)	0.581	0.419
0.944	81.5	9.8	1.17	0 (-17.8)	0.550	0.450
0.939	87.4	9.9	1.19	-4 (-20.0)	0.520	0.480
0.934	93.2	10.0	1.20	-9 (-22.8)	0.489	0.511
0.929	99.3	10.1	1.21	-13 (-25.0)	0.459	0.541
0.923	105.4	10.2	1.22	-18 (-27.8)	0.428	0.572
0.918	111.3	10.3	1.23	-23 (-30.6)	0.398	0.602
0.912	117.6	10.4	1.25	-29 (-33.9)	0.367	0.633
0.908	123.5	10.5	1.26	-36 (-37.8)	0.336	0.640
0.902	129.8	10.6	1.27	-43 (-41.7)	0.306	0.694
0.895	136.3	10.7	1.28	-51 (-46.1)	0.275	0.725
0.891	142.0	10.8	1.29	-57 (-49.4)	0.245	0.755
0.885	148.3	10.9	1.31	-35 (-37.2)	0.214	0.786
0.878	155.0	11.0	1.32	-19 (-28.3)	0.183	0.817
0.872	161.3	11.1	1.33	-6 (-21.1)	0.153	0.847
0.866	167.6	11.2	1.34	7 (-13.9)	0.122	0.878
0.859	174.1	11.3	1.35	19 (-7.8)	0.092	0.908
0.853	180.4	11.4	1.37	27 (-2.8)	0.061	0.939
0.846	186.9	11.5	1.38	36 (2.2)	0.031	0.969
0.840	193.2	11.6	1.39	44 (6.7)	---	1.000

Tabla 1-4: Requisitos solución cloruro de calcio. Se puede usar cloruro de calcio o salmuera de cloruro de calcio para producir el punto de cristalización (CP) requerido.

Solución de bromuro de sodio requerida para hacer 1 barril (42 gal)

Usando NaBr en sacos (95%)		Densidad de la salmuera a 70°F (21°C), lb/gal	Peso específico, sg	CP (LCTD) °F (°C)
Agua dulce, bbl	95% NaBr, lb			
0.999	2.1	8.4	1.01	31 (-0.6)
0.996	7.6	8.5	1.02	30 (-1.1)
0.992	13.7	8.6	1.03	29 (-1.7)
0.989	19.2	8.7	1.04	29 (-1.7)
0.984	25.0	8.8	1.05	28 (-2.2)
0.979	31.0	8.9	1.07	26 (-3.3)
0.975	36.7	9.0	1.08	25 (-3.9)
0.970	42.6	9.1	1.09	24 (-4.4)
0.966	48.3	9.2	1.10	23 (-5.0)
0.961	54.2	9.3	1.11	22 (-5.6)
0.956	60.2	9.4	1.13	21 (-6.1)
0.950	66.4	9.5	1.14	20 (-6.7)
0.946	72.0	9.6	1.15	19 (-7.2)
0.941	77.9	9.7	1.16	18 (-7.8)
0.937	83.6	9.8	1.17	16 (-8.9)
0.933	89.2	9.9	1.19	15 (-9.4)
0.927	95.4	10.0	1.20	14 (-10.0)
0.923	101.1	10.1	1.21	12 (-11.1)
0.918	107.1	10.2	1.22	11 (-11.7)
0.914	112.6	10.3	1.23	10 (-12.2)
0.910	118.2	10.4	1.25	8 (-13.3)
0.905	124.1	10.5	1.26	6 (-14.4)
0.900	130.2	10.6	1.27	5 (-15.0)
0.895	136.0	10.7	1.28	4 (-15.6)
0.891	141.7	10.8	1.29	2 (-16.7)
0.886	147.6	10.9	1.31	0 (-17.8)
0.882	153.3	11.0	1.32	-2 (-18.8)
0.877	159.2	11.1	1.33	-3 (-19.4)
0.872	165.1	11.2	1.34	-5 (-20.6)
0.867	171.1	11.3	1.35	-7 (-21.7)
0.862	177.0	11.4	1.37	-9 (-22.8)
0.857	183.0	11.5	1.38	-11 (-23.9)
0.853	188.6	11.6	1.39	-14 (-25.6)
0.847	194.8	11.7	1.40	-16 (-26.7)

(continúa en la página siguiente)



Solución de bromuro de sodio requerida para hacer 1 barril (42 gal)				
Usando NaBr en sacos (95%)		Densidad de la salmuera a 70°F (21°C), lb/gal	Peso específico, sg	CP (LCTD) °F (°C)
Agua dulce, bbl	95% NaBr, lb			
0.844	200.2	11.8	1.41	-19 (-28.3)
0.839	206.2	11.9	1.43	-10 (-23.3)
0.834	212.0	12.0	1.44	6 (-14.4)
0.831	217.3	12.1	1.45	14 (-10.0)
0.825	223.6	12.2	1.46	27 (-2.8)
0.823	228.5	12.3	1.47	34 (1.1)
0.816	235.1	12.4	1.49	43 (6.1)
0.812	240.7	12.5	1.50	50 (10.0)
0.807	246.7	12.6	1.51	57 (13.9)
0.804	252.0	12.7	1.52	63 (17.2)

Tabla 1-5: Requisitos solución bromuro de sodio. Se puede usar bromuro de sodio seco para producir el punto de cristalización (CP) requerido.

Solución de bromuro de sodio/cloruro de sodio requerida para hacer 1 barril (42 gal)

Usando 10.0 lb/gal NaCl, 12.3 lb/gal NaBr, y NaBr (95%) en sacos				Densidad de la salmuera a 70°F (21°C), lb/gal	Peso específico, sg	CP (LCTD) °F (°C)
Agua dulce, bbl	10 lb/gal NaCl, bbl	12.3 lb/gal NaBr, bbl	95% NaBr, lb			
0.982	---	0.018	---	8.4	1.01	31 (-0.6)
0.957	---	0.043	---	8.5	1.02	30 (-1.1)
0.932	---	0.068	---	8.6	1.03	29 (-1.7)
0.907	---	0.093	---	8.7	1.04	29 (-1.7)
0.882	---	0.118	---	8.8	1.05	28 (-2.2)
0.856	---	0.144	---	8.9	1.07	26 (-3.3)
0.831	---	0.169	---	9.0	1.08	25 (-3.9)
0.806	---	0.194	---	9.1	1.09	24 (-4.4)
0.781	---	0.219	---	9.2	1.10	23 (-5.0)
0.756	---	0.244	---	9.3	1.11	22 (-5.6)
0.730	---	0.270	---	9.4	1.13	21 (-6.1)
0.705	---	0.295	---	9.5	1.14	20 (-6.7)
0.680	---	0.320	---	9.6	1.15	19 (-7.2)
0.655	---	0.345	---	9.7	1.16	18 (-7.8)
0.630	---	0.370	---	9.8	1.17	16 (-8.9)
0.605	---	0.395	---	9.9	1.19	15 (-9.4)
0.579	---	0.421	---	10.0	1.20	14 (-10.0)
---	0.957	0.043	---	10.1	1.21	25 (-3.9)
---	0.913	0.087	---	10.2	1.22	26 (-3.3)
---	0.870	0.130	---	10.3	1.23	26 (-3.3)
---	0.826	0.174	---	10.4	1.25	27 (-2.8)
---	0.782	0.218	---	10.5	1.26	27 (-2.8)
---	0.739	0.261	---	10.6	1.27	27 (-2.8)
---	0.696	0.304	---	10.7	1.28	28 (-2.2)
---	0.652	0.348	---	10.8	1.29	28 (-2.2)
---	0.609	0.391	---	10.9	1.31	29 (-1.7)
---	0.565	0.435	---	11.0	1.32	29 (-1.7)
---	0.522	0.478	---	11.1	1.33	29 (-1.7)
---	0.478	0.522	---	11.2	1.34	30 (-1.1)
---	0.435	0.565	---	11.3	1.35	30 (-1.1)
---	0.391	0.609	---	11.4	1.37	31 (-0.6)
---	0.348	0.652	---	11.5	1.38	31 (-0.6)
---	0.304	0.696	---	11.6	1.39	31 (-0.6)

(continúa en la página siguiente)



Solución de bromuro de sodio/cloruro de sodio requerida para hacer 1 barril (42 gal)

Usando 10.0 lb/gal NaCl, 12.3 lb/gal NaBr, y NaBr (95%) en sacos				Densidad de la salmuera a 70°F (21°C), lb/gal	Peso específico, sg	CP (LCTD) °F (°C)
Agua dulce, bbl	10 lb/gal NaCl, bbl	12.3 lb/gal NaBr, bbl	95% NaBr, lb			
---	0.261	0.739	---	11.7	1.40	32 (0.0)
---	0.217	0.783	---	11.8	1.41	32 (0.0)
---	0.174	0.826	---	11.9	1.43	32 (0.0)
---	0.130	0.870	---	12.0	1.44	33 (0.6)
---	0.087	0.913	---	12.1	1.45	33 (0.6)
---	0.043	0.957	---	12.2	1.46	33 (0.6)
---	---	1.000	---	12.3	1.47	34 (1.1)
---	---	0.996	6.6	12.4	1.49	43 (6.1)
---	---	0.993	12.2	12.5	1.50	50 (10.0)
---	---	0.989	18.2	12.6	1.51	57 (13.9)
---	---	0.986	23.5	12.7	1.52	63

Tabla 1-6: Requisitos solución bromuro de sodio/cloruro de sodio. Se pueden usar soluciones de cloruro de sodio o bromuro de sodio para producir el punto de cristalización requerido. Para lograr los más altos puntos de cristalización, usar bromuro de sodio seco.

Solución bromuro de calcio requerida para hacer 1 barril (42 gal)

Usando CaBr ₂ en sacos (95%)		Densidad de la salmuera a 70°F (21°C), lb/gal	Peso específico, sg	CP (LCTD) °F (°C)
Agua dulce, bbl	95% CaBr ₂ , lb			
0.822	197	11.7	1.40	-19 (-28.3)
0.817	203	11.8	1.41	-23 (-30.6)
0.811	210	11.9	1.43	-25 (-31.7)
0.806	216	12.0	1.44	-28 (-33.3)
0.801	222	12.1	1.45	-30 (-34.4)
0.795	228	12.2	1.46	-34 (-36.7)
0.790	233	12.3	1.47	-36 (-37.8)
0.784	240	12.4	1.49	-40 (-40.0)
0.778	247	12.5	1.50	-44 (-42.2)
0.773	252	12.6	1.51	-47 (-43.9)
0.767	259	12.7	1.52	-52 (-46.7)
0.762	265	12.8	1.53	-55 (-48.3)
0.756	272	12.9	1.55	-61 (-51.7)
0.750	277	13.0	1.56	-63 (-52.8)
0.746	282	13.1	1.57	-66 (-54.4)
0.739	290	13.2	1.58	-71 (-57.2)
0.732	298	13.3	1.59	-76 (-60.0)
0.728	302	13.4	1.61	-79 (-61.7)
0.723	308	13.5	1.62	-81 (-62.8)
0.717	315	13.6	1.63	-81 (-62.8)
0.711	322	13.7	1.64	-81 (-62.8)
0.704	328	13.8	1.65	-81 (-62.8)
0.699	334	13.9	1.67	-80 (-62.2)
0.692	342	14.0	1.68	-50 (-45.5)
0.687	348	14.1	1.69	-40 (-40.0)
0.681	354	14.2	1.70	5 (-15.0)
0.676	360	14.3	1.71	10 (-12.2)
0.669	368	14.4	1.73	23 (-5.0)
0.662	376	14.5	1.74	35 (1.7)
0.655	383	14.6	1.75	37 (2.8)
0.651	388	14.7	1.76	44 (6.7)
0.645	394	14.8	1.77	51 (10.6)
0.640	400	14.9	1.79	56 (13.3)
0.637	405	15.0	1.80	60 (15.6)

(continúa en la página siguiente)



Solución bromuro de calcio requerida para hacer 1 barril (42 gal)				
Usando CaBr ₂ en sacos (95%)		Densidad de la salmuera a 70°F (21°C), lb/gal	Peso específico, sg	CP (LCTD) °F (°C)
Agua dulce, bbl	95% CaBr ₂ , lb			
0.632	410	15.1	1.81	65 (18.3)
0.626	415	15.2	1.82	70 (21.1)
0.621	421	15.3	1.83	76 (24.4)
0.616	427	15.4	1.85	79 (26.1)
0.611	433	15.5	1.86	81 (27.2)

Tabla 1-7: Requisitos solución bromuro de calcio. Se puede usar bromuro de calcio seco para producir el punto de cristalización (CP) requerido.

**Solución bromuro de calcio/cloruro de calcio requerida para hacer 1 barril
(42 gal)**

Usando 11.6 lb/gal CaCl ₂ , 14.2 lb/gal CaBr ₂ , y CaCl ₂ en sacos (94-97%)			Densidad de la salmuera a 70°F(21°C)	Peso específico, sg	CP (LCTD) °F (°C)
11.6 lb/gal CaCl ₂ , bbl	14.2 lb/gal CaBr ₂ , bbl	CaCl ₂ en sacos (94-97%), lb	lb/gal		
0.9714	0.0254	2.86	11.7	1.40	45 (7.2)
0.9429	0.0507	6.06	11.8	1.41	51 (10.6)
0.9143	0.0768	9.09	11.9	1.43	52 (11.1)
0.8857	0.1016	12.13	12.0	1.44	54 (12.2)
0.8572	0.1269	15.15	12.1	1.45	55 (12.8)
0.8286	0.1524	18.18	12.2	1.46	55 (12.8)
0.8000	0.1778	21.22	12.3	1.47	56 (13.3)
0.7715	0.2032	24.24	12.4	1.49	56 (13.3)
0.7429	0.2286	27.28	12.5	1.50	57 (13.9)
0.7143	0.2540	30.31	12.6	1.51	57 (13.9)
0.6847	0.2794	33.34	12.7	1.52	58 (14.4)
0.6472	0.3048	36.37	12.8	1.53	58 (14.4)
0.6286	0.3302	39.41	12.9	1.55	59 (15.0)
0.6000	0.3556	42.44	13.0	1.56	59 (15.0)
0.5714	0.3810	45.47	13.1	1.57	60 (15.6)
0.5429	0.4064	48.49	13.2	1.58	60 (15.6)
0.5143	0.4318	51.53	13.3	1.59	60 (15.6)
0.4857	0.4572	54.56	13.4	1.61	61 (16.1)
0.4572	0.4826	57.59	13.5	1.62	61 (16.1)
0.4286	0.5080	60.62	13.6	1.63	62 (16.7)
0.4000	0.5334	63.66	13.7	1.64	62 (16.7)
0.3714	0.5589	66.69	13.8	1.65	63 (17.2)
0.3429	0.5842	69.72	13.9	1.67	63 (17.2)
0.3143	0.6099	72.75	14.0	1.68	64 (17.8)
0.2857	0.6351	75.78	14.1	1.69	64 (17.8)
0.2572	0.6604	78.81	14.2	1.70	64 (17.8)
0.2286	0.6858	81.84	14.3	1.71	65 (18.3)
0.2000	0.7113	84.88	14.4	1.73	65 (18.3)
0.1715	0.7366	87.90	14.5	1.74	65 (18.3)
0.1429	0.7620	90.94	14.6	1.75	66 (18.9)
0.1143	0.7875	93.97	14.7	1.76	66 (18.9)
0.0858	0.8128	96.99	14.8	1.77	67 (19.4)

(continúa en la página siguiente)



Solución bromuro de calcio/cloruro de calcio requerida para hacer 1 barril (42 gal)

Usando 11.6 lb/gal CaCl ₂ , 14.2 lb/gal CaBr ₂ , y CaCl ₂ en sacos (94-97%)			Densidad de la salmuera a 70°F (21°C) lb/gal	Peso específico, sg	CP (LCTD) °F (°C)
11.6 lb/gal CaCl ₂ , bbl	14.2 lb/gal CaBr ₂ , bbl	CaCl ₂ en sacos (94-97%), lb			
0.0572	0.8382	100.03	14.9	1.79	67 (19.4)
0.0286	0.8637	103.06	15.0	1.80	67 (19.4)
0.0000	0.8891	106.10	15.1	1.81	68 (20.0)

Tabla 1-8: Requisitos solución bromuro de calcio/cloruro de calcio. Se pueden usar soluciones de salmuera de cloruro de calcio, cloruro de calcio seco, y bromuro de calcio para producir el punto de cristalización (CP) requerido.

Fluidos mejorados por sólidos

Se recomienda un fluido mejorado por sólidos para operaciones de terminación o reparación cuando el uso de una salmuera clara daría por resultado la pérdida de grandes volúmenes de fluido a la formación.

Se usa el aditivo BARACARB para mejorar sistemas de fluidos de terminación. El BARACARB, que es un carbonato de calcio dimensionado, es soluble en ácido. Se lo puede usar en sistemas con densidades desde 9.0 hasta 14.5 lb/gal (peso espec. 1.08 a 1.74). La Tabla 1-9 enumera las fórmulas de sistemas de carbonatos de calcio dimensionados que contienen BARACARB.

Aditivo	Función	Concentración, lb/bbl (kg/m ³)
Salmuera (monovalente)	Densidad	Según lo necesario
BARAZAN D PLUS	Suspensión	0.5-1 (1.4-3)
DEXTRID	Filtración	4-6 (11-17)
PAC-R	Filtración	1 (3)
Potasa cáustica	pH	0.05 (0.15)
BARACARB	Taponamiento	min .de 30 (86)

Tabla 1-9: Fórmulas de sistemas de carbonatos de calcio dimensionados. BARACARB es el principal aditivo en un sistema de carbonato de calcio dimensionado; cada aditivo tiene su propia función y concentración.

Nota: El BARACARB viene en varias medidas de tamaño de partícula, tales como 5, 25, 50 y 150 micrones. Al formular un fluido para pérdida de circulación en zonas productivas, el diámetro promedio de los sólidos agregados debe ser de un tercio del diámetro de la garganta poral.

Contaminantes

Los contaminantes que pueden afectar a los fluidos de terminación y reparación incluyen:

- Hierro
- Sólidos
- Dureza
- Aceite, destilado, grasa, y grasa de tuberías
- Polímeros
- Surfactantes

Esta sección trata sobre contaminantes y sus tratamientos. Para información sobre cómo evitar ciertos tipos de contaminación, ver la sección titulada *Manejo de fluidos*.



Hierro

El hierro puede ser un contaminante tanto en forma soluble como insoluble. El hierro soluble es un producto de la corrosión y es común en fluidos de zinc. Cuando está expuesto a ciertas aguas, el hierro soluble puede formar un precipitado, lo que puede causar daños a la formación. El contenido en hierro soluble de un fluido se puede medir usando el kit de ensayo de hierro, descrito en el capítulo titulado *Ensayos en el campo*.

Nota: No debe entregarse en locación ninguna salmuera con un contenido en hierro mayor de 75 ppm. Considere desplazar una salmuera cuando su contenido en hierro alcance a 625 ppm.

En la planta de salmuera, el hierro debe ser removido de un fluido mediante adición de peróxido de hidrógeno al fluido, floculando el fluido y filtrándolo después. Tratar el hierro de un fluido en el lugar de trabajo es muy difícil y por lo común se realiza con éxito únicamente en salmueras de baja densidad, tales como KCl, NaCl, o CaCl₂. El tratamiento consiste en aumentar el pH con soda cáustica o cal y separar el hierro precipitado mediante filtración de la salmuera.

Sólidos

Los sólidos totales se pueden medir en locación usando un turbidímetro (ver el capítulo titulado *Ensayos de campo*) o una máquina sacudidora. Los sólidos que no son agregados al sistema para mejorar el comportamiento de una salmuera son considerados contaminantes. Los contaminantes incluyen arcillas de la formación, precipitados, y residuos de polímeros,

entre otras cosas. Estos contaminantes se pueden filtrar en el sitio del pozo usando diatomita, un filtro de marco y placa y cartuchos absolutos de dos micrones.

Nota: No se debe enviar al pozo un fluido de terminación claro con una UTN (Unidad de Turbidez Nefelométrica) mayor de 40 ni una concentración de sólidos en suspensión mayor de 50 ppm.

Dureza

Cuando se haya elegido una salmuera monovalente para minimizar la formación de incrustaciones de calcio y magnesio, el contenido total en durezas no debe exceder de 100 mg/L. Las salmueras contaminadas en la planta deben ser tratadas con carbonato de sodio y/o BARASCAV y filtradas. Para que asiente el precipitado antes de la filtración, puede ser necesario un floculante.

Aceite, destilado, grasa, y grasa de tuberías

Los aceites producidos y demás hidrocarburos afectan la densidad de la salmuera y pueden también taponar las unidades filtrantes. Los hidrocarburos formarán una capa separada encima de la salmuera pesada y deben ser bombeados fuera de la superficie.

Polímeros

Las salmueras contaminadas con polímeros comúnmente no pueden ser filtradas sin tratamiento químico y/o tratamiento mecánico especial en la planta, donde se puede usar peróxido de hidrógeno para oxidar los polímeros y permitir la filtración. En el sitio del pozo, las píldoras de polímero usadas para desplazamiento deben ser atrapadas y aisladas del sistema de salmuera activa.



Surfactantes

Deben realizarse ensayos de compatibilidad y pruebas de daños a la formación con cualquier surfactante requerido para terminación.

Manejo de los fluidos

Un fluido de terminación o reparación debe ser protegido de la contaminación mientras el fluido es preparado, transportado y usado en el equipo de perforación; cualquier contaminación puede resultar en costosas consecuencias. Algunas salmueras son muy corrosivas para la piel y los ojos. Todo el personal de perforación que pueda tener contacto con estos fluidos debe ser entrenado tanto en el manejo de los fluidos como en seguridad personal.

Transporte de fluidos

Para ayudar a mantener la calidad de las salmueras durante el transporte:

- Asegúrese de que el barco o camión esté limpio y seco antes de cargar la salmuera.
- Atar en forma segura la manguera de transferencia de fluido y revisar continuamente la manguera por si tuviera fugas y roturas.
- Asegurarse de que toda la salmuera sea transferida a la embarcación o camión, incluidas las salmueras en tanques de maniobra, trampas de arena, tanques de unidad cementadora, tanques de unidad de filtrado, tanques para preparar píldoras, etc.
- Asegurar los tanques con correas en la embarcación

o camión y verificar la densidad de la salmuera que se embarca para ayudar a explicar cualquier pérdida de densidad y/o aumentos o pérdidas de volumen una vez recibido el material.

- Asegurarse de que todas las compuertas y válvulas de la embarcación o camión estén bien cerradas antes de abandonar el equipo de perforación.
- Dar instrucciones a la persona encargada del transporte de que no transfiera ningún fluido de a bordo durante el transporte.

Nota: A menudo ocurren grandes pérdidas de volumen debido a que algunos tanques de equipos de perforación y tanques de embarcaciones no hacen lugar al traslado de todo el fluido. En estos casos, considere rentar una pequeña bomba portátil o modificar los tanques del equipo de perforación.

Preparación y limpieza del equipo de perforación

Para asegurar el éxito de una operación de terminación o reparación es preciso ajustarse a ciertas medidas de precaución para ayudar a evitar pérdidas de fluido debidas a contaminación y fugas en los equipos.

Antes de recibir fluido

- Tapar todos los tanques abiertos que se usarán en el manejo del fluido de terminación. Para que no entre agua de lluvia en la salmuera mejor que lonas es una tapa sólida sobrepuesta con suficiente borde sobrante.
- Lavar y secar todas las fosas y tanques que se usarán para manejar el fluido.
- Lavar todas las tuberías y bombas con un chorro de agua de mar o agua dulce.
- Limpiar y secar la zanja de retorno de lodo, la



zaranda vibratoria, el receptáculo de la zaranda y la trampa de arena que está debajo de la zaranda vibratoria.

- Sellar las compuertas de zanjas de retorno, las compuertas de la zaranda vibratoria y las válvulas de descarga, mediante calafateado con compuesto de siliconas o algún otro material compatible.
- Desconectar o taponar todas las líneas de agua o diésel que conducen a los tanques.
- Atar la manguera de entrega de fluido para evitar accidentes o pérdida de costoso fluido.
- Realizar una reunión para establecer los métodos de comunicación de emergencia con personal de embarcaciones o camiones, para permitir la parada rápida de transferencia de fluido en caso de surgir problemas.

Mientras se recibe fluido

- Vigilar la manguera de entrega por si tuviera roturas o fugas.
- Vigilar que los tanques y válvulas de descarga no tengan fugas.
- Mantener comunicaciones con el barco o camión para estimaciones de los volúmenes bombeados.
- Estar listo con anticipación para cortar la entrega tan pronto como estén llenos los tanques.

Después de recibir fluido

- Marcar el nivel del fluido en los tanques y vigilar pérdidas.
- Inspeccionar fugas en tanques y válvulas de

descarga.

- Usar chorro de fluido de terminación para quitar el agua de mar o agua dulce de todas las líneas, bombas, equipos de control de sólidos, y desgasificadores.

Durante operaciones de terminación o reparación

- Vigilar el nivel del fluido en tanques y válvulas de descarga para comprobar pérdidas.
- Vigilar si hay accidentales adiciones de agua en los tanques.
- Restringir el uso de grasa de tuberías, limitándolo a una capa delgada solamente en extremos de roscas.

Nota: Verificar la limpieza de los fluidos de terminación y que no contengan sólidos que puedan taponar una formación productiva. Los tanques y tuberías también deben estar libres de sólidos. Un agujero de clavija tapado con sólidos de lodo puede destaparse, dando por resultado la pérdida de un costoso fluido. Investigar de inmediato cualquier pérdida inexplicada de volumen.

Seguridad personal

La seguridad es importante cuando los trabajadores manejan fluidos de terminación o reparación. Para asegurar una operación exitosa, obsérvense las siguientes recomendaciones básicas:

- Antes de recibir el fluido, mantener una reunión sobre seguridad, específica de la tarea, con todo el personal, incluyendo también a quienes no estén directamente involucrados en la operación de terminación o reparación (tales como el personal de producción). En esta reunión de seguridad, pasar la



cinta de video sobre seguridad que Baroid tiene disponible.

- Instalar estaciones de lavado de ojos y duchas en todas las áreas donde haya posibilidad de contacto con el fluido. Como mínimo deben instalarse estaciones de lavado de ojos en las áreas siguientes:
 - Piso del equipo de perforación (dos o más puntos)
 - Tanques de lodo (según se requiera para fácil acceso)
 - Area de la tolva mezcladora
 - Unidad patín de servicio de la bomba de alta presión
 - Cubierta de producción (debajo de áreas de manejo de fluidos)
- Proveer dispositivos apropiados de protección de la vista a todo el personal que trabaje cerca de áreas de manejo de fluidos y que requiera el uso de dispositivos de protección de la vista.
- Proveer indumentaria impermeable, guantes de goma, botas de goma y crema para la piel a todo el personal que va a trabajar en áreas de manejo de fluidos o que pueda entrar en contacto con el fluido. Si la salmuera entra en contacto con los ojos o la piel, o si se sospecha ingestión o inhalación, tomar las siguientes medidas de primeros auxilios:
- **Ojos.** Lavar pronto los ojos con abundante agua durante quince minutos. Recurrir a atención médica.
- **Piel.** Lavar la piel con abundante agua durante quince minutos. Si fuera necesario, lavar la piel con jabón.

- **Ingestión.** Consultar la hoja de datos de seguridad de materiales en cuanto a información pertinente y recurrir a atención médica.

Nota: Las regulaciones ambientales varían y es importante obtener las normas de guía específicas para el área donde se usará la salmuera. El cumplimiento de las reglamentaciones es obligatorio.



CAPITULO **2**

Corrosión



The *Complete* Fluids Company

Contenido

Panorama general	2-2
Agentes corrosivos del fluido de perforación	2-3
Oxígeno	2-3
Sulfuro de hidrógeno	2-6
Dióxido de carbono	2-7
Bacterias	2-8
Sales disueltas	2-9
Incrustaciones minerales	2-9
Tratamientos de fluidos de empaque	2-10
Fluidos de terminación/reparación	2-11
Salmueras monovalentes	2-11
Salmueras bivalentes	2-11
Agentes corrosivos	2-12
Inhibidores de corrosión	2-14
Prueba de corrosión	2-14
Ordenes de cupones	2-15
Manejo de los cupones	2-17
Resultados de las pruebas	2-17
Tabla de localización de problemas de corrosión	2-18
Información sobre productos	2-22

Panorama general

Este capítulo abarca el tratamiento de la corrosión en fluidos de perforación, fluidos de empaque, y fluidos de terminación/repación. Al final de este capítulo hay una tabla de localización de problemas y una lista de referencia rápida de productos para inhibir la corrosión.

La corrosión es la destrucción de metales por acción electroquímica entre metales y su entorno. La corrosión puede ser costosa en concepto de daños a la tubería y piezas del pozo y puede incluso ocasionar la pérdida completa de un pozo. Alrededor del 75 al 85 por ciento de las pérdidas de tubos de perforación pueden atribuirse a la corrosión. Otras áreas afectadas por la corrosión incluyen piezas de bombas, barrenas y tuberías de revestimiento. Los factores que afectan a la corrosión incluyen:

- **Temperatura.** Generalmente, los índices de corrosión se duplican con cada 55°F (31°C) de aumento de la temperatura.
- **Velocidad.** Cuanto mayor es la velocidad del lodo, tanto más alto es el índice de corrosión debido a erosión de la película protectora (óxido, aceite, aminas, etc.).
- **Sólidos.** Los sólidos abrasivos remueven películas protectoras y causan aumento de los ataques corrosivos.
- **Factores metalúrgicos.** Las cascarillas de laminación y el tratamiento térmico de los tubos pueden causar corrosión localizada.
- **Agentes corrosivos.** Los agentes corrosivos tales como el oxígeno, dióxido de carbono y sulfuro de

hidrógeno pueden aumentar la corrosión y provocar fallas de los tubos.

La corrosión causada por estos diversos factores se divide en tres categorías, tal como indica la Tabla 2-1.

Categoría	Explicación
Corrosión uniforme	Esquema de corrosión pareja sobre las superficies
Corrosión localizada	Esquema tipo mesa sobre las superficies
Picaduras	Corrosión muy localizada que causa profunda penetración de las superficies

Tabla 2-1: Categorías de corrosión. Las categorías de corrosión abarcan desde corrosión uniforme hasta averías mecánicas.

Agentes corrosivos del fluido de perforación

Los agentes corrosivos que se encuentran en fluidos de perforación incluyen:

- Oxígeno
- Sulfuro de hidrógeno
- Dióxido de carbono
- Bacterias
- Sales disueltas
- Incrustaciones minerales

Oxígeno

El oxígeno es causa de una gran parte de los daños por corrosión a los equipos de perforación. El oxígeno actúa por remoción de las películas protectoras; esta acción causa corrosión acelerada y aumento de las picaduras debajo de las incrustaciones. Las cuatro principales fuentes de oxígeno son:



- Adiciones de agua
- Acciones de equipos de mezclado y control de sólidos
- Fluidos de perforación aireados
- La atmósfera

Adiciones de agua. El agua agregada al lodo de perforación durante operaciones normales de perforación puede contener oxígeno disuelto. Muy pequeñas concentraciones de oxígeno (<1 ppm) pueden causar corrosión grave por fijación de células de aireación diferencial que pueden mostrar ataque preferencial con picaduras debajo de barreras e incrustaciones. El principal producto secundario de la corrosión con bajas concentraciones de oxígeno es la magnetita. Los productos recomendados para la remoción del oxígeno disuelto son:

- BARASCAV L
- BARASCAV D

Acciones de equipos de mezclado y control de sólidos. Los equipos de mezclado y control de sólidos causan aireación del fluido de perforación durante operaciones de perforación. Por ejemplo, ocurre aireación al caer lodo a través de las mallas de la zaranda o cuando la tolva o las pistolas de lodo son descargadas encima de la superficie del lodo en los tanques. Para reducir la cantidad de oxígeno introducido en el fluido de perforación por equipos de mezclado y control de sólidos, seguir las siguientes pautas guías:

- Para mezclar lodo, usar en lo posible un tanque de premezclado.

- Operar las bombas de mezclado de lodo, especialmente la tolva, únicamente al mezclar lodo.
- Mantener ajustado el empaque en las bombas centrífugas.
- Asegurarse de que el nivel del lodo en el tanque de succión sea lo suficientemente alto como para evitar que la bomba de lodo absorba aire.
- Mantener la descarga por debajo de la superficie del lodo al sacar lodo del tanque de reserva.
- Asegurarse de que las pistolas descarguen debajo de la superficie del lodo; no dejar que el dispositivo para revolver lodo pueda crear un remolino.
- Asegurarse de que las descargas del desgasificador y el desarenador estén debajo de la superficie del lodo.

Los productos recomendados para tratamiento de fluido de perforación que contenga oxígeno a causa de los equipos de mezclado y control de sólidos son:

- BARASCAV L
- BARASCAV D

Fluidos de perforación aireados. Mientras que los fluidos de perforación convencionales requieren la remoción del oxígeno, los fluidos de perforación aireados (perforación con espuma y neblina) requieren el uso de inhibidores pasivadores (oxidantes) para combatir la corrosión causada por oxígeno. El producto recomendado para inhibir el oxígeno de fluidos de perforación aireados es el BARACOR 700.

La atmósfera. La atmósfera es otra fuente de oxígeno y, por consiguiente, de corrosión. El principal producto secundario de la corrosión atmosférica es la herrumbre del óxido de hierro. Para evitar la corrosión atmosférica, lavar el tubo para quitarle todas las sales y productos del lodo, y rociar o sumergir después el tubo



en un inhibidor de corrosión atmosférica. El producto recomendado para inhibir la corrosión atmosférica es el BARAFILM.

Sulfuro de hidrógeno

El sulfuro de hidrógeno puede entrar al sistema de lodo por vía de:

- Fluidos de formación que contengan sulfuro de hidrógeno
- Acción bacteriana sobre compuestos del fluido de perforación que contengan azufre
- Degradación térmica de aditivos del fluido de perforación que contengan azufre
- Reacciones químicas con el azufre que tienen algunos lubricantes de roscas de empalme

El sulfuro de hidrógeno es soluble en agua. El sulfuro de hidrógeno disuelto se comporta como ácido débil y causa picaduras. Los iones de hidrógeno en las áreas catódicas pueden penetrar en el acero en lugar de desprenderse de la superficie en forma de gas. Este proceso puede causar ampollas de hidrógeno en aceros de baja resistencia, o hacer más quebradizos los aceros de alta resistencia por acción del hidrógeno. Tanto los componentes de hidrógeno como los sulfuros del sulfuro de hidrógeno pueden contribuir a fallas de la sarta de perforación.

La corrosión por sulfuro de hidrógeno es atenuada aumentando el pH a más de 9.5 y usando secuestrantes de sulfuros e inhibidores de formación de película protectora. Los productos recomendados para combatir la corrosión debida al sulfuro de hidrógeno son:

- BARACOR 44 (óxido de zinc)

- BARACOR 700
- NO-SULF (carbonato de zinc)
- BARAFILM

El capítulo titulado *Tablas, gráficos y cálculos* contiene una fórmula para determinar la cantidad de producto a ser agregada en el tratamiento contra este agente corrosivo.

Nota: El sulfuro de hidrógeno y el dióxido de carbono se encuentran a menudo en la misma formación geológica; por lo tanto, concebir tratamientos para combatir simultáneamente a ambos contaminantes. Asegurarse de que las presiones hidrostáticas del pozo sean suficientes para evitar posteriores afluencias de gases. Ver a continuación Dióxido de carbono.

Dióxido de carbono

El dióxido de carbono se encuentra en el gas natural en cantidades variables. Cuando está combinado con agua, el dióxido de carbono forma ácido carbónico y reduce el pH del agua, lo cual aumenta la corrosividad del agua. Aunque el dióxido de carbono no es tan corrosivo como el oxígeno, puede causar picaduras.

Mantener el pH correcto es el principal tratamiento contra la contaminación por dióxido de carbono. Se puede usar cal o soda cáustica para mantener el pH.

En la Tabla 2-2 se dan las reacciones para cada uno de estos tratamientos.



Tratamiento	Reacción
Soda cáustica	$2 \text{ NaOH} + \text{CO}_2 + \text{H}_2\text{O} \rightarrow 2 \text{ H}_2\text{O} + \text{Na}_2\text{CO}_3$
Cal	$\text{Ca}(\text{OH})_2 + \text{CO}_2 + \text{H}_2\text{O} \rightarrow 2 \text{ H}_2\text{O} + \text{CaCO}_3$

Tabla 2-2: Tratamientos y reacciones del dióxido de carbono. Esta tabla muestra las reacciones resultantes del tratamiento del dióxido de carbono con soda cáustica o cal.

El tratamiento con soda cáustica produce carbonato de sodio, el cual es soluble y puede crear problemas con el lodo. El tratamiento con cal, por otro lado, produce un precipitado de carbonato de calcio insoluble y agua.

Nota: Para mantener el pH en lodos con base agua, considérese el uso de BARACOR 95 en vez de cal. El BARACOR 95 es un compuesto de amina líquida que actúa como secuestrante del dióxido de carbono. Este tratamiento es especialmente útil con un sistema polimérico que pueda ser sensible al pH. Cuando se opte por el BARACOR 95, recuérdese que no trata el sulfuro de hidrógeno.

Además de mantener el pH, úsese BARAFILM (inhibidor por película de aminas) para atenuar la corrosión causada por el dióxido de carbono.

Nota: El sulfuro de hidrógeno y el dióxido de carbono se encuentran a menudo en la misma formación geológica; por lo tanto, concebir tratamientos para combatir simultáneamente a ambos contaminantes. Asegurarse de que las presiones hidrostáticas del pozo sean suficientes para evitar posteriores afluencias de gases. Ver la sección titulada [Sulfuro de hidrógeno](#).

Bacterias

Los microorganismos pueden causar fermentación de aditivos orgánicos del lodo, cambiando la viscosidad y reduciendo el pH. Un olor ácido y gas son otros

indicadores de la presencia de bacterias. La degradación de aditivos del lodo puede ser causa de un aumento de los costos de mantenimiento. Los productos secundarios de las bacterias son el dióxido de carbono y el sulfuro de hidrógeno. La presencia de bacterias aeróbicas es determinada por el análisis fenol-suero rojo. La presencia de bacterias anaeróbicas se determina por análisis con suero anaeróbico marino. Estos análisis se tratan en el capítulo titulado *Ensayos especializados*. Se usan microbiocidas para controlar el desarrollo de bacterias en los lodos de perforación. Los productos recomendados para controlar las bacterias son:

- ALDACIDE G
- Polvo biocida con base de Isothiazolone

Sales disueltas

Las sales disueltas aumentan la corrosión al reducir la resistencia eléctrica de los fluidos de perforación. Algunos de estos productos secundarios pueden causar la formación de una incrustación o película sobre la superficie del metal. Los productos recomendados para combatir los efectos de las sales disueltas son:

- BARACOR 700
- BARAFILM

Incrustaciones minerales

Las incrustaciones minerales preparan las condiciones para la actividad de celdas de corrosión locales. La continua adición de un inhibidor de incrustaciones puede controlar la formación de incrustaciones. El producto recomendado para inhibir la formación de incrustaciones es el STABILITE.



Tratamientos con fluidos de empaque

Cuando se use un fluido de perforación como fluido de empaque, el fluido de perforación debe ser acondicionado para minimizar la corrosión bajo condiciones estáticas de largo plazo. La Tabla 2-3 enumera los tratamientos recomendados para diversos sistemas de fluidos de empaque.

Sistema de fluido de empaque	Tratamiento recomendado
Lodo base agua	<ul style="list-style-type: none"> • Aumentar el pH a entre 9.5 y 11.5. • Agregar 2-4 lb/bbl (6-11 kg/m³) BARACOR 44 o NO-SULF para controlar el sulfuro de hidrógeno. • Agregar un biocida para controlar las bacterias.
Agua dulce limpia Agua salada limpia	<ul style="list-style-type: none"> • Agregar BARACOR 100 (0.5-1% en volumen).
Aceite o diésel	<ul style="list-style-type: none"> • Agregar BARAFILM (0.35% en volumen).
Lodo base aceite (diésel, mineral)	<ul style="list-style-type: none"> • Agregar 2-10 lb/bbl (6-29 kg/m³) emulsificante primario y 2-10 lb/bbl (6-29 kg/m³) GELTONE II/V. • Agregar 4-6 lb/bbl (11 -17 kg/m³) de cal.
Salmuera pesada (CaCl ₂ , CaBr ₂ , ZnBr ₂ , o mezclas de los tres)	<ul style="list-style-type: none"> • Agregar BARACOR 100, 0.5-2% en volumen o BARACOR 450, 0.2-0.4% en peso.

Tabla 2-3: Tratamiento de sistemas con fluido de empaque. Para minimizar la corrosión bajo condiciones estáticas de largo plazo, seguir el tratamiento recomendado.

Fluidos de terminación/reparación

La corrosividad de un fluido dado de terminación o reparación depende del tipo de salmuera. Las salmueras se dividen en dos categorías: monovalentes y bivalentes.

Salmueras monovalentes

Las salmueras monovalentes contienen sales que tienen cationes monovalentes; estas sales incluyen el cloruro de sodio, cloruro de potasio, bromuro de potasio, bromuro de sodio, formiato de sodio y formiato de potasio. El bromuro de potasio y el bromuro de sodio son especialmente efectivos en formaciones sensibles al calcio y en formaciones donde el gas dióxido de carbono pueda reaccionar con salmueras de calcio para crear un precipitado de carbonato de calcio.

Las salmueras monovalentes generalmente presentan baja corrosividad, aún a temperaturas mayores de 400°F (204°C).

Salmueras bivalentes

Las salmueras bivalentes contienen sales que tienen cationes bivalentes; estas sales incluyen el cloruro de calcio, el bromuro de calcio y el bromuro de zinc. Una salmuera bivalente puede estar compuesta de una sal única o de una mezcla de sales, dependiendo de la densidad de la salmuera requerida y del punto de cristalización.

La corrosividad de estas salmueras depende de su densidad y su composición química. Los datos de laboratorio demuestran que la adición de cloruro de calcio hace bajar el índice de corrosión, mientras que la



adición de bromuro de zinc eleva rápidamente el índice de corrosión.

Agentes corrosivos

Cuando se trabaja con fluidos de terminación o reparación, los dos agentes corrosivos que se deben vigilar son el oxígeno y el sulfuro de hidrógeno.

Oxígeno. El contenido en oxígeno de los fluidos es difícil de determinar, y la mayoría de los ingenieros en el campo no tienen acceso a los equipos apropiados. Debido a que el contenido en oxígeno disuelto varía al cambiar las condiciones durante el día, es difícil elegir un secuestrante de oxígeno de un índice determinado para eliminar una concentración de oxígeno conocida.

Los análisis de laboratorio indican que el contenido en oxígeno de las salmueras de cloruro de calcio, bromuro de calcio y bromuro de zinc es muy bajo. La solubilidad de gases en un líquido está directamente relacionada con la concentración de sólidos totales disueltos de ese líquido. Cuanto más alto sea el contenido en sólidos disueltos, tanto menor será la solubilidad de gases en el líquido. La Tabla 2-4 detalla las concentraciones de oxígeno medidas en salmueras base a la temperatura ambiente.

Densidad de la salmuera, lb/gal (peso esp.)	Concentración de oxígeno, ppm
11.6 (1.39) CaCl ₂	0.1-0.2
14.2 (1.70) CaBr ₂	0.05-0.1
19.2 (2.30) CaBr ₂ / ZnBr ₂	0.4-0.6

Tabla 2-4: Salmueras base y concentraciones de oxígeno. El contenido en oxígeno en las salmueras de cloruro de calcio, bromuro de calcio y bromuro de zinc es muy bajo.

Nota: En un pozo a temperaturas elevadas, el contenido en oxígeno debe ser mucho menor.

Algunos productos usados como secuestrantes de oxígeno contienen sulfitos que reaccionan con el oxígeno disuelto en los fluidos para formar sulfatos, eliminando los efectos corrosivos del oxígeno disuelto. Las salmueras de calcio no deben ser tratadas con secuestrantes de oxígeno que contengan sulfuros porque los compuestos químicos pueden precipitar las incrustaciones de calcio y causar problemas. En una aplicación de fluido de empaque en que existe un sistema estático sin aireación del fluido, el contenido en oxígeno disuelto es tan bajo que comúnmente no se requiere un secuestrante de oxígeno.

Sulfuro de hidrógeno. En sistemas mejorados por sólidos, el secuestrante de sulfuro de hidrógeno usado más frecuentemente es el carbonato de zinc. El zinc reacciona con los iones del sulfuro soluble para formar sulfuro de zinc, que es insoluble y precipita como compuesto no reactivo. En sistemas libres de sólidos, la sal de bromuro de zinc cumple la misma función y absorbe el sulfuro de hidrógeno.

En operaciones en que se prevé contaminación por sulfuro de hidrógeno, contrarrestar la naturaleza ácida



del sulfuro de hidrógeno manteniendo un pH adecuado en la salmuera, tal como se indica en la Tabla 2-5.

Salmuera	pH recomendado	Tratamiento
Sin zinc	7.0	Soda cáustica o cal
Calcio	7.0-10.5	Soda cáustica o cal
Zinc	3.0-5.0	Cal

Tabla 2-5: pH de salmuera adecuado. Mantener el pH recomendado mediante adición de soda cáustica o cal.

Inhibidores de corrosión

Un inhibidor de corrosión es un producto químico que reduce apreciablemente las pérdidas metálicas cuando se lo agrega en bajas concentraciones a un medio corrosivo. Las sustancias químicas usadas como inhibidores de corrosión incluyen compuestos tanto inorgánicos como orgánicos. Los productos recomendados para tratamiento de agentes corrosivos en fluidos de terminación y reparación son:

- BARACOR 100
- BARACOR 450

Prueba de corrosión

El método mejor y más directo para comprobar la presencia de corrosión es el uso de un cupón de sarta de perforación. Un cupón de sarta de perforación es un anillo hecho de un corte de tubo. El cupón, que tiene una cara lisa, es puesto a una profundidad predeterminada durante un recorrido completo. Más tarde es retirado e inspeccionado. El cupón se pesa tanto antes como después de su exposición al interior

del pozo. Una elevada pérdida de metal después de su exposición indica que está teniendo lugar corrosión. La superficie del cupón es otro indicador de la corrosión. Cuando hay evidencia de picaduras en el cupón, lo más probable es que también tengan lugar picaduras en el tubo de perforación.

Ordenes de cupones

Se pueden ordenar cupones a FANN Instrument Company. La Tabla 2-6 detalla los productos disponibles.



Medidas y tipo de tubería de perforación	Cupón recomendado
2 7/8" I.F. y 3 1/2" S.H.	No. 636-18 2 1/2" diám. ext. x 0.250" espesor
3 1/2" X.H. y 3 1/2" F.H.	No. 636-19 2 3/4" diám. ext. x 0.188" espesor
3 1/2" I.F. y 3 1/2" X.H.	No. 636-20 3" diám. ext. x 0.313" espesor
4" F.H.	No. 636-21 3 1/4" diám. ext. x 0.250" espesor
4" I.F. y 4 1/2" X.H.	No. 636-23 3 1/4" diám. ext. x 0.3125" espesor
4 1/2" F.H. y 4 1/2" X.H. y 4" I.F.	No. 636-24 3 5/8" diám. ext. x 0.375" espesor
4 1/2" I.F. y 5" X.H.	No. 636-25 4 1/2" diám. ext. x 0.1325" espesor
5 9/16" ó 5 1/2" API regular o F.H. y 6 5/8" API regular	No. 636-26 4 5/8" diám. ext. x 0.500" espesor
4 1/2" X.H.	No. 636-29 3 13/16" diám. ext. x 0.200" espesor
5" x junta de herramienta H	No. 636-31 4 3/16" diám. ext. x 0.2185" espesor
<i>Nota: Hay disponibles a pedido cupones con revestimiento anticorrosión.</i>	

Tabla 2-6: Cupones. Hay cupones disponibles para una variedad de medidas de tubos de perforación.

Los cupones se pesan con precisión de 0.1 miligramo y el peso y número del anillo quedan permanentemente registrados en la FANN Instrument Company. Para su envío, los anillos son colocados en una bolsa plástica que contiene un desecante inerte, tal como gel de sílice, y son sellados dentro de un sobre resistente. Las

medidas, número y peso del cupón son registrados en el frente del sobre.

Manejo de los cupones

Seguir los pasos siguientes al manejar cupones en el campo:

1. Sacar el cupón del paquete y colocarlo en la caja de empalme de los tubos.



Precaución: Manejar el cupón cuidadosamente para evitar que resulte dañado.

2. Guardar el sobre y la bolsa de plástico para envío del cupón al laboratorio.
3. Hacer la conexión.
4. Dejar el cupón en la sarta de tubos durante la cantidad deseada de recorridos de la barrena (comúnmente 50 horas).

Nota: Una inspección visual del cupón, o índices de corrosión determinados previamente, determinan la duración real de exposición.

5. Retirar el cupón, limpiarlo a seco y untarlo con grasa o aceite pesado.
6. Empacar el cupón en la bolsa de plástico y dentro del sobre, junto con una copia del reporte del lodo.
7. Asegurarse de que la siguiente información aparezca en el sobre:
 - Propiedades del lodo, tales como contenido en sales
 - Valor pH
 - Tratamientos inhibidores efectuados
8. Enviar el cupón al laboratorio por los más rápidos medios posibles.

Resultados de las pruebas

En el laboratorio se limpia y pesa el cupón, y se determina el índice de corrosión.



Los índices de corrosión se reportan como pérdida de peso en libras por pie cuadrado por año, de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$\text{Pérd.peso, lb/pie}^2/\text{año} = \frac{\text{Pérd.peso grs} \times \text{factor anillo}}{\text{Tiempo expos., horas}}$$

Índices de corrosión uniformes por debajo de 2.0 lb/pie²/año son considerados aceptables

Tabla de localización de problemas por corrosión

Oxígeno debido a adiciones de agua	
Origen: Adiciones de agua	Producto secundario: Oxidos de hierro
Indicación: Picadura de celdas de concentración bajo barrera o depósitos y tanques rellenos de productos magnéticos negros secundarios de la corrosión	Ensayos: Polvo de negro a rojo Algún producto secundario insoluble en HCl al 15% Algún producto secundario atraído por imán
Tratamiento:	
<ul style="list-style-type: none"> • Tratar con un secuestrante de oxígeno que tenga un rango equivalente a entre 2.5 y 10 lb/hr de sulfito de sodio. • Mantener 20 a 300 mg/L de residuo de sulfito. 	

(continúa en la página siguiente)

Oxígeno de equipos de mezclado y control de sólidos	
Origen: Equipos de mezclado y control de sólidos	Producto secundario: Oxidos de hierro
Indicación: Picadura de celdas de concentración bajo barrera o depósitos y tanques rellenos de productos magnéticos negros secundarios de la corrosión	Ensayos: Polvo de negro a rojo Algún producto secundario insoluble en HCl al 15% Algún producto secundario atraído por imán
Tratamiento:	
<ul style="list-style-type: none"> • Revestir el tubo con inhibidores que forman una película, para reducir ataques atmosféricos y cubrir depósitos de celdas de concentración. • Reducir el atrapamiento de aire en los tanques. • Desespumar el fluido de perforación. 	
Oxígeno de fluidos de perforación aireados	
Origen: Fluidos de perforación aireados	Producto secundario: Oxidos de hierro
Indicación: Picaduras extensas	Ensayos: Polvo de negro a rojo Algún producto secundario insoluble en HCl al 15% Algún producto secundario atraído por imán
Tratamiento:	
<ul style="list-style-type: none"> • Mantener un alto pH y mantener la tubería de perforación libre de incrustaciones minerales por medio de un inhibidor de incrustaciones. • Revestir los tubos con inhibidores que forman película. 	
Oxígeno de la atmósfera	
Origen: Atmósfera	Producto secundario: Oxidos de hierro
Indicación: Corrosión generalizada o localizada	Ensayos: Polvo de negro a rojo Algún producto secundario insoluble en HCl al 15% Algún producto secundario atraído por imán
Tratamiento:	
<ul style="list-style-type: none"> • Lavar los equipos para que queden libres de sales y productos del lodo. • Rociar los equipos con inhibidores atmosféricos que dejan película. 	

(continúa en la página siguiente)



Sulfuro de hidrógeno	
Origen: <ul style="list-style-type: none"> • Formación • Productos del lodo degradados térmicamente 	Producto secundario: Sulfuro de hierro
Indicaciones: <ul style="list-style-type: none"> • Picado entre localizado y agudo • Película azul oscura o negra en los equipos • Fallas por agrietado, corrosión, esfuerzo y sulfuros (SSCC) • Olor a huevos podridos 	Ensayos: <ul style="list-style-type: none"> • La solución ácida de arsénico produce un precipitado amarillo brillante, soluble en HCl al 15% • Ensayo del acetato de plomo
Tratamiento: <ul style="list-style-type: none"> • Mantener alto pH con soda cáustica. • Para 0-100 ppm de sulfuro, agregar 3-5 lb/bbl (9-14 kg/m³) óxido de hierro y/ó 0.1-0.5 lb/bbl (0.3-1.4 kg/m³) carbonato de zinc/óxido de zinc para remover los iones de sulfuro. <p><i>Nota: Los tratamientos combinados de óxido de hierro y compuestos de zinc deben ofrecer menor contaminación por iones de sulfuro en la mayoría de los fluidos de perforación.</i></p>	

(Continúa en la página siguiente)

Dióxido de carbono	
Origen: <ul style="list-style-type: none"> Formación Productos de lodo degradados térmicamente 	Producto secundario: Carbonato de hierro
Indicaciones: <ul style="list-style-type: none"> Corrosión localizada o picaduras Película marrón oscura o negra 	Ensayo: Efervescencia lenta en HCl al 15%
Tratamiento: Mantener el pH básico con soda cáustica, cal, o BARACOR 95 para neutralizar el gas generador de ácido.	
Bacterias	
Origen: Bacterias	Producto secundario: Dióxido de carbono; sulfuro de hidrógeno
Indicaciones: <ul style="list-style-type: none"> Fermentación de aditivos orgánicos del lodo Cambios en la viscosidad pH más bajo Olor agrio Formación de gas 	Ensayos: Ensayo con suero fenólico rojo (bacterias aeróbicas) Ensayo con suero anaeróbico marino (bacterias anaeróbicas)
Tratamiento: Agregar biocidas.	
Sales disueltas	
Origen: Sales disueltas	Producto secundario: Oxidos de hierro
Indicaciones: <ul style="list-style-type: none"> Corrosión localizada Picaduras 	Ensayo: Oxido de negro a rojo
Tratamiento: Agregar inhibidores que forman película.	

(Continúa en la página siguiente)



Incrustación de sedimentos minerales	
Origen: Materiales de la formación y el lodo	Producto secundario: Productos de hierro debajo de sedimentos minerales
Indicación: Picaduras por celdas de corrosión debajo del yacimiento	Ensayo: Incrustaciones minerales blancas: compuestos de calcio, bario y/o magnesio
Tratamiento: <ul style="list-style-type: none"> • Agregar lenta y continuamente inhibidor de incrustaciones a 5 -15 mg/L. • Reducir los tratamientos con inhibidor de incrustaciones cuando el fosfato residual exceda de 15 mg/L. • Usar 1 gal/1,000 bbl (0.25 L/m³) de lodo/día para tratamiento de mantenimiento bajo condiciones de perforación normales. 	

Información sobre productos

Producto	Función	Descripción	Tratamiento
ALDACIDE G	Microbiocida	Solución de glutaraldehído	0.2-0.5 lb/bbl (0.6-1.4 kg/m ³)
BARACOR 44	Secuestrante de sulfuro de hidrógeno	Compuesto de zinc en polvo	Tratamiento previo con 2-5 lb/bbl; tratamientos adicionales según se requiera (6-14 kg/m ³)
BARACOR 95	Agente de control de alcalinidad	Compuesto de amina líquida	0.25-1.4 lb/bbl (0.7-4 kg/m ³)
BARACOR 100	Inhibidor de corrosión	Amina que forma película	Agua dulce o salada transparente: 21-42 gal/100 bbl de fluido. Salmuera pesada: 0.5-2.0% en volumen (5-10 L/m ³).

(continúa en la página siguiente)

Producto	Función	Descripción	Tratamiento
BARACOR 450	Inhibidor de corrosión	Compuesto inorgánico con base de cianógeno	0.2-0.4% en peso
BARACOR 700	Inhibidor de corrosión	Mezcla de fosfonatos y alquilfosfatos	0.5-1.5 lb/bbl (1.4-4 kg/m ³)
BARAFILM	Inhibidor de corrosión	Amina que forma película	1.5-2 gal/1,000 pies de tubo cada 1-4 horas (1.9-2.5 L/100 m)
BARASCAV D	Secuestrante de oxígeno Extensor térmico para polímeros	Sulfito de sodio en polvo	0.5-1 lb/gal de agua dulce (1.4-2.9 kg/m ³)
BARASCAV L	Secuestrante de oxígeno Extensor térmico para polímeros	Bisulfito de amonio líquido	Inicialmente 0.1-0.5 lb/bbl (0.3-1.4 kg/m ³)
NO-SULF	Secuestrante de sulfuro de hidrógeno	Mezcla de compuestos de zinc	Tratamiento previo con 0.1-5 lb/bbl (0.3-14 kg/m ³)
STABILITE	Diluyente/Inhibidor de incrustaciones	Organofosfonato	0.1-1 lb/bbl (0.3-3 kg/m ³)



CAPITULO **3**

Desplazamiento



The *Complete* Fluids Company

Contenido

Panorama general	3-2
Procedimiento de desplazamiento	3-2
Recomendaciones de desplazamiento de espaciadores y pautas guías de formulación	3-4
Espaciadores recomendados	3-4
Pautas guías de formulación de espaciadores	3-6

Panorama general

Desplazamiento es el proceso de cambiar fluidos de un pozo, sustituyendo el fluido existente por un fluido distinto. Espaciadores especialmente diseñados se formulan para proveer separación de los dos fluidos, ya sea que se trate de desplazamiento de lodo con lodo, salmuera con lodo, o lodo con salmuera.

Los métodos de desplazamiento incluyen el directo y el indirecto. El desplazamiento directo se usa cuando el fluido es desplazado directamente por un fluido de desplazamiento. El desplazamiento indirecto emplea grandes cantidades de agua para lavar a fondo el pozo de sondeo antes de hacer circular el fluido de desplazamiento.

Procedimiento de desplazamiento

Para asegurar un desplazamiento con mínima contaminación, síganse los pasos siguientes:

1. Acondicionar el fluido que será desplazado mediante un ajuste de las propiedades reológicas del fluido para lograr el punto cedente práctico más bajo.
2. Preparar espaciadores.

Nota: En un pozo no desviado, un espaciador debe cubrir 500 pies (153 m) en la sección más grande del espacio anular. En un pozo desviado, un espaciador debe cubrir un mínimo de 1,000 pies (305 m) en la sección más grande del espacio

anular. Ver en la Tabla 3-1 los espaciadores recomendados.

3. Preparar el equipo y el pozo.
 - a. Lavar a chorro y limpiar todas las líneas, tanques y colectores que harán contacto con el fluido de desplazamiento.
 - b. Asegurar bocas de salida de agua para evitar dilución y/o contaminación del fluido de desplazamiento.

Nota: Si se desplaza un fluido de perforación con una salmuera, se recomienda un viaje de rasqueteado o limpieza para asegurarse de que no haya sólidos adheridos a las paredes de la tubería de revestimiento o del pozo.

4. Hacer correr tubos (p.ej., tubería de perforación, tubos) hasta la profundidad de desplazamiento.
5. Bombear espaciadores.
6. Bombear fluido de desplazamiento.

Notas:

- *Una vez que ha comenzado el desplazamiento, no interrumpir la operación de bombeo. Mantener un constante ritmo de circulación.*
- *Alternar y hacer rotación de la tubería de perforación por lo menos una unión cada 15 minutos para evitar canalización en el espacio anular.*



Recomendaciones de desplazamiento de espaciadores y pautas guías de formulación

Espaciadores recomendados

La Tabla 3-1 detalla los espaciadores que se recomienda usar para diversos desplazamientos.

Este capítulo contiene procedimientos para ensayos de campo de lodos base agua (WBM), y lodos base aceite (OBM), sintéticos.

Fluido a ser desplazado	Fluido de desplazamiento			
	WBM	OBM	Sintético	Salmuera
Lodo aceite	Lodo base aceite de alta viscosidad	Base aceite Lodo base agua de alta viscosidad	Lodos PETROFREE/ PETROFREE LE/ XP-07 de alta viscosidad	ENVIRO-SPOT BARAKLEAN LIQUI-VIS NP/EP* o BROMI-VIS**

(continúa en la página siguiente)

Fluido a ser desplazado	Fluido de desplazamiento			
	WBM	OBM	Sintético	Salmuera
Lodo agua	Agua Lodo base aceite de alta viscosidad	Agua	Agua Lodos PETROFREE/ PETROFREE LE/ XP-07 de alta viscosidad	Agua Alto pH BARAKLEAN FL LIQUI-VIS NT*, LIQUI-VIS EP BROMI-VIS** FLO-CLEAN MD FLO-CLEAN Z LIQUI-VIS NT o LIQUI-VIS EP
PETROFREE PETROFREE LE XP-07	Lodo base aceite de alta viscosidad	BARAZAN PLUS o BARAZAN D PLUS	Lodos PETROFREE/ PETROFREE LE/ XP-07 de alta viscosidad	BARAZAN PLUS o BARAZAN D PLUS BARAKLEAN NS BARAKLEAN FL Agua BARAKLEAN NS
Salmuera	Lodo base aceite de alta viscosidad	LIQUI-VIS NT*, LIQUI-VIS EP, o BROMI-VIS*** Agua	Lodos PETROFREE/ PETROFREE LE/ XP-07 de alta viscosidad	LIQUI-VIS NT*, LIQUI-VIS EP, o BROMI-VIS**
* Usar LIQUI-VIS para salmueras sin bromo. ** Usar BROMI-VIS para salmueras con bromo.				

Tabla 3-1: Espaciadores recomendados. El(los) tipo(s) de espaciador(es) a usar depende(n) tanto del fluido que se está desplazando como del fluido de desplazamiento.



Pautas guías de formulación de espaciadores

La Tabla 3-2 provee las pautas guías de formulación para diversos espaciadores.

Espaciador	Formulación recomendada
BARAKLEAN	1 tambor/32 bbl (5.09 m ³) de agua
BARAKLEAN FL	4-6 por ciento de concentración en agua
BARAKLEAN NS	4-6 por ciento de concentración en agua
BARAZAN PLUS or BARAZAN D PLUS	1.0-1.5 lb/bbl (3-4 kg/m ³) (densificado a la densidad deseada)
BROMI-VIS	Mínimo de 150 seg/qt (150 seg/L)
ENVIRO-SPOT	6-12 lb/bbl (17-34 kg/m ³) en el lodo base (densificado a la densidad deseada)
Alta viscosidad: Lodo aceite/Sintético	Fluido de desplazamiento viscosificado con gelificantes convencionales
LIQUI-VIS NT/LIQUI-VIS EP	Mínimo de 150 seg/qt (150 seg/L)
FLO-CLEAN MD	1 tambor/100 bbl de agua o salmuera (requiere un mínimo contenido en Cl ⁻ de ± 5000 mg/L) (no se debe usar con salmueras de bromuro de zinc)
FLO-CLEAN Z	1 tambor/100 bbl de salmuera de bromuro de zinc

Tabla 3-2: Pautas guías de formulación de espaciadores. Usar estas pautas guías cuando se formulen espaciadores.

Nota: Costa afuera, usar agua de mar.

Sistemas de fluidos DRIL-N



The *Complete* Fluids Company

Contenido

Panorama general	4-3
Sistemas de fluidos DRIL-N	4-4
BARADRIL-N	4-6
Panorama general	4-6
Formulación	4-6
Guías de formulación	4-6
Guías de mantenimiento	4-7
BRINEDRIL-N	4-8
Panorama general	4-8
Formulación	4-8
Guías de formulación	4-9
Guías de mantenimiento	4-9
COREDRIIL-N	4-10
Panorama general	4-10
Formulación	4-10
Guías de formulación	4-11
Guías de mantenimiento	4-12
MAXDRIL-N	4-13
Panorama general	4-13
Formulación	4-13
Guías de formulación	4-14
Guías de mantenimiento	4-15
QUIKDRIL-N	4-17
Panorama general	4-17
Formulación	4-17
Guías de formulación	4-17
Guías de mantenimiento	4-18
SHEARDRIIL-N	4-19
Panorama general	4-19
Formulación	4-19
Guías de formulación	4-19
Guías de mantenimiento	4-20

SOLUDRIL-N	4-21
Panorama general	4-21
Formulación	4-21
Guías de formulación	4-21
Guías de mantenimiento	4-22

Panorama general

Los fluidos DRIL-N están diseñados para que esencialmente no sean dañinos a la formación productora, provean un nivel superior de limpieza del pozo, se presten para fácil limpieza y sean efectivos en relación al costo.

Estos fluidos tienen a su cargo la amplia gama de problemas que se encuentran en operaciones de perforación horizontal, terminación y reparación. Estos sistemas están diseñados para proporcionar el más bajo posible índice de filtración, a fin de minimizar o evitar daños a la formación.

El puenteo de la zona de producción es la clave para evitar daños a la formación. Los materiales de puenteo que se utilizan en los fluidos DRIL-N incluyen carbonato de calcio dimensionado y sal dimensionada.

Al puentear zonas de producción, adquiere importancia el dimensionado de partículas. Para puentear eficazmente es preciso saber el diámetro de poro de la formación. Una regla empírica usada en la industria para calcular un diámetro de poro (micrones) desconocido, es tomar la raíz cuadrada de la permeabilidad en milidarcys. Para puentear eficazmente la zona de producción, el 20-30 % por peso del material de puenteo debe ser un tercio del tamaño de poro en micrones.

Las pruebas de filtración con fluidos DRIL-N se realizan usando un disco cerámico que refleja lo más exactamente posible el tamaño de poro de la formación. Estas pruebas se pueden utilizar en el campo para determinar la correcta aplicación del sistema de fluidos DRIL-N.



Baroid tiene siete sistemas únicos de fluidos. Cada uno está diseñado para cumplir una función específica de acuerdo a un determinado grupo de condiciones. La siguiente tabla da una breve descripción de cada sistema. En la sección correspondiente a cada sistema se hallará una descripción más detallada.

Sistemas de fluido DRIL-N	
Sistema	Descripción
BARADRIL-N	Sistema de carbonato de calcio dimensionado
BRINEDRIL-N	Sistema de salmueras de alta densidad
COREDRIIL-N	Sistema 100% aceite para perforación y extracción de núcleos
MAXDRIL-N	Sistema de silicatos metálicos mixtos
QUIKDRIL-N	Sistema polimérico libre de arcillas y sólidos
SHEARDRIIL-N	Sistema de polímeros modificado, libre de arcillas y de sólidos
SOLUDRIIL-N	Sistema de sal dimensionado

Tabla 4-1: Sistemas de fluidos DRIL-N. Esta tabla describe los sistemas de fluidos DRIL-N.

La tabla siguiente detalla los sistemas DRIL-N de este capítulo, sirviendo de molde para catalogar cada sistema de acuerdo a su aplicabilidad para diversas situaciones de perforación. Los sistemas se identifican como:

- Bueno
- ◐ Mejor
- El mejor

Sistemas	Situaciones de fluidos DRIL-N				
	Lutitas reactivas	Zonas agotadas	Perforación horizontal/ Gran ángulo	Minimiza daños a la formación	Limpieza
BARADRIL-N	◐	●	◐	●	◐
BRINEDRIL-N	◐		◐	●	◐
COREDRIIL-N	●	●	◐	●	◐
MAXDRIL-N		●	●	○	○
QUIKDRIL-N	◐		○	●	●
SHEARDRIIL-N	◐		○	●	●
SOLUDRIIL-N	●	●	◐	●	●

Tabla 4-2: Fluidos DRIL-N versus situaciones de perforación. Esta tabla cataloga los fluidos DRIL-N como bueno, mejor, o el mejor, bajo diversas situaciones de perforación.



BARADRIL-N

Panorama general

El sistema BARADRIL-N provee composiciones de fluidos de perforación, terminación y reparación solubles en ácidos. El sistema BARADRIL-N está diseñado para perforación no perjudicial cuando la pérdida de fluido y estabilidad de la formación son de primordial importancia. Las permeabilidades de retorno son excelentes con el sistema BARADRIL-N y le revoque de lodo se quita fácilmente mediante tratamiento con ácido clorhídrico.

Formulación

- Los productos se detallan por orden de adición.
- Escala de densidades 8.5 - 14.5 lb/gal (peso espec. 1.02-1.74)

Aditivo	Función	Concentraciones típicas, lb/bbl (kg/m ³)
N-VIS	Viscosificador	0.25-1 (0.7-3)
N-VIS P PLUS	Viscosificador/Control de filtración	1-5 (3-14)
N-DRIL HT PLUS	Control de filtración	2-10 (6-29)
BARACARB 5/25/50/150	Densificante/ Agente de puenteo	Según se requiera
BARABUF	Alcalinidad	0.1-3.0 (0.3-9)

Tabla 4-3: Guías de productos BARADRIL-N. Esta tabla detalla los productos y da las concentraciones de productos típicas para la formulación de fluidos BARADRIL-N.

Guías de formulación

- Los fluidos BARADRIL-N pueden ser formulados en salmueras de agua dulce, agua de mar, cloruro

de potasio, cloruro de sodio, cloruro de calcio, bromuro de sodio o bromuro de calcio.

- Agregar lentamente todos los polímeros para evitar la formación de grumos.
- Agregar BARACARB según sea necesario para los requisitos de densidad y puenteo.
- Agregar BARABUF para control del pH.

Fluido base	Densidad del fluido BARADRIL-N, lb/gal (peso espec.)
Agua dulce	8.8-10.0 (1.05-1.20)
Agua de mar	9.0-10.0 (1.08-1.20)
Cloruro de potasio	9.0-12.0 (1.08-1.50)
Cloruro de sodio	9.0-12.5 (1.08-1.50)
Bromuro de sodio	12.0-14.5 (1.44-1.74)
Bromuro de calcio	12.0-16.0 (1.44-1.92)

Tabla 4-4: Guías de fluidos de base BARADRIL-N. Esta tabla detalla los fluidos de base y sus correspondientes escalas de densidad recomendadas para la formulación de fluidos BARADRIL-N.



Precaución: Cuando se elija un fluido saturado de sal, tener en cuenta su punto de cristalización.

Guías de mantenimiento

- Agregar BARABUF para mantener la alcalinidad dentro de la escala de pH 8 - 10.
- Las adiciones de BARACARB deben ser medidas de acuerdo al tamaño medio del diámetro de poro de la formación.

Nota: "Regla empírica" Para puenteo eficazmente la zona de producción, el 20-30 % por peso del material de puenteo (BARACARB) debe ser un tercio del tamaño de poro en micrones.



BRINEDRIL-N **Panorama general**

BRINEDRIL-N es un sistema de fluido de salmueras de alta densidad especialmente diseñado para operaciones de perforación, completamiento y reacondicionamiento. Una mezcla de celulosa microfibrosa y agentes poliméricos para el control de la pérdida de fluido provee excepcionales propiedades reológicas, de suspensión y control de filtrado a un fluido termalmente estable y no dañino para la formación. Carbonato de calcio correctamente dimensionado puede ser agregado para promover un revoque delgado de baja permeabilidad, para la perforación de formaciones permeables.

Formulación

- Los productos se detallan por orden de adición.
- Escala de densidades 11.0 - 16.5 lb/gal (peso espec. 1.32-1.98)

Aditivo	Función	Concentraciones típicas, lb/bbl (kg/m ³)
N-VIS HB	Agente de viscosidad y suspensión	0.5-1.0 (1.4-2.85)
N-DRIL HT PLUS	Agente de control de filtrado	6-8 (17-23)
BARACARB 5/25/50/150	Densificante/ Agente de puenteo	Según se requiera
BARABUF	Control de alcalinidad	3 (9)

Tabla 4-5: Guía de productos BRINEDRIL-N. Esta tabla detalla los productos y provee las concentraciones típicas de los productos para las formulaciones de fluidos BRINEDRIL-N.

Guías de formulación

- Los fluidos BRINEDRIL-N pueden ser formulados con cloruro de calcio, bromuro de calcio, bromuro de zinc, o una mezcla de estas sales.
- Agregar todos los polímeros despacio para asegurar su adecuada dispersión y prevenir la formación de ojos de pescado.
- Agregar BARACARB o BARAPLUG según se requiera para densidad o puenteo.
- Agregar BARABUF para control de pH.



Precaución: Cuando se seleccione un fluido de sal saturado se debe tener en cuenta su punto de cristalización.

N-VIS HB deberá ser mezclado completamente dentro de la salmuera antes de agregar el BARACARB o BARAPLUG.

Guías de mantenimiento

- La abertura de las mallas debe ser 84 mesh o más grande.
- Las adiciones de BARACARB o BARAPLUG se hacen seleccionando su tamaño de acuerdo a el tamaño de poro predominante en la formación.
- Vea el representante de Baroid para instrucciones de mezcla.

Nota: "Regla empírica". Para puentear eficazmente la zona de producción, el 20-30 % por peso del material de puenteo (BARACARB o BARAPLUG) debe ser un tercio del tamaño de poro en micrones.



COREDRIIL-N

Panorama general

Los fluidos COREDRIL-N son 100 % fluidos de perforación de aceite/sintético (diesel, mineral, éster y petróleo crudo) que han sido desarrollados para controlar los daños a la formación que puedan ser causados por operaciones convencionales de perforación. El sistema COREDRIL-N contiene una concentración óptima de BARACARB diseñada para puentear poros de roca, dando así bajos índices de filtración minimizando la invasión de fluido en zonas potencialmente productivas. Los fluidos COREDRIL-N usan emulsificantes pasivos que reducen el riesgo de crear bloqueo por emulsiones y preservan las características de humectabilidad de las rocas del yacimiento.

Formulación

- Los productos se detallan por orden de adición.
- Escala de densidades 7.5 - 12.0 lb/gal (peso espec. 0.90-1.44)

Aditivo	Función	Concentraciones típicas, lb/bbl (kg/m ³)
Aceite/Sintético	Fluido base	Según se requiera
EZ-CORE	Emulsionante pasivo	1-5 (3-14)
Cal	Ayuda a la alcalinidad/emulsificación	1-5 (3-14)
BARABLOK or BARABLOK 400 or DURATONE HT	Control de filtración a alta temperatura	5-25 (14-71)
N-VIS O	Viscosificador/Suspensión	6-15 (17-43)
BARACTIVE	Aditivo polar	2-3% (2-3%)
BARACARB 5/25/50/150	Densificante/ Agente de puenteo	Según se requiera
BARAPLUG 20/50/6-300	Densificante/ Agente de puenteo	Según se requiera

Tabla 4-6: Guía de productos COREDRIL-N. Esta tabla detalla los productos y provee las concentraciones típicas de los productos para las formulaciones de fluidos COREDRIL-N.

Nota: Cuando se use DURATONE HT para control de filtración, debe usarse BARACTIVE como activador.

Guías de formulación

- Los fluidos COREDRIL-N pueden ser formulados con diesel, aceites minerales, ésteres, y sintéticos.
- Para un buen rendimiento, dar suficiente tiempo de mezclado y alta acción cortante.
- La adición de cal provee alcalinidad para ayudar a la emulsificación



Guías de mantenimiento

- Minimizar la invasión de agua de la formación mediante adecuado control de la presión hidrostática.
- No contaminar el fluido con agua de los equipos de superficie.

Nota: "Regla empírica". Para puentear eficazmente la zona de producción, el 20-30 % por peso del material de puenteo (BARACARB o BARAPLUG) debe ser un tercio del tamaño de poro en micrones.

MAXDRIL-N

Panorama general

El MAXDRIL-N es un sistema de silicatos de metal mezclado (MMS) diseñado para operaciones de perforación, fresado y terminación. El MAXDRIL-N proporciona estabilidad al pozo y superior limpieza del pozo para fresado de la tubería de revestimiento y perforación de secciones muy desviadas u horizontales. Este fluido es especialmente efectivo cuando se perfora en formaciones no consolidadas, inestables, con tensiones o fallas. El MAXDRIL-N forma un revoque de baja permeabilidad que restringe las invasiones por sólidos y fluidos a la formación, reduciendo así los daños a la formación.

Formulación

- Los productos se detallan por orden de adición.
- Escala de densidades 8.8 - 13.0 lb/gal (peso espec. 1.06-1.56)



Aditivo	Función	Concentraciones típicas, lb/bbl (kg/m ³)
Carbonato de sodio	Reductor de dureza	0.05-0.25 (0.15-0.7)
AQUAGEL GOLD SEAL	Viscosificador	8-15 (23-43)
Soda cáustica	Alcalinidad	Según se requiera para pH 9.5-11.5
N-DRIL	Control del fluido	2-6 (6-17)
N-VIS HI	Viscosificador	0.075 lb por lb de AQUAGEL (0.075 kg por kg AQUAGEL)
BARACARB 5/25/50/150	Densificante/ agente de puenteo	Según se requiera

Tabla 4-7: Guía de productos MAXDRIL-N. Esta tabla detalla los productos y provee las concentraciones típicas de los productos para las formulaciones de fluidos MAXDRIL-N.

Guías de formulación

- Tratar agua dulce con carbonato de sodio para reducir la dureza a menos de 60 mg/L para aumentar el rendimiento del AQUAGEL GOLD SEAL.
- Prehidratar AQUAGEL GOLD SEAL durante por lo menos una hora antes de agregarle soda cáustica.



Precaución: No agregar ninguna sustancia química (p.ej., aditivos o diluyentes para control de pérdida de fluido) que no estén en la lista de formulación.

Nota: Para un sistema de agua de mar, premezclar los productos químicos en agua dulce y agregar la premezcla a agua salada en los tanques.

Guías de mantenimiento

- Agregar AQUAGEL GOLD SEAL prehidratado y/o N-VIS HI, cuando sea necesario, para aumentar la viscosidad.
- Diluir con agua cuando sea necesario para reducir la viscosidad.
- Evítese de usar más de 0.1 lb de N-VIS HI por lb (.1 kg/kg) de AQUAGEL GOLD SEAL.
- Mantener el pH entre 9.5 y 11.5 con soda cáustica.



Precaución: Cualquier producto aniónico puede causar desfloculación o dispersión adversa generando una severa pérdida de viscosidad. Pruebas piloto se deben desarrollar antes de la adición de cualquier producto no incluido en la formulación básica del MAXDRIL-N. Esto incluye productos para pérdida de circulación. Por ejemplo, BAROFIBRE y WALL-NUT contienen cantidades menores de ácido tánico y fosfatos, los cuales hacen estos productos incompatibles con el sistema MAXDRIL-N.

Nota: "Regla empírica". Para puentear eficazmente la zona de producción, el 20-30 % por peso del material de puenteo (BARACARB) debe ser un tercio del tamaño de poro en micrones.

Contaminación

Limpiar los tanques antes de la adición de fluido o productos. Al moler la tubería de revestimiento, el fluido de perforación viejo que queda detrás de



la tubería de revestimiento puede causar
desfloculación o adelgazamiento.

Mantener los niveles de calcio por debajo de 60
mg/L con carbonato de sodio

QUIKDRIL-N

Panorama general

QUIKDRIL-N está diseñado como un fluido de perforación polimérico a base de agua, libre de sólidos.

QUIKDRIL-N es especialmente beneficioso en perforación de pozos estrechos o en operaciones de tubos enrollados en que es crítico el reducir al máximo la presión de circulación.

Formulación

- Los productos se detallan por orden de adición.
- Escala de densidades 8.4 - 12.7 lb/gal (peso espec. 1.01 - 1.52)

Aditivo	Función	Concentraciones típicas, lbs/bbl (kg/m ³)
N-VIS	Viscosificador	1-2 (3-6)
N-DRIL HT PLUS	Viscosificador/ Control de filtración	3-5 (9-14)
BARABUF	Alcalinidad	2-3 (6-9)

Tabla 4-8: Guía de productos QUIKDRIL-N. Esta tabla detalla los productos y provee las concentraciones típicas de los productos para la formulación de fluidos QUIKDRIL-N.

Guías de formulación

- Al mezclar N-VIS y N-DRIL HT PLUS, agregar lentamente y agitar para asegurar la debida hidratación de los polímeros.
- Usar salmueras para obtener la densidad requerida. Referirse a las tablas de densidad de salmueras en el capítulo titulado “Fluidos de terminación”, para guía sobre densidades.





Precaución: No usar en salmueras de cloruro de calcio con más de 11.0 lbs/gal. No usar en salmueras de bromuro de calcio o bromuro de zinc.

Guía de mantenimiento

- Mantener el viscosímetro Brookfield entre 45,000 y 60,000 cP usando el perno de 0.5.
- Se puede usar N-VIS L en lugar de N-VIS.
- BARALUBE GOLD SEAL ayudará a reducir el torque y las presiones de circulación.

SHEARDRIL-N**Panorama general**

Los fluidos SHEARDRIL-N están diseñados como fluido de perforación de polímeros modificados libre de sólidos. El SHEARDRIL-N provee máximos índices de penetración al tiempo que minimiza los daños a la formación.

Formulación

- Los productos se detallan por orden de adición.
- Escala de densidades 8.4 - 15.0 lb/gal (peso espec. 1.01 - 1.80)

Aditivo	Función	Concentraciones típicas, lb/bbl (kg/m ³)
N-VIS	Viscosificador	0.25-1 (0.7-3)
N-DRIL HI	Viscosificador/ Control de filtración	1-3 (3-9)
N-DRIL LO	Viscosificador/ Control de filtración	1-3 (3-9)
Soda cáustica	Alcalinidad	0.05-1 (0.15-3)
BARABUF	Alcalinidad	1-3 (3-9)

Tabla 4-9: Guía de productos SHEARDRIL-N. Esta tabla detalla los productos y provee las concentraciones típicas de los productos para la formulación de fluidos SHEARDRIL-N.

Guías de formulación

- Al mezclar N-DRIL HI y N-DRIL LO, agregar lentamente y agitar para asegurar la debida hidratación de los polímeros.
- Usar salmueras para obtener la densidad requerida. Referirse a las tablas de densidad de



salmueras en el capítulo titulado “Fluidos de terminación”, para guía sobre densidades.



Precaución: No usar salmueras que contengan zinc.

Guía de mantenimiento

- En fluidos de agua salada, usar BARABUF para mantener la alcalinidad.
- En otros sistemas, mantener la alcalinidad con soda cáustica.

SOLUDRIL-N**Panorama general**

Los fluidos SOLUDRIL-N están diseñados para operaciones de perforación, terminación o reparación en pozos horizontales y verticales. Los fluidos SOLUDRIL-N utilizan BARAPLUG (sal dimensionada) y un polímero con cadenas entrecruzadas para proporcionar superior control reológico y de filtración.

Formulación

- Los productos se detallan por orden de adición.
- Escala de densidades 10.4 - 14.5 lb/gal (peso espec. 1.25 - 1.74).

Aditivo	Función	Concentraciones típicas, lb/bbl (kg/m ³)
Salmuera (saturada)	Fluido base	Saturado basado en la salmuera usada
N-VIS	Viscosificador	0.25-1 (0.7-3)
N-VIS P PLUS	Viscosificador/ Control de filtración	3-5 (9-14)
N-DRIL HT PLUS	Control de filtración	5-10 (14-29)
BARAPLUG 6-300/20/40/50	Densificante/Agente de puenteo	Según se requiera
BARABUF	Alcalinidad	1-3 (3-9)

Tabla 4-10: Guía de productos SOLUDRIL-N. Esta tabla detalla los productos y provee las concentraciones típicas de los productos para la formulación de fluidos SOLUDRIL-N.

Guía de formulación

- Los fluidos SOLUDRIL-N pueden ser formulados en salmueras de cloruro de potasio



saturado, cloruro de sodio, cloruro de calcio, o bromuro de sodio.

- Agregar todos los polímeros lentamente para evitar la formación de grumos (ojos de pescado).
- Agregar BARAPLUG según sea necesario para los requisitos de densidad y puenteo.
- Agregar BARABUF para mantener la alcalinidad dentro de los límites 8-10 pH.

Fluido base	Densidad del fluido SOLUDRIL-N, lb/gal (peso espec.)
Cloruro de potasio	10.0-12.0 (1.20-1.44)
Cloruro de sodio	10.4-12.5 (1.25-1.50)
Cloruro de calcio	12.0-13.5 (1.44-1.62)
Bromuro de sodio	13.0-14.5 (1.56-1.74)

Tabla 4-11: Guía para fluidos de base SOLUDRIL-N. Esta tabla detalla los fluidos de base y sus correspondientes escalas de densidad para formular fluidos SOLUDRIL-N.



Precaución: Cuando se elija un fluido saturado en sal téngase en cuenta su punto de cristalización.

Guía de mantenimiento

- Toda dilución del fluido debe ser hecha con la salmuera saturada que se ha usado para el fluido base.
- Las adiciones de BARAPLUG deben ser dimensionadas de acuerdo al diámetro medio de poro de la formación.

Nota: "Regla empírica". Para puentear eficazmente la zona de producción, el 20-30 % por peso del material de puenteo (BARAPLUG) debe ser un tercio del tamaño de poro en micrones.

Ensayos de campo

Contenido



The *Complete* Fluids Company

Panorama general	5-3
Procedimientos de prueba	5-5
Alcalinidad: Lodo base agua	5-5
Alcalinidad: Lodo base aceite/Sintético	5-6
Alcalinidad: Filtrado (P_f/M_f)	5-8
Alcalinidad: Alternativa (P_1/P_2)	5-10
Concentración de BARACAT	5-13
Concentración de BARACOR-95	5-15
Claridad de la salmuera	5-17
Peso específico (densidad) de la salmuera	5-19
Concentración de carbonatos/Aparato de Garrett	5-23
Concentración de CLAYSEAL	5-28
Contenido en cloruros	5-30
Punto de cristalización	5-33
Densidad: Balanza de lodo Baroid	5-36
Densidad: Balanza de lodo presurizada, Fann	5-38
Densidad: Balanza de lodo presurizada, Halliburton	5-40
Estabilidad eléctrica	5-42
Filtrado: API	5-43
Filtrado: APAT	5-45
Dureza: Dureza del calcio	5-49
Dureza: Dureza total	5-51
Contenido en hierro	5-53
Ensayo con azul de metileno	5-54
pH: Método del papel	5-56
pH: Método de la tira	5-57
pH: Método del medidor	5-58
Concentración PHPA	5-60
Potasio: Método de la tira de papel	5-63
Potasio: Método de la centrífuga	5-65
Análisis de retorta	5-68
Propiedades reológicas: Embudo de Marsh	5-72

Propiedades reológicas: Viscosímetro rotatorio	5-73
Contenido de arena	5-76
Concentración de silicatos	5-77
Concentración de sulfuros/Aparato de Garrett	5-79
Procedimiento para lodos base agua	5-83
Procedimiento para lodos base aceite y sintéticos	5-86
Salinidad de la fase acuosa	5-90

Panorama general

Este capítulo contiene procedimientos para ensayos de campo de lodos base agua (WBM), lodos base aceite (OBM), sintéticos, y fluidos de terminación/reparración (CWO). La tabla siguiente detalla los ensayos de campo de este capítulo y los sistemas a los que son aplicables.

Ensayo	WBM	OBM	Sintéticos	CWO
Alcalinidad	✓	✓	✓	
Alcalinidad: Filtrado (P ₁ /M _i)	✓			
Alcalinidad: Filtrado alterno (P ₁ /P ₂)	✓			
Transparencia de la salmuera				✓
Peso específico de la salmuera (densidad)				✓
Concentración de carbonatos	✓			✓
Contenido en cloruros	✓	✓	✓	✓
Punto de cristalización				✓
Densidad: Balanza Baroid para lodo	✓	✓	✓	✓
Densidad: Balanza presurizada del lodo	✓	✓	✓	✓
Estabilidad eléctrica		✓	✓	
Filtrado: API	✓	✓	✓	

(continúa en la página siguiente)



Ensayo	WBM	OBM	Sintéticos	CWO
Filtrado: APAT	✓	✓	✓	
Dureza: Calcio	✓			✓
Dureza: Total	✓			✓
Contenido en hierro				✓
Ensayo azul de metileno (MBT)	✓			
pH: Método del papel	✓			✓
pH: Método de la tira	✓			✓
pH: Método del medidor	✓			✓
Concentración de polímeros	✓			
Potasio: Método de la tira	✓			✓
Potasio: Método de la centrífuga	✓			✓
Análisis de retorta	✓	✓	✓	✓
Propiedades reológicas	✓	✓	✓	✓
Contenido de arena	✓	✓	✓	✓
Concentración de sulfuros (GGT)	✓	✓	✓	✓
Salinidad fase acuosa	✓	✓		

Tabla 5-1: Ensayos de campo. Los ensayos de campo de este capítulo incluyen ensayos para lodos base agua, lodos base aceite, sintéticos, y fluidos de terminación/repación .

Procedimientos de prueba

Alcalinidad: Lodo base agua

Objetivo

Determinar la alcalinidad (P_m) de un lodo base agua .

Unidad

mL

Ejemplo

$P_m = 1.2$ mL de 0.02N (N/50) solución de ácido sulfúrico

Equipo

- Plato de titulación
- Jeringa 3-mL (sin aguja)
- Pipeta 5-mL
- Varilla agitadora
- Cilindro graduado 50-mL (250-mL para lodos de cal)
- 0.02N (N/50) solución de ácido sulfúrico
- Solución indicadora de fenolftaleína
- Agua destilada

Procedimiento

1. Recoger una muestra del fluido.
2. Pasar 1 mL de la muestra al plato de titulación usando la jeringa.
3. Agregar 50 mL de agua destilada en el plato de titulación y agitar. Observar el color de la mezcla para el Paso 5.

Nota: Para lodos de cal, usar 200 mL de agua destilada.

4. Agregar 10 a 15 gotas de solución indicadora de fenolftaleína en el plato de titulación y revolver.



Si...	Luego...
Aparece color rosado o rojo,	Vaya al Paso 5.
No hay cambio de color,	P_m es igual a cero. Vaya al Paso 6.

- Agregar la solución de ácido sulfúrico en el plato de titulación de a una gota por vez hasta que el color cambie de rosado o rojo al color original.
- Registrar la cantidad de solución de ácido sulfúrico usada (en mL) como P_m .

Alcalinidad:
Lodo base
Aceite/
Sintéticos

Objetivo

Determinar la alcalinidad de la totalidad del lodo y el contenido de cal de un lodo base aceite, o sintéticos.

Unidad

mL

Ejemplo

Alcalinidad = 1.8 mL de 0.1N (N/10) solución de ácido sulfúrico

Equipo

- Frasco Erlenmeyer de 500-mL con tapón de goma, o un bote de la misma capacidad con tapa
- Jeringa desechable de 3-mL
- Cilindro graduado de 50-mL
- Cilindro graduado de 250-mL
- Dos pipetas de 1-mL
- Dos pipetas de 5-mL
- Solvente Arcosol PNP®

Nota: Si no hay solvente disponible, se puede usar el fluido base.

- Agua destilada

Nota: Si no hay disponible agua destilada, se puede usar agua no destilada. El pH del agua debe ser de 7 aproximadamente.

- Solución indicadora de fenolftaleína
- 0.1N (N/10) solución ácido sulfúrico
- 0.1N (N/10) hidróxido de sodio

Procedimiento

1. Recoger una muestra del fluido de perforación.
2. Medir 100 mL de solvente Arcosol PNP y echarlo en el frasco Erlenmeyer.
3. Agregar 1.0 mL de la muestra de fluido en el frasco Erlenmeyer usando la jeringa.
4. Tapar el frasco y sacudirlo fuertemente.
5. Agregar en el frasco 200 mL de agua destilada y 10 a 15 gotas de solución indicadora de fenolftaleína.
6. Tapar el frasco y sacudirlo fuertemente durante un mínimo de dos minutos.
7. Dejar que las fases se separen.

Si.....	Luego...
Aparece y se mantiene color rosado,	Vaya al Paso 8.
No aparece color rosado,	La alcalinidad es cero. Vaya al Paso 16.

8. Agregar 3 mL de solución de ácido sulfúrico en el frasco usando la pipeta de 5-mL.
9. Tapar el frasco y sacudirlo fuertemente.
10. Dejar que las fases se separen.

Si...	Luego...
La solución se mantiene rosada,	Vaya al Paso 11.
La solución cambia a incolora,	Vaya al Paso 12.



11. Continuar agregando solución de ácido sulfúrico en incrementos de 3-mL hasta que desaparezca el color rosado.

Nota: Agitar la solución después de cada adición de ácido sulfúrico.

12. Registrar el volumen de ácido sulfúrico usado en mL.
13. Dosificar con hidróxido de sodio usando la pipeta de 1-mL hasta que por primera vez reaparezca y se mantenga el color rosado.

Nota: Agitar la solución después de cada adición de hidróxido de sodio. Agregar hidróxido de sodio solamente hasta que reaparezca el color rosado.

14. Registrar el volumen en mL del hidróxido de sodio usado.
15. Calcular la alcalinidad.

Alcalinidad = mL N/10 ácido sulfúrico - mL N/10 hidróxido de sodio

16. Calcular el exceso de cal en libras por barril de lodo.

Exceso de cal, lb/bbl = 1.3 × alcalinidad

Alcalinidad: Filtrado (P_f/M_f)

Objetivo

Determinar las cantidades de iones solubles que contribuyen a la alcalinidad en un fluido de perforación base agua.

Nota: Si el lodo contiene altas concentraciones de diluyentes orgánicos (p.ej., CARBONOX), use el método alternativo de alcalinidad de filtrado (P_f/P₂).

Unidad

mL

Ejemplo

$P_f = 0.3$ mL de 0.02N (N/50) solución de ácido sulfúrico

$M_f = 1.3$ mL de 0.02N (N/50) solución de ácido sulfúrico

Equipo

- Plato de titulación
- Pipeta de 1-mL
- Pipeta de 2-mL
- Pipeta de 5-mL
- Varilla agitadora
- Agua destilada
- 0.02N (N/50) solución de ácido sulfúrico
- Solución indicadora de fenolftaleína
- Solución indicadora de naranja de metilo

Nota: Como opción, usar solución indicadora de metil violeta o bromocresol verde.

Procedimiento

1. Recoger una muestra de filtrado usando el método de filtrado API.
2. Pasar 1 mL del filtrado al plato de titulación usando la pipeta de 1-mL.
3. Agregar 10 a 15 gotas de solución indicadora de fenolftaleína en el plato de titulación.

Si...	Luego...
Hay un cambio de color,	Vaya al Paso 4.
No hay cambio de color,	P_f es cero. Vaya al Paso 6.

4. Agregar lentamente la solución de ácido sulfúrico en el plato de titulación (usando la pipeta de 2- ó de 5-mL) hasta que el color cambie de rosado o rojo al color del filtrado original.



5. Registrar como P_f la cantidad en mL de solución de ácido sulfúrico usada.
6. Agregar 10 a 15 gotas de solución de indicador metil naranja en la mezcla de filtrado.
7. Continuar dosificando con la solución de ácido sulfúrico hasta que el color cambie de naranja a rosado salmón.
8. Registrar la cantidad total de solución de ácido sulfúrico usada, incluyendo la cantidad del ensayo P_f , como valor M_f .
9. Calcular la concentración de iones de hidroxilo (OH^-), carbonato (CO_3^{2-}), y bicarbonato (HCO_3^-) usando la tabla siguiente.

Concentración, mg/L			
Criterios	OH^-	CO_3^{2-}	HCO_3^-
$P_f = 0$	0	0	$1,220 M_f$
$2P_f < M_f$	0	$1,200 P_f$	$1,220 (M_f - 2P_f)$
$2P_f = M_f$	0	$1,200 P_f$	0
$2P_f > M_f$	$340 (2P_f - M_f)$	$1,200 (M_f - P_f)$	0
$P_f = M_f$	$340 M_f$	0	0

Tabla 5-2: Cálculos de concentración. Usar estos cálculos para los iones de hidróxido (OH^-), carbonato (CO_3^{2-}), y bicarbonato (HCO_3^-) en fluidos de perforación base agua.

$$\text{Exceso de cal, lb/bbl} = 0.26 \times [P_m - (P_f \times F_w)]$$

$$\text{Exceso de cal, kg/m}^3 = 0.74 \times [P_m - (P_f \times F_w)]$$

Alcalinidad: Alternativa (P_1/P_2)

Objetivo

Determinar las cantidades de iones solubles que contribuyen a la alcalinidad en un fluido de perforación base agua.

Unidad

mL

Ejemplo

$P_1 = 11.5$ mL de 0.02N (N/50) solución ácido clorhídrico

$P_2 = 9.8$ mL de 0.02N (N/50) solución ácido clorhídrico

Equipo

- Pipeta volumétrica de 1-mL
- Pipeta volumétrica de 2-mL
- Plato de titulación
- Cilindro graduado de 25-mL
- Cilindro graduado de 5-mL ó 10-mL
- Varilla agitadora
- Jeringa 3-mL
- Agua destilada
- Solución cloruro de bario (10 por ciento, neutralizada a pH 7 con NaOH)
- Solución indicadora de fenolftaleína
- 0.02N (N/50) solución ácido clorhídrico
- 0.1N (N/10) solución hidróxido de sodio

Procedimiento

1. Recoger una muestra de filtrado usando el método de filtrado API.
2. Determinar la alcalinidad P_f de la muestra usando los pasos del 2 al 5 del procedimiento P_f/M_f .

Nota: Sustituir la solución de ácido sulfúrico con ácido clorhídrico.

3. Determinar la alcalinidad P_1 .
 - a. Pasar 1.0 mL de filtrado al plato de titulación.
 - b. Agregar 24 mL de agua destilada en el plato de titulación.
 - c. Agregar exactamente 2.0 mL de solución de hidróxido de sodio en el plato de titulación usando la pipeta volumétrica.



- d. Agregar 3 mL de solución de cloruro de bario en el plato de titulación usando la jeringa de 3-mL.



Advertencia: El cloruro de bario es sumamente venenoso. Asegúrese de usar una jeringa, y no una pipeta, para agregar la solución de cloruro de bario en el plato de titulación.

- e. Agregar entre 2 y 4 gotas de solución indicadora de fenolftaleína mientras se revuelve el contenido del plato de titulación.
 - f. Dosificar la mezcla con la solución de ácido clorhídrico (usando la pipeta de 10-mL) hasta que la solución sea incolora.
Nota: Si reaparece el color rosado, no continuar la dosificación.
 - g. Registrar el volumen de solución de ácido clorhídrico necesario para alcanzar el punto final como P_1 .
4. Determinar la alcalinidad P_2 .
 - a. Agregar 25 mL de agua destilada en un plato de titulación limpio.
 - b. Repetir los pasos del 3c al 3f para determinar P_2 .
 - c. Registrar el volumen de solución de ácido clorhídrico que fue necesario para alcanzar el punto final como P_2 .
 - d. Calcular la concentración de iones de hidroxilo (OH^-), carbonato (CO_3^{2-}), o bicarbonato (HCO_3^-).

Concentración, mg/L			
Criterios	OH ⁻	CO ₃ ⁻²	HCO ₃ ⁻
$P_1 > P_2$	340 (P ₁ - P ₂)	1,200 [P _f - (P ₁ - P ₂)]	0
$P_1 = P_2$	0	1,200 P _f	0
$P_1 < P_2$	0	1,200 P _f	1,220 (P ₂ - P ₁)

Tabla 5-3: Cálculos de concentración. Usar estos cálculos para iones de hidróxido (OH⁻), carbonato (CO₃⁻²), y bicarbonato (HCO₃⁻) en fluidos de perforación base agua.

Concentración de BARACAT

Objetivo

Determinar la concentración de BARACAT en el filtrado de un lodo CAT-I.

Unidad

lb/bbl (libras por barril)

Ejemplo

Exceso de BARACAT = 1.0 lb/bbl

Equipo

- Colorímetro DR/700 HACH con Módulo 610 nm
- 5 frascos Erlenmeyer de 125 mL
- 1 probeta con pico de 50 mL
- 2 pipetas de 1 mL
- 2 pipetas de 5 mL
- 2 celdas de muestra HACH de 10 mL
- Agua desionizada (DI)
- Compensador de Dietanolamina (Disolver 50 gm en 30 mL agua DI, y diluir luego a 100 mL).
- Reactivo hidrocloreuro de hidroxiamina (Disolver 5 gm en 95 mL agua DI).
- Solución de carmín índigo [Disolver 0.090 gm de índigo carmín (pesado analíticamente)]



en agua DI y diluir a 500 mL]. Guardar en una botella oscura.

Procedimiento

1. Preparación de curva estándar
 - a. Agregar equivalentes de 0, 1, 2, 4, y 6 lb/barril de BARACAT a muestras de 350 mL del fluido base.
 - b. Agregar 100 mL de agua DI en la probeta con pico de 250 mL.
 - c. Agregar 2 mL de la solución estándar.
 - d. Usando una pipeta limpia de 1-mL, transferir 1 mL del reactivo de hidroxiamina a la probeta con pico.
 - e. Usando una pipeta limpia de 5-mL, transferir 5 mL de la solución compensadora a la probeta con pico.
 - f. Usando una pipeta limpia de 5-mL, transferir 5 mL de índigo carmín a la probeta con pico.
 - g. Mezclar el contenido de la probeta con pico durante 2 ó 3 minutos y dejarlo reposar durante 15 minutos.
 - h. Llenar una celda de muestra HACH de 10 ml con agua desionizada y llevar a cero el medidor HACH (Consultar el manual de medición del colorímetro para ver las instrucciones de manejo).
 - i. Transferir 10 mL del fluido de prueba a una celda de muestra HACH y determinar la absorbencia de la muestra de prueba.
 - j. Determinar la absorbencia de cada solución estándar.
 - k. Preparar una curva estándar trazando la absorbencia versus lb/barril de BARACAT. (Se debe determinar una curva estándar nueva cada vez que se prepara un nuevo lote de reactivo).
2. Prueba del lodo de filtrado.
 - a. Recoger 2 mL de filtrado de lodo.

- b. Agregar 100 mL de agua DI en la probeta con pico de 250 mL.
- c. Usando una pipeta limpia de 1-mL, transferir 0.2 mL del filtrado a la probeta con pico.
- d. Usando una pipeta limpia de 1-mL, transferir 1 mL del reactivo de hidroxiamina a la probeta con pico.
- e. Usando una pipeta limpia de 5-mL, transferir 5 mL de la solución compensadora a la probeta con pico.
- f. Usando una pipeta limpia de 5-mL, transferir 5 mL de la solución de índigo carmín a la probeta con pico.
- g. Mezclar el contenido de la probeta con pico durante 2 ó 3 minutos y dejarlo reposar sin mover durante 15 minutos.
- h. Llenar una celda de muestra HACH de 10 ml con agua destilada DI (desionizada) y llevar a cero el medidor HACH (Consultar el manual de medición del colorímetro para ver las instrucciones de manejo).
- i. Transferir 10 mL del fluido de prueba a una celda de muestra HACH sample cell y determinar la absorbencia de la muestra de prueba.
- j. Determinar la absorbencia del filtrado de lodo.
- k. Trazar en el gráfico la absorbencia del filtrado de lodo con la curva estándar e interpolar la concentración de BARACAT en el filtrado.

Concentración de BARACOR- 95

Objetivo

Determinar la concentración de BARACOR-95 en un filtrado de lodo. Si el filtrado está oscuro no se puede hacer una determinación cuantitativa.



Unidad

mg/L

Ejemplo

Concentración de BARACOR-95 = 2 lbs/bbl

Equipo

- 2 frascos de vidrio transparente de 15 mL con tapa
- 1 pipeta de 1 mL
- 2 pipetas de 5 mL
- Solución de sulfato cúprico: 8 gm $\text{CuSO}_4 \cdot 5\text{H}_2\text{O}$ disuelto en 1000 mL de agua
- Solución amortiguadora de Borax: 15 gm de borato de sodio decahidratado disuelto en 1000 mL de agua

Procedimiento

1. Recoger 2 mL de filtrado del lodo.
2. Rotular los dos frascos A y B.
3. Usando una pipeta de 5 mL, transferir 2 mL del filtrado del lodo a cada frasco
4. Usando una pipeta de 5 mL, transferir 5 mL de solución amortiguadora de borax a cada frasco
5. Usando la pipeta de 1 mL, poner una alícuota de 0.25 mL de solución de sulfato cúprico en el frasco B, tapar y sacudir por varios segundos.
6. Esperar un minuto y comparar la claridad de la solución en el frasco A con la del frasco B. Si el frasco B tiene una especie de niebla comparado con el frasco A, se alcanzó el punto final, ir al paso 9.
7. Si no se alcanzó el punto final, continuar agregando alícuotas de 0.25 mL, observando cada vez, hasta que el frasco B tenga una especie de niebla comparando con el frasco A, o hasta haber agregado 3 mL de solución de sulfato cúprico al frasco A.

8. Si después de haber agregado 3 mL de solución de sulfato cúprico al frasco A no apareció ninguna niebla, comparar el color del frasco A al de la solución de sulfato cúprico. Si es azul, hay un gran exceso de BARACOR-95 en el lodo, se tornará progresivamente de un azul más oscuro con cada agregado de sulfato cúprico. Continuar el proceso hasta alcanzar el punto final. Si el color no es azul (el mismo color que la solución de sulfato cúprico) sino turquesa, repetir el procedimiento usando una solución amortiguadora de borax fresca.
9. Cuando se alcanzó el punto final, la cantidad de lbs/bbl de BARACOR-95 en el lodo es igual a los mililitros de sulfato cúprico agregados al frasco A.

Claridad de la salmuera

Objetivo

Estimar el contenido en sólidos de un fluido de terminación/repación mediante medición de la turbidez de la salmuera.

Unidad

Unidad de turbidez nefelométrica (UTN)

Ejemplo

Claridad de la salmuera = 20 UTN

Equipo

- Curva de calibración

Nota: La medición del contenido en sólidos en el sitio requiere una curva de calibración específica del instrumento, la cual se genera en el laboratorio usando sólidos del pozo y salmuera de terminación. Contactar al laboratorio para obtener una curva de calibración específica del lugar.



- Cilindro graduado de 100-mL
- 6 a 8 botellas de muestra de 500-mL
- 6 a 8 botellas de muestra de 100-mL
- Turbidímetro

Nota: Usar el mismo turbidímetro que se usó para generar la curva de calibración.

Calibrar el turbidímetro de acuerdo a las normas del fabricante.

- Tamiz malla 200

Procedimiento

1. Recoger una muestra de fluido de 100-mL de cada sitio de interés. Los sitios de interés pueden incluir uno o más de los siguientes:
 - Planta de mezclado en línea de baja presión
 - Camión de transporte, después que la mitad del volumen ha fluido fuera del camión
 - Embarcación de transporte, antes de descargar
 - Tanque de perforadora en línea de baja presión, si está disponible
 - Línea de flujo en el sitio de la perforadora
 - Muestra de filtración del sitio de la perforadora
2. Si hay presentes sólidos grandes, dejar la muestra en reposo hasta que los sólidos floten o se asienten (de 3 a 5 minutos). Separar luego los sólidos en la forma siguiente:
 - a. Sólidos que flotan: Recoger con cuchara los sólidos de la parte superior del líquido.
 - b. Sólidos asentados: Echar el líquido claro en una botella de muestra, cuidando que no pasen los sólidos asentados.
3. Echar la muestra a través de un tamiz malla 200 en un cilindro graduado de 100-mL.

4. Medir la turbidez de la muestra y registrar las unidades de turbidez nefelométrica (UTN)
5. Usar la curva de calibración para comparar las UTN con los mg/L para estimar el contenido en sólidos.

Peso específico (densidad) de la salmuera

Objetivo

Determinar el peso de la salmuera por unidad de volumen..

Nota: Usar este método para la mayoría de los fluidos, excepto los que son viscosos y/o los que contienen sólidos.

Unidad

Peso específico o lb/gal

Ejemplo

Peso específico de la salmuera = 1.2 (12.5 lb/gal)

Equipo

- Desaireador (opcional)
- Cilindro de gas
- Hidrómetro

Precaución: No dejar caer el hidrómetro; se puede rajar en contacto con una superficie dura.

Procedimiento

1. Recoger una muestra del fluido
2. Para desairear la muestra de fluido:
 - Dejar reposar la muestra de 3 a 5 minutos mientras se dan golpecitos suaves al cilindro.



O alternativamente:

- Usar el desaireador.
 - a. Echar la muestra de fluido en el desaireador.
 - b. Asegurar la tapa del recipiente.
 - c. Agitar la muestra mientras se acciona la bomba de vacío.
 - d. Continuar hasta que la bomba de vacío accionada a mano ya no se pueda bombear.
 - e. Tirar de la válvula de descarga.
 - f. Abrir el recipiente.
- 3. Equilibrar el fluido a 70°F (21°C) o a la temperatura de referencia deseada.
Nota: Si fuera necesario, enfriar la muestra en el refrigerador o empacarla con hielo.
- 4. Llenar el cilindro de vidrio con la muestra del fluido hasta 1 ó 2 pulgadas del borde, echando la muestra despacio por un costado del cilindro.
- 5. Revisar el hidrómetro para verificar que esté limpio y seco.
- 6. Colocar el hidrómetro cuidadosamente dentro del cilindro y dejarlo que vaya suavemente al apropiado nivel de medición.

Precaución: Meter el hidrómetro demasiado rápido puede hacer mojar el hidrómetro por encima del correcto nivel de medición y causar lecturas falsas.

7. Hacer girar el hidrómetro y registrar la lectura a la cual se detiene el hidrómetro.

Nota: Leer la escala del hidrómetro en la parte inferior del menisco del fluido del cilindro. Debido a que las paredes del cilindro de vidrio están mojadas con agua, la parte superior del fluido tendrá una superficie curva (el menisco). La lectura



correcta del hidrómetro será la que esté alineada con el borde inferior del menisco, visto desde el costado del cilindro.

8. Multiplicar la lectura del hidrómetro (peso específico) por 8.345 para convertirlo a densidad, lb/gal (peso espec. \times 8.345 = lb/gal).
9. Convertir la densidad de la muestra a la densidad de referencia estándar de la industria a 70°F (21°C).

$$D_c = D_m (1 + V_e [T_m - 70])$$

Donde

D_c = Densidad corregida a 70°F (21°C)

D_m = Densidad a la temperatura en lb/gal

T_m = Temperatura de la muestra analizada, °F

V_e = Factores de expansión del volumen (sin dimensiones)

Nota: Para factores V_e referirse a la tabla siguiente.

Factores de expansión de volumen (V_e)		
V_e	Densidad, lb/gal (sg)	Salmuera
0.000349	9.0 (1.08)	NaCl
0.000406	9.5 (1.14)	NaCl
0.000280	12.0 (1.44)	NaBr
0.000333	9.0 (1.08)	CaCl ₂
0.00030	9.5 (1.14)	CaCl ₂
0.000289	10.0 (1.20)	CaCl ₂

(continúa en la página siguiente)



Factores de expansión de volumen (V_e)		
V_e	Densidad, lb/gal (sg)	Salmuera
0.000260	10.5 (1.26)	CaCl ₂
0.000240	11.0 (1.32)	CaCl ₂
0.000239	11.5 (1.38)	CaCl ₂
0.000271	12.0 (1.44)	CaBr ₂ /CaCl ₂
0.000264	12.5 (1.50)	CaBr ₂ /CaCl ₂
0.000257	13.0 (1.56)	CaBr ₂ /CaCl ₂
0.000254	13.5 (1.62)	CaBr ₂ /CaCl ₂
0.000253	14.0 (1.68)	CaBr ₂ /CaCl ₂
0.000250	14.5 (1.74)	CaBr ₂ /CaCl ₂
0.000250	15.0 (1.80)	CaBr ₂ /CaCl ₂
0.000250	15.5 (1.86)	ZnBr ₂ /CaBr ₂ /CaCl ₂
0.000251	16.0 (1.92)	ZnBr ₂ /CaBr ₂ /CaCl ₂
0.000252	16.5 (1.98)	ZnBr ₂ /CaBr ₂ /CaCl ₂
0.000254	17.0 (2.04)	ZnBr ₂ /CaBr ₂ /CaCl ₂
0.000259	17.5 (2.10)	ZnBr ₂ /CaBr ₂ /CaCl ₂
0.000264	18.0 (2.16)	ZnBr ₂ /CaBr ₂ /CaCl ₂
0.000271	18.5 (2.22)	ZnBr ₂ /CaBr ₂ /CaCl ₂
0.000278	19.0 (2.28)	ZnBr ₂ /CaBr ₂ /CaCl ₂

Tabla 5-4: Factores V_e . Usar esta tabla para determinar los factores V_e .

**Concentración
de carbonatos/
Aparato de
Garrett**

Objetivo

Determinar la concentración de carbonatos solubles en un fluido base agua.

Unidad

ppm

Ejemplo

Concentración de carbonatos = 800 ppm

Equipo

- Aparato de Garrett (ver Figura 5-1)



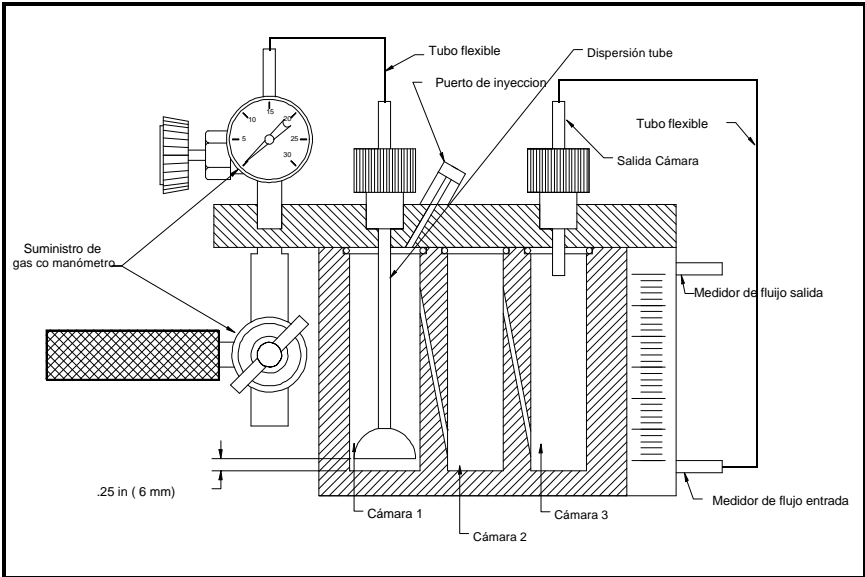


Figura 5-1: Aparato de Garrett. El aparato de Garrett se usa para ayudar a determinar la concentración de carbonatos solubles en un fluido de perforación.

Nota: Asegurarse de que el aparato de gases esté limpio y seco, y de que el regulador, las tuberías y el tubo de dispersión sean purgados de todo gas portador.

- Tubo de análisis Dräger CO₂ 100/a
- Bolsa de gas Dräger Alcotest de 1 litro
- Bomba de vacío manual Dräger detectora multigases
- Espita de doble vía
- Jeringa hipodérmica de 10-mL con aguja hipodérmica de 1.5" (38-mm), medida 21 (para usar con ácido)
- Jeringa (1-, 5-, ó 10-mL) con aguja hipodérmica de 1.5" (38-mm), medida 21 (a usar para muestra)
- Gas portador

Nota: Usar una botella de nitrógeno (N₂) con un regulador de baja presión, o bien cartuchos de gas óxido nitroso (N₂O). Es preferible el N₂ porque el N₂O se enfría al dilatarse y refrigera el diafragma del regulador. Este enfriamiento puede causar funcionamiento errático del regulador.

- Acido sulfúrico 5N, grado reactivo
- Antiespumante (en un gotero)
- Agua destilada

Procedimiento

1. Recoger una muestra de filtrado usando el método de filtrado API.
2. Colocar el aparato de gases sobre una superficie nivelada, quitar la parte superior del



aparato de gases y agregar lo siguiente en la cámara 1:

- 20 mL de agua destilada
 - 5 gotas de antiespumante
3. Colocar la tapa sobre el aparato de gases y ajustarla con un movimiento de torsión de manera que los anillos “O” ajusten la tapa..
 4. Ajustar el tubo de dispersión de modo que esté aproximadamente a 1/4 de pulgada (5 mm) del fondo.
 5. Usar los tubos flexibles para conectar el suministro de gas portador con el tubo de dispersión de la cámara 1.
 6. Dejar que el gas portador circule a través del aparato de gases aproximadamente durante 1 minuto, para purgar todo el aire del aparato de gases.

Nota: Mientras circula el gas portador, verificar si hay fugas en el aparato de gases.

7. Conectar la espita y la bolsa de gas con la bomba manual; luego, oprimir y soltar la bomba de mano para comprobar si la bolsa de gas tiene fugas.

Nota: Si la bolsa no tiene fugas, la bomba continuará estando hundida.

8. Conectar la bolsa desinflada al aparato de gases fijando un tubo flexible desde la espita de la bolsa hasta la boca de salida de la cámara 3.
9. Usar una jeringa hipodérmica con aguja para inyectar filtrado libre de sólidos en la cámara 1 a través del tabique.

Si el rango previsto del carbonato es de (ppm)...	El volumen de la muestra debe ser de (mL)...
25-750	10.0
50-1500	5.0
250-7500	1.0

10. Inyectar 10-mL de solución de ácido sulfúrico en la cámara 1 a través del tabique usando la jeringa y aguja de 10-L. Sacudir el aparato de gases con suavidad.
11. Abrir la espita de la bolsa de gas e iniciar un flujo de gas lento y parejo.
12. Cortar el flujo de gas cuando la bolsa esté firme, cerrar la espita, e inmediatamente quebrar la punta de ambos extremos del tubo Dräger.
13. Retirar el tubo de la boca de salida de la cámara 3 y ponerlo en el extremo ascendente del tubo Dräger, según indica la flecha en el tubo Dräger.
14. Fijar a la bomba de mano el otro extremo del tubo Dräger.
15. Abrir la espita de la bolsa. Oprimir y soltar la bomba de mano, contando el número de golpes que lleva desinflar completamente la bolsa.

Nota: Si el número de golpes pasa de 10, es de sospechar fuga e incorrectos resultados de la prueba.

16. Observar el largo de la mancha violeta (largo de la mancha) en el tubo Dräger, incluido cualquier tinte periférico azul.



Nota: Los resultados del ensayo son más exactos si el largo de la mancha abarca por lo menos la mitad del largo del tubo.

17. Calcular el total de carbonatos solubles.

Carbonato, ppm = 2.5 (largo de la mancha) ÷ volumen de la muestra, mL

Determinación de la concentración de CLAYSEAL

Objetivo

Determinar la concentración de CLAYSEAL en un lodo íntegro.

Unidad

lbs/bbl

Ejemplo

Concentración de CLAYSEAL = 0.75 lbs/bbl
(2.1 kg/m³)

Equipo

- Calentador eléctrico
- Dos frascos Erlenmeyer de 125 ml
- Tapón de goma con tubo de vidrio insertado por el agujero central
- Tubo de vidrio
- Tubo flexible
- Pipeta de 5 ml
- 6 a 10 piedras de hervir
- Jeringa de 10 ml
- Agua destilada
- Desespumante a base de silicio
- Solución indicadora (1 parte de verde de bromocresol en 2 partes rojo metilo)
- Solución 5N de hidróxido de sodio
- Solución de 2% de ácido bórico
- Solución 0.02N (N/50) de ácido sulfúrico

Procedimiento

1. Preparar una solución 0.002N de ácido sulfúrico haciendo una dilución de la solución 0.02N (N/50) de ácido sulfúrico.
P. ej. 10 ml 0.02N H_2SO_4 + 90 ml agua desionizada = 100 ml de solución 0.002N de ácido sulfúrico.
2. Obtener una muestra de lodo íntegro.
3. Agregar lo siguiente al frasco Erlenmeyer (de reacción).
 - 25 ml de agua destilada
 - 25 ml de muestra a analizar
 - 2 ml de desespumante a base de silicio
 - 6 a 10 piedras de hervir
4. Agregar lo siguiente al otro frasco Erlenmeyer (de recolección).
 - 25 ml de ácido bórico al 2%
 - 25 ml de agua desionizada
 - 10-15 gotas de solución indicadora
5. Colocar un extremo del tubo flexible en el tubo de vidrio y colocar el tubo de vidrio en el frasco de recolección.

Nota: Asegurar que el extremo del tubo de vidrio quede sumergido en la solución de ácido bórico.

6. Conectar el otro extremo del tubo flexible al tubo de vidrio del tapón.
7. Usar la jeringa de 5 ml para agregar 5 ml de solución 5N de hidróxido de sodio al frasco de reacción e inmediatamente poner el tapón en el frasco.
8. Poner el frasco de reacción en el calentador y calentar la solución hasta que hierva.
9. Hervir la solución por 45 a 55 minutos para destilar por lo menos 25 ml de solución al frasco de colección.





Advertencia: Si se detecta olor a amoníaco mientras hierve la solución en el frasco de reacción, suspender inmediatamente la prueba y salir al aire fresco. Un olor a amoníaco indica fuga del frasco de reacción.

Nota: Mantener un hervor constante para que no se forme un vacío, que podría causar que el fluido fluyera del frasco de recolección al frasco de reacción.

10. Quitar el tubo de vidrio del frasco de recolección y dejar que el frasco se enfríe.
11. Titular la solución en el frasco de recolección con la solución 0.002N de ácido sulfúrico (preparada en el paso 1) hasta el punto final del indicador. El color cambiará de azul/verde a lavanda/rojo.
12. Apuntar los ml usados de ácido sulfúrico.
13. Calcular la concentración de CLAYSEAL en lbs/bbl usando la siguiente ecuación.

Contenido de cloruros

Objetivo

Determinar el contenido de cloruros de un fluido de perforación base agua o fluido de terminación/repación.

Nota: Si hay presente bromuro, se mostrará como cloruro usando este procedimiento de prueba.

Unidad

mg/L

Ejemplo

Cloruro = 15,000 mg/L

Equipo

- Plato de titulación
- Pipeta de 1-mL
- Pipeta de 10-mL
- Varilla agitadora
- Solución indicadora de cromato de potasio
- Solución ácido sulfúrico 0.02N (N/50)
- Solución indicadora de fenolftaleína
- Agua destilada
- 0.0282N (1 mL = 0.001g Cl^-/mL) ó 0.282N (1 mL = 0.01g Cl^-/mL) solución de nitrato de plata (AgNO_3)

Si se está probando un ...	Usar...
Sistema de agua dulce	0.0282N AgNO_3
Sistema de agua salada	0.282N AgNO_3

Procedimiento

1. Recoger muestra de filtrado usando el método de filtrado API.
2. Transferir 1 mL o más de filtrado al plato de titulación. Tomar nota del color del filtrado para el Paso 6.
3. Agregar 20 a 50 mL de agua destilada al filtrado del plato de titulación.
4. Agregar 10 a 15 gotas de solución indicadora de fenolftaleína.

Si...	Luego...
El color cambia a rosado o rojo,	Ir al Paso 5.
No se observa cambio de color,	Ir al Paso 6.



5. Agregar lentamente la solución de ácido sulfúrico en el plato de titulación hasta que el color cambie de rosado o rojo al color original.
6. Agregar de 5 a 10 gotas de solución indicadora de cromato de potasio.
7. Llenar la pipeta de 10-mL con la solución de nitrato de plata.
8. Agregar la solución de nitrato de plata en el plato de titulación hasta que el color cambie de amarillo a naranja o naranja-rojo.
9. Registrar la cantidad en mL de solución de nitrato de plata usada.
10. Calcular el contenido en cloruro usando la tabla que sigue.

Si se usa...	Los mg/L de contenido en cloruro son...
0.0282N AgNO ₃	$(1,000 \times \text{mL } 0.0282\text{N AgNO}_3) \div \text{mL filtrado}$
0.282N AgNO ₃	$(10,000 \times \text{mL } 0.282\text{N AgNO}_3) \div \text{mL filtrado}$

11. Calcular la concentración de sal en el fluido usando la tabla que sigue.

Si la sal es...	Los mg/L de sal son...
Sal de mar	$1.804 \times \text{mg/L Cl}^-$
Cloruro de sodio (NaCl)	$1.648 \times \text{mg/L Cl}^-$
Cloruro de potasio (KCl)	$2.103 \times \text{mg/L Cl}^-$
Cloruro de calcio (CaCl ₂)	$1.565 \times \text{mg/L Cl}^-$

Nota: La concentración de sal en lb/barril se puede calcular usando la fórmula siguiente:

$$\text{lb/bl sal} = \text{mg/L sal} \times 3.505 \times 10^{-4}$$

12. Calcular peso específico de salmuera (peso esp. salmuera) usando la tabla siguiente.

Si la sal es...	El peso específico de la salmuera será...
Sal de mar	$0.998 + (1.359 \times 10^{-6}) (\text{mg/L Cl}^-) - (1.643 \times 10^{-12}) (\text{mg/L Cl}^-)^2$
Cloruro de sodio (NaCl)	$0.998 + (1.142 \times 10^{-6}) (\text{mg/L Cl}^-) - (4.926 \times 10^{-13}) (\text{mg/L Cl}^-)^2$
Cloruro de potasio (KCl)	$0.998 + (1.312 \times 10^{-6}) (\text{mg/L Cl}^-) - (5.970 \times 10^{-13}) (\text{mg/L Cl}^-)^2$
Cloruro de calcio (CaCl ₂)	$0.998 + (1.243 \times 10^{-6}) (\text{mg/L Cl}^-) - (3.715 \times 10^{-13}) (\text{mg/L Cl}^-)^2$

13. Calcular el % de sal en volumen usando la tabla siguiente.

Si la sal es...	El porcentaje de sal en volumen es (% de sólidos disueltos en volumen)...
Sal de mar	$[7.368 \times 10^{-6} + 4.804 \times 10^{-7} \times (\text{mg/L Cl}^-) + 1.401 \times 10^{-12} \times (\text{mg/L Cl}^-)^2] \times \% \text{ de agua en volumen}$
Cloruro de sodio (NaCl)	$[-3.025 \times 10^{-4} + 5.068 \times 10^{-7} \times (\text{mg/L Cl}^-) + 4.96 \times 10^{-13} \times (\text{mg/L Cl}^-)^2] \times \% \text{ de agua en volumen}$
Cloruro de potasio (KCl)	$[-2.479 \times 10^{-4} + 7.922 \times 10^{-7} \times (\text{mg/L Cl}^-) + 6.011 \times 10^{-13} \times (\text{mg/L Cl}^-)^2] \times \% \text{ de agua en volumen}$
Cloruro de calcio (CaCl ₂)	$[-5.538 \times 10^{-4} + 3.181 \times 10^{-7} \times (\text{mg/L Cl}^-) + 3.795 \times 10^{-13} \times (\text{mg/L Cl}^-)^2] \times \% \text{ de agua en volumen}$

Punto de Cristalización

Objetivo

Determinar la temperatura de cristalización de un fluido de terminación/reparación de alta densidad, incluyendo:

- Primer cristal en aparecer (FCTA)
- Exacta temperatura de cristalización (TCT)
- Último cristal en disolverse (LCTD)



Unidad

°F (°C)

Ejemplo

Punto de cristalización = 50°F (10°C)

Equipo

Nota: Hay disponibles kits de cristalización en la FANN Instrument Company.

- Termómetro digital (-50 to 100°F [-46 to 38°C]) con sonda termométrica
- Tubo de ensayo 25 × 150-mm
- Tubo de ensayo 20 × 150-mm
- Material de siembra (p.ej., carbonato de calcio, diatomita)
- Uno o más de los baños refrigerantes de la tabla que sigue

Nota: La temperatura del baño refrigerante no debe ser de más de 20°F (11°C) por debajo del FCTA previsto. Enfriar las muestras a razón de no más de 1°F (0.5°C) por minuto.

Si el FCTA previsto es...	Usar...	Nota
> 35°F (> 2°C)	Hielo/agua (50/50)	La temperatura del baño de enfriamiento será 32°F (0°C).
> 10°F (> -12°C)	Hielo/NaCl/agua (50/50)	La temperatura del baño de enfriamiento será de unos 5 – 10°F (-15 – -12°C). Las soluciones de NaCl deben contener 30 g NaCl en 90 cm ³ de agua.
> -49°F (> -45°C)	Anticongelante/agua (60/40) Etilen glicol 37% <i>Nota: 58.1 % en volumen = 50% en peso</i>	El baño de enfriamiento es enfriado poniendo el recipiente del baño en un baño de hielo seco/acetona. El baño debe ser enfriado a 15°F (9°C) por debajo del FCTA. previsto
> -40°F (> -40°C)	Hielo/CaCl ₂ /agua (50/50) <i>Nota: 29.8% de peso por volumen de CaCl₂</i>	El baño de enfriamiento enfriará la salmuera a -40°F (-40°C).

Procedimiento

1. Transferir 25 mL de la salmuera de muestra a un tubo de ensayo de 20 × 150-mm.
2. Agregar a la salmuera 0.03 g de material de siembra.
3. Colocar el tubo de ensayo que contiene la mezcla dentro del tubo de ensayo de 25 × 150-mm; poner luego los tubos de ensayo en el baño refrigerante.
4. Poner el termómetro en la mezcla de salmuera y usar el termómetro para revolver despacio la mezcla a medida que se enfría.
5. Registrar las temperaturas siguientes.



- FCTA: La temperatura mínima alcanzada justo antes de ocurrir la cristalización.
- TCT: La temperatura máxima alcanzada justo antes de ocurrir la cristalización.

Nota: La salmuera se mantendrá a la temperatura TCT por espacio de unos 10 a 20 segundos. Si la temperatura no se estabiliza, sospéchese superenfriamiento y repítase el ensayo usando un baño de enfriamiento con una temperatura inicial más tibia.

6. Sacar los tubos del baño y revolver la mezcla a medida que se entibia. Registrar como temperatura LCTD la temperatura de la salmuera justo después que se han disuelto todos los cristales.
7. Repetir el ensayo por lo menos tres veces más. Se puede usar la misma muestra.
8. Registrar el promedio de tres ensayos. Si el primer ensayo está en discrepancia con los demás ensayos, no lo incluya en el promedio.

Densidad: Balanza de lodos Baroid

Objetivo

Medir la densidad de un fluido de perforación o de terminación/reparración con una balanza de lodos Baroid.

Unidades

lb/gal, lb/pie³, g/cm³, lb/pulg.²/1,000 pies, peso esp.

Ejemplo

Densidad fluido perf. = 12 lb/gal (1.44 g/cm³) o
(peso espec. 1.44)

Equipo

- Balanza de lodos Baroid

- Jarro de lodos graduado 1 cuarto de galón (946 cm³)
- Termómetro: 32 a 220°F (0 to 104°C)

Procedimiento

1. Colocar el pedestal de base o caja portadora sobre una superficie plana y a nivel.
2. Tomar una muestra de fluido.
3. Medir y registrar la temperatura de la muestra; transferir la muestra al jarro de la balanza de lodo.
4. Golpear suavemente el costado del jarro de la balanza de lodo con la tapa del jarro para hacer salir aire o gas atrapado.

Nota: Si hubiera aire o gas atrapado, usar la balanza de densidad de fluido bajo presión para determinar el peso del lodo. El procedimiento para usar la balanza de densidad de fluido bajo presión sigue a continuación de este procedimiento.

5. Colocar la tapa en la taza de la balanza de lodo con un movimiento de torsión y asegurarse de que algo de la muestra de prueba sea expulsado por el agujero de ventilación de la tapa.

Nota: Sumergir la tapa en la muestra de fluido contribuye a un cierre más seguro.

6. Tapar con un dedo el agujero de ventilación y limpiar la balanza con agua, aceite base, o solvente. Limpiar cualquier exceso de agua, aceite base, o solvente.
7. Calzar el borde agudo de la balanza en el fulcro de apoyo y equilibrar la balanza haciendo correr el cursor a lo largo del brazo.



Nota: La balanza está nivelada cuando la línea en el vidrio del visor está centrada sobre la burbuja.

8. Registrar la densidad del costado del cursor más próximo a la taza de la balanza (la flecha del cursor apunta a este lado). Registrar la medición con precisión de 0.1 lb/gal, 1 lb/pie³, 0.01 g/cm³, ó 10.0 lb/pulg²/1,000 pies

Densidad: Balanza de lodo bajo presión, Fann

Objetivo

Medir la densidad de un fluido con una balanza de lodo bajo presión.

Unidades

lbs/gal, lbs/pie³, g/cm³ (p. específico),
lbs/pulg²/1,000 pies,

Ejemplo

Densidad del fluido de perforación = 12 lbs/gal (1.44 g/cm³) ó (1.44 p. e.)

Equipo

- Fann (balanza convertible para densidad)
- Jarra de lodo graduada de 1 cuarto de galón (946 mL)
- Termómetro: 32 a 220° F (0 a 104° C)

Procedimiento

1. Recoger una muestra de fluido.
2. Colocar el pedestal de base o el estuche portador sobre una superficie plana, bien horizontal.
3. Medir y registrar la temperatura de la muestra, luego transvasar la muestra a la taza de la balanza, llenando hasta entre 1/4 y 1/8 de pulgada del tope. Dar varios golpes contra el

costado de la copa para desprender cualquier burbuja de aire o gas que pudiera haber quedado atrapada.

4. Poner la tapa sobre la taza con la válvula de retención hacia abajo, es decir, en la posición de abierta.

Nota: Parte de la muestra del ensayo puede ser expulsada a través de la válvula.

5. Enjuagar la balanza y la boca de presurización con agua, aceite base o solvente y secar.
6. Deslizar la envoltura de la copa hasta por encima de la misma desde abajo, alineando la ranura con el brazo de la balanza. Enroscar la traba sobre la tapa presurizable y ajustar bien fuerte con la mano para asegurar que la tapa presurizable esté completamente asentada.
7. Llenar la bomba de presurización con la muestra a ensayar.
8. Empujar la nariz de la bomba contra la boca de presurización de la tapa.
9. Presurizar la taza con la muestra manteniendo una fuerza hacia abajo sobre la envoltura del cilindro. Al mismo tiempo, forzar la perilla hacia abajo, con una fuerza de entre 50 y 70 lbs y soltar la envoltura del cilindro. Remover la bomba.

Nota: La válvula de retención en la tapa es accionada a presión. Cuando hay presión en la taza, la válvula de retención es empujada hacia arriba a la posición de cerrada.

10. Limpiar la balanza desde la parte de afuera de la taza y de la tapa. Secar cualquier exceso de agua, aceite base o solvente.



11. Calzar el borde afilado de la balanza en el fulcro y equilibrar el conjunto moviendo el cursor a lo largo del brazo.

Nota: La balanza de lodo está nivelada cuando la línea en el vidrio del visor está centrada sobre la burbuja.

12. Registrar la densidad del costado del cursor más próximo a la taza de la balanza. Reportar la medición con una precisión de 0.1 lbs/gal, 1 lb/pie³, 0.01 g/cm³, ó 10.0 lbs/pulg²/1,000 pies.
13. Reconectar el conjunto de émbolo vacío y empujar hacia abajo el cuerpo del cilindro para soltar la presión dentro de la taza.
14. Remover la tapa presurizable con cuidado de no darramar la muestra, luego sacar la muestra. Limpiar y secar todas las partes de la balanza a la mayor brevedad posible.

**Densidad:
Balanza de
lodo bajo
presión,
Halliburton**

Objetivo

Medir la densidad de un fluido con una balanza de lodo bajo presión.

Unidades

lb/gal, lb/pie³, g/cm³, lb/pulg²/1,000 pies, peso esp.

Ejemplo

Densidad fluido de perforación = 12 lb/gal (1.44 g/cm³) o (1.44 peso espec.)

Equipo

- Taza Halliburton Tru-Wate (balanza de densidad de fluido)
- Taza de lodo graduada de 1 cuarto de galón (946-mL)
- Termómetro: 32 a 220°F (0 to 104°C)

Procedimiento

1. Recoger una muestra de fluido.
2. Colocar el pedestal de base o caja portadora sobre una superficie plana y a nivel.
3. Medir y registrar la temperatura de la muestra; transferir luego la muestra a la taza de la balanza.
4. Colocar la tapa en la taza con la válvula de retención en posición bajada o abierta.

Nota: Asegurarse de que algo de la muestra de ensayo sea expulsada a través de la válvula.

5. Llevar la válvula de retención a posición cerrada.
6. Enjuagar la tapa y las roscas con agua, aceite base o solvente, y secar.
7. Ajustar la tapa roscada en la taza.
8. Llenar el conjunto de émbolo con la muestra de ensayo.
9. Presionar la nariz del émbolo en la cara con calce del anillo “O” de la válvula de retención.
10. Ejercer presión sobre la taza de muestra haciendo fuerza hacia abajo sobre el cuerpo del cilindro. Al mismo tiempo, forzar hacia abajo la barra de pistón.

Nota: La válvula de retención de la tapa es accionada a presión. Cuando hay presión en la taza, la válvula de retención es empujada hacia arriba a la posición cerrada.

11. Limpiar el lodo de la parte exterior de la taza y tapa de la balanza. Repasar a limpio todo exceso de agua, aceite base, o solvente.



12. Calzar el borde agudo de la balanza en el fulcro de apoyo y equilibrar el conjunto haciendo correr el cursor a lo largo del brazo.

Nota: La balanza de lodo está nivelada cuando la línea en el vidrio del visor está centrada sobre la burbuja.

13. Registrar la densidad del costado del cursor más próximo a la taza de la balanza. Registrar la medición con precisión de 0.1 lb/gal, 1 lb/pie³, 0.01 g/cm³, ó 10.0 lb/pulg²/1,000 pies
14. Reconectar el conjunto de émbolo vacío y empujar hacia abajo el cuerpo del cilindro para aflojar la presión dentro de la taza.

Estabilidad eléctrica

Objetivo

Medir la estabilidad eléctrica de un fluido de perforación base aceite o sintético.

Unidad

Voltios (V)

Ejemplo

Estabilidad eléctrica = 1,500 V

Equipo

- Medidor de estabilidad eléctrica Fann modelo 23D
- Tamiz malla 12 ó embudo de Marsh
- Termómetro: 32 a 220°F (0 a 104°C)
- Taza de calentamiento

Procedimiento

1. Recoger una muestra de fluido de perforación.

2. Echar la muestra a través del tamiz malla 12 ó el embudo de Marsh.
3. Usar la taza de calentamiento para ajustar la temperatura del fluido a 120°F (49°C).
4. Sumergir la punta de prueba en la muestra con el medidor desconectado. Asegurarse de que el fluido cubra las caras del electrodo.
5. Revolver la muestra con la punta de prueba por espacio de 15 a 30 segundos.
6. Encender el medidor de estabilidad eléctrica y oprimir el botón “Test” para empezar la prueba.

Nota: No mover la punta de prueba durante la prueba.

7. Registrar el voltaje cuando los valores reflejados se estabilicen.

Filtrado: API

Objetivo

Medir el volumen de filtrado y la costra de lodo de un fluido de perforación usando el método de filtrado API.

Unidad

mL/30 min

Ejemplo

Filtrado = 4.3 mL/30 min

Equipo

- Filtro prensa
- Papel de filtro
- Cronómetro 30-minutos de intervalo
- Cilindro graduado 25- ó 50-mL



Procedimiento

1. Recoger una muestra de fluido.
2. Armar la celda con el papel de filtro en su lugar.
3. Echar la muestra en la celda hasta $\frac{1}{2}$ pulg. (13 mm) de la parte superior.
4. Meter la celda dentro del marco; colocar y ajustar la tapa sobre la celda.
5. Colocar un cilindro graduado seco debajo del tubo de drenaje.
6. Cerrar la válvula de alivio y ajustar el regulador para que sea aplicada una presión de 100 ± 5 psi (690 ± 35 kPa) en 30 segundos o menos.
7. Mantener la presión a 100 ± 5 psi (690 ± 35 kPa) durante 30 minutos.
8. Cerrar el flujo con el regulador de presión y abrir con cuidado la válvula de alivio.
9. Registrar el volumen de filtrado en el cilindro graduado 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 descartar el lodo.
12. Dejar la costra de lodo sobre el papel y lavar ligeramente con el fluido base para quitar todo exceso de lodo.
13. Medir y registrar el espesor de la costra de lodo con aproximación de $\frac{1}{32}$ pulg. (1.0 mm).

Filtrado: APAT

Objetivo

Medir el volumen del filtrado y la costra de lodo de un fluido de perforación usando el método de alta presión/alta temperatura (APAT).

Unidad

mL/30 min

Ejemplo

Filtrado = 8.3 mL/30 min

Equipo

- Filtro prensa Baroid 175- ó 500-mL APAT
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).
- Papel de filtro
- Cronómetro 30-minutos de intervalo
- Termómetro hasta 500°F (260°C)
- Cilindro graduado 25- ó 50-mL
- Mezclador alta velocidad
- Suministro de gas (CO₂ o nitrógeno)

Precaución: *No usar óxido nitroso (N₂O) como fuente de presión para este ensayo. El N₂O puede detonar cuando está sometido a temperatura y presión en presencia de aceite, grasa, o materiales carbonáceos. Usar únicamente dióxido de carbono (CO₂) o nitrógeno (N₂)!*



Procedimiento

1. Recoger una muestra de fluido.
2. Precalentar la chaqueta 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 echar en la celda una muestra revuelta del fluido.

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

Si la temperatura es de °F (°C)...	El espacio vacío debe ser de pulg. (cm)...
Hasta 300 (149)	1 (2.5)
300-350 (149-177)	1.5 (3.8)
400-500 (204-260)	2 (5.1)

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 chaqueta 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 (1380 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.

Si la temperatura es de °F (°C)...	El regulador superior debe ser ajustado a (psi)...	Y el regulador inferior debe ser ajustado a (psi)...
Hasta 300 (149)	600	100
300-400 (149-204)	700	200
400-500 (204-260)	800	300

14. 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 un cilindro 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 al cilindro graduado.
21. Descargar la presión por el regulador inferior y desconectar el sistema de presión.
22. Retirar la celda de la chaqueta de calentamiento y dejar que la celda se enfríe.



Precaución: La celda está sumamente caliente; por consiguiente, sacarla con cuidado de la chaqueta 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 APAT como el doble del volumen de filtrado recogido.

**Dureza:
Dureza del
Calcio****Objetivo**

Determinar la concentración de iones del calcio en un fluido base agua.

Nota: Si hay presencia de zinc, aparecerá como calcio usando este procedimiento.

Unidad

mg/L

Ejemplo

Concentración de calcio = 300 mg/L

Equipo

- Plato de titulación
- Pipeta de 5-mL
- Pipeta de 1-mL
- Cilindro graduado de 50-mL
- Solución tituladora de dureza total (THTS) en concentraciones de 2-, 20-, ó 200-epm
- Solución amortiguadora de calcio
- Polvo indicador CalVer II
- Agua destilada

Procedimiento

1. Recoger una muestra de filtrado usando el método de filtrado API.
2. Agregar de 20 a 50 mL de agua destilada en el plato de titulación.
3. Agregar 5 gotas de solución *amortiguadora* de calcio.
4. Agregar 0.25 a 0.5 g de polvo *indicador* CalVer II .



Si...	Luego...
Aparece un color rojo o violeta,	Ir al Paso 5.
Aparece un color azul,	Ir al Paso 6.

5. Dosificar lentamente con el THTS hasta que el color cambie de rojo o violeta a azul.
6. Transferir 1 mL o más de filtrado al plato de titulación usando una pipeta.

Si...	Luego...
Aparece un color rojo o violeta,	Ir al Paso 7.
Se mantiene el color azul o gris,	El mL del THTS es cero. Ir al Paso 9.

7. Dosificar lentamente con el THTS hasta que el color cambie de rojo o violeta a azul, gris o verde.
8. Registrar el volumen de THTS requerido para dosificar el filtrado hasta el punto final.
9. Calcular la concentración de calcio en mg/L.

Si...	Luego...
Se usaron 2-epm de THTS,	$(\text{mL THTS} \times 40) / \text{mL filtrado} = \text{mg/L dureza como calcio}$
Se usaron 20-epm de THTS,	$(\text{mL THTS} \times 400) / \text{mL filtrado} = \text{mg/L dureza como calcio}$
Se usaron 200-epm de THTS,	$(\text{mL THTS} \times 4,000) / \text{mL filtrado} = \text{mg/L dureza como calcio}$

Dureza:
Dureza total**Objetivo**

Determinar la dureza total de un fluido de perforación base agua.

Nota: Los iones bivalentes, tales como el magnesio, zinc, calcio, etc., contribuirán a la dureza total.

Unidad

mg/L

Ejemplo

Dureza total = 80 mg/L como calcio

Equipo

- Plato de titulación
- Dos pipetas de 1-mL
- Cilindro graduado de 50-mL
- Agua destilada
- Solución tituladora de dureza total (THTS) en concentraciones de 2-, 20-, 200-epm
- Solución Versenato compensadora de dureza
- Solución Versenato indicadora de dureza

Procedimiento

1. Recoger una muestra de filtrado usando el método de filtrado API.
2. Agregar aproximadamente 20 a 50 mL de agua destilada en el plato de titulación.
3. Agregar 10 a 15 gotas de solución Versenato *amortiguadora* de dureza en el plato de titulación.
4. Agregar 10 a 15 gotas de solución Versenate *indicadora* de dureza en el plato de titulación.



Si...	Luego...
Aparece un color rojo o violeta,	Ir al Paso 5.
Aparece un color azul,	Ir al Paso 6.

5. Dosificar lentamente con el THTS hasta que el color cambie de rojo o violeta a azul.
6. Transferir 1 mL o más de filtrado al plato de titulación usando una pipeta.

Si...	Luego...
Aparece un color rojo o violeta,	Ir al Paso 7.
El color azul se mantiene,	El mL del THTS es cero. Ir al Paso 9.

7. Dosificar lentamente con el THTS hasta que el color cambie de rojo o violeta a azul, gris o verde.
8. Registrar el volumen de THTS requerido para dosificar el filtrado hasta el punto final.
9. Calcular el contenido de dureza total en mg/L.

Si...	Luego...
Se usaron 2-epm de THTS,	$(\text{mL THTS} \times 40) / \text{mL filtrado} = \text{mg/L dureza como calcio}$
Se usaron 20-epm de THTS,	$(\text{mL THTS} \times 400) / \text{mL filtrado} = \text{mg/L dureza como calcio}$
Se usaron 200-epm de THTS,	$(\text{mL THTS} \times 4,000) / \text{mL filtrado} = \text{mg/L dureza como calcio}$

Contenido en hierro

Objetivo

Determinar el contenido aproximado de hierro (Fe^{+2}) en salmueras.

Unidad

ppm

Ejemplo

50 ppm

Equipo

- Pipeta volumétrica de 1-mL
- Frasco volumétrico de 25-mL
- Solución ácido nítrico 1N
- Solución ácido clorhídrico 1N
- Tira de EM Quant
- Acido ascórbico

Procedimiento

1. Poner 1 mL de salmuera en un frasco de 25-mL usando una pipeta de 1-mL.
2. Agregar en el frasco 1 mL de ácido nítrico 1N o ácido clorhídrico 1N.
3. Agregar en el frasco 10 a 19 mL de agua desionizada.
4. Tapar el frasco y agitar.
5. Agregar en el frasco 2 cucharadas (cucharas de sopa) rasas de ácido ascórbico.
6. Tapar el frasco y agitar.
7. Llenar el frasco con agua desionizada hasta la línea marcada.
8. Tapar el frasco y agitar.
9. Esperar 5 minutos a que el contaminante de hierro se convierta de estado férrico (Fe^{+3}) a ferroso (Fe^{+2}).



10. Meter durante 1 segundo la tira EM Quant en la preparación de salmuera.
11. Retirar la tira y dejar que el color de la banda indicadora se revele durante 15 a 60 segundos.
12. Comparar el color de la tira expuesta con la carta de colores del rótulo de tubo de la tira EM Quant; usar el número correspondiente con el color que coincide mejor con la tira revelada.
13. Calcular el contenido aproximado de hierro en la salmuera.

Contenido en hierro, ppm = número en carta de colores \times 25.

Ensayo con azul de metileno (MBT)

Objetivo

Determinar la capacidad de intercambio de cationes (CEC) y la concentración equivalente de bentonita de un fluido de perforación base agua o fluido de terminación/repaparación.

Unidad

lb/bbl

Ejemplo

CEC = 5 meq/mL de fluido

Concentración equivalente de bentonita = 25 lb/bbl (71 kg/m³)

Equipo

- Frasco Erlenmeyer de 250-mL
- Jeringa 10-mL (sin aguja)
- Dos pipetas de 1-mL
- Cilindro graduado de 25-mL
- Varilla agitadora
- Calentador eléctrico
- Agua destilada

- Solución de azul de metileno
(3.74 g/L; 1 mL = 0.01 meq)
- Solución peróxido de hidrógeno 3%
- Solución ácido sulfúrico 5N
- Papel de filtro API

Procedimiento

1. Recoger una muestra de fluido.
2. Agregar 10 mL de agua destilada en el frasco Erlenmeyer.
3. Transferir 1 mL de la muestra de fluido al frasco Erlenmeyer; mover en redondo el frasco para dispersar la muestra.
4. Agregar a la mezcla 15 mL de la solución de peróxido de hidrógeno.
5. Agregar a la mezcla 0.5 mL de la solución de ácido sulfúrico.
6. Colocar el frasco sobre el calentador hasta que hierva la mezcla, y hervir la mezcla a fuego lento durante 10 minutos.
7. Retirar el frasco del calentador y diluir la mezcla a 50 mL con agua destilada. Dejar enfriar la mezcla.
8. Agregar a la mezcla 0.5 mL de solución de azul de metileno.
9. Agitar el contenido del frasco Erlenmeyer durante unos 20 segundos.
10. Transferir con la varilla agitadora una gota de la mezcla al papel de filtro.

Si la gota...	Luego...
Forma un halo azul,	Ir al Paso 11.
No forma un halo azul,	Repetir los Pasos 8 - 10.



11. Agitar la mezcla durante 2 minutos.
12. Transferir con la varilla agitadora una gota de la mezcla al papel de filtro.

Si la gota...	Luego...
Forma un halo azul,	Este es el punto final. Ir al Paso 13.
No forma un halo azul,	Repetir los Pasos 8 - 12.

13. Registrar el volumen de solución de azul de metileno usada para llegar al punto final.
14. Calcular el CEC del azul de metileno.

CEC, meq/mL del fluido = mL de solución de azul de metileno ÷ mL de muestra del fluido

15. Calcular el contenido equivalente de bentonita.

Contenido equivalente de bentonita,

$$lb/bbl = 5 \times (CEC)$$

$$kg/m^3 = 14 \times (CEC)$$

pH: Método del papel

Objetivo

Determinar el pH de un fluido de perforación base agua o fluido de terminación/reparación usando el método del papel.

Nota: Si la cantidad de Cl^- en el fluido que se analiza es mayor de 10,000 mg/L, usar el método de la tira para determinar el pH.

Unidad

pH

Ejemplo

pH = 9.5

Equipo

- Papel pH

Nota: Asegurarse de que el rango del papel pH abarque el pH previsto de la muestra.

Procedimiento

1. Recoger una muestra de fluido.
2. Tomar del dispensador una tira de 1 pulgada de papel indicador.
3. Poner el papel indicador sobre la superficie de la muestra de fluido.
4. Dejar que la tira de papel absorba el fluido de la muestra hasta que el papel cambie de color.

Nota: El tiempo que tarda el papel para absorber el fluido variará entre unos pocos segundos y unos pocos minutos.

5. Hacer coincidir el color del papel con la carta de colores sobre un costado de la caja dispensadora.

Si...	Luego...
El color no está en la carta de colores y no se puede hacer coincidir,	Repetir los Pasos 1 - 5 usando un papel pH con un rango más próxima a la escala de pH prevista.

6. Leer y registrar el valor pH.

pH: Método de la tira

Objetivo

Determinar el pH de un fluido de perforación base agua o fluido de terminación/represión usando el método de la tira.



Unidad

pH

Ejemplo

pH = 9.5

Equipo

- Tiras pH

Nota: Asegurarse de que la escala de la tira pH abarque el pH previsto de la muestra.

Procedimiento

1. Recoger filtrado de una muestra de fluido usando el método de filtrado API.
2. Sumergir el extremo de una tira pH en el filtrado durante 5 segundos.
3. Sacar del filtrado la tira pH y esperar 10 segundos.

Nota: No tocar la parte húmeda de la tira.

4. Comparar el cambio de color de la tira con la tabla de colores en la caja de tiras pH.

Si...	Luego...
El color no está en la carta de colores y no se puede hacer coincidir,	Repetir los Pasos 1 - 4 usando una tira con rango de pH más próxima a la escala de pH prevista.

5. Leer y registrar el valor pH.

pH: Método del medidor**Objetivo**

Determinar el pH de un fluido de perforación base agua o fluido de terminación/repación, usando el método del medidor.

Unidad

pH

Ejemplo

pH = 9.5

Equipo

- Medidor de pH con electrodo
- Termómetro
- Soluciones amortiguadoras de pH (pH 7 y pH 10)
- Agua destilada

Procedimiento

1. Recoger una muestra de fluido.
2. Dejar que la muestra de fluido y las soluciones amortiguadoras alcancen la temperatura ambiente.
3. Sumergir un termómetro limpio en la solución amortiguadora pH 7 y medir la temperatura.
4. Ajustar el control de temperatura del medidor de pH a la temperatura de la solución amortiguadora.
5. Limpiar la punta de prueba con agua destilada y secarla con un paño suave que no tenga pelusa.
6. Sumergir la punta de prueba en la solución amortiguadora pH 7.
7. Dejar que la lectura se estabilice.
8. Fijar el medidor de pH para que marque 7.00 usando la perilla *standardize*.
9. Enjuagar con agua destilada y secar la punta de prueba.



10. Repetir los Pasos 6 y 7 sustituyendo la solución amortiguadora pH 7 por solución amortiguadora pH 10.
11. Ajustar a 10.00 la lectura del medidor usando la perilla de ajuste slope.
12. Controlar el medidor con la solución amortiguadora pH 7.
13. Enjuagar la punta de prueba con agua destilada y secarla.
14. Controlar nuevamente la calibración mediante repetición de los Pasos 6 al 10.

Nota: Si no se puede calibrar el medidor, reemplazar los electrodos y empezar de nuevo el procedimiento usando soluciones amortiguadoras frescas.

15. Enjuagar con agua destilada y repasar a seco la punta de prueba.
16. Sumergir la punta de prueba en la muestra que se va a probar, y revolver.
17. Parar de revolver (después de 10-20 segundos) y esperar a que la lectura se estabilice.
18. Registrar el pH con aproximación de 0.1 de la unidad.

Concentración de PHPA

Objetivo

Determinar la concentración de PHPA en lodo entero, sobrenadante, o muestra de filtrado.

Unidad

lb/bbl

Ejemplo

Concentración de PHPA = 0.75 lb/bbl (2.1 kg/m³)

Equipo

- Calentador eléctrico
- Dos frascos Erlenmeyer de 125-mL
- Tapón de goma con tubo de vidrio insertado a través de un agujero de ventilación
- Tubo de vidrio de un octavo de pulgada
- Tubo flexible
- Pipeta de 5-mL
- 6 a 10 piedras de hervir
- Jeringa de 5-mL
- Agua destilada
- Antiespumante a base de siliconas
- Solución indicadora (1 parte bromocresol verde por 2 partes de metilo rojo)
- Solución 5N hidróxido de sodio
- Solución 2% de ácido bórico
- Solución ácido sulfúrico 0.02N (N/50)

Procedimiento

1. Preparar una curva estándar trazando concentraciones conocidas de PHPA para un mínimo de cuatro soluciones (Ver Figura 5-2).
2. Obtener una muestra de fluido (lodo entero, sobrenadante, o filtrado).
3. Agregar lo siguiente en el frasco Erlenmeyer (reacción).
 - 50 mL de agua destilada
 - 10 mL de muestra a ser probada
 - 2 mL de antiespumante a base de siliconas
 - 6 a 10 piedras de hervir
4. Agregar lo siguiente al otro frasco Erlenmeyer (recolección).
 - 30 mL de ácido bórico 2%
 - 4 a 6 gotas de solución indicadora



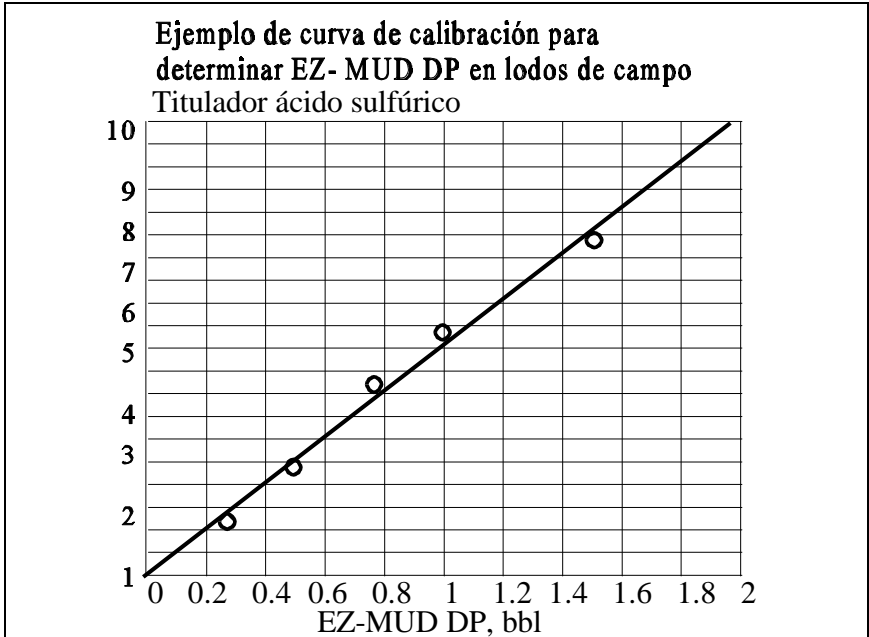


Figura 5-2: Ejemplo de curva de calibración. Una curva para determinar PHPA en lodos en el campo traza el ácido sulfúrico usado (mL) en función de PHPA (lb/bbl)

5. Colocar un extremo del tubo flexible en el tubo de vidrio y colocar el tubo de vidrio en el frasco de recolección.

Nota: Asegurarse de que el extremo del tubo de vidrio esté sumergido en la solución de ácido bórico.

6. Fijar el otro extremo del tubo flexible al tubo de vidrio del tapón de goma.
7. Usar la jeringa de 5-mL para agregar 5 mL de hidróxido de sodio al frasco de reacción y ponerle inmediatamente el tapón al frasco.
8. Poner el frasco de reacción sobre el calentador eléctrico y llevar a hervor la solución.

9. Hervir la solución durante 45 a 55 minutos para destilar 25 mL de solución en el frasco de recolección.



Advertencia: Si se detecta olor a amoníaco mientras hierve la solución en el frasco de reacción, suspender inmediatamente la prueba y salir al aire fresco. Un olor a amoníaco indica fuga del frasco de reacción.

Nota: Mantener constante ebullición pues de lo contrario podría crearse vacío, lo que haría que se produzca flujo de fluido del frasco de recolección al frasco de reacción.

10. Retirar el tubo de vidrio del frasco de recolección y dejar enfriar el frasco.
11. Dosificar la solución del frasco de recolección con la solución de ácido sulfúrico hasta el punto final del indicador. El color cambiará de azul/verde a lavanda/rojo.
12. Registrar los mL de ácido sulfúrico usados.
13. Hallar los mL de ácido sulfúrico usados (eje de las Y) y las correspondientes lb/bbl de PHPA (eje de las X), haciendo uso del gráfico de curva estándar creado en el Paso 1.

Potasio: Método de la tira de papel

Objetivo

Determinar la concentración de iones de potasio de un fluido de perforación base agua usando el método de la tira.



Unidad

mg/L

Ejemplo

Concentración de iones de potasio = 3.000 mg/L

Equipo

- Agua destilada
- Kit de prueba de potasio



Precaución: No dejar que el reactivo del kit de prueba de potasio entre en contacto con la piel o los ojos y no tocar la zona de la reacción en la tira de prueba.

Procedimiento

1. Recoger una muestra de fluido.
2. Colocar el tubo esmerilado (de ignición) en posición vertical y agregarle 10 gotas de reactivo.
3. Introducir la tira de prueba en la muestra de fluido durante 1 segundo. Al sacar la tira de prueba, sacudir todo exceso de fluido.

Nota: Asegurarse de que toda la zona de reacción en la tira de prueba entre en contacto con la muestra de fluido.

4. Poner la tira de prueba en el reactivo durante 1 minuto.

Nota: Al retirar la tira de prueba, limpiarla usando el borde interno del tubo de ignición.

5. Comparar el color de la zona de reacción con la gama de colores que se provee.

Si...	Luego...
El color no está en la carta de colores y no se puede hacer coincidir,	Diluir la muestra de fluido con agua destilada y repetir los Pasos 2 - 5.

6. Leer y registrar el valor de los iones de potasio.
7. Calcular la concentración de los iones de potasio.

$$\text{Concentración de iones de potasio, mg/L} = K^+ \times (\text{mL de muestra} + \text{mL de agua destilada de dilución}) \div \text{mL de muestra}$$

Donde

K^+ = Valor en iones de potasio, por carta de colores

Potasio: Método de la centrífuga

Objetivo

Determinar el contenido en cloruro de potasio de un fluido de perforación base agua.

Unidad

% por peso

Ejemplo

Potasio = 3% por peso de la fase agua

Equipo

- Frasco volumétrico de 100-mL
- Tubo centrífugo clínico de 10-mL

Nota: Para esta prueba, usar un tubo centrífugo clínico tipo Kolmer. No usar un sustituto.



- Centrífuga manual o eléctrica con cabezal rotor de desplazamiento horizontal
- Agua destilada
- Solución estándar de perclorato de sodio (150 g en 100 mL de agua destilada)



Advertencia: Los percloratos secos de sodio y potasio son explosivos cuando se recalientan o cuando están en contacto con agentes reductores orgánicos. Los percloratos no son peligrosos si se mantienen mojados en agua; se descomponen inofensivamente si se dispersan en un cubo de agua y se desechan correctamente.

- Solución estándar de cloruro de potasio (14 g de KCl seco disuelto en agua destilada y diluyendo hasta 100 mL en un frasco volumétrico)
- Curva estándar para cloruro de potasio

Procedimiento

1. Preparar una curva estándar para cloruro de potasio (ver Figura 5-3).

Nota: Recalibrar la curva estándar al abrir un nuevo recipiente (fuente) de perclorato de sodio. No use los datos de la Figura 5-3 para sus cálculos.

- a. Preparar estándares que abarquen de 10,000 a 80,000 mg/L KCl agregando solución estándar de cloruro de potasio (0.5 mL por 10.000 mg/L KCl) a tubos centrífugos y diluyendo con agua destilada a la marca de 7.0 mL

- b. Agregar 3.0 mL de solución de perclorato de sodio a cada tubo.
 - c. Centrifugar por 1 minuto y leer inmediatamente el volumen de precipitado.
 - d. Trazar en la curva estándar los milímetros de precipitado en relación al porcentaje de cloruro de potasio.
2. Recoger una muestra de filtrado usando el método de filtrado API.
 3. Medir y echar en el tubo centrífugo 7.0 mL de filtrado.
 4. Agregar en el tubo 3.0 mL de solución de perclorato de sodio.

Nota: La precipitación ocurre inmediatamente.

5. Centrifugar por 1 minuto y leer inmediatamente el volumen de precipitado.

Nota: Usar la misma centrífuga y la misma solución de perclorato de sodio usadas para trazar la curva estándar. Hacer andar la centrífuga a una velocidad constante aproximada de 1,800 rpm.

6. Determinar la concentración de cloruro de potasio por comparación del volumen de precipitado medido con la curva estándar para cloruro de potasio.



Gáfico de muestra: curva estándar del cloruro de potasio

Mililitros de precipitado

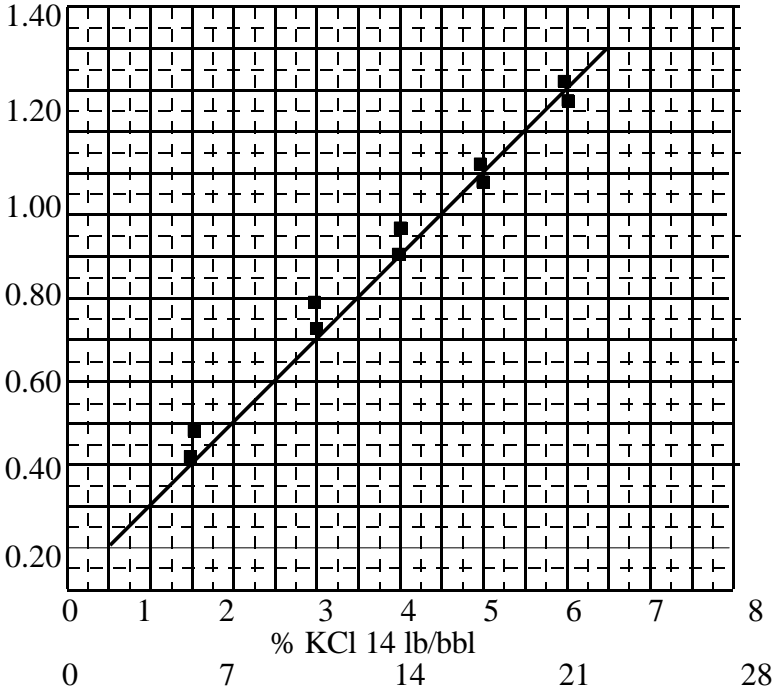


Figura 5-3: Gráfico de ejemplo. Curva estándar para cloruro de potasio con trazado de mililitros de precipitado en función del porcentaje de cloruro de potasio.

Análisis de Retorta

Objetivo

Determinar el contenido en líquidos y sólidos de un fluido de perforación.

Unidad

Porcentaje en volumen

Ejemplo

Contenido en líquido % vol = 80%

Equipo

- Kit de retorta completo
- Receptor volumétrico JP
- Lana de acero fina
- Lubricante de alta temperatura
- Limpiatubos
- Cuchillo para enmasillar o espátula con hoja

Procedimiento

1. Recoger una muestra de fluido y enfriarla a aproximadamente 80°F (27°C).
2. Llenar la cámara superior de la retorta con lana de acero muy fina.
3. Lubricar las roscas de la taza de muestra y el condensador con una capa fina de lubricante/compuesto contra agarrotamiento.

Nota: Esto evitará pérdida de vapor a través de las roscas y también facilitará el desmontaje del equipo y su limpieza al final del ensayo.

4. Llenar la taza de muestra de la retorta con lodo libre de gas.

Nota: Cualquier aire atrapado causará lecturas falsas.

5. Colocar la tapa en la taza de la retorta; hacer girar la tapa lentamente.

Nota: Asegurarse de que algo de la muestra de prueba sea expulsado por el orificio de ventilación de la tapa.



6. Repasar a limpio todo exceso de lodo y atornillar la taza de muestra de la retorta a la cámara superior de la retorta.
7. Colocar la retorta en el bloque aislador y tapar el aislador.
8. Poner el receptor volumétrico debajo del drenaje del condensador.
9. Calentar la muestra hasta que deje de pasar líquido a través del tubo de drenaje del condensador, o hasta que se apague la luz piloto de las unidades controladas termostáticamente.

Nota: Comúnmente esto tarda de 45 a 60 minutos.

10. Retirar el receptor volumétrico y examinar el líquido recuperado.

Si...	Luego...
Hay sólidos en el líquido,	Se ha escapado lodo entero al hervir en la taza de muestra y hay que repetir el ensayo.
Existe una banda de emulsión,	Calentar lentamente el receptor volumétrico a 120°F (49°C).

11. Dejar que el receptor volumétrico se enfríe hasta aproximadamente 80°F (27°C).
12. Leer y registrar los volúmenes de aceite, o sintético y agua en el receptor volumétrico.
13. Calcular el porcentaje en volumen de los componentes líquidos y sólidos del fluido.
 - a. % de agua en volumen = mL agua \times 10
 - b. % de aceite/sintético en volumen = mL de aceite/sintético \times 10

- c. % de sólidos totales en volumen = 100 - % de agua en volumen - % de aceite/sintético en volumen
14. Calcular la relación aceite/agua (RAA) o la relación sintético/agua (RSA) si el fluido es de lodo base agua o sintético.

$$\text{Fracción aceite} = 100 \times \frac{\% \text{ por vol. aceite/sintético}}{\% \text{ por vol. aceite/sintético} + \% \text{ por vol. agua}}$$

$$\text{Fracción agua} = 100 - \text{fracción aceite/sintético}$$

$$\text{RAA} = \text{fracción aceite} : \text{fracción agua}$$

$$\text{RSA} = \text{fracción sintético} : \text{fracción agua}$$

15. Calcular % en volumen de sólidos no disueltos.

$$\% \text{ sólidos no disueltos en volumen} = \% \text{ total sólidos en volumen} - \% \text{ sólidos disueltos en volumen}$$

Nota: Para el cálculo de sólidos disueltos en fluidos base aceite o sintéticos, ver los cálculos de salinidad fase agua. Para fluidos base agua, ver los cálculos de contenido en cloruros.

16. Calcular % de salmuera en volumen.

$$\% \text{ salmuera en volumen} = \% \text{ agua en volumen} + \% \text{ sólidos disueltos en volumen}$$

17. Calcular peso específico promedio (ASG) de sólidos.

$$\text{ASG} = \frac{(\text{densidad lodo, lb/gal}) (11.98) - (\% \text{ por vol. aceite})(\text{sg aceite}) - (\% \text{ por volumen salmuera})(\text{sg salmuera})}{\% \text{ por volumen sólidos no disueltos}}$$



Nota: Para lodos base aceite, ver los cálculos de salinidad fase agua para densidad-peso específico de salmuera. Para lodos base agua, ver los cálculos de contenido en cloruros para peso específico de salmuera.

18. Calcular % en vol. sólidos de bajo peso espec. (LGS).

$$\% \text{ LGS} = \frac{(\text{sg wt mtl} - \text{ASG})}{(\text{sg wt mtl} - \text{sg of the LGS})} \times 100$$

19. Calcular lb/bbl de LGS.

$$\text{lb/bbl LGS} = \% \text{ LGS} \times \text{peso esp. de los LGS} \times 3.505$$

20. Calcular % en volumen de sólidos de alto peso espec. (material de peso).

$$\% \text{ en vol. material de peso} = \% \text{ en vol. Sólidos disueltos} - \% \text{ en vol. de LGS}$$

21. Calcular lb/bbl de material de peso.

$$\text{lb/bbl sólidos alto peso espec. (material de peso)} = \% \text{ material de peso} \times \text{peso espec. del material de peso} \times 3.505$$

Propiedades reológicas: Embudo de Marsh

Objetivo

Usar un embudo de Marsh para obtener el valor de viscosidad de embudo de un fluido de perforación o de terminación/repación.

Unidad

seg/cuarto de galón (segundos por 1/4 de galón)

Ejemplo

Viscosidad de embudo = 57 seg/cuarto de galón

Equipo

- Embudo de Marsh
- Jarra de lodo graduada de 1 cuarto de galón (946 cm³)
- Termómetro: 32 a 220°F (0 a 104°C)
- Cronómetro

Procedimiento

1. Recoger una muestra de fluido.
2. Tapar con un dedo el orificio del embudo y echar la muestra de fluido a través del tamiz hasta que el nivel de la muestra llegue a la cara inferior del tamiz.
3. Sostener el embudo sobre la jarra de lodo graduada.
4. Retirar el dedo que tapa el orificio del embudo y simultáneamente poner a contar el cronómetro.
5. Registrar como viscosidad del embudo de Marsh el tiempo que tarda para que 1 cuarto de galón de la muestra salga por el embudo.

Nota: Registrar el tiempo en segundos por cuarto de galón. El tiempo para que 1 cuarto de galón de agua dulce limpia pase por el embudo de Marsh a 70°F (21°C) es de 26 segundos (± 0.5 segundos).

6. Medir y registrar la temperatura de la muestra de fluido.

Propiedades reológicas: Viscosímetro rotatorio

Objetivo

Determinar las lecturas del viscosímetro para calcular lo siguiente de un fluido de perforación o de terminación/repación:

- Viscosidad plástica (PV)
- Punto cedente (YP)



- Resistencia del gel
- Viscosidad aparente (AV)
- Índice de consistencia (K)
- Esfuerzo cedente (YS)
- Índice de fluidez (n)
- Tau 0 (τ_0)

Unidad

PV, centipoise (cP)

YP, lbf/100 pies² (kPa)

Resistencia del gel, lbf/100 pies² (kPa)

Tau 0, lbf/100 pies² (kPa)

AV, centipoise (cP)

n [sin unidad]

K, lbf \times segⁿ/100 pies² (dinas \times segⁿ/cm², o eq cP)

YS, lbf/100 pies² (kPa)

Equipo

- Viscosímetro rotatorio de cilindro concéntrico FANN calibrado
- Taza calentadora de viscosímetro termostáticamente controlada
- Termómetro: 32 a 220°F (0 a 104°C)

Procedimiento

1. Recoger una muestra de fluido.
2. Colocar la muestra en una taza de viscosímetro termostáticamente controlada.

Nota: Dejar suficiente volumen vacío para el desplazamiento del colgante y la manga.

3. Sumergir la manga del rotor del viscosímetro exactamente hasta la línea marcada.
4. Calentar la muestra a la temperatura seleccionada.

Nota: Para obtener una temperatura uniforme de la muestra, revolver la muestra a una velocidad de arrastre intermitente o constante de 600 rpm mientras se calienta la muestra.

5. Hacer girar la manga del viscosímetro a 600 rpm hasta obtener una lectura estable en el dial. Registrar la lectura del dial ($\theta 600$).
6. Hacer girar la manga del viscosímetro a 300 rpm hasta obtener una lectura estable en el dial. Registrar la lectura del dial ($\theta 300$).
7. Revolver la muestra durante 10 a 15 segundos a 600 rpm, y después dejar reposar el lodo durante 10 segundos.
8. Hacer girar la manga del viscosímetro a 3 rpm hasta obtener la máxima lectura en el dial.
9. Registrar la máxima lectura del dial obtenida como resistencia del gel de 10-segundos, lbf/100 pies².
10. Revolver nuevamente la muestra durante 10 a 15 segundos a 600 rpm, y después dejar reposar la muestra sin tocar durante 10 minutos.
11. Hacer girar la manga del viscosímetro a 3 rpm hasta obtener la máxima lectura del dial.
12. Registrar la máxima lectura del dial obtenida como resistencia del gel de 10-minutos, lbf/100 pies².

Fórmulas

PV, cP	= $\theta 600 - \theta 300$ rpm
YP, lbf/100 pies ²	= $\theta 300$ rpm - PV
AV, cP	= $\theta 600$ rpm $\div 2$
n	= $\log (\theta 600 \div \theta 300)$
K, lbf seg ⁿ /100 pies ²	= $1.07 (\theta 300 \div 511^n)$
Resist.Gel, lbf/100 pies ²	= Max. Lect. dial a 3 rpm



$$YS, \text{ lbf}/100 \text{ pies}^2 = (2 \times \theta 3 \text{ rpm}) - \theta 6 \text{ rpm}$$

Nota: El cálculo anterior es para un viscosímetro estándar.

Nota: Para calcular Tau 0, usar el programa de software de Baroid CFG+, DFG+ y DFG+ Win.

Contenido de arena

Objetivo

Determinar el contenido de arena de un fluido de perforación base agua, base aceite o base sintético.

Unidad

% en volumen

Ejemplo

Arena = 0.25 % en volumen

Equipo

- Tubo de contenido de arena
- Embudo que corresponde al tamiz
- Tamiz malla 200

Procedimiento

1. Recoger una muestra de fluido.
2. Echar fluido en el tubo de contenido de arena hasta la marca del lodo.
3. Agregar fluido base hasta la marca del agua.
4. Tapar con un dedo la abertura del tubo de contenido de arena y sacudir fuertemente el tubo.
5. Volcar el contenido del tubo de contenido de arena sobre el tamiz malla 200. Desechar el fluido que pasa a través del tamiz.

Nota: Si fuera necesario, repetir los pasos 3 al 5 hasta que el tubo de contenido de arena esté limpio.

6. Lavar cuidadosamente la arena del tamiz con fluido base para quitar todo lodo remanente.
7. Colocar la parte ancha del embudo por encima del tamiz e invertir lentamente el tamiz y el embudo, poniendo la punta del embudo dentro de la boca del tubo de contenido de arena.
8. Rociar el tamiz con fluido base de modo que la arena del tamiz caiga dentro del tubo.
9. Colocar el tubo en posición completamente vertical y dejar que se asiente la arena.
10. Leer el porcentaje de arena en el tubo de contenido de arena y registrar el contenido de arena como porcentaje en volumen.

Concentración de Silicatos

Objetivo

Determinar la concentración de SiO_2 y Na_2O y el M_f/P_f en el filtrado de un lodo BARASIL-S o la concentración de SiO_2 y K_2O y el M_f/P_f de un lodo BARASIL-P.

Unidad

mg/L

Ejemplo BARASIL-S

Alcalinidad $\text{Na}_2\text{O} = 40,000$ mg/L

Exceso de $\text{SiO}_2 = 80,000$ mg/L

Ejemplo BARASIL-P

Alcalinidad $\text{K}_2\text{O} = 40,000$ mg/L

Exceso $\text{SiO}_2 = 80,000$ mg/L

Equipo

Plato para titulaciones

- Agitador con barra magnética



- Pipetas de 1-2 mL
- Pipetas de 1-10 mL
- Fuelle para pipetas
- Agua desionizada (DI)
- Acido clorhídrico 1N
- Fluoruro de sodio
- Indicador de rojo de metilo (1 gramo de indicador de rojo de metilo en 1 litro de solución etanol/agua - 60/40 vol%)
- Solución indicadora de fenolftaleína

Procedimiento

1. Recoger 2 mL de filtrado del lodo.
2. Agregar 10 mL de agua DI al plato de titulaciones.
3. Agregar 2 gotas de solución indicadora de fenolftaleína.
4. Usando una pipeta de 2 mL transferir 2 mL de filtrado de lodo al plato de titulaciones. El color cambiará a rosado.
5. Usando una pipeta limpia de 10 mL, titular con HCl 1N hasta que el color cambie de rosado a incoloro.
6. Anotar el volumen de HCl 1N necesario para titular el filtrado hasta el punto final. (Apuntar como VP)
7. Agregar 2 gotas de indicador de rojo de metilo.
8. Usando una pipeta limpia de 2 mL, titular con HCl 1N hasta que el color cambie de amarillo a rosado. (Apuntar y agregar al VP) Volumen total = (VM)
9. Agregar 1 gramo de fluoruro de sodio al plato de titulaciones. El color cambiará a amarillo.
10. Usando una pipeta limpia de 2 mL, titular con HCl 1N hasta que el color cambie de amarillo a rosado, y que el color permanezca.

11. Anotar el volumen de HCl 1N necesario para titular el filtrado hasta el punto final. (Anotar como V2)

Cálculos de alcalinidad

1. Na_2O , mg/L (BARASIL-S) = 15,500 (VP)

Dado:

VP = Volume of 1N HCl (step 6)

2. K_2O , mg/L (BARASIL-P) = 23,500 (VP)

Dado:

VP = Volumen de HCl 1N (paso 6)

Cálculos del exceso de SiO_2

1. SiO_2 , mg/L (BARASIL-S or BARASIL-P) = 7,500 (V2)

Dado:

V2 = Volumen de HCl 1N (paso 11)

Cálculos del P_f/M_f

1. $P_f = VP \times 25$

Dado:

VP = Volumen de HCl 1N (paso 6)

2. $M_f = VM \times 25$

Dado:

VM = Volumen de HCl 1N (Paso 11)

Concentración de sulfuros / Aparato de Garrett (GGT)

Objetivo

Determinar la concentración de sulfuros solubles en un fluido de perforación base agua, base aceite o base sintético.

Unidad

ppm



Ejemplo

Concentración de sulfuros = 100 ppm

Equipo

- Aparato de Garrett (ver Figura 5-4)

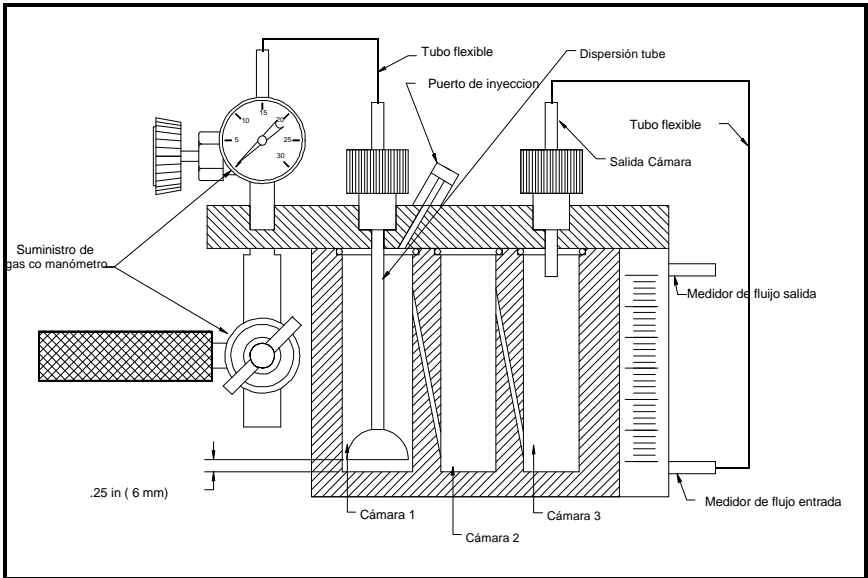


Figura 5-4: Aparato de Garrett. El aparato de Garrett se usa para ayudar a determinar la concentración de sulfuros solubles en un fluido de perforación.

Nota: Asegurarse de que el aparato de Garrett esté limpio y seco, y que el regulador, la tubería y el tubo de dispersión estén purgados de todo gas portador. Además, usar solamente tubos de goma de látex o de plástico inerte.

Para fluidos de perforación base agua

- Tubo de análisis Dräger H₂S 100/a de corto alcance
- Tubo de análisis Dräger H₂S 0.2%/A de largo alcance
- Jeringa hipodérmica de 10 mL para ácido
- Jeringa hipodérmica de 10 mL
- Jeringa hipodérmica de 5 mL
- Jeringa hipodérmica de 2.5 mL
- Tres agujas de 1.5 pulg. (38 mm), calibre 21
- Gas portador

Nota: Usar un tanque de nitrógeno (N₂) con un regulador de baja presión, o cartuchos de gas dióxido de carbono (CO₂).

- Acido sulfúrico 5N, grado reactivo
- Antiespumante Octanol (en un gotero)
- Discos de papel acetato de plomo (opcional)

Nota: Se puede usar un disco de papel de acetato de plomo en lugar del tubo Dräger para determinar la presencia de H₂S. El disco se coloca debajo del anillo "O" de la cámara 3. Cuando un disco da indicación positiva de sulfuro, debe repetirse la prueba usando un tubo Dräger, para así poder hacer un análisis cuantitativo.

- Agua destilada

Para fluidos de perforación base aceite y sintético

- 20 mL de ácido cítrico/desemulsionante solución de alcohol isopropílico
 - a. Preparar una solución 2M de ácido cítrico por disolución de 420 g ácido cítrico grado reactivo en agua destilada para hacer 1.000 mL de solución.
 - b. Mezclar 200 mL de alcohol isopropílico y 25 mL de desemulsionante Corexit 8546 de Exxon o equivalente en 100 mL de la solución 2M de ácido cítrico.
- Agitador magnético con varilla agitadora de 1 pulg. (2.5 cm) con revestimiento de vidrio o Teflon[®], o equivalente
- Tubo de inyección con Luer-Lok[®]

Procedimiento para lodos base agua

1. Colocar el aparato de Garrett sobre una superficie nivelada y quitar la tapa del aparato de Garrett.
2. Agregar lo siguiente en la cámara 1:
 - 20 mL de agua destilada
 - 5 gotas de antiespumante
3. Determinar qué tubo Dräger usar.

Nota: Corresponde un factor de tubo de 0.12 para tubos Dräger H₂S 100/a que están marcados para un rango de 100 a 2,000 . Para tubos más viejos de H₂S 100/a (los que están marcados de 1 a 20), corresponde un factor de tubo de 12.



Si el rango de sulfuros previsto es de (ppm)...	Usar el tubo Dräger H ₂ S...
1.2-24	100/a (factor de tubo 0.12)
1.5-48	100/a (factor de tubo 0.12)
4.8-96	100/a (factor de tubo 0.12)
60-1020	100/a (factor de tubo 0.12)
120-2040	0.2%/A (factor de tubo 600*)
240-4080	0.2%/A (factor de tubo 600*)
* El factor de tubo de 600 se basa en un factor de lote de 0.40. Si el factor de lote es diferente para el tubo usado, según esté indicado en la caja en que vino el tubo, corregir el factor de tubo usando el cálculo siguiente: Factor de tubo = $600 \times \text{factor de lote} \div 0.40$.	

4. Colocar de nuevo la tapa sobre el aparato de Garrett y ajustar la tapa de manera que los anillos "O" estén sellados.
5. Ajustar el tubo de dispersión para que esté a aproximadamente 1/4 de pulgada (5 mm) del fondo.
6. Usar para conectar el suministro de gas portador con el tubo de dispersión de la cámara 1.
7. Conectar la cámara 3 con la boca de entrada del flujómetro usando el tubo flexible.
8. Conectar el tubo Dräger con la boca de salida del flujómetro usando el tubo flexible.

Nota: Quebrar ambas puntas del tubo Dräger antes de colocarlo.

9. Hacer fluir el gas portador a través del aparato de Garrett durante aproximadamente 1 minuto para purgar cualquier aire del aparato de Garrett. Mientras fluye el gas portador, verificar si hay fugas en el aparato de Garrett.

10. Cerrar el paso de gas portador una vez completada la purga.
11. Recoger suficiente filtrado libre de sólidos para analizar la concentración de sulfuros solubles.

Si el rango de sulfuros previsto es de (ppm)...	El volumen de la muestra debe ser de (mL)...
1.2-24	10.0
1.5-48	5.0
4.8-96	2.5
60-1020	1.0
120-2040	5.0
240-4080	2.5

Nota: Asegurarse de que la muestra no esté expuesta al aire durante largos períodos de tiempo; los sulfuros se pierden rápidamente debido a oxidación del aire.

12. Usar una jeringa hipodérmica con aguja para inyectar filtrado libre de sólidos en la cámara 1 a través del tabique.
13. Inyectar 10 mL de ácido sulfúrico con la aguja hipodérmica en la cámara 1 a través del tabique.
14. Comenzar inmediatamente un flujo de gas lento y parejo. Mantener la corriente de flujo a entre 0.2 y 0.4 litros por minuto (0.3 litros por minuto es lo ideal) durante 15 minutos.

Nota: Un cartucho de CO₂ alcanza para unos 15 a 20 minutos de flujo.



15. Observar el tubo Dräger mientras fluye el gas. Registrar la máxima longitud oscurecida en unidades, tal como se lee en el tubo Dräger, antes que el borde delantero se empiece a borronear.

Nota: Al usar el tubo de largo alcance, los sulfitos (SO_2) pueden causar una región de color naranja. No incluir esta región color naranja al registrar la máxima longitud oscurecida.

16. Calcular el total de sulfuros solubles.

Sulfuros aparato de Garrett GGT, ppm =
Máxima longitud oscurecida x factor tubo ÷
Volumen muestra, cm³

Procedimiento para lodos base aceite y sintéticos

1. Colocar el cuerpo del aparato de Garrett, quitada la tapa, sobre el agitador magnético, con el centro de la cámara 1 sobre el centro del agitador. Colocar la barra agitadora en la cámara 1.

Nota: Quitar las patas de goma del aparato de Garrett para que descanse plano sobre el agitador.

2. Agregar 20 mL de solución de ácido cítrico/desemulsionante/alcohol isopropílico en la cámara 1.
3. Determinar cuál tubo Dräger usar.

Nota: Corresponde un factor de tubo de 0.12 para tubos Dräger H_2S 100/a que están marcados para un rango de 100 a 2,000 . Para tubos más viejos de H_2S 100/a (los que

están marcados de 1 a 20), corresponde un factor de tubo de 12.

Si el rango de sulfuros previsto es de (ppm)...	El volumen de la muestra debe ser de (mL)...
1.2 - 24	100/a (tube factor 0.12)
1.5 - 48	100/a (tube factor 0.12)
4.8 - 96	100/a (tube factor 0.12)
60 - 1020	100/a (tube factor 0.12)
120 - 2040	0.2%/A (tube factor 600*)
240 - 4080	0.2%/A (tube factor 600*)


* El factor de tubo de 600 se basa en un factor de lote de 0.40. Si el factor de lote es diferente para el tubo usado, según esté indicado en la caja en que vino el tubo, corregir el factor de tubo usando el cálculo siguiente: $\text{Factor de tubo} = 600 \times \text{factor de lote} \div 0.40$.

4. Colocar nuevamente la tapa del aparato de Garrett y ajustarla de manera que los anillos "O" cierren herméticamente.
5. Ajustar el tubo de dispersión de la cámara 1 para que quede aproximadamente a 1/4 pulgada (6 mm) sobre el nivel del líquido.
6. Usar el tubo flexible para conectar el suministro de gas portador al tubo de dispersión de la cámara 1.
7. Conectar la cámara 3 con la boca de entrada del flujómetro, usando el tubo flexible.
8. Conectar el tubo Dräger a la boca de salida del flujómetro usando el tubo flexible.



Nota: Quebrar las puntas de ambos extremos del tubo Dräger antes de instalarlo.

9. Hacer fluir el gas portador a través del aparato de Garrett aproximadamente durante 1 minuto para purgar todo el aire del aparato de Garrett. A medida que fluye el gas portador, comprobar si hay fugas en el aparato de Garrett.



Precaución: No usar óxido nítrico (N_2O) como gas portador para este ensayo. El N_2O puede detonar si está sometido a temperatura y presión en presencia de aceite, grasa, o materiales carbonáceos. Use solamente dióxido de carbono (CO_2) o nitrógeno (N_2)!

10. Cortar el paso de gas portador después de completado el purgado.
11. Conectar el agitador magnético. Ajustarle la velocidad hasta que se forme un remolino en el líquido.
12. Bajar el tubo de dispersión de gas dentro del líquido hasta un punto justo encima de la barra agitadora rotativa para permitir que el lodo aceitoso entre en el remolino.
13. Inyectar con una jeringa toda la muestra de lodo a través del tubo de inyección dentro de la cámara 1.

Si el rango de sulfuros previsto es de (ppm)...	El volumen de la muestra debe ser de (mL)...
1.2 - 24	10.0
1.5 - 48	5.0
4.8 - 96	2.5
60 - 1020	1.0
120 - 2040	5.0
240 - 4080	2.5

14. Aumentar la velocidad del agitador para mejorar la dispersión y evitar que el lodo aceitoso se adhiera a las paredes de la cámara 1.
15. Comenzar inmediatamente un flujo de gas lento y parejo. Mantener el régimen de flujo a entre 0.2 y 0.4 litros por minuto (0.3 litros por minuto es lo ideal) durante 15 minutos.

Nota: un cartucho de CO₂ alcanza para unos 15 a 20 minutos de flujo.

16. Observar el tubo Dräger mientras fluye el gas. Registrar la máxima longitud oscurecida en unidades, tal como se lee en el tubo Dräger, antes que el borde delantero se empiece a borronear.

Nota: Al usar el tubo de largo alcance, los sulfitos (SO₂) pueden causar una región de color naranja. No incluir esta región color naranja al registrar la máxima longitud oscurecida.

17. Calcular el total de sulfuros solubles.



Sulfuros, aparato de Garrett, ppm = Máxima longitud oscurecida x factor tubo ÷ Volumen muestra, mL

Salinidad de la fase acuosa

Objetivo

Determinar la salinidad fase agua de una muestra de fluido de perforación base aceite o sintético.

Unidad

ppm, mg/L

Ejemplo

Salinidad fase agua = 250,000 ppm CaCl₂ (307,000 mg/L)

Equipo

- Jeringa 10 mL
- Pipeta de 1 mL
- Dos pipetas de 5 mL
- Agitador magnético con barra agitadora de 1.5 pulg. (38-mm) con recubrimiento
- Mezclador Hamilton Beach® o Multimixer® con taza
- Plato de titulación
- Surfactante no iónico AKTAFLO-E
- Agua destilada
- Solvente Arcosol PNP o fluido base
- Solución compensadora de calcio y polvo indicador CalVer II

Nota: Mantener la solución compensadora de calcio en una botella herméticamente cerrada para minimizar la absorción de CO₂ del aire.

- Solución indicadora de cromato de potasio
- Solución dosificadora de nitrato de plata 0.0282N
(1 mL equivale a 0.001 g Cl)
- EDTA 0.01 molar estandarizado o solución tituladora de dureza total (1 mL = 20 epm calcio)

Procedimiento

1. Usar una jeringa de 10 mL para transferir 10 mL del fluido que se prueba a una vasija de mezclado.
2. Agregar 20 mL de solvente Arcosol PNP o fluido base a los 10 mL de lodo y mezclarlo bien.
3. Agregar a la mezcla 20 mL de AKTAFLO-E y 200 mL de agua destilada.
4. Mezclar en un Multimixer o en un mezclador Hamilton Beach durante 5 minutos.
5. Determinar el contenido en cloruro de calcio.
 - a. Agregar 50 mL de agua destilada en un plato de titulación.
 - b. Agregar de 10 a 15 gotas de solución compensadora de calcio y una pizca de polvo indicador CalVer II a los 50 mL de agua destilada.

Si...	Luego...
Aparece un color vino,	Titular hasta el punto final azul con solución tituladora de dureza total (1 mL = 20 epm).



Nota: No incluir este volumen de solución dosificadora al calcular el contenido en cloruro de calcio. Esta parte del ensayo le quita calcio al agua destilada y se realiza solamente con fines de calibración.

- c. Agregar 1.0 o más mL de la emulsión de lodo/solvente/ AKTAFLO-E en el plato de titulación.
- d. Dosificar hasta el punto final con la solución tituladora de dureza total (1 mL = 20 epm).

Nota: La reacción química de iones de calcio con EDTA (componente activo de solución tituladora de dureza) es muy lenta. Puede haber un cambio inicial de color hacia el azul al dosificar para el calcio, pero el color puede revertirse al color violeta/púrpura después de algunos segundos. Este no es el punto final. Se llega al punto final cuando el cambio de color de púrpura o violeta a azul o azul verdoso se mantiene estable por lo menos durante 1 minuto. Continuar con adiciones intermitentes de solución dosificadora de dureza hasta que tenga lugar este punto final.

- e. Registrar el volumen total de la solución tituladora de dureza total (THTS) usada para llegar al punto final.
6. Determinar el contenido en cloruro de sodio.
 - a. Agregar 50 mL de agua destilada en un plato de titulación.

- b. Agregar 10 a 15 gotas de indicador de cromato de potasio.
 - c. Agregar 1.0 o más mL de emulsión de lodo/solvente/AKTAFLO-E en el plato de titulación.
 - d. Dosificar con solución de nitrato de plata (1 mL es equivalente a 0.001 g Cl^- ion) hasta el primer cambio de color (de amarillo a naranja, no rojo ladrillo).
 - e. Registrar el volumen de nitrato de plata usado.
7. Calcular concentraciones de cloruro de calcio y cloruro de sodio, usando los siguientes métodos.

Donde

L = cal, lb/bbl de lodo

r = Fracción agua de retorta (equivalente decimal)

THTS = mL de solución tituladora de dureza total

SN = mL de solución nitrato de plata

- a. Calcular lb/bbl cloruro de calcio (CaCl_2) usando dosificación con calcio (C_{Ca}).

Si...	Luego...
L = 1,	$C_{\text{Ca}}, \text{ lb/bbl} = (9.706)(\text{THTS}/\text{mL emulsión}) - (1.5 \text{ L})$
L > 1,	$C_{\text{Ca}}, \text{ lb/bbl} = (9.706)(\text{THTS}/\text{mL emulsión}) - 1.5$

- b. Calcular lb/bbl CaCl_2 usando la dosificación con cloruro (C_{Cl}).

$$C_{Cp}, \text{ lb/bbl} = (13.72)(\text{emulsión SN/mL})$$

c. Determinar lb/bbl CaCl_2 (C) reales .

Si...	Luego...
$C_{Ca} > C_{Cl}$	$C, \text{ lb/bbl} = C_{Cl}$ cloruro de sodio (NaCl), lb/bbl = 0
$C_{Ca} < C_{Cl}$	$C, \text{ lb/bbl} = C_{Ca}$ calcular NaCl, lb/bbl

d. Calcular máximo lb/bbl de CaCl_2 (C_{max}) soluble.

$$C_{\text{Max}}, \text{ lb/bbl} = 233 r$$

e. Determinar lb/bbl de CaCl_2 (C_{sol}) soluble.

Si...	Luego...
$C < C_{\text{Max}}$	$C_{\text{Sol}}, \text{ lb/bbl} = C$
$C > C_{\text{Max}}$	$C_{\text{Sol}}, \text{ lb/bbl} = C_{\text{Max}}$; $C - C_{\text{Max}} = \text{insoluble } \text{CaCl}_2, \text{ lb/bbl}$; soluble NaCl, lb/bbl = 0

f. Calcular lb/bbl de NaCl usando la titulación con cloruro (N_{Cl}).

$$N_{Cp}, \text{ lb/bbl} = (\text{emulsión } 14.445 \text{ SN/mL}) - 1.05 C_{\text{Sol}}$$

g. Calcular máximo lb/bbl de NaCl (N_{max}) soluble.

$$N_{\text{Max}}, \text{ lb/bbl} = r[127.558 - (1.138 \times C_{\text{Sol}}/r) + (0.003118 \times (C_{\text{Sol}}/r)^2) - (0.000002289 \times (C_{\text{Sol}}/r)^3)]$$

h. Determinar lb/bbl de NaCl (N_{sol}) soluble.

Si...	Luego...
$N_{Cl} < N_{Max}$	$N_{Sol}, lb/bbl = N_{Cl}$
$N_{Cl} > N_{Max}$	$N_{Sol}, lb/bbl = N_{Max}; N_{Cl} - N_{Max} = \text{insoluble NaCl, lb/bbl}$

- i. Calcular mg/L cloruros lodo total (Cl_{OM}).

$$Cl_{OM}, mg/L = 25,000 SN/mL emulsión$$

- j. Calcular lb/bbl total sales solubles (T).

$$T, lb/bbl = C_{Sob} lb/bbl + N_{Sob} lb/bbl$$

- k. Calcular salinidad fase agua (WPS).

$$\text{Salinidad fase agua (WPS)} =$$

$$[1 \div (1 + 350 \times r/T)] \times 10^6$$

Nota: Usar los siguientes gráficos de salinidad en caso que calcular la salinidad fase agua no sea una opción práctica.

- l. Calcular densidad de una salmuera.

$$\text{Peso esp. salmuera, g/cc} = 0.3818 + 4.23 (WPS \times 10^{-6}) - 4.151(WPS \times 10^{-6})^2$$

- m. Calcular volumen de una salmuera.

$$\% \text{ salmuera en volumen } (V_b) = (r \times 100) \div [sg \times (1 - (WPS \times 10^{-6}))]$$

- n. Calcular volumen de sal (sólidos disueltos).



$$\% \text{ en volumen de sales disueltas (DS) = } \\ V_b - (r \times 100)$$

Curvas de saturación de sal

Combinaciones de cloruros de sodio y de calcio

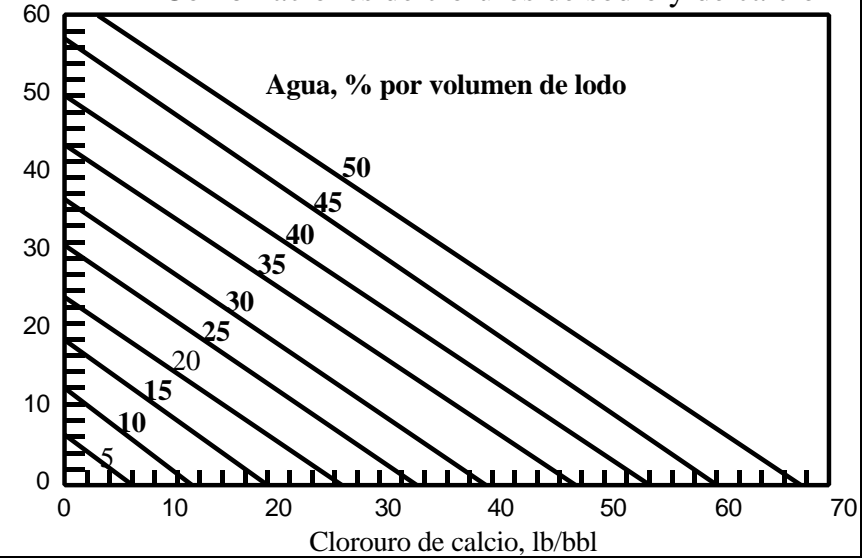


Figura 5-5: Curvas de saturación de sal. Usar estas curvas de saturación de sal para determinar NaCl_{max} .



Gráfico de salinidad fase agua

Agua, % del lodo en volumen

Salinidad fase agua,
ppm/1000

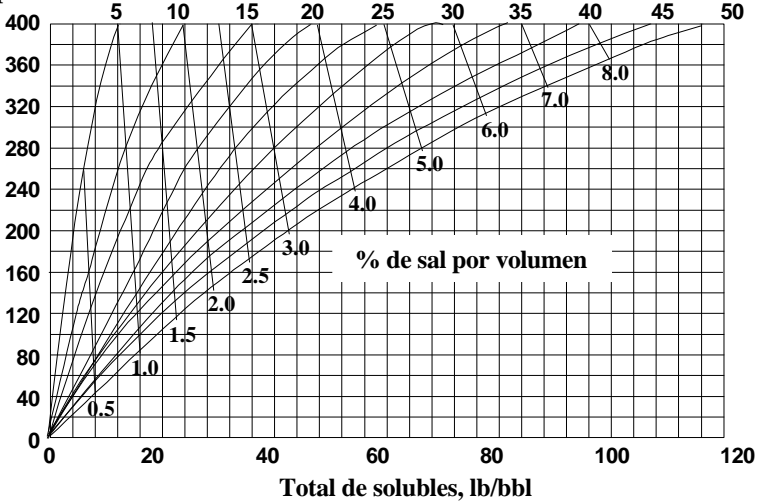


Figura 5-6: Gráfico de salinidad fase agua. Usar este gráfico de salinidad fase agua para determinar porcentaje de sal en volumen.

Perforación con espuma y lodo aireado



The *Complete* Fluids Company

Contenido

Panorama general	6-2
Aplicaciones para aire, espuma, y lodos aireados	6-2
Perforación con aire	6-4
Perforación con espuma	6-5
Determinación de los volúmenes de aire y fluido	6-5
Control del fluido de perforación con espuma	6-6
Presión de inyección en la superficie	6-6
Estado de la espuma en la línea de descarga	6-7
Acumulación o regularidad del retorno de espuma en la línea de descarga	6-7
Formulaciones y aplicaciones de la perforación con espuma	6-8
Espumas rígidas	6-8
Lodo aireado	6-11
Equipos requeridos	6-11
Formulación y aplicaciones del sistema de lodo Cal/IMPERMEX	6-13
Formulación y aplicaciones del sistema de lodo DAP/PAC	6-14
Procedimientos de operación recomendados para lodo aireado .	6-15
Determinación de pérdida hidrostática causada por lodo cortado por gas	6-16
Corrosión	6-19

Panorama general

Este capítulo provee información y orientación operacional para sistemas de perforación por aire, espuma, y lodos aireados. Se dan listas de fórmulas comunes para algunos de los lodos más populares. Además, una sección sobre corrosión explica cómo evitar graves problemas de corrosión con los distintos sistemas de lodos.

Aplicaciones para aire, espuma, y lodos aireados

En situaciones en que los fluidos de perforación normales no son apropiados, el aire, la espuma, y los lodos aireados son alternativas eficaces. Estos fluidos se pueden usar al perforar las siguientes formaciones:

- Formaciones sumamente porosas
- Formaciones con presiones subnormales
- Formaciones cavernosas

La Tabla 6-1 explica cómo se usa cada fluido.

Fluido de perforación	Descripción	Aplicación
Aire/gas	<ul style="list-style-type: none"> • Aire/gas es la fase continua. • Se requieren grandes volúmenes de aire/gas. 	<ul style="list-style-type: none"> • Extremadamente baja presión de la formación • No hay expuesta formación acuífera
Espuma	<ul style="list-style-type: none"> • Se agrega al aire comprimido una mezcla de agua o lechada de polímeros y agentes espumantes. 	<ul style="list-style-type: none"> • Espacios anulares más grandes que la perforación con aire • Formaciones acuíferas expuestas
Lodo aireado	<ul style="list-style-type: none"> • El fluido de perforación es la fase continua. • Se agrega aire para reducir la presión hidrostática. 	<ul style="list-style-type: none"> • Formaciones débiles • Formaciones inestables con presiones subnormales (6 a 8 lb/gal densidad equivalente) (peso espec. 0.72-0.96)

Tabla 6-1: Fluidos de perforación por aire, espuma, y lodo aireado. Esta tabla describe cada tipo de fluido y detalla las aplicaciones recomendadas.

La perforación con aire usa volumen de aire para perforar formaciones que presentan problemas mayores a los fluidos de perforación. La espuma es una combinación de agua o lechada de polímeros/bentonita mezclada con un agente espumante; el aire de un compresor se combina con el agente espumante para formar las burbujas que actúan como agentes transportadores de recortes. El lodo aireado puede ser prácticamente cualquier lodo base agua al que se le agrega aire. Este tipo de lodo tiene menos presión hidrostática y menos tendencia a fracturar formaciones débiles. La espuma y los lodos aireados son útiles en situaciones en que no es posible la perforación con aire y cuando los fluidos de perforación no son eficientes.

Perforación con aire

La perforación con aire emplea gas comprimido para limpiar el pozo. El aire es el gas que se usa más comúnmente, pero también se puede usar gas natural y otros gases.

Los problemas que pueden aparecer en la perforación por gas incluyen:

- Regulación de la presión del gas
- Afluencia de fluidos de la formación
- Erosión de las paredes del pozo

A medida que la corriente de gas y recortes desgasta la pared y ensanchan el espacio anular, se requiere un mayor aumento del volumen de gas para mantener la velocidad del gas. A veces se rocía una neblina de agua o lodo en el interior del pozo para inhibir las lutitas y reducir torque y arrastre.

El aspecto más importante de la perforación con gas es mantener una velocidad anular adecuada. Si la velocidad anular cae por debajo del punto en que puede limpiar el pozo, los recortes se acumularán y causarán pega de la tubería. Normalmente se requiere una velocidad anular de 3,000 pies/min para perforación con aire.

Una referencia útil para perforación con aire y gas es "Volúmenes requeridos para perforación con aire y gas" por R.R. Angel, Gulf Publishing Company. Este pequeño manual contiene tablas que indican los volúmenes requeridos para diversas combinaciones de

tamaños de pozos y coeficientes de penetración tanto para gas natural como para aire.

Perforación con espuma

La perforación con espuma usa espuma como agente de transporte para la remoción de recortes, en lugar de la velocidad del aire. La perforación con espuma requiere menos volumen que la perforación con aire y se vale de la fuerza de las burbujas para eliminar los recortes, mientras que la perforación con aire y rociado fino dependen de tasas de flujo extremadamente altas. Una indicación de eficaz perforación con espuma la da un flujo de espuma continuo y regular en la línea de descarga. Un flujo pulsante e irregular (cabeceo) puede indicar problemas con las columnas de flujo. Además de limpiar el pozo, la espuma deposita una costra fina sobre las paredes del pozo para mejorar su estabilidad. Para espesar la espuma y mejorar la limpieza del pozo y su tolerancia al agua, se usan polímeros y/o bentonita a fin de mezclarlos en una lechada.

Determinación de los volúmenes de aire y fluido

En la perforación con espuma, el aire inyectado controla la cantidad de espuma. Los requerimientos de volumen de aire se calculan usando la siguiente fórmula:

$$\text{Velocidad en pies/min} = \frac{(183.4) \text{ cfm}}{D_h^2 - D_p^2}$$

Donde

D_h = diámetro del pozo en pulgadas

D_p = diámetro de la tubería de perforación en pulgadas

cfm = pies cúbicos por minuto



Control del fluido de perforación con espuma

Durante la operación de perforación, los cambios en la cantidad de inyección de espuma se hacen en base a:

- Cambios en el carácter de la espuma en la línea de descarga
- Cambios en el torque
- Cambios en la presión

Presión de inyección en la superficie

La perforación con espuma es de máxima efectividad cuando se mantiene lo más baja posible la presión en la tubería parada tubo vertical. La presión sobre el tubo vertical puede variar entre 80 y 350 psi. Los cambios de presión del (tubo vertical) son el mejor medio para detectar problemas. Al identificar cambios de presión, se debe regular la cantidad de inyección de espuma y el porcentaje de volumen de gas para estar de acuerdo al cambio. La Tabla 6-2 provee los ajustes correctivos para diferentes tipos de cambios de presión.

Cambio de presión	Causa probable	Tratamiento
Caída rápida	El gas ha pasado a través de la mezcla de espuma, impidiendo la formación de espuma estable.	Aumentar la tasa de inyección de líquido y/o reducir la tasa de inyección de aire.
Aumento lento y gradual	Hay un aumento en la cantidad de recortes o fluido de la formación que está siendo levantado a la superficie.	Aumentar ligeramente las tasas de inyección de gas/aire.
Aumento rápido	La barrena está tapada o la tubería de perforación está atrapada por la formación.	Dejar de perforar y tratar de reanudar la circulación moviendo la tubería de perforación.

Tabla 6-2: Ajustes de presión de inyección en superficie. Usar estas pautas guías para manejar el sistema de perforación con espuma.

Estado de la espuma en la línea de descarga

Bajo condiciones normales de perforación, la espuma en la línea de descarga debe ser de aspecto y textura similares a la espuma de una crema de afeitado. Si la espuma no es espesa o no mantiene su forma, ajustar las cantidades de la inyección de solución de gas y espuma. Consultar la Tabla 6-3 para seguir los pasos apropiados.

Condiciones de la espuma en la línea de descarga	Causa probable	Tratamiento
El gas sopla libremente con fina neblina de espuma	El gas ha pasado a través de la mezcla de espuma líquida, impidiendo la formación de espuma estable.	Aumentar la tasa de inyección de líquido y/o reducir la tasa de inyección de gas.
La espuma es fluida y acuosa (cortada por sal)	Agua salada de la formación está diluyendo la espuma.	Aumentar la tasa de inyección de líquido y gas. Si es necesario, aumentar el porcentaje de agente espumante químico.
La espuma es fluida y acuosa (manchada por aceite)	Aceite de la formación está contaminando la espuma.	Aumentar las tasas de inyección de líquido y gas.

Tabla 6-3: Condiciones de la espuma en la línea de descarga. Usar estos ajustes para corregir la espuma en base a observación en la línea de descarga.

Acumulación o regularidad del retorno de espuma en la línea de descarga

Para óptima remoción de las recortes, los retornos de espuma en la línea de descarga deben ser continuos. La acumulación y descarga pueden indicar problemas con la columna de espuma.



Si el pozo está ...	Luego...
Descargando a intervalos regulares durante la perforación,	Continuar perforando mientras los intervalos de descarga sean regulares y cortos.
Acumulando (intervalos irregulares),	Aumentar el concentrado de espumante para mejorar la calidad de la espuma.

Formulaciones y aplicaciones de la perforación con espuma

QUIK-FOAM, principal agente de Baroid para sistemas de perforación con espuma, es atóxico y biodegradable. Se lo debe usar en concentraciones de 1.5 - 2.0 L. por barril para inyección de espuma.

Espumas rígidas

Se pueden agregar a la espuma aditivos de fluido de perforación cuando ocurra algún problema específico, tal como influjo de agua. Para un intenso influjo de agua, se pueden usar los siguientes sistemas QUIK-FOAM modificados:

- QUIK-FOAM para influjo de agua
- KCI/QUIK-FOAM
- Fosfato di-amónico (DAP)/QUIK-FOAM
- HEC/QUIK-FOAM

La prueba de viscosidad del embudo de Marsh es la única prueba de control para la mezcla de inyección de espuma. Un resultado de la prueba de 40 a 50 segundos/qt es el estándar. Verificar la viscosidad de embudo antes de agregar QUIK-FOAM.

QUIK-FOAM para influjo de agua. La siguiente formulación de QUIK-FOAM es para casos de pronunciado influjo de agua.

Aditivo	Función	Concentraciones típicas lb/bbl (kg/m ³)
Carbonato de sodio	Mejora las cualidades espumantes y aumenta el rendimiento de la bentonita	1.0 (3)
AQUAGEL	Da estabilidad a la espuma y es el principal componente del revoque	12.0 (36)
PAC-R	Aditivo polimérico que confiere rigidez y estabilidad a la espuma y reduce la permeabilidad del revoque	1.0 (3)
QUIK-FOAM	Agente espumante	Fluido de inyección, 0.01-2% en volumen

Tabla 6-4: QUIK-FOAM para influjo de agua. Para óptimos resultados, este fluido debe tener una viscosidad de embudo de Marsh de 40 a 50 seg/qt antes de agregarle QUIK-FOAM.

Para la formulación de un sistema QUIK-FOAM:

- Agregar materiales en el orden de la lista.
- Agregar QUIK-FOAM después del mezclado inicial y revolver despacio para evitar la formación de espuma antes de la inyección.

KCI/QUIK-FOAM. La siguiente formulación de QUIK-FOAM es para casos de intenso influjo de agua con lutitas sensibles al agua.



Aditivo	Función	Concentraciones típicas lb/bbl (kg/m ³)
AQUAGEL (opcional)	Prehidratado; funciona igual que QUIK-FOAM para influjo de agua	6.0-8.0 (17-23)
Cloruro de potasio (KCl)	Ayuda a prevenir derrumbes en lutitas sensibles al agua	10.0-25.0 (29-71)
PAC-R	Funciona igual que QUIK-FOAM para influjo de agua	0.75-1.5 (2.1-4)
QUIK-FOAM	Agente espumante	Fluido de inyección, 0.01-2% en volumen
BARACOR 700	Inhibidor de corrosión	1.0-2.0 (3-6)

Tabla 6-5: KCl/QUIK-FOAM. Esta mezcla es especialmente efectiva para controlar el influjo de agua con lutitas expuestas sensibles al agua.

DAP/QUIK-FOAM. La siguiente formulación de QUIK-FOAM es para casos de intenso influjo de agua, problemas de corrosión y lutitas sensibles al agua en áreas ambientalmente sensibles.

Aditivo	Función	Concentraciones típicas lb/bbl (kg/m ³)
DAP (Fosfato de biamonio)	Para corrosión solamente Para estabilidad de las lutitas	2.0 (6) 6.0 (17)
PAC-R	Rigidez y estabilidad del pozo	1.5-2.5 (4-7)
EZ-MUD	Estabilidad o rigidez adicional del pozo; también puede sustituir a PAC-R	1.0-2.0 (3-6)
QUIK-FOAM	Agente espumante	Fluido de inyección, 0.01-2% en volumen
BARACOR 700	Inhibidor de corrosión	1.0-2.0 (3-6) <i>Nota: BARACOR 700 puede no ser necesario en este sistema.</i>

Tabla 6-6: DAP/QUIK-FOAM. Esta mezcla de espuma ha probado ser útil en formaciones de lutitas con intenso influjo de agua en que lutitas sensibles están expuestas, y en áreas ambientalmente sensibles.

HEC/QUIK-FOAM. La siguiente formulación de QUIK-FOAM se usa donde hay necesidad de un polímero soluble en ácido para evitar daño a la formación.

Aditivo	Función	Concentraciones típicas lb/bbl (kg/m ³)
BARAVIS	Viscosificador	1.5-2.5 (4-7)
Cloruro de potasio (opcional)	Inhibe el hinchamiento de las lutitas	10.0-25.0 (29-71)
QUIK-FOAM	Agente espumante	Fluido de inyección, 0.01-2% en volumen
BARACOR 700	Inhibidor de corrosión	1.0-2.0 (3-6)

Tabla 6-7: HEC/QUIK-FOAM. Esta mezcla de espuma se puede acidificar para eliminar polímeros de formaciones sensibles.

Lodo aireado

Los sistemas de lodo aireado reducen la pérdida de circulación en áreas con gradientes con muy bajos gradientes de fractura. Al mismo tiempo, se reduce la hidratación de las lutitas y la corrosión. Con un sistema aireado son posibles pesos efectivos de lodo de 4 a 6 libras por galón (peso espec. 0.48-0.72). Estos pesos reducen considerablemente la presión diferencial en el pozo. Por ser menor la presión, el perforador puede lograr un mayor índice de penetración del que es posible con fluidos de perforación normales.

Equipos requeridos

Para un sistema de lodo aireado se necesitan los siguientes equipos:

- Un compresor de aire con capacidad de 850 pies³/min.



- Un compresor de reserva con capacidad de 850 pies³/min.

*Nota: Al comparar las capacidades nominales de los compresores, tener en cuenta que se establecen al **nivel del mar**. Ajustar las capacidades según sea necesario para compensar por la altitud del sitio de perforación.*

- Un desvío de aire (u otro medio de limitar el volumen de aire) cuando no se requiera la capacidad total del compresor, como en un pozo superficial
- Un registrador Barton para medir los pies³/min. reales de aire inyectado
- Un cabezal rotativo para dirigir el flujo de aire y lodo fuera de la línea de flujo, en lugar de hacia arriba a través de la mesa rotatoria o al interior del contrapozo por encima del niple de perforación

Nota: Debe hacerse mantenimiento del cabezal rotativo para evitar pérdida de lodo en el cabezal. Si la cuadrilla de perforación no presta cuidadosa atención, una pérdida no detectada en el cabezal puede ser tomada equivocadamente por pérdida de circulación en el pozo.

- Un separador aire-lodo (expulsor de gas) en la línea de flujo

Nota: El separador es típicamente un tanque cilíndrico de 3 a 6 pies de diámetro y 8 a 10 pies de altura, con baffles para ayudar a extraer el aire fuera del lodo.

- Una boca de ventilación en la parte superior del tanque apuntando al tanque de reserva

Nota: Esta apertura también hace lugar al exceso de flujo cuando el retorno es abundante

- Un desagüe del flujo de lodo en el fondo del tanque para descargar dentro del receptáculo de los tanques.

Formulación y aplicaciones del sistema de lodo cal/IMPERMEX

Se usa un sistema de lodo cal/IMPERMEX cuando la corrosión y/o formaciones reactivas puedan ser un problema. La tabla siguiente da las formulaciones para el sistema de lodo cal/IMPERMEX

Aditivo	Función	Concentraciones típicas lb/bbl (kg/m ³)
AQUAGEL	Confiere suspensión y estabilidad del pozo	3.0-5.0 (9-14)
ENVIRO-THIN	Reduce los geles	Según sea necesario
IMPERMEX	Controla la tasa de filtración	2.0-5.0 (6-14)
Cal	Inhibe la corrosión y el hinchado de las lutitas	0.8-1.5 (2.3-4)
X-CIDE 207	Controla el desarrollo bacteriano	Según sea necesario

Tabla 6-8: Sistema de lodo cal/IMPERMEX. Este sistema se usa cuando la corrosión y/o formaciones reactivas puedan ser un problema.

El lodo cal/IMPERMEX típico tendrá las siguientes propiedades:

Peso del lodo	8.6-8.8 lb/gal
Viscosidad de embudo	28-32 seg/qt
Viscosidad plástica	1-9 cP
Punto cedente	0-2 lb/100 pies ²
Geles	0/0 lb/100 pies ²
Filtrado API	8-10 mL
pH	11.5-12.5
Calcio	240-450 mg/L
Sólidos	1-3 % en volumen



Formulación y aplicaciones del sistema de lodo DAP/PAC

Se puede usar un sistema de lodo DAP/PAC para inhibición adicional y protección contra corrosión. El sistema se maneja a un bajo pH y el ion de fosfato da protección contra la corrosión, mientras que el ion de amoníaco proporciona inhibición a las lutitas.

Aditivo	Función	Concentraciones típicas lb/bbl (kg/m ³)
AQUAGEL	Provee viscosidad y revoque	8-12 (23-34)
DAP	Provee estabilidad a las lutitas y control de la corrosión	2-6 (6-17)
EZ-MUD	Provee viscosidad y estabilidad de las lutitas	0.50-1.50 (1.4-4)
PAC-R	Controla la pérdida de fluido	0.50-1.50 (1.4-4)

Tabla 6-9: Sistema de lodo DAP/PAC. Se puede usar este sistema para inhibición adicional y protección contra la corrosión.

El lodo DAP/PAC típico tendrá las siguientes propiedades:

Peso del lodo	8.6-8.9 lb/gal
Viscosidad de embudo	35-40 seg/qt
Viscosidad plástica	1-12 cP
Punto cedente	6-8 lb/100 pies ²
Geles	2-5 lb/100 pies ²
Filtrado API	8-10 mL
pH	7-8
Sólidos	1-3 % en volumen

Nota: No agregar soda cáustica o cal porque eso dejará libre el amoníaco. El lodo DAP/PAC no es recomendado para dióxido de carbono (CO₂) ni sulfuro de hidrógeno (H₂S).

Procedimientos de operación recomendados para lodo aireado

Cuando se usen sistemas de lodo aireado:

- Inyectar aire en el tubo vertical y disponer la tubería de manera que se pueda hacer una desviación de aire en el piso para hacer conexiones, etc.
- Hacer conexiones de plomería de manera que se pueda bombear lodo pozo abajo, mientras el aire va por el desvío.
- Correr la barrena sin toberas para evitar necesidad de excesiva presión de aire. Con la reducida presión de fondo del pozo, el impacto del chorro no es tan imprescindible para limpiar el fondo del pozo.
- Se recomiendan medidas más grandes de tubería de perforación de 4½ ó 5 pulgadas para reducir las exigencias de volumen del compresor.
- Con lodo aireado no es necesario llenar el pozo entre viajes.
- Circular el sistema de lodo a un régimen constante de 6 a 8 barriles por minuto y tratarlo como a un sistema de lodo normal. No haga variar la fuerza de la bomba para mantener presión constante en el fondo del pozo o para controlar ganancias y pérdidas; en lugar de eso regule la corriente de aire para corregir estos problemas. Use el gráfico de lodo aireado para determinar la cantidad de aire a inyectar para lograr una reducción específica de la presión del fondo del pozo.
- Instale válvulas de flotador en la sarta de perforación aproximadamente cada 200 pies (61 metros) para evitar flujo inverso en las conexiones.



Determinación de pérdida hidrostática causada por lodo cortado por gas

Para hallar la pérdida de Presión de Fondo del Pozo (PFP) debida a lodo cortado por gas:

1. Hallar la presión hidrostática del lodo no cortado.
2. Empezar por la presión hidrostática de la parte inferior del gráfico. (Ver Figura 6-1).
3. Proseguir hacia arriba a la intersección con el porcentaje de gas en el lodo.
4. Leer a la derecha la pérdida de PFP debida al contenido en gas.
5. Restarle la pérdida al PFP original para hallar la nueva columna efectiva del lodo cortado por gas.

El moderado corte con gas reduce los pesos del lodo medido en la superficie, pero debido al comportamiento del gas bajo presión, produce poco efecto sobre la columna hidrostática efectiva en la profundidad.

Cuando se están usando mínimos sobrepesos, o cuando el corte por gas se hace intenso, es necesario un método preciso para determinar la reducción del PFP (ver la nota que sigue). Esta solución gráfica no considera el efecto de la densidad del gas, proporcionando así una herramienta útil tanto para gas como para aire. De tal modo, se convierte en un medio útil para determinar los volúmenes de inyección de aire requeridos para una deseada reducción de presión hidrostática.

Nota: White, R. J. "Reducción de presión de fondo del pozo debida a lodo cortado por gas", Journal of Petroleum Technology, Julio 1957.



Pérdida hidrostática causada por lodo cortado por gas

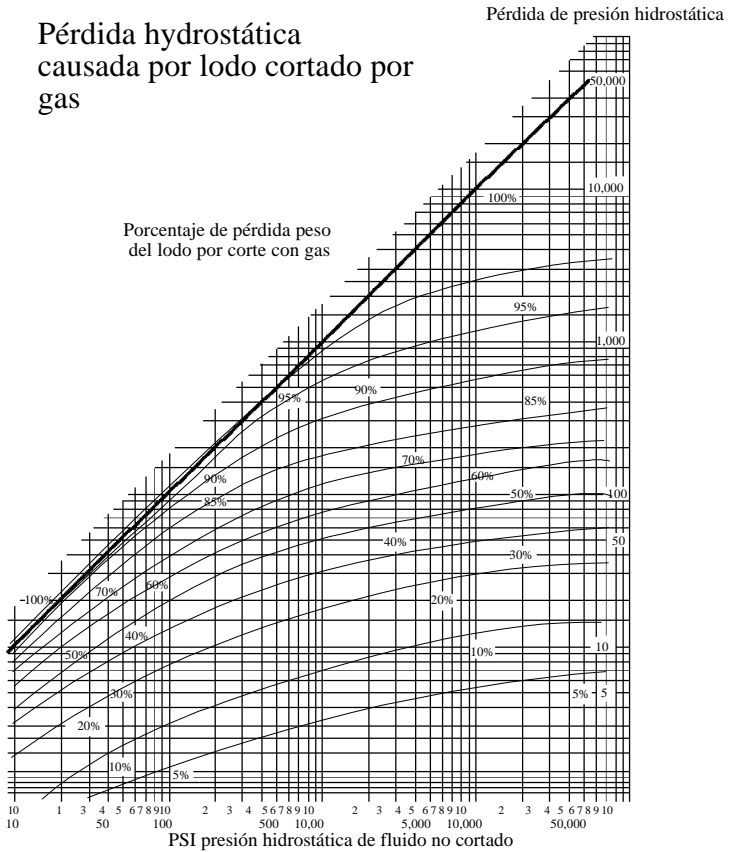


Figura 6-1: Pérdida hidrostática causada por lodo cortado por gas. Este gráfico es útil para determinar los volúmenes de inyección de aire requeridos para una deseada reducción de la presión hidrostática.

Corrosión

La espuma y los fluidos aireados pueden ser corrosivos. El aire inyectado contiene dióxido de carbono y oxígeno que promueven la corrosión. Se necesitan inhibidores para contrarrestar el efecto de estos gases. Los productos de la tabla siguiente son recomendados para problemas de corrosión.

Producto	Aplicación	Tratamiento
BARACOR 700	Inhibe la corrosión al tratar la lechada de lodo	Tratar el lodo inicialmente a 1,500 ppm, luego 0.5-1.5 lb/bbl (1.4-4 kg/m ³).
BARAFILM	Inhibe la corrosión por revestimiento del tubo	1.5-2.0 galones por 1,000 pies de tubo cada 1 a 4 hours.
STABILITE	Inhibe las incrustaciones	Agregar lodo a 10-100 ppm, luego 1 gal/turno a 1 gal/hr.

Tabla 6-10: Productos contra la corrosión. Esta tabla detalla productos que combaten la corrosión y provee aplicaciones y tratamientos recomendados.

Examine los cupones y anillos de corrosión para asegurarse de que se están usando suficientes inhibidores.

Para mayor información sobre la forma de tratar la contaminación por dióxido de carbono y oxígeno, ver el capítulo titulado [Corrosión](#).



CAPITULO **7**

Pérdida de circulación



The *Complete* Fluids Company

Contenido

Panorama general	7-2
Formaciones en las que se puede perder circulación	7-3
Formaciones cavernosas	7-3
Indicación	7-3
Tratamiento	7-3
Formaciones fracturadas	7-4
Indicación	7-4
Tratamiento	7-4
Formaciones permeables	7-5
Indicación	7-5
Tratamiento	7-5
Procedimientos y fórmulas correctivas	7-6
Inyección de material de relleno	7-6
Píldora obturante entrecruzable	7-8
Inyección para alta filtración	7-9
Localización de la zona de pérdida	7-12

Panorama general

La pérdida de circulación o pérdida de retornos describe la pérdida total o parcial del fluido en la formación como resultado de una excesiva caída de presión hidrostática y anular. La pérdida de circulación se caracteriza por una reducción en el volumen de los retornos de lodo del pozo en comparación con el volumen bombeado pozo abajo (flujo saliente < flujo entrante). Esto da por resultado una disminución de los volúmenes en los tanques. La pérdida de circulación se puede detectar mediante un sensor que registra la cantidad de flujo de retorno o mediante indicadores de volumen en los tanques. Dependiendo de la magnitud del volumen de pérdida de lodo, las operaciones de perforación pueden verse considerablemente afectadas. Si el espacio anular del pozo no se mantiene lleno incluso cuando ha cesado la circulación de fluido, la presión hidrostática disminuirá hasta que la presión diferencial entre la columna de lodo y la zona de pérdida sea igual a cero. Esto puede inducir fluidos de la formación de otras zonas, controlados anteriormente por la presión hidrostática del lodo, a fluir dentro del pozo, dando por resultado una surgencia, reventón o reventón subterráneo. También puede causar el derrumbe al interior del pozo de formaciones anteriormente estables.

Puede ocurrir pérdida de circulación en las siguientes formaciones:

Tipo de formación ...	Tipo de pérdida ...
Cavernosa/con huecos	Completa o parcial
Muy permeable o fracturada	Completa o parcial
Permeable	Pérdida por infiltración

Formaciones en las que se puede perder circulación

Formaciones cavernosas

La pérdida de circulación en una formación cavernosa/con huecos es el tipo de pérdida más grave que puede ocurrir, porque la pérdida de lodo es inmediata y completa. Las formaciones cavernosas están asociadas con arrecifes de piedra caliza, estratos de dolomita, o cretas. La pérdida se produce en verdaderas cavernas o en grietas de la formación.

Indicación

Este tipo de pérdida de circulación es generalmente fácil de diagnosticar, porque la barrena puede caer varias pulgadas e incluso pies cuando atraviesa la parte superior de la caverna.

Tratamiento

Los siguientes métodos se recomiendan para combatir la pérdida de circulación debido a formaciones cavernosas/con huecos:

- Agregar de 40 a 60 lb/bbl (114-171 kg/m³) de productos de grano grueso tales como:
 - BARACARB
 - BARO-SEAL
 - BAROFIBRE Grano grueso
 - JELFLAKE
 - MICATEX
 - STEELSEAL
 - WALL-NUT



- Insertar una píldora de alta filtración, tal como Diaseal® M o ZEOGEL.
- Insertar por inyección una píldora de material de relleno de diesel-oil-bentonita (DOB) o cemento de diesel-oil- bentonita (DOBC). Estos se pueden sustituir con fluidos base sintético como portador.
- Perforar a ciegas (si es posible) hasta que la zona de pérdida se pueda revestir.

Formaciones fracturadas

Las formaciones permeables o fracturadas pueden dar por resultado pérdida de circulación parcial o total. Las fracturas en la formación pueden ser naturales o causadas por excesiva presión del fluido de perforación sobre una formación estructuralmente débil. Una vez que una fractura ha sido inducida, la fractura se ensanchará y tomará más lodo a menor presión. Para evitar inducir fracturas:

- Mantener la mínima densidad de circulación equivalente (ECD) y peso del lodo.
- Evitar aumentos bruscos de presión.

Indicación

Este tipo de pérdida de circulación está indicado por una pérdida total o parcial de retornos y una disminución en el volumen del tanque.

Tratamiento

Si se sospecha una fractura inducida, se puede dejar que el pozo se regularice, recogiendo dentro de la tubería de revestimiento y esperando de 6 a 12 horas. Después del período de espera, reanudar el trabajo en el fondo del pozo y verificar si los retornos son completos. Si no se hubieran establecido retornos completos, tratar las pérdidas como si fueran pérdidas por cavernas/huecos.

Formaciones permeables

Las formaciones permeables y porosas incluyen:

- Estratos de gravas sueltas, no compactadas
- Estratos de conchas marinas
- Depósitos de arrecifes
- Yacimientos agotados

Estos tipos de formaciones causan desde pérdidas por filtración hasta pérdida completa de retornos.

Indicación

Las filtraciones en formaciones permeables están indicadas por una pérdida parcial o total de los retornos y una reducción del volumen en los tanques.

Tratamiento

Se recomiendan los siguientes métodos para combatir este tipo de pérdida:

- Reducir lo más posible el peso del lodo.
- Tratar el sistema con una combinación de productos para pérdida de circulación de grado fino a mediano, tales como:
 - BARACARB
 - BAROFIBRE
 - BARO-SEAL
 - HY-SEAL
 - MICATEX
 - STEELSEAL



Procedimientos y formulaciones correctivas

Inyección de material de relleno

Si estamos frente a un problema de pérdida de circulación y estamos usando un lodo base aceite/sintético, mezclar el material de inyección con agua y GELTONE en lugar de aceite/sintético y bentonita.. Las formulaciones para lechadas por inyección de material de relleno base agua y base aceite/sintético se detallan en las Tablas 7-1 y 7-2.

Tipo	Adiciones por barril de diésel	
	Bentonita, lb (kg)	Cemento, lb (kg)
Diesel-oil/bentonita sintética	400 (181)	0 (0)
Diesel-oil/cemento de bentonita sintética	200 (91)	200 (91)

Tabla 7-1: Formulación de material inyectado para lodos base agua. Este ejemplo emplea una mezcla de diesel-oil/sintético bentonita o cemento de diesel-oil/sintético bentonita. Si se está usando PETROFREE/ PETROFREE LE/XP-07, sustituir el diesel-oil por un fluido base apropiado.

Material	Peso del lodo		
	10.5 lb/gal (1.26 sg)	13 lb/gal (1.56 sg)	16 lb/gal (1.92 sg)
Agua, bbl (m ³)	0.660	0.628	0.582
Q-BROXIN, lb (kg)	3.5 (10)	3.5 (10)	3.5 (10)
Soda cáustica, lb (kg)	1.5 (4)	1.5 (4)	1.5 (4)
*GELTONE, lb (kg)	220 (627)	150 (428)	100 (285)
BAROID, lb (kg)	—	175 (499)	370 (1,055)

Tabla 7-2: Formulación de inyección de material de relleno Agua-GELTONE. Esta formulación es para lodos base aceite/sintético. * Usar el GELTONE recomendado para el área.

Para mezclar una inyección de material de relleno, seguir los pasos siguientes:

1. Drenar y limpiar a fondo el tanque de mezclado.
2. Preparar una lechada de material de relleno (diesel oil/sintético cemento de bentonita, diesel-oil bentonita, o agua-GELTONE; ver Tabla 7-2).
3. Bombear lo siguiente en este orden:
 - Espaciador para cubrir aprox. 500' de sarta de perforación
 - inyectar para cubrir aprox. 2 veces el volumen del pozo abierto
 - Espaciador para cubrir aprox. 500' de sarta de perforación

Nota: El fluido espaciador debe tener el mismo fluido base que el inyectado.

4. Desplazar hasta la barrena el material inyectado.
5. Cerrar los preventores de reventones (BOPs).
6. Bombear hacia abajo la tubería de perforación y el espacio anular en volúmenes iguales hasta que el material inyectado y el espaciador hayan sido desplazados de la tubería de perforación.
7. Mantener la misma presión sobre la tubería de perforación y la tubería de revestimiento.



Píldora obturante entrecruzable

Se puede usar N-SQUEEZE como una píldora entrecruzable esencialmente no dañina. Esta píldora está diseñada para controlar pérdidas de fluido grandes o fugas menores. Se la puede bombear como píldora de barrido o entrecruzar y emplazar a lo largo de la zona de pérdidas.

Si hace falta, se puede densificar la píldora con carbonato de calcio o barita. Su limpieza o eliminación se logra con contraflujo, acidificación o biodegradación.

Nota: Se consigue el mayor grado de protección contra el daño a la formación cuando se usa N-SQUEEZE solo o con carbonato de calcio como agente densificante.

La píldora N-SQUEEZE se puede mezclar en agua dulce, salmuera de KCl o de NaCl. Logra su mayor rendimiento en agua con baja salinidad.

Las fórmulas para píldoras N-SQUEEZE aparecen listadas en la tabla 7-3.

Materiales	Peso del lodo		
	10.5 lbs/gal (1.26 p.e.)	13.0 lbs/gal (1.56 p.e.)	16.0 lbs/gal (1.92 p.e.)
Agua dulce, bbl (m ³)	0.919	0.826	0.713
N-SQUEEZE, lbs (kg)	10 (29)	10 (29)	10 (29)
BAROID, lbs (kg)	120 (343)	257 (735)	422 (1206)
* N-SQUEEZE, lbs (kg)	10 (29)	10 (29)	5 (14)

Tabla 7-3: Formulaciones de N-SQUEEZE. Este tipo de inyección se puede bombear como píldora de barrido o entrecruzar y emplazar a lo largo de la zona de pérdidas.

* *Agregar la segunda porción de N-SQUEEZE luego de haber metido y mezclado los otros productos por 20-30 minutos.*

Notas:

- La píldora obturante N-SQUEEZE se puede bombear como barredor o entrecruzar.
- Para entrecruzar, agregar 5 galones de N-PLEX por cada 10 barriles bombeados de N-SQUEEZE.
- N-SQUEEZE de base agua se puede usar también en fluidos de aceite/sintético.
- Estable hasta los 180° F.

Precaución : No agregar N-PLEX directamente al N-SQUEEZE en el tanque de mezclado. Esto podría provocar que la lechada fragüe y sea demasiado espesa para bombear.

El N-PLEX (entrecruzador) se debe agregar por la línea de succión en el momento en que el N-SQUEEZE está siendo bombeado pozo abajo.

Inyección para alta filtración

Una inyección de material para alta filtración requiere sólidos deshidratados bien compactados para obturar la zona de pérdida. Las Tablas 7-4 y 7-5 detallan las formulaciones para inyección de material de relleno base agua y base aceite/sintético.

Materiales	Peso del lodo		
	10.0 lb/gal (1.20 sg)	14.0 lb/gal (1.68 sg)	18.0 lb/gal (2.16 sg)
Agua dulce, bbl (m ³)	0.93	0.78	0.632
Cal, lb (kg)	0.5 (1.4)	0.5 (1.4)	0.5 (1.4)
ZEOGEL, lb (kg)	12 (34)	10 (29)	8 (23)
BAROID, lb (kg)	82 (234)	304 (866)	525 (1,496)
LCM, lb (kg)	20-60 (57-171)	20-60 (57-171)	20-40 (57-114)

Tabla 7-4: Formulación de material de inyección base agua para alta filtración. Este tipo de material inyectado obtura la zona de pérdida para evitar pérdidas adicionales.



Notas:

- *ZEOGEL se puede sustituir con la arcilla Sepiolita.*
- *Otros agentes compensadores tales como BAROID se puede sustituir con BARACARB o BARODENSE.*

Se puede usar también un material de inyección de alta filtración con aceite/sintéticos como fase continua para situaciones en que el aceite/sintéticos es el fluido base.

Materiales	Cantidades
Fluido base, bbl (m ³)	0.6
SUSPENTONE, lb (kg)	3 (9)
TRIMULSO, lb (kg)	1 (3)
LCM, lb (kg)	10-15 (29-43)
BAROID, lb (kg)	575 (1,639)

Tabla 7-5: Formulación de inyección base aceite/sintético para alta filtración. Esta mezcla produce un material de inyección base aceite/sintético que pesa 18 lb/gal (peso espec. 2.16).

Nota: BAROID se puede sustituir con BARACARB en esta formulación. La máxima densidad que se puede bombear cuando se usa BARACARB es de 14.0 lb/gal (peso espec. 1.68).

Procedimiento de inyección para alta filtración:

1. Introducir la lechada en la zona de pérdida.
2. Cerrar los preventores de reventones (BOPs).
3. Aplicar presión durante varias horas.

La formulación para una lechada Diaseal M con aceite se detalla en la Tabla 7-6. Debido a variaciones en las densidades de aceite y barita, deben realizarse pruebas piloto para determinar las formulaciones exactas. Si la

lechada se pone muy espesa, agregar hasta 1 lb/bbl (3 kg/m^3) de agente humectante de aceite EZ MUL o DRILTREAT.

Densidad, lb/gal (sg)	Diaseal M, lb (kg)	Barita, lb (kg)	Aceite, bbl (m^3)
8.0 (0.96)	4,400 (1,996)	3,800 (1,724)	88.0 (14)
9.0 (1.08)	4,100 (1,860)	8,800 (3,992)	85.5 (13.6)
10.0 (1.20)	3,800 (1,724)	13,800 (6,260)	83.0 (13.2)
11.0 (1.32)	3,500 (1,588)	18,800 (8,528)	80.5 (12.8)
12.0 (1.44)	3,250 (1,474)	23,800 (10,796)	77.0 (12.2)
13.0 (1.56)	3,000 (1,361)	29,000 (13,154)	74.5 (11.8)
14.0 (1.68)	2,700 (1,225)	34,300 (15,558)	72.0 (11.4)
15.0 (1.80)	2,400 (1,089)	39,700 (18,008)	69.5 (11.0)
16.0 (1.92)	2,150 (975)	45,200 (20,503)	67.0 (10.6)
17.0 (2.04)	1,900 (862)	50,800 (23,043)	64.5 (10.2)
18.0 (2.16)	1,650 (748)	56,500 (25,628)	61.0 (9.7)

Tabla 7-6: Formulación de lechada de aceite Diaseal M. Esta formulación es para 100 barriles de lechada.

Nota: En el inyectado de Diaseal M se pueden agregar materiales de pérdida de circulación. Si se agregan materiales absorbentes de pérdida de circulación, aumentará la viscosidad de la lechada. Esta lechada es eficaz sin materiales convencionales de pérdida de circulación.



Localización de la zona de pérdida

La mejor fuente de información para determinar zonas de pérdida es el conocimiento de las formaciones y las características de una región dada.

Si...	La zona de pérdida está probablemente en...
Hay una indicación de cambio en la formación	La barrena
Ha habido un aumento en la densidad	El punto más débil del pozo (es decir, debajo del último zapato de la tubería de revestimiento)

Métodos más específicos para localizar la zona de pérdida incluyen:

- Herramientas de medición durante la perforación (MWD) tales como Evaluación de la Formación durante la Perforación (FEWD) de Sperry Sun
- Trazadores radioactivos
- Sondeos de temperatura
- Perfiles eléctricos

CAPITULO
8

Lodos base aceite



Contenido

The *Complete* Fluids Company

Panorama general	8-2
Sistemas de lodo base aceite	8-2
Sistemas de emulsión firme	8-4
Sistemas de filtrado relajado (FR)	8-5
Sistema de perforación/extracción de núcleos 100% aceite	
BAROID 100	8-6
Sistema de perforación 100% aceite BAROID 100 HT	8-7
Sistemas de alta porcentaje de agua	8-8
Manejo del lodo	8-9
Registros	8-9
Aplicaciones especiales	8-11
Fluidos de empaque y empaques de revestidor	8-11
Fluidos de empaque para zonas muy frías	8-12
Preparación de fluidos de empaque para nuevos	
zonas muy frías	8-13
Preparación de fluidos de empaque para zonas muy frías	
a partir de lodo existente	8-13
Sistemas de aceite gelificado PIPE GUARD	8-14
Información sobre productos	8-15
Viscosificadores/agentes de suspensión	8-15
Adelgazantes	8-17
Emulsionantes	8-18
Agentes de control de filtración	8-19

Panorama general

Los lodos base aceite son lodos en que la fase continua, o externa, es un aceite, como el diésel o aceite mineral. En las propiedades de los lodos base aceite influye lo siguiente:

- Relación aceite/agua
- Tipo y concentración del emulsionante
- Contenido en sólidos
- Temperatura y presión pozo abajo

Sistemas de lodo base aceite

Los sistemas de lodo base aceite se clasifican en cuatro categorías. La Tabla 8-1 detalla los usos principales de estos diferentes sistemas.

Sistema	Aplicación
Emulsión firme o apretada	Para uso general y en áreas de altas temperaturas de hasta 500°F (260°C)
Filtrado relajado (FR)	Para proveer más altos índices de perforación
Todo aceite	Para uso como fluido no perjudicial de extracción de núcleos y perforación
Alto contenido de agua	Para reducir la retención de aceite en los recortes; usado principalmente en zonas costa afuera que son ambientalmente sensibles.

Tabla 8-1: Sistemas de lodo base aceite. Cada sistema de lodo base aceite fue creado para llenar específicas necesidades de perforación.

Para lodos base aceite se usa diésel oil o aceite mineral como fluido base. La Tabla 8-2 detalla los nombres de los sistemas según el aceite base.

Sistema	Aceite base—diésel	Aceite base—Mineral
Emulsión firme	INVERMUL	ENVIROMUL
Filtrado relajado (FR)	INVERMUL RF	ENVIROMUL RF
Todo aceite	BAROID 100	ENVIROMUL 100
Alta proporción de agua	INVERMUL 50/50	ENVIROMUL 50/50

Tabla 8-2: Nombres de los sistemas según el aceite base. El producto a usar para un sistema determinado depende del aceite base.



Sistemas de emulsión firme

Los sistemas de emulsión firme INVERMUL y ENVIROMUL ofrecen estabilidad a alta temperatura y tolerancia a los contaminantes. Estos sistemas usan altas concentraciones de emulsionantes y agentes de pérdida de fluido para máxima estabilidad de la emulsión y mínima pérdida de filtrado. El volumen del filtrado APAT (alta presión, alta temperatura) es comúnmente menor de 15 mL y debe ser todo aceite. La Tabla 8-3 da pautas guías para formular sistemas de emulsión firme.

Aditivo	Función	Concentraciones, lb/bbl (kg/m ³)	
		Hasta 300°F (149°C)	Hasta 400°F (205°C)
Aceite	Fase continua	Según se requiera	Según se requiera
INVERMUL INVERMUL NT	Emulsionante principal	6-8 (17-23)	8-16 (23-46)
Cal	Fuente de alcalinidad	3-4 (9-11)	4-8 (11-23)
DURATONE HT	Agente de control de pérdida de fluido	6-8 (17-23)	8-20 (23-57)
Agua	Fase discontinua	Según se requiera	Según se requiera
GELTONE II/V	Viscosificador	0.5-3 (1.4-9)	2-8 (6-23)
EZ MUL EZ MUL NT	Emulsificador secundario	1-2 (3-6)	2-8 (6-23)
BAROID BARODENSE o BARACARB	Agente densificante	Según se requiera	Según se requiera
CaCl ₂	Fuente de salinidad	Según se requiera	Según se requiera

Tabla 8-3: Pautas guías para formulación de sistemas de emulsión firme. El fluido base de un sistema INVERMUL es el diésel; el fluido base de un sistema ENVIROMUL es un aceite mineral.

Sistemas de filtrado relajado (FR)

Los sistemas de filtrado relajado INVERMUL RF y ENVIROMUL RF no tienen nada o muy bajas concentraciones de emulsionante INVERMUL y agente de control de filtración DURATONE HT. El aumento de filtrado en estos sistemas propende a más rápidas velocidades de perforación de los que son posibles con sistemas de emulsión firme. El volumen de la pérdida de fluido APAT es de 15 a 20 cm³ con optimizada pérdida instantánea. Estos sistemas son estables a temperaturas de hasta 325°F (163°C). La Tabla 8-4 da pautas guías para formular sistemas de filtrado relajado.

Aditivo	Función	Concentraciones, lb/bbl (kg/m ³) hasta 300°F (149°C)
Aceite	Fase continua	Según se requiera
EZ MUL EZ MUL NT	Emulsionante	2-4 (6-11)
Cal	Fuente de alcalinidad	2-6 (6-17)
DURATONE HT	Agente de control de filtración	0-3 (0-9)
Agua	Fase discontinua	Según se requiera
GELTONE II/V	Viscosificador	2-8 (6-23)
INVERMUL INVERMUL NT	Emulsionante	0-2 (0-6)
BAROID BARODENSE o BARACARB	Agente densificante	Según se requiera
CaCl ₂	Fuente de salinidad	Según se requiera

Tabla 8-4: Pautas guías para formulación de sistemas RF. El fluido base de un sistema INVERMUL RF es diésel; el fluido base de un sistema ENVIROMUL RF es aceite mineral.



Sistema de perforación /extracción de núcleos 100% aceite BAROID 100

BAROID 100, sistema 100% aceite, se usa cuando el mantenimiento del estado nativo de la formación geológica constituye un factor primordial. Este sistema no se usa donde la contaminación del agua es un problema conocido. La Tabla 8-5 da pautas guías para formular sistema BAROID 100.

Aditivo	Función	Concentraciones, lb/bbl (kg/m ³) hasta 350°F (177°C)
Aceite	Fase continua	Según se requiera
Cal	Fuente de alcalinidad	1-3 (3-9)
EZ-CORE	Emulsionante pasivo	2.0 (6)
*EZ MUL *EZ MUL NT	Emulsionante	2-4 (6-11)
BARABLOK or BARABLOK 400 or DURATONE HT	Agente de control de filtración	5-15 (14-43)
AK-70	Agente de control de filtración	15-25 (43-71)
GELTONE II/V	Viscosificador	6-14 (17-40)
BARACTIVE	Aditivo polar	2-6 (6-17)
BAROID BARODENSE o BARACARB	Agente densificante	Según se requiera

Tabla 8-5: Pautas guías para formulación del sistema BAROID 100. El fluido base de los sistemas todo aceite puede ser diésel o aceite mineral.

* Se pueden agregar EZ MUL, EZ MUL NT cuando ocurre una contaminación por gran cantidad de agua.

Nota: Cuando se use DURATONE HT para control de filtración, debe usarse BARACTIVE como activador.

Sistema de perforación 100% aceite BAROID 100 HT

BAROID 100 HT, sistema 100% aceite, es utilizado cuando se anticipa que la temperatura de circulación de fondo y la temperatura de fondo estarán en el rango de 350 a 425°F (177 - 218°C). BAROID 100 HT tolera la contaminación con agua a alta temperatura con un efecto mínimo en las propiedades. BAROID 100 HT utiliza tanto un emulsificante primario como uno secundario que le da al sistema una mayor tolerancia a la contaminación con agua y la capacidad de conseguir pesos mayores. La Tabla 8-6 da pautas guías para formular sistema BAROID 100 HT.

Aditivo	Función	Concentraciones, lb/bbl (kg/m ³) hasta 450°F (218°C)
Aceite	Fase continua	Según se requiera
Cal	Fuente de alcalinidad	6-10 (17-28)
THERMO MUL	Emulsionante	6-10 (17-28)
THERMO PLUS	Emulsionante pasivo	2-5 (6-14)
BARABLOK o BARABLOK 400 o XP-10	Agente de control de filtración	5-15 (14-43)
GELTONE V	Viscosificador	6-14 (17-40)
BARACTIVE	Aditivo polar	2-6 (6-17)
BAROID BARODENSE	Agente densificante	Según se requiera
X-VIS	Viscosificador	1-3 (3-9)

Tabla 8-6: Pautas guías para formulación del sistema BAROID 100 HT. El fluido base de los sistemas todo aceite puede ser diésel, aceite mineral o XP-07.

Nota: Cuando se use DURATONE HT para control de filtración, debe usarse BARACTIVE como activador.



Sistemas de alta porcentaje de agua

Los sistemas de alto porcentaje de agua INVERMUL 50/50 y ENVIROMUL 50/50 fueron desarrollados para usar en áreas en que las descargas de aceite son restringidas, como en el Mar del Norte. Estos sistemas, que tienen una relación aceite-agua de 50/50, pueden reducir hasta en un 45 por ciento el aceite que queda en los recortes. Los sistemas de alto porcentaje de agua no son recomendados a temperaturas superiores a 250°F (121°C). La Tabla 8-7 da pautas guías para formular sistemas de alto porcentaje de agua.

Aditivo	Función	Concentraciones, lb/bbl (kg/m ³) hasta 250°F (121°C)
Aceite	Fase continua	Según se requiera
INVERMUL INVERMUL NT	Emulsionante principal	1-2 (3-6)
DURATONE HT	Agente de control de filtración	4-8 (11-23)
Cal	Fuente de alcalinidad	2-6 (6-17)
Agua	Fase discontinua	Según se requiera
GELTONE II/V	Viscosificador	1-2 (3-6)
EZ MUL EZ MUL NT	Emulsionante secundario	4-8 (11-23)
BAROID BARODENSE o BARACARB	Agente densificante	Según se requiera
CaCl ₂	Fuente de salinidad	Según se requiera

Tabla 8-7: Pautas guías para formular sistemas de alto porcentaje de agua. El fluido base de un sistema de alto porcentaje de agua puede ser diésel o aceite mineral.

Manejo del lodo

Cuando se mantiene un sistema de lodo base aceite, observar las siguientes pautas guías.

- Mantener estabilidad eléctrica por encima de 400 voltios.
- Mantener un filtrado APAT todo aceite.
- No agregar agentes densificantes cuando se agregue agua.
- Mantener el exceso de cal a entre 1.5 y 3.0 lb/bbl (4.0 y 9.0 kg/m³).
- Usar equipo de control de sólidos para evitar acumulación de sólidos de bajo peso específico.
- Agregar un mínimo de 0.5 lb (0.5 kg) de cal por cada 1 lb (1 kg) de INVERMUL o INVERMUL NT.
- Agregar EZ MUL or EZ MUL NT despacio a medida que se agregan agentes densificantes para ayudar a mojar en aceite los sólidos adicionales.
- No saturar la fase agua con CaCl₂ porque podría ocurrir inestabilidad de la emulsión y mojado de los sólidos por agua.

Registros

Los lodos base aceite no conducen corriente eléctrica; por consiguiente, no usar herramientas de registro de perfiles que requieran conductancia eléctrica para medir la resistividad (p.ej., registros de resistividad corta normal). La Tabla 8-8 da pautas guías para registro de perfiles en lodos base aceite.



Objetivo	Herramienta	Notas
Correlación de litología y control de profundidad	Registros de inducción/rayos gama Registros de densidad de la formación Registros sínicos Registros de neutrones Inclinómetro	Usar el registro de rayos gama para determinar las secuencias de arena y lutitas. Usar los demás registros para identificar litología compleja.
Porcentaje de lutitas en arenas lutíticas	Registro de rayos gama	El método de registro de rayos gama reemplaza al índice de arena/lutitas recogido en aguas dulces por medio del registro SP.
Arena en la red (conteo de arena)	Registro de densidad de la formación Registro de rayos gama	Usar el registro de densidad de la formación y/o el registro del calibrador para determinar el conteo de arena cuando las densidades de la arena y las lutitas son diferentes.
Detectar formaciones que contienen hidrocarburos	Registros de inducción/rayos gama Registro sínico Registro de neutrones	Los valores de alta resistividad indican saturación de poros de hidrocarburos. Usar un registro de densidad de la formación en conjunción con registros de neutrones y sínico para identificar hidrocarburos.
Interpretación <ul style="list-style-type: none"> • Saturación de agua • Porosidad • Permeabilidad • Formación estructural • Productividad 	Registros de inducción, sínico, de densidad y neutrones Registros de densidad de la formación, sínico, y de neutrones; núcleos de pared lateral Núcleos de pared lateral Inclinómetro continuo Probador de formación	Usar la ecuación de Archie para calcular saturación de agua.

Tabla 8-8: Pautas guías para evaluación de perfiles y formaciones. Hay disponible una cantidad de herramientas para ayudar a determinar las condiciones del fondo del pozo.

Aplicaciones especiales

Por ser no corrosivos los sistemas base aceite, son útiles para diversas aplicaciones de campo, incluidas:

- Fluidos de empaque y empaques de revestidor
- Empaques árticos de revestidor
- Sistemas de aceite con geles PIPE GUARD

Fluidos de empaque y empaques de revestidor

Un fluido de empaque es un lodo INVERMUL o ENVIROMUL que da protección de largo plazo contra la corrosión. Los empaques de revestidor protegen la tubería de revestimiento contra corrosión externa y facilitan su recuperación. Los fluidos de empaque se usan dentro de la tubería de revestimiento; los empaques de revestidor se colocan en el espacio anular entre la tubería de revestimiento y el pozo. Viscosificar el lodo base aceite conforme a especificaciones del fluido de empaque antes del fraguado. La Tabla 8-9 detalla las propiedades recomendadas de los fluidos de empaque y empaques de revestidor.



Propiedades	Densidad, lb/gal (peso esp.)			
	12.0 (1.44)	14.0 (1.68)	16.0 (1.92)	18.0 (2.16)
Viscosidad plástica, cP	60-80	60-80	70-90	80-100
Punto cedente, lb/100 pies ²	50-70	50-70	60-80	70-90
Gel 10 seg., lb/100 pies ²	30-50	30-50	40-60	40-60
Gel 10 minutos, lb/100 pies ²	40-60	40-60	40-60	50-70
Alcalinidad, mL N/10 H ₂ SO ₄ /mL de lodo	3-6	3-6	3-6	3-6
Estabilidad eléctrica, volts, mínimo	600	800	1,000	1,000
Contenido en agua, vol%	25-35	20-30	15-25	10-15

Tabla 8-9: Recomendaciones de fluidos de empaque y empaques de revestidor según pruebas a 100°F (38°C). Las propiedades dependen de la densidad del lodo.

Fluidos de empaque para zonas muy frías

Fluidos de empaque para zonas muy frías formulados con lodos base aceite retardan la pérdida de calor y evitan el derretimiento del suelo congelado. Los fluidos de empaque para zonas muy frías también permiten que la tubería de revestimiento se dilate y contraiga con los cambios de temperatura. Un empaque para zonas muy frías se puede preparar nuevo o a partir de un lodo ya existente. La Tabla 8-10 da pautas guías para formular empaques de revestidor para zonas muy frías.

Aditivos	Densidad, lb/gal (sg)		
	10.0 (1.2)	15.0 (1.8)	20.0 (2.4)
Diesel oil ártico, bbl	0.754	0.601	0.444
EZ MUL EZ MUL NT, lb	12.5	12.5	12.5
Agua, bbl	0.042	0.034	0.025
GELTONE II/V lb	50	36	25
NaCl, lb	3.0	1.5	1.5
BAROID, lb	21	393	663

Tabla 8-10: Pautas guías para formulación de empaques árticos de revestidor. La cantidad de cada aditivo varía según la necesaria densidad del empaque ártico de entubación.

Preparación de fluidos de empaque nuevos para zonas muy frías

Para preparar un fluido de empaque para zonas muy frías partiendo de cero:

1. Preparar una premezcla a 70°F (21°C) o más, de acuerdo a la formulación de la Tabla 8-10.
2. Agregar la mitad de la cantidad requerida de GELTONE II/V .
3. Enfriar la premezcla a unos 40°F (4.5°C).
4. Agregar el resto del GELTONE II/V.
5. Bombear el fluido de empaque a su posición.

Preparación de fluidos de empaque para zonas muy frías a partir de lodo existente

Para preparar un fluido de empaque para zonas muy frías a partir de un lodo existente:

1. Regular el contenido de agua a alrededor del 7 por ciento en volumen y la temperatura a alrededor de 70°F (21°C).
2. Realizar una prueba piloto para determinar la concentración necesaria de GELTONE II/V.
3. Enfriar el lodo a unos 40°F (4.5°C).



4. Agregar el GELTONE II/V requerido.
5. Bombear el empaque a posición.

Sistemas de aceite gelificado PIPE GUARD

PIPE GUARD está diseñado para evitar la corrosión de tuberías que pasan por debajo de caminos y vías de agua. Este sistema está disponible en dos densidades: 9.1 lb/gal (1.09 sg) para debajo de vías de agua y 19.0 lb/gal (peso espec. 2.28) para debajo de caminos y vías férreas. La Tabla 8-11 da pautas guías para formular sistemas de aceite gelificado PIPE GUARD.

Aditivos	Densidad, lb/gal (sg)	
	9.1 (1.09)	19.0 (2.28)
Diesel oil, bbl	0.42	0.26
EZ MUL EZ MUL NT, lb	8	8
Cal, lb	5	5
Agua, bbl	0.45	0.29
GELTONE II/V lb	8	8
BARACARB, lb	80	—
BAROID, lb	—	598

Tabla 8-11: Pautas guías para la formulación de sistemas de aceite gelificado PIPE GUARD. El sistema de 9.1 lb/gal (1.09 sg) se usa para debajo de vías de agua; el sistema de 19 lb/gal (2.28 sg) se usa debajo de caminos y vías férreas.

Nota: Se puede usar aceite mineral en lugar de diesel oil, pero puede ser necesario aumentar la concentración de GELTONE II/V.

El PIPE GUARD es comúnmente mezclado en la planta, aunque también se puede mezclar en el sitio de trabajo. Se debe mezclar suficiente PIPE GUARD de una vez para un número de cruces. Después que el PIPE GUARD ha sido cargado en un camión de tanques, siga estos pasos en cada cruce:

1. Conectar la bomba del camión de tanques a una de las bocas de ventilación.
2. Conectar una manguera a la boca de salida del otro lado del cruce y dirigir la manguera a un tanque pequeño para juntar los desechos.
3. Bombear PIPE GUARD dentro del conducto despacio y en forma continua hasta ver que sale PIPE GUARD limpio por la boca de salida.
4. Quitar las conexiones y pasar al cruce siguiente.

Información sobre productos

Esta sección provee información sobre viscosificadores, adelgazantes, emulsionantes y agentes de control de filtraciones.

Viscosificadores/agentes de suspensión

Usar arcillas organofílicas para aumentar las propiedades reológicas de los lodos base aceite. Usar ácidos grasos poliméricos dispersables en aceite para mejorar la viscosidad de baja velocidad de corte de los lodos base aceite. Los productos viscosificadores incluyen:



Producto	Aplicación	Descripción	Tratamiento, lb/bbl (kg/m ³)
BARAPAK	Evita separación del aceite superior (solamente fluidos de empaque)	Polímero soluble en aceite	0-1.5 (0-4)
GELTONE II/V	Desarrolla propiedades de viscosidad y suspensión; requiere un aditivo polar (p.ej. agua) para desarrollar máximo rendimiento; se logra máximo rendimiento con mínima velocidad de corte	Arcilla organofílica	1-12 (3-34)
RM-63	Mejora la reología de bajo esfuerzo cortante y las cualidades del gel; provee características de gelificación	Acido polimérico graso	0.5-1.5 (1.4-4)
SUSPENTONE	Provee suspensión con mínima viscosidad	Arcilla organofílica	1-6 (3-17)
X-VIS	Mejora las propiedades reológicas y de filtración en formulaciones de alta temperatura; mejora la reología de baja velocidad de corte y las cualidades del gel	Acido polimérico graso	0.5-3.0 (1.4-9)

Tabla 8-12: Productos viscosificadores. Hay disponible una variedad de productos para aumentar las propiedades reológicas o mejorar la viscosidad de baja velocidad de corte de los lodos base aceite.

Adelgazantes

Para diluir lodos base aceite, agregar aceite base al lodo o tratar el lodo con una variedad de sulfonatos de petróleo solubles en aceite o co derivados poliméricos de ácidos grasos. Los productos adelgazantes incluyen:

Producto	Aplicación	Descripción	Tratamiento, lb/bbl (kg/m ³)
OMC	Reduce la viscosidad	Derivado sulfonado de petróleo	0.25-1.5 (0.7-4)
OMC 42	Reduce la viscosidad	Derivado de ácido policarboxílico	0.25-4 (0.7-11)

Tabla 8-13: Productos adelgazantes. Los productos adelgazantes se usan para hacer que los lodos base aceite sean menos viscosos.



Emulsionantes

Usar emulsionantes para aumentar la estabilidad de la emulsión del sistema de lodo y reducir la tendencia de los sólidos insolubles a mojarse con agua. Los productos emulsionantes incluyen:

Producto	Aplicación	Descripción	Tratamiento, lb/bbl (kg/m ³)
EZ-CORE	Emulsionante pasivo en los sistemas todo aceite	Acido graso de resina líquida refinada	1-4 (3-11)
EZ MUL EZ MUL NT	Emulsionante en el sistema de filtrado relajado (RF)	Amida parcial de un ácido graso en un solvente atóxico	1-10 (3-29)
INVERMUL INVERMUL NT	Emulsionante en los sistemas INVERMUL y ENVIROMUL	Mezcla de resina líquida oxidada y ácido graso poliaminado	1-15 (3-43)
THERMO MUL THERMO PLUS	Emulsionante en los sistema BAROID 100 HT	Mezcla de resina líquida oxidada y ácido graso poliaminado	1-15 (3-43)
DRILTREAT	Reduce el mojado de sólidos por agua; reduce la viscosidad de lodos de aceite cuando han sido incorporadas grandes cantidades de sólidos	Dispersión líquida de lecitina	0.25-1.5 (0.7-4)

Tabla 8-14: Productos emulsionantes. Los emulsionantes aumentan la estabilidad de la emulsión y reducen la tendencia de los sólidos insolubles a mojarse con agua.

Agentes de control de filtración

Para dar control de filtración, agregar lignito organofílico o diversos materiales asfálticos. Los productos de control de filtración incluyen:

Producto	Aplicación	Descripción	Tratamiento, lb/bbl (kg/m ³)
DURATONE HT	Controla la pérdida de fluido a temperaturas elevadas; provee estabilidad en alta temperatura(400°F [204°C]) <i>Nota: Cuando se usa con sistemas todo aceite, se requiere que el activador polar BARACTIVE active el DURATONE HT.</i>	Leonardita organofílica	1-25 (3-71)
AK-70	Controla la pérdida de fluido a temperaturas de hasta 275°F (135°C)	Mezcla de asfalto soplados por aire con arcilla con agente anti-revogue	1-25 (3-71)
BARABLOK	Controla la pérdida de fluido a temperaturas de hasta 350°F (177°C)	Resina de hidrocarburos en polvo (asfaltita)	1-15 (3-43)
BARABLOK 400	Controla la pérdida de fluido a temperaturas de hasta 400°F (204°C)	Resina de hidrocarburos en polvo (asfaltita)	1-15 (3-43)
XP-10	Controla el filtrado hasta temperaturas de 500°F (260°C)	Agente de control de filtración polimérico	1-15 (3-43)

Tabla 8-15: Productos de control de filtración. Estos productos proveen control de filtración en lodos base aceite.



CAPITULO 9

Reología e hidráulica



The *Complete* Fluids Company

Contenido

Panorama general	9-3
Términos reológicos	9-3
Regímenes de flujo	9-6
Tipos de fluidos	9-7
Modelos reológicos	9-7
Modelo Bingham	9-9
Modelo ley de la potencia	9-10
Ejemplo	9-11
Modelo Herschel-Bulkley (modelo punto cedente-ley de la potencia modificada [MHB])	9-11
Términos usados en los cálculos de hidráulica de fluidos	9-13
Número de Reynolds (N_{Re})	9-13
Número de Reynolds crítico (N_{Rec})	9-13
Factor de fricción (f)	9-13
Número de Hedstrom (N_{He})	9-14
Viscosidad efectiva (μ_e)	9-15
Caída de presión ($\Delta P/\Delta L$)	9-16
Excentricidad (ϵ)	9-16
Ecuaciones usadas en hidráulica de fluidos	9-18
Información sobre bombas y circulación	9-18
Caudal de la bomba por carrera	9-18
Caudal de la bomba por minuto	9-19

Velocidad anular	9-19
Volúmenes	9-19
Tiempos de circulación	9-21
Hidráulica de barrena	9-21
Area de la tobera	9-21
Velocidad en la tobera	9-21
Caída de presión en la barrena	9-21
Caballaje hidráulico en la barrena	9-22
Caballaje hidráulico en la barrena por unidad de área de barrena	9-22
Porcentaje de caída de presión en la barrena	9-22
Fuerza de impacto del chorro	9-22
Cálculos de flujo laminar y turbulento	9-22
Métodos para fluidos de Herschel-Bulkley (punto cedente-ley de la potencia modificada [(MHB)]	9-23
Derivando lecturas del dial	9-23
Métodos API para fluidos de ley de la potencia	9-24
Métodos SPE para fluidos de ley de la potencia	9-27
Métodos SPE para fluidos de Bingham-plásticos	9-30
Densidad equivalente de circulación	9-34
Cálculos de limpieza del pozo	9-35
Velocidad de deslizamiento de partículas	9-35
Cálculos de eficiencia de transporte de recortes	9-39
Cálculos MAXROP (Máx. índice de penetración)	9-40
Concentración de recortes en el espacio anular para un índice de penetración dado	9-42
Aumento de densidad del lodo en el espacio anular	9-43
Lista de términos	9-43

Panorama general

Reología e hidráulica de fluidos son términos de ingeniería que describen el comportamiento de fluidos en movimiento.

Este capítulo explica los términos reológicos e identifica los regímenes de flujo. Este capítulo compara también los diferentes modelos reológicos y se ocupa de las condiciones bajo las cuales se usan. Finalmente, este capítulo explica la hidráulica de los fluidos y contiene cálculos para flujo laminar y turbulento.

Términos reológicos

Los términos y definiciones de la tabla siguiente son pertinentes a las discusiones sobre reología e hidráulica.

Término reológico	Símbolo	Unidad(es)	Definición
Velocidad de corte	γ	seg ⁻¹	Cambio de velocidad del fluido dividido por el ancho del canal a través del cual el flujo se desplaza en flujo laminar.
Esfuerzo de corte	τ	lb/100 pies ² Pa	La fuerza por unidad de superficie requerida para mover un fluido una velocidad de corte dada. El esfuerzo cortante se mide en viscosímetros de campos petroleros por la deflexión del dial del medidor a una velocidad de corte. La lectura específica del dial es generalmente denotada por θ . <i>Ejemplo: $\theta 300$ describe la deflexión del dial a 300 rpm en el viscosímetro rotativo.</i>

(continúa en la página siguiente)



Término reológico	Símbolo	Unidad(es)	Definición
Velocidad de corte		rpm	La velocidad de rotación en un viscosímetro estándar de campo petrolero en el cual es medido el esfuerzo cortante.
Viscosidad	μ	centipoise cP Pa-seg	Esfuerzo cortante de un fluido dividido por el correspondiente índice de corte, o $\mu = \tau/\dot{\gamma}$. La viscosidad del fluido se puede medir en un punto determinado o sobre una amplia escala de mediciones de esfuerzo cortante/índice de corte.
Viscosidad efectiva	μ_e	cP Pa-seg	La viscosidad usada para describir el fluido que fluye a través de una geometría particular; al cambiar las geometrías del pozo, también cambia μ_e .
Punto cedente	PC τ_y	lb/100 ft ² Pa	La fuerza requerida para iniciar el flujo; el valor calculado del esfuerzo cortante del fluido cuando el reograma es extrapolado al eje de las y en $\dot{\gamma} = 0 \text{ seg}^{-1}$. <i>Nota: El PC punto cedente es una medida independiente del tiempo y generalmente está asociado con el modelo de Bingham.</i>
Esfuerzo cedente	τ_0	lb/100 pies ² Pa	La fuerza requerida para iniciar el flujo; el valor calculado del esfuerzo cortante del fluido cuando el reograma es extrapolado al eje de las y en $\dot{\gamma} = 0 \text{ seg}^{-1}$. <i>Nota: El esfuerzo cedente es una medida independiente del tiempo que generalmente se denota en el modelo de Herschel-Bulkley (punto cedente-ley de la potencia [MHB]) como τ_0 y en el modelo de Bingham como PC. Se lo puede considerar también como una resistencia del gel en tiempo cero.</i>
Resistencias del gel	none	lb/100 pies ² Pa	Mediciones del esfuerzo cortante de un fluido dependientes del tiempo bajo condiciones estáticas. Las resistencias del gel son medidas comúnmente después de intervalos de 10 segundos, 10 minutos, y 30 minutos, pero pueden ser medidas para cualquier espacio de tiempo deseado.

(continúa en la página siguiente)

Término reológico	Símbolo	Unidad(es)	Definición
Viscosidad plástica	VP	cP Pa·seg	La contribución a la viscosidad del fluido de un fluido bajo condiciones dinámicas de flujo. La viscosidad plástica está generalmente relacionada con el tamaño, forma y número de las partículas de un fluido en movimiento. VP se calcula usando esfuerzos cortantes medidos a $\theta 600$ y $\theta 300$ en el viscosímetro FANN 35.
Índice de flujo	n	ninguna	La relación numérica entre el esfuerzo cortante y la velocidad de corte de un fluido en un gráfico "log/log". Este valor describe el grado de comportamiento adelgazante por corte de un fluido.
Índice de consistencia	K	(eq) cP Pa·seg ⁿ lb/100 pies ² ·seg ⁿ	La viscosidad de un fluido que fluye, de idéntico concepto que VP. <i>Nota: Los efectos viscosos atribuidos al esfuerzo cortante de un fluido no son parte del índice de consistencia, puesto que este parámetro describe solamente el flujo dinámico.</i>

Tabla 9-1: Términos reológicos. Estos términos son útiles para comprender fórmulas y cálculos reológicos.



Regímenes de flujo

Hay tres tipos básicos de regímenes de flujo, que son:

- Laminar
- Turbulento
- Transición

El flujo laminar tiene lugar entre bajas y moderadas velocidades de corte en que las capas de fluido pasan unas junto a otras en forma ordenada. Este movimiento es paralelo a las paredes del cauce a través del cual se mueve el fluido. La fricción entre el fluido y las paredes del canal es menor en este tipo de flujo. Los parámetros reológicos del lodo son importantes para el cálculo de las pérdidas de presión por fricción en lodos de flujo laminar.

El flujo turbulento se produce a altos índices de cizallamiento, cuando el fluido se mueve en forma caótica. En flujo turbulento las partículas son arrastradas por giros al azar y remolinos de corriente. La fricción entre el fluido y las paredes del canal es mayor para este tipo de flujo. Los parámetros reológicos no son de gran significación en el cálculo de las pérdidas de presión friccional para lodos en flujo turbulento.

Tiene lugar flujo transicional cuando el flujo cambia de flujo laminar a flujo turbulento o viceversa. La velocidad crítica de un fluido es la velocidad particular a la cual el flujo cambia de laminar a turbulento o viceversa.

Tipos de fluido

Hay dos tipos básicos de fluidos, Newtoniano y no Newtoniano. Se han desarrollado modelos reológicos e hidráulicos para caracterizar el comportamiento del flujo de estos dos tipos de fluidos.

Los fluidos newtonianos tienen una viscosidad constante a determinadas condiciones de temperatura y presión. Los fluidos newtonianos comunes incluyen:

- Diésel
- Agua
- Glicerina
- Salmueras claras

Los fluidos no newtonianos tienen viscosidades que dependen de velocidades de corte medidas para determinadas condiciones de temperatura y presión. Ejemplos de fluidos no newtonianos incluyen:

- La mayoría de los fluidos de perforación
- El cemento

Modelos reológicos

Los modelos reológicos ayudan a predecir el comportamiento de los fluidos sobre una amplia escala de velocidades de corte. La mayoría de los fluidos de perforación son fluidos pseudoplásticos no newtonianos. Los más importantes modelos reológicos aplicables a ellos son:

- Modelo de Bingham
- Modelo de la ley de la potencia



- Modelo de Herschel-Bulkley (punto cedente-ley de la potencia [MHB])

La Figura 9-1 ilustra perfiles reológicos típicos para fluidos plásticos tipo Bingham, fluidos de ley de la potencia, y fluidos newtonianos. Se incluye también un perfil reológico típico de fluido de perforación para demostrar que estos modelos reológicos no caracterizan muy bien a los fluidos de perforación no newtonianos. El modelo de Herschel-Bulkley (punto cedente-ley de la potencia [MHB]) es el modelo más exacto para predecir el comportamiento reológico de los fluidos de perforación comunes.

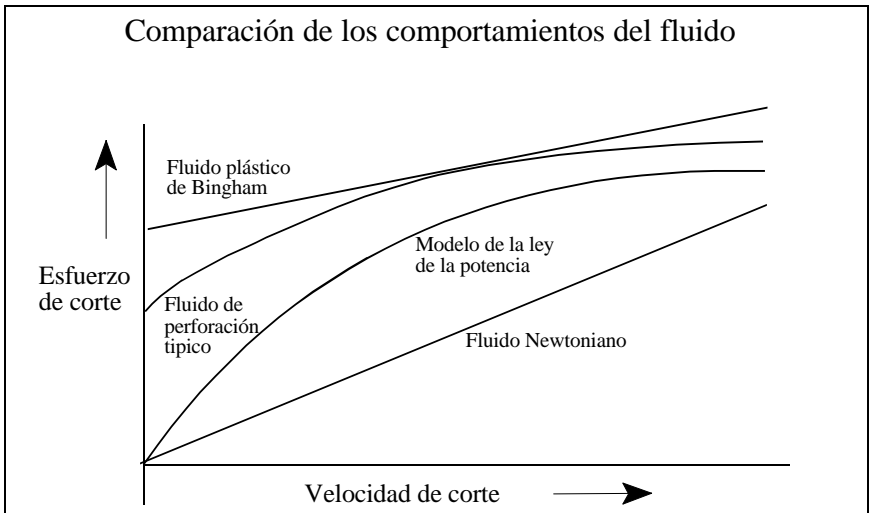


Figura 9-1: Comparación de los comportamientos del fluido. Este gráfico muestra que los modelos de fluido de Bingham, ley de la potencia y newtoniano no predicen el mismo comportamiento que un fluido de perforación típico.

Modelo de Bingham

El modelo de Bingham describe el flujo laminar por medio de la ecuación siguiente:

$$\tau = PC + (VP \times \gamma)$$

Donde

τ es el esfuerzo de corte medido en lb/100 pies²

PC es el punto cedente en lb/100 pies²

VP es la viscosidad plástica en cP

γ es la velocidad de corte en seg⁻¹

Las normas corrientes de API requieren que el cálculo de PC y VP se haga usando las ecuaciones siguientes:

$$VP = \theta 600 - \theta 300$$

$$PC = \theta 300 - VP, \text{ o}$$

$$PC = (2 \times \theta 300) - \theta 600$$

Debido a que el modelo asume comportamiento verdaderamente plástico, el índice de flujo de un fluido que concuerde con este modelo debe tener $n = 1$. Lamentablemente, no es frecuente que esto ocurra y el modelo por lo común predice en exceso los esfuerzos de punto cedente (esfuerzo de corte a una velocidad de corte cero) en un 40 a 90 por ciento. Un método rápido y fácil para calcular esfuerzos de punto cedente más realistas consiste en suponer que el fluido muestra comportamiento verdaderamente plástico únicamente en la escala de bajo índice de cizallamiento. Se puede calcular un punto cedente de baja velocidad de corte (LSR PC) usando la siguiente ecuación:

$$LSR \text{ } PC = (2 \times \theta 3) - \theta 6$$

Este cálculo produce un valor del esfuerzo de punto cedente próximo al que producen otros modelos más



complicados y se puede usar cuando el requerido algoritmo de computadora no esté disponible.

Modelo de la ley de la potencia

El modelo de la ley de potencia describe el comportamiento reológico del fluido usando la siguiente ecuación:

$$\tau = K \times \gamma^n$$

Este modelo describe el comportamiento reológico de fluidos de perforación base polímero que no presentan esfuerzo de punto cedente (p.ej., salmueras claras viscosificadas). Algunos fluidos viscosificados con biopolímeros se pueden describir también por comportamiento de la ley de la potencia.

Las ecuaciones generales para calcular el índice de flujo y el índice de consistencia de un fluido son:

$$n = \frac{\log(\tau_2/\tau_1)}{\log(\gamma_2/\gamma_1)}$$

$$K = \frac{\tau_2}{\gamma_2^n}$$

Donde

τ es el esfuerzo de corte calculado en lb/100 pies²

τ_2 es el esfuerzo de corte a una velocidad de corte más alta

τ_1 es el esfuerzo de corte a una velocidad de corte más baja

n es el índice de flujo

γ es la velocidad de corte en seg⁻¹

γ_2 es la velocidad de corte más alta

γ_1 es la velocidad de corte más baja

K es el índice de consistencia

Ejemplo

Usando los esfuerzos de corte medidos a velocidades de corte iguales a $\theta 600$ y $\theta 300$, las ecuaciones generales resultan:

$$n = \frac{\log\left[\frac{\theta 600}{\theta 300}\right]}{\log\left[\frac{600}{300}\right]}$$

ó:

$$n = 3.32 \times \log\left[\frac{\theta 600}{\theta 300}\right]$$

$$K = \frac{511 \times \theta 300}{511^n} \text{ (en eq cP) o}$$

$$K = \frac{511 \times \theta 600}{1022^n} \text{ (en eq cP)}$$

Nota: El modelo de la ley de potencia puede producir valores de n y K que difieren mucho. Los resultados dependen de los pares de datos para esfuerzo y velocidad de corte usados en los cálculos.

Modelo de Herschel-Bulkley (punto cedente-ley de la potencia modificada [MHB])

Debido a que la mayoría de los fluidos de perforación presentan esfuerzo cortante, el modelo de Herschel-Bulkley (punto cedente-ley de la potencia modificada [MHB]) describe el comportamiento reológico de los lodos de perforación con mayor exactitud que ningún otro modelo. El modelo MHB usa la siguiente ecuación para describir el comportamiento de un fluido:



$$\tau = \tau_0 + (K \times \gamma^n)$$

Donde

τ es el esfuerzo de corte medido en lb/100 pies²

τ_0 es el esfuerzo de punto cedente del fluido (esfuerzo de corte a velocidad de corte cero) en lb/100 pies²

K es el índice de consistencia del fluido en cP ó
lb/100 pies² segⁿ

n es el índice de flujo del fluido

γ es la velocidad de corte en seg⁻¹

Los valores de K y n en el modelo MHB son calculados de manera diferente que sus contrapartes en el modelo de la ley de la potencia. El modelo MHB se reduce al modelo de Bingham cuando $n = 1$ y se reduce al modelo de la ley de la potencia cuando $\tau_0 = 0$. Una ventaja evidente que tiene el modelo MHB sobre el modelo de la ley de la potencia es que, de un conjunto de datos metidos, se calcula un solo valor para n y un solo valor para K .

Nota: El modelo MHB requiere:

- *Un algoritmo de computadora para obtener soluciones.*
- *Un mínimo de tres mediciones de esfuerzo cortante e índice de cizallamiento para la solución. La precisión del modelo es mayor cuando se introducen más datos adicionales.*

$$\text{lb/100 pies}^2 \text{ seg}^{-n} = \frac{\text{eq cP}}{478.8}$$

Términos usados en los cálculos de hidráulica de fluidos

Se usan ecuaciones matemáticas para predecir el comportamiento de los fluidos de perforación que circulan a través de las tuberías y espacios anulares. Las velocidades y caídas de presión encontradas durante la circulación son de particular importancia para las operaciones de perforación. Varios importantes términos usados en cálculos de hidráulica se definen debajo.

Número de Reynolds (N_{Re})

Un término numérico adimensional decide si un fluido circulante estará en flujo laminar o turbulento. A menudo un número de Reynolds mayor de 2,100 marcará el comienzo de flujo turbulento, pero no siempre es así.

Número crítico de Reynolds (N_{Rec})

Este valor corresponde al número de Reynolds al cual el flujo laminar se convierte en flujo turbulento.

Factor de fricción (f)

Este término adimensional es definido para fluidos de la ley de la potencia en flujo turbulento y relaciona el número de fluido de Reynolds con un factor de “aspereza” de la tubería. La Figura 9-2 muestra la relación entre el número de Reynolds y el factor de fricción para flujo laminar ($N_{Re} < 2,100$), y de diversos



valores de n para fluidos en flujo turbulento ($Re > 2,100$).

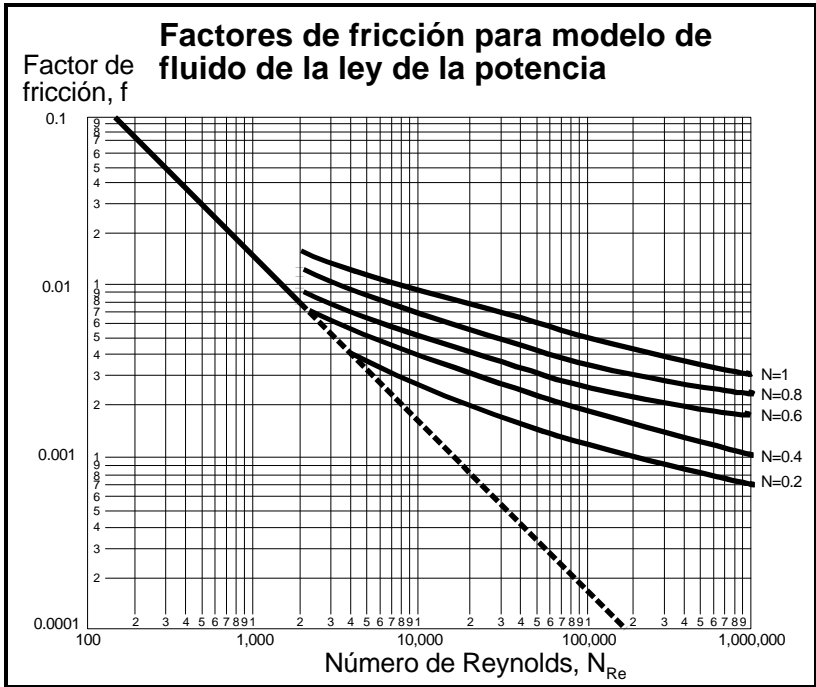


Figura 9-2: Factores de fricción para fluidos de la ley de la potencia. Este gráfico muestra los factores de fricción en función de los números de Reynolds para fluidos de la ley de la potencia que tienen diferentes valores de n .

Número de Hedstrom (N_{He})

Este término adimensional predice el comienzo de flujo turbulento para fluidos que siguen el modelo de Bingham. Se correlaciona con el número crítico de Reynolds (N_{Rec}), tal como indica la Figura 9-3.

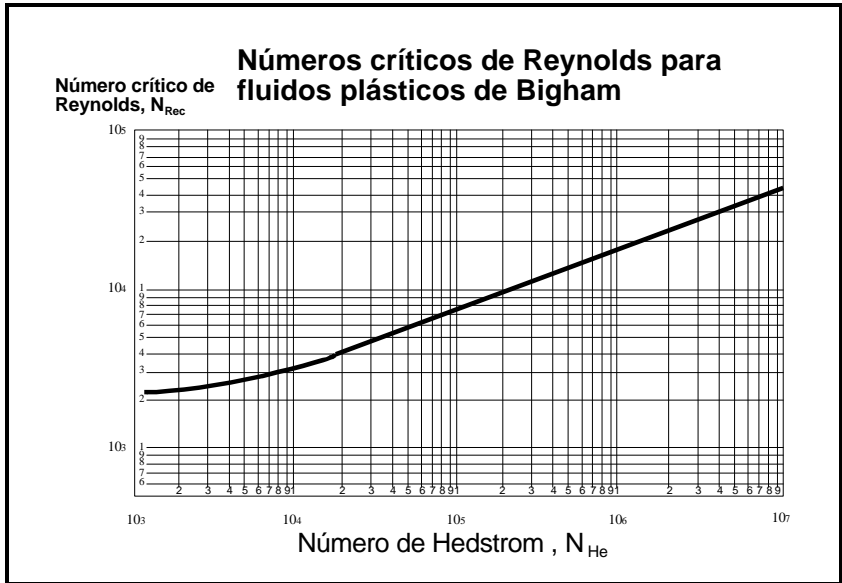


Figura 9-3: Números críticos de Reynolds para fluidos plásticos de Bingham. Este gráfico muestra los números de Hedstrom en función de los números de Reynolds para fluidos plásticos de Bingham.

Viscosidad efectiva (μ_e)

Este término describe la viscosidad del fluido que fluye a través de una geometría particular. Es diferente de la viscosidad determinada con el viscosímetro porque las geometrías o espacios entre paredes han cambiado. De manera similar, el fluido que fluye dentro del tubo de perforación y en el espacio anular tendrán distintas viscosidades efectivas. Los fluidos de la ley de la potencia tendrán entonces distintos índices de flujo (n_p y n_a) y distintos índices de consistencia (K_p and K_a) en comparación con los valores de n y K calculados con viscosímetro $\theta 600$ y $\theta 300$.

Caída de presión ($\Delta P/\Delta L$)

Cuando los fluidos circulan a través de un tubo o espacio anular se desarrollan fuerzas de fricción. Como resultado, se disipa energía del fluido. Estas fuerzas friccionales se conocen como caídas de presión, y comúnmente se designan en forma de presión por longitud unitaria. Cuanto más largo sea un tubo o espacio anular, tanto mayor será la caída de presión. Los factores que pueden afectar la magnitud de la caída de presión incluyen:

- Longitud
- Índice de flujo (régimen de flujo de tipo laminar o turbulento)
- Propiedades reológicas del fluido
- Excentricidad del tubo
- Geometría del tubo/espacio anular
- Aspereza del tubo, etc.

Excentricidad (ϵ)

Este término adimensional se refiere a la posición de un tubo dentro de otro tubo. En el campo petrolero generalmente se refiere a la posición del tubo de perforación en un espacio anular. Cuando el tubo de perforación se encuentra justo en el medio del espacio anular, la posición del tubo de perforación es concéntrica y el factor de excentricidad es 0. Ver la Figura 9-4 (a).

Al moverse el tubo de perforación hacia un lado del espacio anular, el tubo de perforación se vuelve cada vez más excéntrico. Si los costados del tubo de perforación hacen contacto con la pared del espacio anular, el tubo de perforación estará completamente excéntrico y el factor de excentricidad será igual a 1.0. Ver la Figura 9-4 (b).

Excentricidades de un tubo en un espacio anular

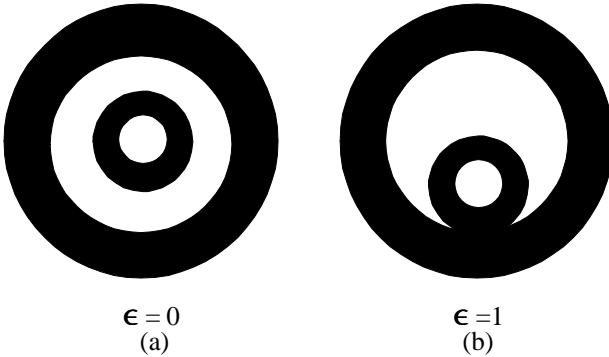


Figura 9-4: Excentricidades de un tubo en un espacio anular. Al moverse el tubo de perforación hacia un lado del espacio anular, el tubo de perforación se torna cada vez más excéntrico.

En pozos de gran ángulo u horizontales, el tubo de perforación se encuentra generalmente en el lado bajo del pozo y su factor de excentricidad es de $1 > \epsilon > 0$. Si el tubo de perforación se encuentra en el lado alto del pozo, su factor de excentricidad es negativo $0 > \epsilon > -1$. La excentricidad del tubo de perforación puede afectar las caídas de presión en el espacio anular por reducción de las fuerzas friccionales de flujo del fluido. Un tubo de perforación perfectamente concéntrico en un espacio anular tiene las máximas caídas de presión.

Ecuaciones usadas en hidráulica de fluidos

Las ecuaciones de la hidráulica de fluidos han sido construidas usando parámetros reológicos de los modelos de Bingham y de la ley de la potencia. Típicamente, los cálculos de caída de presión para situaciones de flujo laminar efectuados usando los parámetros del modelo de Bingham dan predicciones excesivas de las caídas de presión reales, mientras que los efectuados usando parámetros del modelo de la ley de la potencia hacen predicciones menores de las caídas reales de presión. Los errores en el cálculo de caídas de presión pueden producir nuevos errores en otros cálculos, tales como la densidad equivalente de circulación (DEC).

Las ecuaciones hidráulicas han sido escritas usando el modelo MHB y sus soluciones se pueden calcular usando los programas de computadora. Debido a que el modelo MHB predice mejor el comportamiento reológico de fluidos de perforación a bajas velocidadesde corte, resultan valores más exactos de caídas de presión en flujo laminar, DECs, etc.

Información sobre bombas y circulación

Caudal de la bomba por embolada

Bomba Duplex (bbl/carrera):

$$\text{Caudal bomba} = \frac{\text{eficiencia}}{100} \times \frac{(2 \text{ camisa}^2 - \text{diám. vástago}^2) \times \text{embolada}}{6176.4}$$

Bomba Triplex (bbl/carrera):

$$\text{Caudal bomba} = \frac{\text{eficiencia}}{100} \times \frac{\text{camisa}^2 \times \text{embolada}}{4117.6}$$

Donde

- *Eficiencia* es el porcentaje de eficiencia volumétrica
- *Camisa* es el diámetro de la camisa de la bomba en pulgadas
- *Carrera* es el largo de carrera de la bomba en pulgadas

Caudal de la bomba

Caudal bomba, bbl/min (PO_{BPM}) =

caudal bomba (bbl/emb.) \times emboladas por minuto

Caudal bomba, gal/min (PO_{GPM}) = $PO_{BPM} \times 42$

Velocidad anular

Velocidad anular (V_a), pies/min:

$$V_a = \frac{1029.4 \times PO_{BPM}}{ID_{HOLE}^2 - OD_{DP}^2}$$

Donde

- PO_{BPM} es el caudal de la bomba en barriles por minuto
- ID_{HOLE} es el diámetro del pozo o el diámetro interior de la tubería de revestimiento en pulgadas
- OD_{DP} es el diámetro exterior de la tubería de perforación en pulgadas

Volúmenes

Capacidad de la tubería de perforación o portamechas

$$C_i = ID_{DP}^2 \times 0.00097144 \times L_i$$

Donde

- C_i es la capacidad de intervalo de la tubería de perforación o portamechas en barriles



- ID_{DP} es el diámetro interior de la tubería de perforación o portamechas en pulgadas
- L_i es la longitud del intervalo en pies

Desplazamiento del intervalo de la tubería de perforación o portamechas

$$D_I = (OD_{DP}^2 - ID_{DP}^2) \times 0.00097144 \times L_i$$

Donde

- D_I es el desplazamiento de intervalo de la tubería de perforación o portamechas en barriles
- ID_{DP} es el diámetro interior de la tubería de perforación o portamechas en pulgadas
- L_i es la longitud del intervalo en pies

Volumen anular

$$V_{Ann_1} = (ID_{HOLE}^2 \times 0.00097144 \times L_i) - C_I - D_I$$

Donde

- C_I es la capacidad de intervalo de la tubería de perforación o portamechas en barriles
- D_I es el desplazamiento de intervalo de la tubería de perforación o portamechas en barriles
- V_{Ann_1} es el volumen anular del intervalo en barriles
- ID_{HOLE} es el diámetro del pozo o el diámetro interior de la tubería de revestimiento en pulgadas
- L_i es la longitud del intervalo en pies

$$V_{hole_1} = V_{Ann_1} + C_I$$

- El volumen de fluido en el pozo es la suma del volumen en el espacio anular y el volumen del fluido dentro de la tubería de perforación

Tiempos de circulación

$$BU \text{ (min)} = \frac{V_{Ann_Total}}{PO_{BPM}}$$

Donde

- BU es el tiempo desde el fondo en minutos
- PO_{BPM} es el caudal de la bomba en barriles por minuto
- V_{Ann_Total} es el volumen anular total en barriles

$$TCT \text{ (min)} = \frac{V_{Ann_Total} + C_T + V_{Pits}}{PO_{BPM}}$$

Donde

- TCT es el tiempo total de circulación en minutos
- PO_{BPM} es el caudal de la bomba en bbl/min
- V_{Ann_Total} es el volumen anular total en barriles
- C_T es la capacidad total de la tubería de perforación y los collares de perforación en barriles
- V_{Pits} es el volumen total circulado de los tanques en barriles

Hidráulica de barrenas**Area de la tobera**

$$A_N \text{ (in}^2\text{)} = \sum_{i=1}^n (Jet_i^2) \times 0.000767$$

Velocidad en la tobera

$$V_N \text{ (ft/sec)} = \frac{PO_{GPM} \times 0.32}{A_N}$$

Caída de presión en la barrena

$$PD_{Bit} \text{ (psi)} = \frac{V_N^2 \times r}{1120}$$



Caballaje hidráulico en la barrena

$$\text{HHP}_{\text{Bit}} \text{ (hp)} = \frac{\text{PD}_{\text{Bit}} \times \text{PO}_{\text{GPM}}}{1714}$$

Caballaje hidráulico en la barrena por unidad de área de barrena

$$\text{HHP/area} = \frac{\text{HHP}_{\text{Bit}}}{A_{\text{Bit}}}$$

Porcentaje de caída de presión en la barrena

$$\frac{\text{PD}_{\text{Bit}}}{\text{Press}_{\text{Pump}}} \times 100$$

Fuerza de impacto la tobera

$$\text{Imp}_{\text{Bit}} \text{ (lbf)} = \frac{V_N \times \text{PO}_{\text{GPM}} \times r \rho}{1932}$$

Donde

- ρ es la densidad del lodo en lb/gal
- $\text{Press}_{\text{Pump}}$ es la presión de la bomba en psig
- PO_{GPM} es el caudal de la bomba en gal/min
- Jet_i es el diámetro de la tobera en fracciones de 1/32 de pulgada
- A_{Bit} es el área de la barrena
- A_N es el área total de la tobera en pulg²
- V_N es la velocidad en la tobera en pies/seg
- PD_{Bit} es la caída de presión en la barrena en psi

Cálculos para flujo laminar y turbulento

Existen muchos juegos de ecuaciones para parámetros hidráulicos usando los modelos de Bingham y de la ley de la potencia. Dos juegos de ecuaciones usados comúnmente incluyen los que fueron sancionados por el American Petroleum Institute (API) y los que aparecen en el libro de texto SPE *Applied Drilling*

Engineering. Ambos juegos de ecuaciones son válidos para comportamiento de fluidos en flujo laminar y turbulento; las ecuaciones difieren solamente en el enfoque para la solución de problemas. Las secciones siguientes describen los modelos de Bingham, la ley de la potencia, y el de Herschel-Bulkley (punto cedente- ley de la potencia [MHB]); explica los términos usados en cálculos de hidráulica de fluidos; y dan ecuaciones para calcular hidráulica de fluidos.

Métodos para fluidos de Herschel-Bulkley (punto cedente-ley de la potencia modificada [MHB])

Los cálculos hidráulicos para fluidos de Herschel-Bulkley (punto cedente-ley de la potencia modificada [MHB]) no pueden ser resueltos por ecuaciones simples. Para soluciones rápidas, consulte los programas de hidráulica de Baroid usando software DFG+. Hay disponibles versiones DOS y Windows de este programa.

Derivando lecturas del dial

Las lecturas de 600 y 300 rpm se pueden retrocalcular a partir de los valores de viscosidad plástica y punto cedente, como se muestra a continuación:

$$\theta_{300} = \text{Viscosidad plástica} + \text{punto cedente}$$

$$\theta_{600} = \text{Punto cedente} + \theta_{300}$$

$$\theta_3 = \text{Gel de 10 segundos (usando un viscosímetro de accionamiento manual)}$$

$$\theta_3 = \theta_3 \text{ (usando un viscosímetro FANN de 6-velocidades)}$$



Métodos API (Junio 1995) para fluidos de la ley de la potencia

Viscosidad plástica, punto cedente, n y K

Los valores de alta velocidad de corte n y K se pueden retrocalcular en base a las lecturas de 600 y 300 rpm y se usan para cálculos del interior de la tubería de perforación.

$$n_p = 3.32 \times \log\left(\frac{\theta_{600}}{\theta_{300}}\right)$$

$$K_p = \frac{511 \times \theta_{300}}{511^{n_p}}$$

Los valores de baja velocidad de corte n y K se pueden retrocalcular en base a las lecturas de 100 y 3 rpm y se usan para cálculos dentro del espacio anular.

$$n_a = 0.657 \times \log\left(\frac{\theta_{100}}{\theta_3}\right)$$

$$K_a = \frac{511 \times \theta_3}{5.11^{n_a}}$$

Donde

- K_a es el índice de consistencia en el espacio anular en eq cP
- K_p es el índice de consistencia en la tubería de perforación en eq cP
- n_a es el índice de flujo en el espacio anular
- n_p es el índice de flujo en la tubería de perforación

Velocidad del fluido

Dentro de la tubería
de perforación (pies/seg) = $V_p = \frac{0.408 \times PO_{GPM}}{ID_{DP}^2}$

En esp.anular(pies/seg) = $V_a = \frac{0.408 \times PO_{GPM}}{ID_{HOLE}^2 - OD_{DP}^2}$

Donde

- ID_{DP} es el diámetro interior de la tubería de perforación o portamechas en pulgadas
- ID_{HOLE} es el diámetro del pozo o el diámetro interior de la tubería de revestimiento en pulgadas
- OD_{DP} es el diámetro exterior de la tubería de perforación o del portamechas en pulgadas
- PO_{GPM} es el caudal de la bomba en gal/min
- V_a es la velocidad promedio del lodo dentro del espacio anular en pies/seg
- V_p es la velocidad promedio del lodo dentro de la tubería de perforación en pies/ seg

Ley de la potencia para cada intervalo hidráulico

Diám. Efectivo dentro de la tub. de perf. (D_{eff})

$$D_{eff} = ID_{DP}$$

Diám. Efectivo en el espacio anular (D_{eff})

$$D_{eff} = ID_{HOLE} - OD_{DP}$$

Viscosidad efectiva (μ_{ep}) dentro tub. de perf., cP

$$\mu_{ep} = 100 K_p \left(\frac{96 V_p}{ID_{DP}} \right)^{n_p - 1} \left(\frac{3n_p + 1}{4n_p} \right)^{n_p}$$

Viscosidad efectiva en el esp. anular (μ_{ea}), cP

$$\mu_{ea} = 100 K_a \left(\frac{144 V_a}{ID_{HOLE} - OD_{DP}} \right)^{n_a - 1} \left(\frac{2n_a + 1}{3n_a} \right)^{n_a}$$



Número de Reynolds (N_{Re})

$$N_{Re} = \frac{928 \times D_{eff} \times V \times r_{mud}}{\mu_e}$$

Donde

- D_{eff} es el diámetro efectivo del pozo en pulgadas
- ID_{DP} es el diámetro interior de la tubería de perforación o portamechas en pulgadas
- ID_{HOLE} es el diámetro del pozo o diámetro interior de la tubería de revestimiento en pulgadas
- n_a es el índice de flujo en el espacio anular
- n_p es el índice de flujo en la tubería de perforación
- OD_{DP} es el diámetro exterior de la tubería de perforación o portamechas en pulgadas
- μ_e es la viscosidad efectiva del líquido
- ρ_{mud} es la densidad del lodo en lb/gal
- V es ya sea V_a para el interior del espacio anular o bien V_p para el interior de la tubería de perforación
- V_a es la velocidad promedio del lodo dentro del espacio anular en pies/seg
- V_p es la velocidad promedio del lodo dentro de la tubería de perforación en pies/seg

Factor de fricción (f)

Si el número de Reynolds es mayor de 2100 el flujo es turbulento y el factor de fricción es:

$$f = \frac{a}{(N_{Re})^b} \quad \text{Donde } a = \frac{\log n + 3.93}{50} \quad b = \frac{1.75 - \log n}{7}$$

Si el número de Reynolds es menor de 2100 el flujo es laminar y el factor de fricción es:

$$f = \frac{16}{N_{Re}}$$

Pérdida de presión en el intervalo (PD_i), psi

$$PD_i = \frac{f \times V^2 \times r_{mud}}{25.81 \times D_{eff}} \times L$$

Donde

- D_{eff} es el diámetro efectivo del pozo en pulgadas
- f es el factor de fricción
- ρ es la densidad del lodo en lb/gal
- V es ya sea V_a para el interior del espacio anular o bien V_p para el interior de la tubería de perforación

Métodos SPE para fluidos de la ley de la potencia

Ley de la potencia dentro de la tubería de perforación para cada intervalo hidráulico

Velocidad promedio dentro tub. de perforación (V_p)

$$V_p \text{ (ft/sec)} = \frac{0.408 \times PO_{GPM}}{ID_{DP}^2}$$

Donde

- ID_{DP} es el diámetro interior de la tubería de perforación o portamechas en pulgadas
- PO_{GPM} es el caudal de la bomba en gal/min
- V_p es la velocidad promedio del lodo en la tubería de perforación en pies/seg

Determinar si el flujo es laminar o turbulento

1. Determinar N_{Rec} en la Figura 9-2 usando los valores mínimos de N_{Re} que hacen intersección con la línea recta para un valor dado de n o $N_{Rec} = 2100$.
2. Calcular N_{Rep} .

$$N_{Rep} = \frac{89,100 \times r_{mud} \times V_p^{2-n_p}}{K_p} \left(\frac{0.0416 ID_{DP}}{3 + 1/n_p} \right)^{n_p}$$

3. Si $N_{Rep} < N_{Rec}$, el flujo es laminar. Si $N_{Rep} \geq N_{Rec}$, el flujo es turbulento.



Donde

- ID_{DP} es el diámetro interior de la tubería de perforación o portamechas en pulgadas
- K_p es el índice de consistencia en la tubería de perforación, eq cP
- ρ_{mud} es la densidad del lodo en lb/gal
- n_p es el índice de flujo dentro de la tubería de perforación

Caída de presión en flujo turbulento

Luego, la caída de presión (PD_p) dentro de la tubería de perforación es:

$$PD_p = \frac{f_p \times \rho_{mud} \times V_p^2}{25.8 ID_{DP}} \times L$$

Donde

- ID_{DP} es el diámetro interior de la tubería de perforación o portamechas en pulgadas
- f_p es el factor de fricción dentro de la tubería de perforación
- L es la longitud de la tubería de perforación en pies
- ρ_{mud} es la densidad del lodo en lb/gal
- V_p es la velocidad promedio del lodo dentro de la tubería de perforación en pies/seg

Caída de presión en flujo laminar

Luego, la caída de presión dentro de la tubería de perforación es:

$$PD_p = \frac{K_p \times V_p^{n_p} \left(\frac{3 + 1/n_p}{0.0416} \right)^{n_p}}{144,000 ID_{DP}^{(1 + n_p)}} \times L$$

Donde

- ID_{DP} es el diámetro interior de la tubería de perforación o portamechas en pulgadas
- K_p es el índice de consistencia en la tubería de perforación en eq cP
- n_p es el índice de flujo n dentro de la tubería de perforación
- V_p es la velocidad promedio del lodo dentro de la tubería de perforación en pies/seg

Ley de la Potencia en el espacio anular para cada intervalo hidráulico

Determinar la velocidad promedio en el espacio anular (V_a)

$$V_a \text{ (ft/sec)} = \frac{0.408 \times PO_{GPM}}{ID_{HOLE}^2 - OD_{DP}^2}$$

Determinar si el flujo es laminar o turbulento

1. Determinar N_{Rec} en la Figura 9-2 usando los valores mínimos de N_{Re} que hacen intersección con la línea recta para un valor dado de n or $N_{Rec} = 2100$.
2. Calcular N_{Rea} .

$$N_{Rea} = \frac{109,100 \times r_{mud} \times V_a^{2-n_a}}{K_a} \left(\frac{0.0208 (ID_{HOLE} - OD_{DP})}{2 + 1/n_a} \right)^{n_a}$$

3. Si $N_{Rea} < N_{Rec}$, el flujo es laminar. Si $N_{Rea} \geq N_{Rec}$, el flujo es turbulento.

Caída de presión en flujo turbulento

Luego, la caída de presión en el espacio anular es:



$$PD_a = \frac{f_a \times r_{mud} \times V_a^2}{21.1 (ID_{HOLE} - OD_{DP})} \times L$$

Donde

- K_a es el índice de consistencia en el espacio anular en eq cP
- f_a es el factor de fricción dentro
- L es la longitud del espacio anular en pies
- n_a es el índice de flujo en el espacio anular
- ρ_{mud} es la densidad del lodo en lb/gal
- ID_{HOLE} es el diámetro del pozo o el diámetro interior de la tubería de revestimiento en pulgadas
- OD_{DP} es el diámetro exterior de la tubería de perforación o portamechas en pulgadas
- PO_{GPM} es el caudal de la bomba en gal/min
- V_a es la velocidad promedio del lodo dentro del espacio anular en pies/seg

Caída de presión en flujo laminar

Luego, la caída de presión en el espacio anular es:

$$PD_a = \frac{K \times V_a^{n_a} \left(\frac{2 + 1/n_a}{0.0208} \right)^{n_a}}{144,000 (ID_{HOLE} - OD_{DP})^{(1 + n_a)}} \times L$$

Métodos SPE para fluidos plásticos según Bingham

Plásticos de Bingham dentro de la tubería de perforación para cada intervalo hidráulico

Determinar la velocidad promedio dentro de la tubería de perforación (V_p)

$$V_p \text{ (ft/sec)} = \frac{0.408 \times PO_{GPM}}{ID_{DP}^2}$$

Determinar si el flujo es laminar o turbulento

1. Calcular el número de Hedstrom en la tubería de perforación.

$$N_{\text{Hep}} = \frac{37,000 \times r_{\rho_{\text{mud}}} \times YP \times ID_{\text{DP}}^2}{PV^2}$$

2. Determinar N_{Rec} en la Figura 9-3 usando el número de Hedstrom calculado.
3. Calcular N_{Rep} .

$$N_{\text{Rep}} = \frac{928 \times r_{\rho_{\text{mud}}} \times V_p \times ID_{\text{DP}}}{PV}$$

4. Si $N_{\text{Rep}} < N_{\text{Rec}}$, el flujo es laminar. Si $N_{\text{Rep}} \geq N_{\text{Rec}}$, el flujo es turbulento.

Caída de presión en flujo turbulento

Luego, la caída de presión dentro de la tubería de perforación es:

$$PD_p = \frac{\rho^{0.75} \times V_p^{1.75} \times PV^{0.25}}{1800 \times ID_{\text{DP}}^{1.25}} \times L$$

Donde

- L es la longitud de la tubería de perforación en pies
- ρ_{mud} es la densidad del lodo en lb/gal
- ID_{DP} es el diámetro interior de la tubería de perforación o portamechas en pulgadas
- PO_{GPM} es el caudal de la bomba en gal/min
- V_p es la velocidad promedio del lodo dentro de la tubería de perforación en pies/seg
- VP es la viscosidad plástica en cP
- PC es el punto cedente en lb/100 pies²



Caída de presión en flujo laminar

Luego, la caída de presión dentro de la tubería de perforación es:

$$PD_p = \left(\frac{PV \times V_p}{1500 \times ID_{DP}^2} + \frac{YP}{225 \times ID_{DP}} \right) \times L$$

Plásticos tipo Bingham en el espacio anular para cada intervalo hidráulico

Determinar la velocidad promedio en el espacio anular (V_a)

$$V_a \text{ (ft/sec)} = \frac{0.408 \times PO_{GPM}}{ID_{HOLE}^2 - OD_{DP}^2}$$

Determinar si el flujo es laminar o turbulento

1. Calcular el número de Hedstrom en el espacio anular.

$$N_{Hea} = \frac{24,700 \times r_{\rho_{flud}} \times YP \times (ID_{HOLE} - OD_{DP})^2}{PV^2}$$

2. Determinar N_{Rec} en la Figure 9-3 usando el número de Hedstrom calculado.
3. Calcular N_{Rea} .

$$N_{Rea} = \frac{757 \times r_{\rho_{flud}} \times V_a \times (ID_{HOLE} - OD_{DP})}{PV}$$

4. Si $N_{Rea} < N_{Rec}$, el flujo es laminar. Si $N_{Rea} \geq N_{Rec}$, el flujo es turbulento.

Caída de presión en flujo turbulento

Luego, la caída de presión en el espacio anular es:

$$PD_a = \frac{\rho_{mud}^{0.75} \times V_a^{1.75} \times PV^{0.25}}{1396 \times (ID_{HOLE} - OD_{DP})^{1.25}} \times L$$

Caída de presión en flujo laminar

Luego, la caída de presión en el espacio anular es:

$$PD_a = \left(\frac{PV \times V_a}{1000(ID_{HOLE} - OD_{DP})^2} + \frac{YP}{200(ID_{HOLE} - OD_{DP})} \right) \times L$$

Donde

- VP es la viscosidad plástica en cP
- PC es el punto cedente en lb/100 ft²
- L es la longitud de la tubería de perforación en pies
- ρ_{mud} es la densidad del lodo en lb/gal
- OD_{DP} es el diámetro exterior de la tubería de perforación o portamechas en pulgadas
- PO_{GPM} es el caudal de la bomba en gal/min
- V_a es la velocidad promedio del lodo en el espacio anular en pies/seg
- V_p es la velocidad promedio del lodo dentro de la tubería de perforación en pies/seg
- ID_{DP} es el diámetro interior de la tubería de perforación o portamechas en pulgadas
- ID_{HOLE} es el diámetro del pozo o el diámetro interior de la tubería de revestimiento en pulgadas



Densidad equivalente de circulación

Se pueden usar las siguientes fórmulas para calcular la caída de presión (PD) y la densidad equivalente de circulación (ECD).

La suma de las caídas de presión por cada sección anular (independientemente del ángulo del pozo) es:

$$PD_a = \sum_{i=1}^n PD_i$$

La densidad equivalente de circulación (ECD) para cualquier pozo de sondeo vertical es:

$$ECD = \left[\frac{PD_a}{\sum_{i=1}^n L_i \times 0.052} \right] + \rho_{mud}$$

En pozos de sondeo desviados, debe tomarse en cuenta la PVV (profundidad vertical verdadera) al calcular valores de ECD. La anterior ecuación cambia entonces a:

$$ECD = \left[\frac{PD_a}{\sum_{i=1}^n LV_i \times 0.052} \right] + \rho_{mud}$$

Donde

- PD_a es la caída de presión en el espacio anular en psi
- n es el número de intervalos
- L_i es la longitud del intervalo en pies
- LV_i es la longitud vertical del intervalo en pies
- ρ_{mud} es la densidad del lodo en lb/gal

Cálculos de limpieza del pozo

Velocidad de deslizamiento de partículas Método de Chien (1994)

Los cálculos de velocidad de deslizamiento de partículas bajo condiciones laminares no se pueden resolver mediante una sola ecuación. Se requiere una rutina repetitiva de 5 pasos por tanteos. **Los programas de velocidad de deslizamiento de Baroid por computadora pueden resolver las ecuaciones en pocos segundos; el método se detalla a continuación.**

Cálculos de velocidad de deslizamiento

La ecuación general para calcular la velocidad de deslizamiento de partículas que caen es:

$$V_s = 12.0 \left(\frac{\mu_{eff}}{d \times \rho_f} \right) \left[\sqrt{1 + \left(7.27 \times d \times \left(\frac{\rho_p}{\rho_f} - 1 \right) \left(\frac{d \times \rho_f}{\mu_{eff}} \right)^2 \right)} - 1 \right]$$

Donde

- V_s es la velocidad de deslizamiento laminar de la partícula en cm/seg
- μ_{eff} es la viscosidad efectiva del fluido que la partícula experimenta mientras cae en equilibrio
- d es el diámetro promedio de partículas en cm
- ρ_f es la densidad del fluido de perforación en g/cm³
- ρ_p es la densidad de la partícula en g/cm³



Viscosidad efectiva del lodo durante deslizamiento de partículas

La variable de la ecuación anterior es μ_{eff} , que depende de la velocidad de corte del lodo que la partícula experimenta al caer. Las siguientes ecuaciones se usan para calcular μ_{eff} .

Modelo plástico de Bingham:
$$\mu_{\text{eff}} = \frac{\gamma_p}{\gamma} + PV$$

Modelo ley de la potencia:
$$\mu_{\text{eff}} = K\gamma^{n-1}$$

Modelo Herschel-Bulkley:
$$\mu_{\text{eff}} = \frac{\tau}{\gamma} + K\gamma^{n-1}$$

(Modelo punto cedente-ley de la potencia [MHB])

Donde

- VP es la viscosidad plástica en cP
- PC es el punto cedente en lb/100 pies²
- γ es la velocidad de corte en seg⁻¹
- γ_p es la velocidad de corte normalizada en seg⁻¹
- τ es el esfuerzo cortante calculado en lb/100 pies²

Velocidad de corte de partículas en deslizamiento

Determinar la velocidad de corte experimentada por la partícula que cae, partiendo de la velocidad de deslizamiento calculada:

$$\gamma_p = \frac{V_s}{d}$$

Donde

- V_s es la velocidad de deslizamiento de la partícula en cm/seg
- γ_p es la velocidad de corte normalizada en seg⁻¹

- d es el diámetro promedio de partículas en cm

Para hallar la velocidad de deslizamiento de partículas, siga estos pasos:

1. Presuponga la velocidad de corte experimentada por la partícula cuando cae.

Nota: Chien expresa que la mayoría de las partículas perforadas experimentan velocidades de corte de 50 seg^{-1} o menos.

2. Calcular μ_{eff} .
3. Usando μ_{eff} del Paso 2, hallar V_s .
4. Usando V_s del Paso 3, calcular γ_p .
5. Si γ_p en el Paso 4 está muy próximo a la velocidad de corte supuesta en el Paso 1, se ha obtenido la solución. Si γ_p no está próximo a la velocidad de corte, reducir el valor de la velocidad de corte supuesta y repetir los Pasos del 1 al 4.

Nota: A medida que el proceso repetitivo se va acercando a la solución, las diferencias entre γ_p del Paso 1 y el Paso 4 deben hacerse menores. Si las diferencias en cálculos sucesivos van en aumento, aumentar entonces los valores de la supuesta velocidad de corte.

Para determinar si los recortes de perforación entran dentro de condiciones laminares o turbulentas, calcular primero el número de Reynolds (N_{res}) de las partículas:

$$N_{\text{Res}} = \frac{d \times V_s \times \rho}{\mu_{\text{eff}}}$$

Donde

- μ_{eff} es la viscosidad efectiva del fluido que la partícula experimenta mientras cae (poise)
- V_s es la velocidad de deslizamiento de la partícula en cm/seg



- d es el diámetro promedio de partículas en cm
- ρ_f es la densidad del fluido de perforación en g/cm^3

Si $N_{\text{Res}} < 10$, la partícula está cayendo en deslizamiento laminar. Si el $N_{\text{Res}} > 100$, la partícula está cayendo en deslizamiento turbulento, y se hacen los cálculos para deslizamiento turbulento.

Cálculos de velocidad en deslizamiento turbulento.

Las partículas que caen a altas velocidades pueden experimentar deslizamiento turbulento. Para determinar a qué velocidad se produce deslizamiento turbulento, usar la ecuación siguiente:

$$V_{st} = 32.355 \times \sqrt{d \times \left(\frac{\rho_p}{\rho_f} - 1 \right)}$$

Donde

- V_{st} es la velocidad de deslizamiento turbulento de la partícula en cm/seg
- d es el diámetro promedio de partículas en cm
- ρ_f es la densidad del fluido de perforación en g/cm^3
- ρ_p es la densidad de la partícula en g/cm^3

Método alternativo para fluidos plásticos tipo Bingham

Si no hay disponible una computadora para efectuar los cálculos del método de Chien, se pueden usar las ecuaciones siguientes para velocidades de deslizamiento aproximadas en fluidos plásticos tipo Bingham.

Cálculos de velocidad de deslizamiento laminar

$$V_{\text{slip}} = \frac{53.3 \times (\rho_{\text{cut}} - \rho_{\text{mud}}) \times \text{Diam}_{\text{cut}}^2 \times V_{\text{ann}}}{6.65 \times \text{YP} \times (\text{ID}_{\text{HOLE}} - \text{OD}_{\text{DP}}) + \text{PV} \times V_{\text{ann}}}$$

Cálculos de velocidad de deslizamiento turbulento

$$V_s = 1.06 \times \sqrt{\frac{\text{Diam}_{cut} \times ((\rho_{cut} \times 8.345) - \rho_{mud})}{\rho_{mud}}}$$

Donde

- V_s es la velocidad de deslizamiento de la partícula en cm/seg
- V_{slip} es la velocidad de deslizamiento de la partícula en pies/seg
- V_a es la velocidad anular en pies/seg
- ID_{HOLE} es el diámetro del pozo o el diámetro interior de la tubería de revestimiento en pulgadas
- $Diam_{cut}$ es el diámetro de los recortes perforados en pulgadas
- ρ_{cut} es la densidad del recorte perforado en peso específico (sg)
- ρ_{mud} es la densidad del lodo en lb/gal

Cálculos de eficiencia de transporte (TE) de recortes**Pozos verticales**

La eficiencia del transporte de recortes en pozos verticales se calcula comúnmente mediante:

$$TE (\%) = \left(\frac{V_a - V_{slip}}{V_a} \right) \times 100$$

Donde

- V_{slip} es la velocidad de deslizamiento de la partícula en pies/seg



- TE es la eficiencia del transporte de recortes en por ciento
- V_a es la velocidad anular en pies/seg

En estos cálculos, el efecto de la viscosidad del lodo reducida a causa del flujo del lodo, comúnmente se ignora. Es importante que V_a y V_{slip} tengan las mismas unidades (p.ej., pies/min o cm/seg).

Pozos muy oblicuos u horizontales

En pozos desviados u horizontales, no es fácil calcular la eficiencia del transporte de recortes porque es preciso considerar la distribución de velocidades del lodo bajo la tubería excéntrica y el correspondiente efecto de cambios en las velocidades de corte del lodo bajo la tubería de perforación. **Para calcular la eficiencia del transporte de recortes en pozos desviados u horizontales, úsense los programas de computadora de Baroid para limpieza del pozo.**

Cálculos MAXROP (máx. índice de penetración)

Se pueden hacer cálculos para estimar el máximo índice de penetración mientras se mantiene buena limpieza del pozo. En el material impreso se ha recomendado un límite del 5 por ciento en volumen de recortes en el espacio anular. No obstante, muchos operadores recomiendan una concentración máxima de recortes del 4 por ciento en volumen.

Nota: Los cálculos siguientes suponen que hay una tubería de perforación concéntrica.

Pozos verticales

$$\text{MAXROP(ft/hr)} = \frac{CC \times V_a \times TE \times (ID_{\text{HOLE}}^2 - OD_{\text{DP}}^2)}{ID_{\text{HOLE}}^2 \times (100 - CC)} \times 3600$$

Donde

- CC es el porcentaje de concentración de recortes en el espacio anular en volumen, usando máximo de 5
- V_a es la velocidad anular promedio en pies/seg
- TE es la eficiencia del transporte de recortes en por ciento
- ID_{HOLE} es el diámetro del pozo o diámetro interior de la tubería de revestimiento en pulgadas
- OD_{DP} es el diámetro de la tubería de perforación en pulgadas

Pozos verticales ensanchados a mayor diámetro

$$\text{MAXROP(ft/hr)} = \frac{CC \times V_a \times TE \times (UD^2 - OD_{\text{DP}}^2)}{(UD^2 - ID_{\text{HOLE}}^2) \times (100 - CC)} \times 3600$$

Donde

- CC es el porcentaje en volumen de la concentración de recortes en el espacio anular
- V_a es la velocidad anular promedio en pies/seg
- TE es la eficiencia del transporte de recortes en por ciento
- ID_{HOLE} es el diámetro del pozo o diámetro interior de la tubería de revestimiento en pulgadas
- OD_{DP} es el diámetro de la tubería de perforación en pulgadas
- UD es el diámetro de la barrena ensanchadora en pulgadas



Concentración de recortes en el espacio anular para un índice de penetración dado

La concentración de recortes a un índice de penetración dado se puede determinar usando las ecuaciones siguientes.

Pozos verticales

$$CC \text{ (\% v/v)} = \frac{ROP \times ID_{HOLE}^2 \times (100 - CC)}{V_a \times TE \times (ID_{HOLE}^2 - OD_{DP}^2) \times 3600}$$

Donde

- CC es el porcentaje de concentración de recortes en el espacio anular en volumen
- V_a es la velocidad anular promedio en pies/seg
- ROP es el índice de penetración en pies/hora
- TE es la eficiencia del transporte de recortes, en por ciento
- ID_{HOLE} es el diámetro del pozo o diámetro interior de la tubería de revestimiento en pulgadas
- OD_{DP} es el diámetro de la tubería de perforación en pulgadas

Pozos verticales ensanchados a mayor diámetro

$$CC \text{ (\% v/v)} = \frac{ROP \times (UD^2 - ID_{HOLE}^2) \times (100 - CC)}{V_a \times TE \times (UD^2 - OD_{DP}^2) \times 3600}$$

Donde

- CC es el porcentaje de concentración de recortes en el espacio anular en volumen
- V_a es la velocidad anular promedio en pies/seg
- ROP es el índice de penetración en pies/hora
- TE es la eficiencia del transporte de recortes en por ciento

- ID_{HOLE} es el diámetro del pozo o diámetro interior de la tubería de revestimiento en pulgadas
- OD_{DP} es el diámetro de la tubería de perforación en pulgadas
- UD es el diámetro de la barrena ensanchadora en pulgadas

Aumento de densidad del lodo en el espacio anular

El aumento de densidad del lodo en el espacio anular debido a recortes a un índice de penetración dado se puede calcular por medio de:

$$MW_{ann} = \frac{(\rho_f \times (100 - CC)) + (\rho_p \times CC \times 8.345)}{100}$$

Donde

- ρ_f es la densidad del lodo del fluido de perforación en lb/gal
- ρ_p es la densidad de los recortes perforados en g/cm^3
- CC es el porcentaje en volumen de la concentración de recortes en el espacio anular

Lista de términos

a	Coficiente en cálculos del factor de fricción
A_N	Area de la tobera en la barrena, pulg ²
A_{Bit}	Area de la barrena
b	Coficiente exponencial en cálculos del factor de fricción
BU	Tiempo de circulación fondo-superficie, minutos
CC	Concentración de recortes en el espacio anular, % v/v



C_T	Capacidad de la tubería de perforación y portamechas, barriles
d	Diámetro promedio de partículas, cm
D	Diámetro, pulgadas
D_i	Desplazamiento en intervalo de la tubería de perforación o portamechas, barriles
D_{eff}	Diámetro efectivo del pozo
$Diam_{cut}$	Diámetro del recorte perforado, pulg o cm
ECD	Densidad equivalente de circulación, lb/gal o peso específico (sg)
f	Factor de fricción
f_a	Factor de fricción en el espacio anular
f_p	Factor de fricción dentro de la tubería de perforación
HHP_{bit}	Caballaje hidráulico en la barrena, hp
ID_{DP}	Diám. interior tubería de perforación, pulg
ID_{HOLE}	Diámetro interior del pozo, pulg
Imp_{Bit}	Fuerza de impacto del chorro en la barrena, lb/pie
Jet_i	Diámetro del chorro en la tobera, en fracciones de 1/32 de pulgada
K	Índice de consistencia
K_a	Índice de consistencia K en el espacio anular, eq cP
K_p	Índice de consistencia K dentro de la tubería de perforación, eq cP
L	Longitud, pies
L_i	Longitud del intervalo, pies
LV_i	Longitud intervalo vertical, pies
LSR PC	Punto cedente en baja velocidad de corte, lb/100 pies ² o Pa
n	Índice de flujo
n_a	Índice de flujo n en el espacio anular
N_{He}	Número de Hedstrom
n_p	Índice de flujo n dentro de la tubería de perforación
N_{Re}	Número de Reynolds

N_{Rea}	Número de Reynolds en el espacio anular
N_{Rec}	Número crítico de Reynolds
N_{Rep}	Número de Reynolds dentro de la tubería de perforación
N_{Res}	Número de Reynolds de una partícula que cae
OD_{DP}	Diámetro exterior de tubería de perforación, pulg
OD_{HOLE}	Diámetro exterior (diámetro del pozo), pulg
PD	Caída total de presión en un espacio anular, psi
PD_a	Caída de presión en el espacio anular, psi
PD_{bit}	Caída de presión en la barrena, psi/pie
PD_p	Caída de presión dentro de la tubería de perforación, psi
PO_{BPM}	Caudal de la bomba, bbl/min
PO_{GPM}	Caudal de la bomba, gal/min
$Press_{pump}$	Presión de la bomba, psig
VP	Viscosidad plástica (modelo plástico de Bingham), cP
TCT	Tiempo total de circulación, min
TE	Eficiencia del transporte de recortes, %
TVD	Profundidad vertical verdadera, pies o m
UD	Diámetro barrena ensanchadora, pulg
V	Velocidad promedio del lodo V_a en el espacio anular y V_p en la tubería de perforación, pies/seg
V_i	Longitud intervalo, pies
V_a	Velocidad promedio del lodo en el espacio anular, pies/seg
V_{Ann_1}	Volumen anular del intervalo, barriles
$V_{Ann_{Total}}$	Volumen anular total del intervalo, barriles
V_{Hole_1}	Volumen de pozo del intervalo, barriles
V_N	Velocidad en la tobera, pies/seg



V_p	Velocidad promedio del lodo dentro de la tubería de perforación, pies/seg
V_{Pits}	Volumen de los tanques, barriles o m^3
V_s	Velocidad de deslizamiento de partícula que cae, cm/seg
V_{st}	Velocidad de deslizamiento turbulento de partícula que cae, cm/seg
V_{slip}	Velocidad de deslizamiento de partícula que cae, pies/seg
PC	Punto cedente, lb/100 pies
MHB	Modelo reológico del punto cedente-ley de la potencia (Herschel-Bulkley)
γ	Velocidad de corte, seg^{-1}
γ_p	Velocidad de corte experimentada por partícula que cae, seg^{-1}
ϵ	Excentricidad de tubería de perforación
θ	Lectura del dial del viscosímetro a determinada velocidad de funcionamiento
μ_e	Viscosidad efectiva, cP
μ_{ea}	Viscosidad efectiva en el espacio anular, cP
μ_{eff}	Viscosidad efectiva experimentada por partícula que decanta, cP
μ_{ep}	Viscosidad efectiva dentro de la tubería de perforación, cP
γ_{cut}	Densidad del recorte perforado, peso específico (sg)
ρ	γ_f Densidad del fluido de perforación, g/cm^3
	γ_{mud} Densidad del lodo, lb/gal
	γ_p Densidad de la partícula, g/cm^3
	τ Esfuerzo cortante, lb/100 $pies^2$ o Pa
	τ_y Esfuerzo del punto cedente, lb/100 $pies^2$ o Pa
	τ_0 Esfuerzo del punto cedente a velocidad de corte cero, lb/100 $pies^2$ o Pa

Control de sólidos



The *Complete* Fluids Company

Contenido

Panorama general	10-2
Procedencia y tamaños de los sólidos	10-2
Equipos mecánicos de remoción de sólidos	10-4
Dispositivos tamizadores	10-4
Eficiencia de los tamices	10-5
Designaciones de las mallas	10-8
Dispositivos de separación centrífuga	10-11
Centrífugas decantadoras	10-11
Hidrociclones	10-13
Dilución	10-17
Cálculo de la eficiencia de equipos de control de sólidos	10-18
Método API para determinar la eficiencia de remoción	10-18
Método API para determinar la eficiencia respecto al costo ..	10-21

Panorama general

Control de sólidos es el proceso de controlar la acumulación de sólidos indeseables en un sistema de lodos. La acumulación de sólidos tiene efectos indeseables sobre el rendimiento del fluido de perforación y sobre el proceso de perforación. Las propiedades reológicas y de filtración pueden hacerse difíciles de controlar cuando la concentración de sólidos de perforación (sólidos de bajo peso específico) se vuelve excesiva. Los índices de penetración y la vida útil del trépano decrecen y los problemas del pozo aumentan con una alta concentración de sólidos de la perforación.

Los equipos de control de sólidos en una operación de perforación deben ser manejados como una planta de procesamiento. En una situación ideal, todos los sólidos de la perforación son removidos del fluido de perforación.

Bajo condiciones de perforación típicas, los sólidos de bajo peso específico deben ser mantenidos por debajo del 6 por ciento en volumen.

Procedencia y tamaños de los sólidos

Las dos fuentes principales de sólidos (partículas) son los aditivos químicos y los recortes de la formación. Los recortes de la formación son contaminantes que degradan el rendimiento del fluido de perforación. Si no se remueven los recortes, serán molidos y reducidos

a partículas más y más pequeñas que se hacen más difíciles de remover del fluido de perforación.

La mayor parte de los sólidos de la formación pueden ser removidos por medios mecánicos en la superficie. Las partículas pequeñas son más difíciles de remover y tienen un efecto mayor sobre las propiedades del fluido de perforación que las partículas más grandes. El tamaño de partículas de sólidos de perforación incorporadas en el fluido de perforación puede variar entre 1 y 250 micrones (1 micrón es igual a 1/25.400 de pulgada ó 1/1.000 de milímetro). La Tabla 10-1 da una lista de los tamaños aproximados de los sólidos contaminantes.

Material	Diámetro, micrones	Malla de tamiz requerida para remover	Diámetro, pulgadas
Arcilla	1	—	0.00004
Coloides			
Bentonita	5	—	0.0002
Silt (limo)	44 -6	1,470-400	0.0004 -0.0015
Baritas			
Polvo de cemento fino			
Arena fina	44	325	0.0015
	53	270	0.002
	74	200	0.003
Arena Mediana	105	140	0.004
	149	100	0.006
Arena gruesa	500	35	0.020
	1,000	18	0.040

Tabla 10-1: Tamaños de los sólidos. Los sólidos comunes que se encuentran en los fluidos de perforación abarcan tamaños que varían entre 1 y 1,000 micrones.



Equipos mecánicos de remoción de sólidos

Uno de los métodos de control de sólidos es el uso de equipos mecánicos de remoción de sólidos. Otro método, la dilución, se trata más adelante en este capítulo.

Los equipos que remueven sólidos mecánicamente se pueden clasificar en dos grupos principales:

- Dispositivos tamizadores
- Dispositivos de separación centrífuga

La Tabla 10-2 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 centrífugos <ul style="list-style-type: none"> • Centrífugas decantadoras • Hidrociclones 	Sólidos coloidales hasta 5 micrones Sólidos de 20-70 micrones, dependiendo del tamaño del cono

Tabla 10-2: 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.

Dispositivos tamizadores

El dispositivo separador más común es una zaranda, que contiene uno o más tamices vibratorios que el lodo atraviesa a medida que circula fuera del pozo. Las zarandas se clasifican en zarandas de movimiento circular/elíptico o lineal.

- **Zaranda de movimiento circular/elíptico.** Esta zaranda emplea rodillos elípticos que generan un movimiento circular de vaivén para obtener una mejor remoción de sólidos a través de los tamices.
- **Zaranda de movimiento lineal.** Este colador emplea un movimiento de vaivén recto hacia adelante y atrás para mantener el fluido circulando a través de las mallas.

Eficiencia de los tamices

Dos factores que determinan la eficiencia de un tamiz son la finura de la malla y el diseño.

Finura de la malla. El tamaño de las aberturas de tamiz determina el tamaño de las partículas que un tamiz puede remover. La malla es el número de aberturas por pulgada lineal medidas desde el centro del alambre. Por ejemplo, un tamiz de malla oblonga 70 por 30 (abertura rectangular) tiene 70 aberturas a lo largo de una línea de una pulgada en un sentido, y 30 aberturas a lo largo de una línea de una pulgada perpendicular a la primera.

Las medidas reales de separación las determinan factores tales como la forma de las partículas, viscosidad del fluido, índices de paso, y cohesión de las partículas. Algunos lodos pueden formar una película de alta tensión superficial sobre los alambres de la malla y reducir el tamaño efectivo de aberturas de la malla. Las Tablas 10-3 y 10-4 dan las especificaciones para diferentes tamaños de criba y formas de mallas.



Cribas de malla cuadrada				
Malla	Diámetro del alambre	Ancho de la abertura		Porcentaje de superficie abierta
	Pulgadas	Pulgadas	Micrones	
20 × 20	0.016	0.0340	863	46.2
30 × 30	0.013	0.0203	515	37.1
40 × 40	0.010	0.0150	381	36.0
50 × 50	0.009	0.0110	279	30.3
60 × 60	0.0075	0.0092	234	30.5
80 × 80	0.0055	0.0070	178	31.4
100 × 100	0.0045	0.0055	140	30.3
120 × 120	0.0037	0.0046	117	30.5
150 × 150	0.0026	0.0041	104	37.4
170 × 170	0.0024	0.0035	89	35.1
200 × 200	0.0021	0.0029	74	33.6
250 × 250	0.0016	0.0024	61	36

Tabla 10-3: Zarandas de malla cuadrada. Esta tabla da las especificaciones para tamices de malla cuadrada de diferentes tamaños.

Cribas de malla oblonga				
Malla	Diámetro del alambre	Ancho/largo de la abertura		Porcentaje de superficie abierta
	Pulgadas	Pulgadas	Micrones	
20 x 30	0.014	0.036/0.0193	914/490	41.8
20 x 40	0.013	0.037/0.012	940/305	35.6
20 x 60	0.009	0.041/0.0076	1,041/193	34.0
40 x 60	0.009	0.016/0.0076	406/193	29.4
40 x 80	0.0075	0.0181/0.0055	457/140	35.6

Tabla 10-4: Zarandas de malla oblonga. Esta tabla da las especificaciones para cribas comunes de malla oblonga de diferentes tamaños.

Diseño de las mallas. Las mallas están disponibles en diseños bi- y tri-dimensionales.

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

La Figura 10-1 ilustra la diferencia entre las mallas bi- y tri-dimensionales.

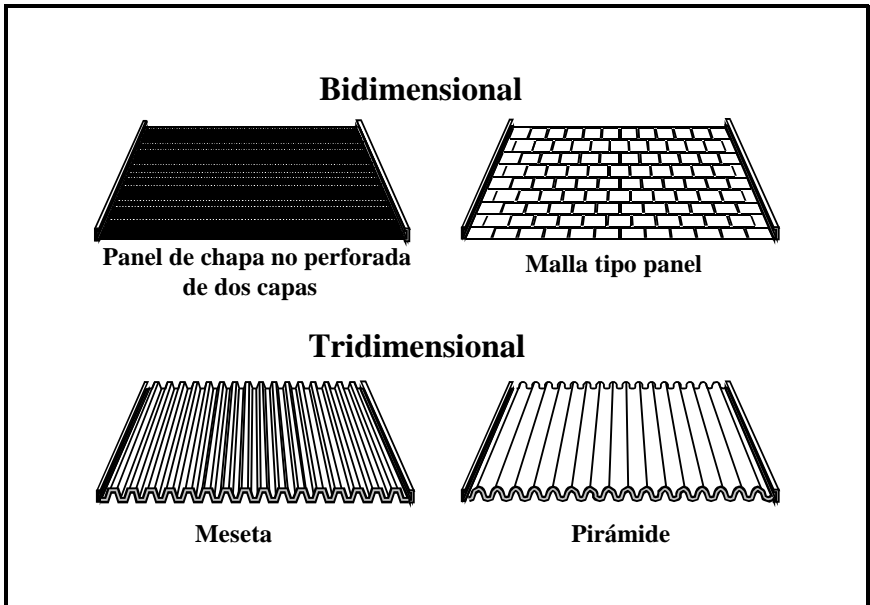


Figura 10-1: Diferencia entre las mallas bi y tri-dimensionales. Una malla tridimensional provee áreas donde reunir los sólidos removidos y descartarlos sin bloquear el área de cribado.

Designaciones de las mallas

La API (RP13E) recomienda que todas las mallas sean rotuladas con el nombre de la malla, potencial de separación y capacidad de flujo. Los rótulos opcionales de mallas incluyen el número de tamiz U.S., relación entre dimensiones, y la transmitancia. La Tabla 10-5 ilustra cómo se pueden rotular las mallas usando todos los descriptores.

Nombre de malla	Tamiz U.S. N°	Potencial de separación, micrones			Capacidad de flujo		Relación entre dimensiones	Transmitancia
		d_{50}	d_{16}	d_{84}	Cond	Area		
Pirámide PMD DX 50	48	318	231	389	6.10	7.42	1.45	45.3
Plana PI	47	327	231	349	8.85	7.28	1.43	64.4

Tabla 10-5: Método de rotulación de mallas recomendado en la industria. El método de la industria ofrece una forma de comparar mallas.

Las siguientes definiciones corresponden a la Tabla 10-5.

Potencial de separación. Es el porcentaje de partículas del tamaño específico, en micrones, que se pueden remover.

Ejemplos:

- d_{50} Tamaño de partículas en micrones en que se remueve el 50 por ciento de las partículas.
- d_{16} Tamaño de partículas en micrones en que se remueve el 16 por ciento de las partículas.
- d_{84} Tamaño de partículas en micrones en que se remueve el 84 por ciento de las partículas.

Nota: d_{50} está primero en la lista de casi todas las tablas porque es el tamaño más común.

La Figura 10-2 demuestra el potencial de separación.



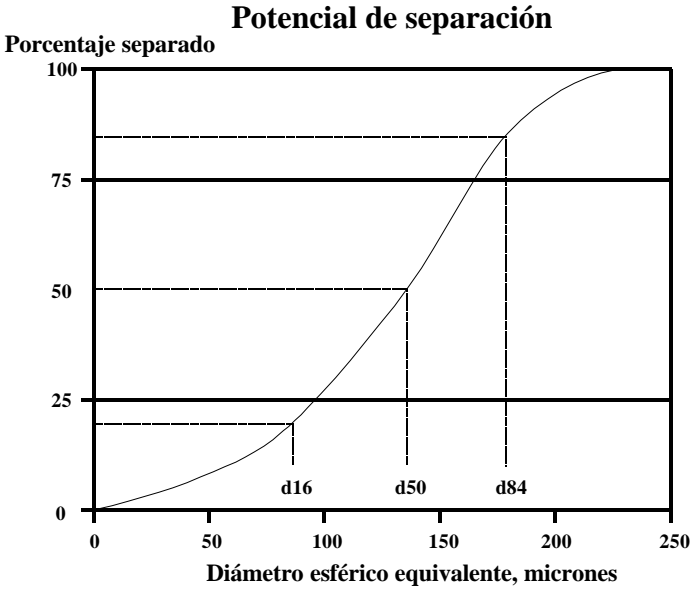


Figura 10-2: Potencial de separación. El porcentaje de micrones removidos aumenta al aumentar el diámetro esférico equivalente de las partículas.

Capacidad de flujo. Las dos partes comprendidas en la capacidad de flujo son la conductancia (Cond) y el área no tapada o espacio abierto (Area).

Conductancia es la cantidad de espacio abierto entre alambres en kilodarcys por milímetro.

El área no tapada (espacio abierto) es el área efectiva total de separación por panel, en pies cuadrados.

Relación entre dimensiones. Es el promedio ponderado en volumen del largo y ancho de las aberturas de una malla.

Transmitancia. Es la capacidad de flujo neta de mallas individuales, el producto de la conductancia y el área de malla no bloqueada.

Dispositivos de separación centrífuga

Los dos tipos de dispositivos de separación centrífuga son:

- Centrífugas decantadoras
- Hidrociclones

Centrífugas decantadoras

Una centrífuga decantadora se compone de una vasija cónica horizontal de acero que gira a alta velocidad usando un transportador tipo doble tornillo sinfín. El transportador gira en el mismo sentido que la vasija externa, pero a velocidad un poco menor (Figura 10-3). Un aspecto importante del funcionamiento de la centrífuga es la dilución de la lechada que es alimentada al interior de la unidad. La dilución de la lechada reduce la viscosidad del caudal alimentado y mantiene la eficiencia separadora de la máquina. Cuanto mayor sea la viscosidad del lodo base, tanto mayor dilución será necesaria (lo común son 2 a 4 galones de agua por minuto). La viscosidad del efluente (líquido saliente de la centrífuga) debe ser de 35 a 37 segundos por cuarto de galón para una separación eficiente. Si la viscosidad baja de 35 segundos por cuarto, es porque se está agregando demasiada agua. Esto causará turbulencia dentro de la vasija y reducirá la eficiencia. Se deben seguir estrictamente las recomendaciones de los fabricantes



relativas a índices de alimentación de lodo y velocidades de la vasija.

Sección transversal de centrífuga decantadora

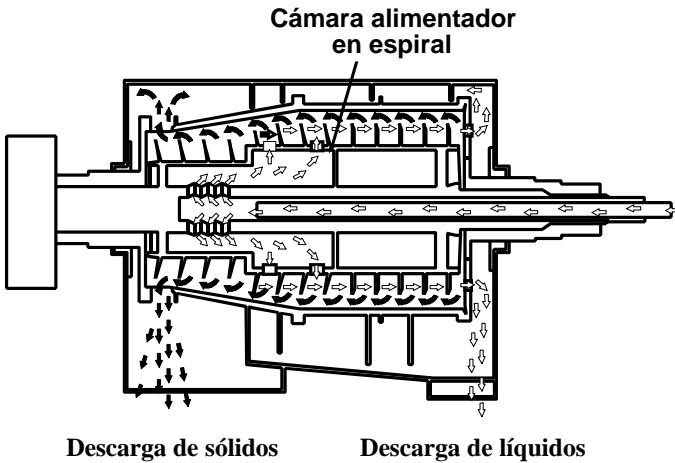


Figura 10-3: Sección transversal de una centrífuga decantadora. En este diagrama, las flechas vacías indican la trayectoria de líquidos; las flechas llenas indican la trayectoria de sólidos.

Para sistemas de baja densidad debe usarse un equipo único de unidad centrífuga para desechar el total de los sólidos. La función principal de una centrífuga no es controlar el porcentaje total de sólidos de un sistema, sino mantener en ese sistema propiedades de flujo aceptables y deseables. Se recomiendan dos

centrífugas trabajando en serie para los siguientes sistemas:

- Emulsión inversa (p.ej., sistemas de sintético y base aceite)
- Sistemas de alta densidad, base agua
- Sistemas base agua en los que el fluido base es costoso (p.ej., salmueras)
- Circuito cerrado
- Cero descarga

La primera unidad centrífuga se usa para separar la barita y retornarla al sistema de lodo. La segunda unidad procesa el flujo de líquido en exceso de la primera unidad, descartando todos los sólidos y retornando la porción líquida al sistema de lodo.

Nota: En la eficiencia de una centrífuga influyen el peso del lodo y la viscosidad del lodo. Durante el funcionamiento de la centrífuga, el flujo inferior debe ser analizado regularmente para determinar la cantidad de sólidos de bajo peso específico y barita que son removidos y retenidos.

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 10-4 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 10-5 muestra el corte equivalente de tamaño de partículas (en micrones) de conos de distintos diámetros.

Proceso de remoción de sólidos por hidrociclón

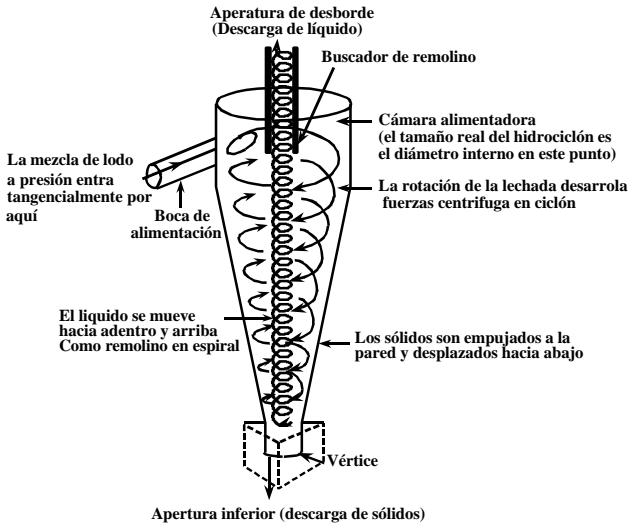


Figura 10-4: Proceso de remoción de sólidos por hidrociclón. Un hidrociclón puede procesar grandes volúmenes de lodo debido a su diseño en espiral vertical.

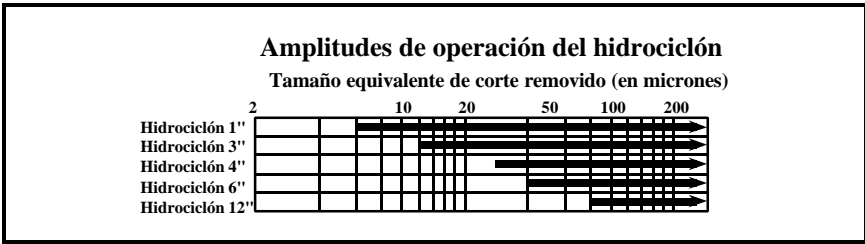


Figura 10-5: Gráfico de amplitudes de operación del hidrociclón. Los ciclones remueven partículas aproximadamente del mismo tamaño; los ciclones grandes pueden manejar volúmenes mucho más grandes de fluido de perforación.

Los hidrociclones pueden ser desarenadores o desarcilladores.

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).

Desarcilladores. Los desarcilladores se componen de una batería de conos de 4 pulgadas o menos. Dependiendo del tamaño del cono se puede obtener un corte de tamaño de partículas de entre 6 y 40 micrones.

Aun cuando los hidrociclones son efectivos para remover los sólidos de un fluido de perforación, su uso no se recomienda para fluidos que contengan cantidades grandes de materiales ponderados o lodos

que tengan costosas fases de fluido. Cuando los hidrociclones son usados con estos fluidos, no solamente serán removidos los sólidos de perforación indeseables, sino también el material densificante juntamente con el fluido base, lo que puede alcanzar un costo prohibitivo.

Limpiador de lodo. El limpiador de lodo es un dispositivo de separación de sólidos que reúne un desarcillador y un dispositivo cribador. El limpiador de lodo remueve los sólidos por medio de un proceso de dos etapas. Primero, el fluido de perforación es procesado por el desarcillador. Segundo, la descarga del desarcillador es procesada por una zaranda de alta energía y de malla fina. Este método de remoción de sólidos es recomendado para lodos que contengan considerables cantidades de materiales densificantes o que tengan costosas fases de fluidos.

Nota: Cuando se esté recuperando material ponderado con un limpiador de lodo, hay que tener en cuenta que todos los sólidos finos que pasen por la criba del limpiador son también retenidos en el lodo. Con el tiempo, este proceso puede conducir a una acumulación de sólidos finos.

Dilución

La dilución, o sea la adición de fluido base a un sistema de lodo, sirve para:

- Reducir la concentración de sólidos dejados por un equipo mecánico de remoción de sólidos.
- Reemplazar los líquidos perdidos cuando se han usado equipos mecánicos de control de sólidos.



La dilución puede generar volúmenes excesivos. Los costos de descarte y limpieza pueden ser muy onerosos.

Cálculo de la eficiencia de equipos de control de sólidos

Evaluar el rendimiento de los equipos de control de sólidos por medio de:

- Eficiencia de la remoción de sólidos de perforación
- Eficiencia de conservación de líquido

La eficiencia de la remoción de sólidos es el porcentaje de sólidos de perforación removidos del sistema activo de lodos por métodos que no sean la dilución o descarte. Se supone que la descarga se compone de lodo total y sólidos de perforación. La fracción de lodo total en la descarga indica el grado de conservación de líquido.

Método API (Marzo 1996) para determinar el rendimiento de los sistemas de control de sólidos

Objetivo

Determinar la eficiencia de remoción de sólidos para un intervalo dado para un grupo de equipos de procesamiento de fluidos de perforación.

Unidades

%

Ejemplo

Rendimiento de remoción de sólidos (SP) = 50%

Equipo

- Equipo de medición de la densidad (vea el [capítulo 5-Ensayos de campo, Densidad:Balanza de densidad de Baroid](#))
- Retorta (vea el [capítulo 5-Ensayos de campo, análisis de retorta](#))
- Equipo de contenido de cloruros (vea el [capítulo 5-Ensayos de campo, contenido de cloruros](#))

Procedimiento

1. Mida y registre la densidad, salinidad y sólidos (retorta) de los tanques de succión para el intervalo.
2. Mida y registre las adiciones de fluido base al lodo (V_{bf}).
3. Determine la fracción base del fluid, F_{bf} (Valor promedio para el intervalo en estudio, determinado por la retorta y por la medición de salinidad).
4. Determine la fracción de sólidos de perforación, F_{ds} (determinado por el valor promedio de la retorta en el intervalo en estudio, corregido por sal y contenido de bentonita).

Nota: Utilice métodos de promediar idénticos para los pasos 3 y 4, métodos de promediar diferentes resultarán en comparaciones inadecuadas.

5. Calcule el volumen de lodo a preparar (V_{mb})

$$V_{mb} = V_{bf} / F_{bf}$$

Donde

V_{mb} es el volumen de lodo a preparar

V_{bf} es el volumen de fluido base agregado al sistema

F_{bf} es la fracción de fluido base



6. Calcule el volumen de sólidos de perforación excavados, V_{ds} (Calculado de las dimensiones del pozo, longitud y diámetro)
7. Calcule la dilución total, D_t (la dilución total es el volumen de fluido que se debería preparar si no existiera equipo de remoción de sólidos)

$$D_t = \frac{V_{ds}}{F_{ds}}$$

Donde

D_t es la dilución total

V_{ds} es el volumen de fluido base agregado al sistema

F_{ds} es la fracción de sólidos

8. Calcule el factor de dilución, DF (factor de dilución es la relación entre el volumen de lodo preparado sobre el la dilución total)

$$DF = \frac{V_{mb}}{D_t}$$

Donde

DF es el factor de dilución

V_{mb} es el volumen de fluido a preparar

D_t es la dilución total

9. Calcule la performance de los sólidos de perforación (SP)

$$SP = (1-DF)(100)$$

Donde

SP es la performance de los sólidos removidos

DF es el factor de dilución

Método API (Marzo 1996) para determinar la efectividad respecto al costo de los equipos de control de sólidos

Objetivo

Determinar la efectividad respecto al costo de piezas individuales del equipo de control de sólidos cuando se utilizan en fluidos base agua. Este procedimiento puede ser adaptado para fluidos base aceite.

Equipo

- Equipo de medición de densidad (vea el capítulo 5 - Ensayos de campo, Densidad: Balanza de lodo presurizada, balanza FANN convertible o Haliburton Tru-wate cup)
- Equipo de retorta (vea el capítulo 5, [Ensayos de campo, Análisis de retorta](#))
- Equipo de determinación de bentonita (vea el capítulo 5, [Ensayos de campo, Ensayo de azul de metileno \(MBT\)](#))
- Equipo de determinación de cloruros (vea el [capítulo 5, contenido de cloruros](#))

Procedimiento

1. Determine el tiempo de operación de cada equipo. Registre como A, hr/día.
2. Mida la velocidad de descarga del flujo. Registre como B, gal/min.
3. Mida la densidad de la descarga con la balanza presurizada. Registre como C, lb/gal.
4. Determine el porcentaje de sólidos en volumen en la descarga con la retorta. Registre como D, %.
5. Determine el contenido de bentonita equivalente en el fluido de perforación del reporte de lodo o mida utilizando el método del azul de metileno. Registre como E, lb/bbl.



6. Determine el contenido de ion cloruro del reporte de lodo o mida utilizando el ensayo de ion cloruro. Registre como F, mg/L.
7. Obtenga el porcentaje en volumen deseado del contenido de sólidos de perforación. Registre como G, %.
8. Obtenga la densidad de los sólidos de perforación del reporte de lodo o médalo con la retorta. Registre como a, g/cm³.
9. Obtenga la densidad del material densificante. Registre como b, g/cm³.
10. Obtenga el costo del fluido de perforación Registre como H, \$/bbl, £/m³ o la moneda adecuada.
11. Obtenga el costo de la fase líquida del fluido de perforación. Registre como H', en la moneda adecuada /bbl, o m³.
12. Obtenga el costo del material densificante. Registre como I, en la moneda adecuada /bbl, o m³.

Nota: Este es el costo de un barril de material densificante no el costo por barril del material densificante.

13. Obtenga el costo de los productos químicos en el fluido de perforación. Registre como J, en la moneda adecuada /bbl, or m³.
14. Obtenga el costo de alquiler del equipo de control de sólidos. Registre como K, en la moneda adecuada/día.
15. Obtenga el costo de desechar fluido de perforación. Registre como c, en la moneda adecuada /bbl, o m³.

Nota: El costo de desechar el exceso de fluido y descartar las salidas puede ser diferente

Calcule la composición de la descarga

16. Calcule el contenido de líquido corregido de los flujos de descarga

$$L (\%) = (100 - D)(1 + 5.88 \times 10^{-8} \times F^{1.2})$$

Donde

L es el contenido de líquido corregido en el flujo de descarga

D es el porcentaje en volumen de sólidos en el flujo de descarga

F es el contenido de ion cloruro

Nota: La ecuación anterior corrige el contenido de sólidos del flujo de descarga por la sal en la forma de cloruro de sodio solamente. Si hay presentes otras sales como sales dominantes, se deberán utilizar otras ecuaciones para compensar por su presencia.

17. Calcule el contenido de sólidos corregidos del flujo de descarga.

$$M (\%) = 100 - L$$

Donde

M es el contenido de sólidos corregidos de la descarga

L es el contenido de líquidos en la descarga

18. Calcule la densidad de la fase líquida en la descarga

$$N (\text{g/cm}^3) = 1 + 1.94 \times 10^{-5} \times F^{0.95}$$



Donde

N es la densidad de la fase líquida de la descarga
F es el contenido de ion cloruro

19. Calcule la densidad de los sólidos en la descarga

$$O \text{ (g/cm}_3\text{)} = \frac{12 \times C - L \times N}{M}$$

Donde

O es la densidad de los sólidos en la descarga
N es la densidad de los líquidos en la descarga
M es el contenido corregido de los sólidos en la descarga
L es el contenido corregido de líquido en la descarga
C es la densidad de la descarga

20. Calcule el contenido de material densificante en la descarga.

$$P \text{ (lb/bbl)} = \frac{3.5 \times b \times M \times (O - a)}{b - a}$$

Donde

P es el contenido de material densificante en la descarga
O es la densidad de los sólidos en la descarga
M es el contenido corregido de los sólidos en la descarga
b es la densidad del material densificante
a es la densidad de los sólidos de perforación

$$Q \text{ (%) } = \frac{P}{(3.5 \times b)}$$

Donde

Q es el porcentaje de material densificante en la descarga

P es el contenido de material densificante en la descarga

b es la densidad del material densificante

21. Calcule el contenido de sólidos de baja gravedad en la descarga

$$R (\%) = M - Q$$

Donde

R es el porcentaje de sólidos de baja gravedad de la descarga

M es el contenido corregido de los sólidos en la descarga

Q es el porcentaje de material densificante en la descarga

22. Calcule el contenido de sólidos de perforación de la descarga ajustados por el contenido de bentonita

$$S(\%) = R - \frac{E}{9.1}$$

Donde

S es el contenido de sólidos de perforación ajustados por la bentonita

R es el porcentaje de sólidos de baja gravedad de la descarga

E es el contenido equivalente de bentonita del fluido de perforación

$$T (\text{lb/bbl}) = 3.5 \times S \times a$$



Donde

T es el contenido de sólidos de la descarga

S es el contenido de sólidos de perforación ajustados por la bentonita

a es la densidad de los sólidos de perforación

Comparación de costos

1. Calcule el volumen descartado por día por la pieza del equipo evaluada.

$$U \text{ (bbl/día)} = A \times B \times (60/42)$$

Donde

U es el volumen descartado por cada equipo cada día

A es el tiempo de operación diario de cada equipo

B es el flujo de descarga de cada equipo

2. Calcule el volumen de líquido en la descarga

$$V \text{ (bbl/día)} = U \times [(100 - M)/100]$$

Donde

V es el volumen de líquido en la descarga

U es el volumen total descartado cada día por cada pieza del equipo

M es el contenido de sólidos corregidos de la descarga

3. Calcule el volumen de sólidos perforados en la descarga

$$W \text{ (bbl/día)} = \frac{U \times S}{100}$$

Donde

W es el volumen de sólidos perforados en la descarga
 U es el volumen descartado cada día por cada pieza del equipo
 S es el contenido de sólidos descartados ajustado por el contenido de bentonita

4. Calcule el volumen de material densificante en la descarga

$$X \text{ (bbl/día)} = \frac{U \times Q}{100}$$

Donde

X es el volumen de material densificante en la descarga
 U es el volumen descartado cada día por cada pieza del equipo
 Q es el porcentaje de material densificante en la descarga

5. Calcule el costo de material densificante en la descarga

$$Y = X \times I$$

Donde

Y es el costo del material densificante en la descarga
 X es el volumen de material densificante en la descarga
 I es el costo del material densificante

6. Calcule el costo de los productos químicos en la descarga

$$Z = V \times J$$



Donde

Z es el costo de los productos químicos en la descarga
 V es el volumen de líquido en la descarga
 J es el costo de los productos químicos en el fluido de perforación

7. Calcule el costo del líquido en la descarga

$$Z''' = V \times H'$$

Donde

Z''' es el costo del líquido en la descarga
 V es el volumen del líquido en la descarga
 H' es el costo de la fase líquida del fluido de perforación

8. Calcule el costo de deshechar la descarga

$$Z'' = U \times c$$

Donde

Z'' es el costo de deshechar la descarga
 U es el volumen total descartado cada día por cada pieza del equipo
 c es el costo de deshecho

9. Calcule el costo total de utilización del equipo en evaluación

$$A = K + Y + Z + Z'' + Z'''$$

Donde

A es el costo total asociado con la utilización del equipo siendo evaluado
 Y es el costo del material densificante en la descarga
 K es el costo de alquiler del equipo
 Z es el costo de los productos químicos en la descarga

Z'' es el costo de deshecho de la descarga

Z''' es el costo del líquido en la descarga

10. Calcule el volumen de dilución requerido para diluir un volumen equivalente de sólidos perforados

$$B' (\text{bbl}) = (100W/G) - W$$

Donde

B' es el volumen de dilución requerido para diluir un volumen equivalente de sólidos de perforación

W es el volumen de sólidos de perforación en la descarga

G es el porcentaje de sólidos de perforación deseados del fluido de perforación

12. Calcule el costo de implementar la dilución, incluyendo el costo de disponer del exceso de fluido

$$C = B' \times (H + c)$$

Donde

C es el costo de implementar la dilución, incluyendo los costos de disposición del exceso de fluido

B' es el volumen de dilución requerido para diluir un volumen equivalente de sólidos de perforación

H es el costo del fluido de perforación

c es el costo de disposición del fluido

13. La operación del equipo puede considerarse efectiva desde el punto de vista del costo si:

$$A < C$$



Contenido de sólidos vs peso del barro

Sólidos en
volumen

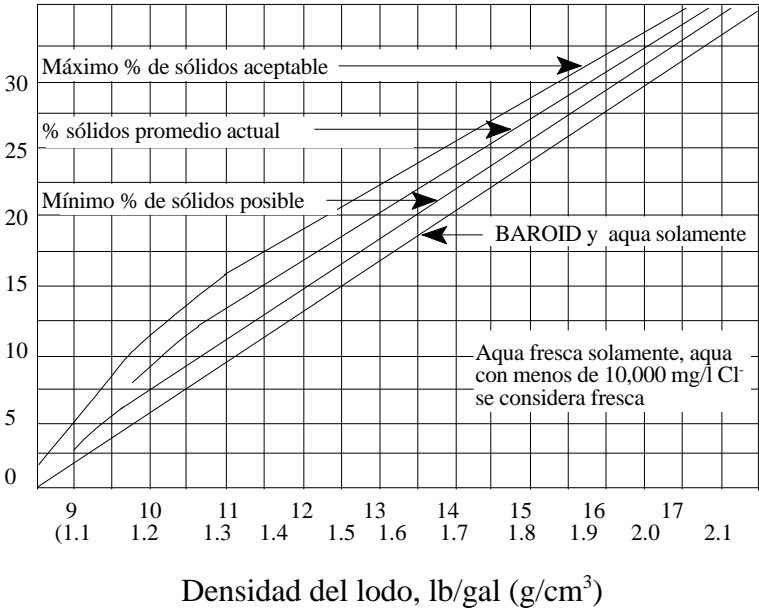


Figura 10-6: Gráfico de volumen de sólidos. Porcentaje de sólidos vs densidad del lodo para fluidos base agua.

Sólidos no disueltos mínimo % volumen

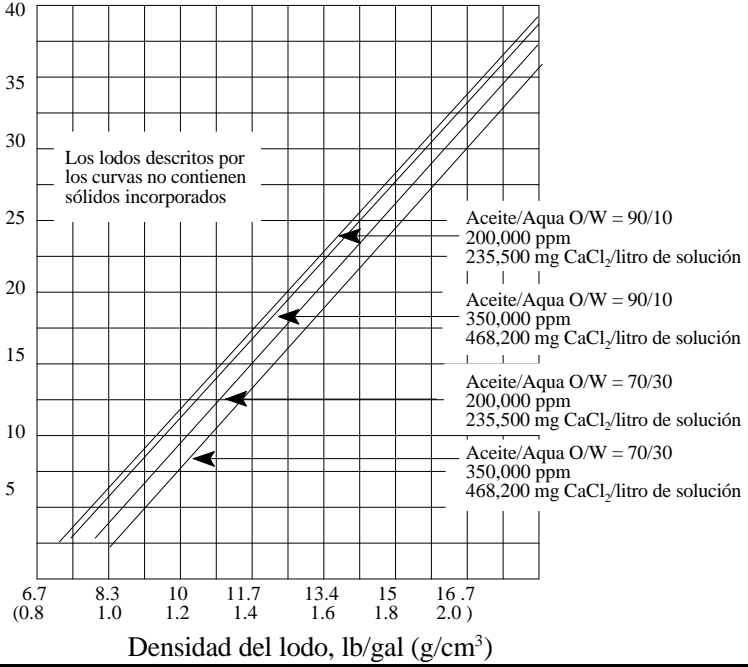


Figura 10-7: Gráfico de sólidos. Porcentaje de sólidos vs densidad del lodo para fluidos base aceite.

Ensayos especializados



The *Complete* Fluids Company

Contenido

Panorama general	11-2
Ensayos de reología y suspensión	11-2
Ensayo FANN 50	11-2
Ensayo FANN 70	11-4
Prueba de decantación de gran ángulo (HAST)	11-5
Ensayos de filtración	11-7
Ensayo FANN 90	11-7
Ensayo de taponamiento por partículas (PPT)	11-9
Ensayo del punto de anilina	11-9
Ensayo de distribución por tamaño de partículas (PSD)	11-9
Identificación por luminiscencia	11-11
Ensayo de lubricidad	11-11
Ensayos con lutitas	11-12
Ensayo del tiempo de succión capilar (CST)	11-12
Ensayo de medición de hinchamiento lineal (LSM)	11-14
Ensayo de erosión de lutitas	11-15
Ensayo de retorno de permeabilidad	11-16
Ensayo de bacterias	11-17
Ensayo de compatibilidad de salmuera y agua de formación ..	11-18
Ensayo de difracción por rayos X	11-19

Panorama general

Se realizan en laboratorio ensayos especializados con equipos que son o bien demasiado grandes o demasiado sensibles para ser usados en el pozo. Estos ensayos se usan para evaluar:

- Estabilidad del lodo
- Control del filtrado
- Características de las lutitas
- Lubricidad del fluido
- Tamaño de las partículas de los sólidos del lodo
- Contenido aromático relativo
- Daños a la formación

Este capítulo describe diversos ensayos especializados.

Ensayos de reología y suspensión

Los siguientes son tres ensayos especializados concebidos para medir las propiedades reológicas y de suspensión de fluidos de perforación.

- [Ensayo FANN 50](#)
- [Ensayo FANN 70](#)
- [Prueba de decantación de gran ángulo \(HAST\)](#)

Ensayo FANN 50

Descripción. El FANN 50, viscosímetro APAT (alta presión, alta temperatura), se usa para evaluar las propiedades reológicas a temperaturas de hasta 500°F (260°C) y presiones de hasta 1,000 psi (6,895 kPa) para determinar la estabilidad a la temperatura de un fluido

de perforación. Este ensayo es especialmente útil para determinar si se produce floculación a alta temperatura en lodos base agua.

Interpretación. Los resultados del ensayo FANN 50 son presentados gráficamente trazando el cambio de viscosidad con respecto a la temperatura sobre un ciclo de calentamiento y enfriamiento (Figura 11-1). Cuando la viscosidad del fluido de perforación aumenta pronunciadamente al aumentar la temperatura, los resultados del ensayo indican inestabilidad a la temperatura.

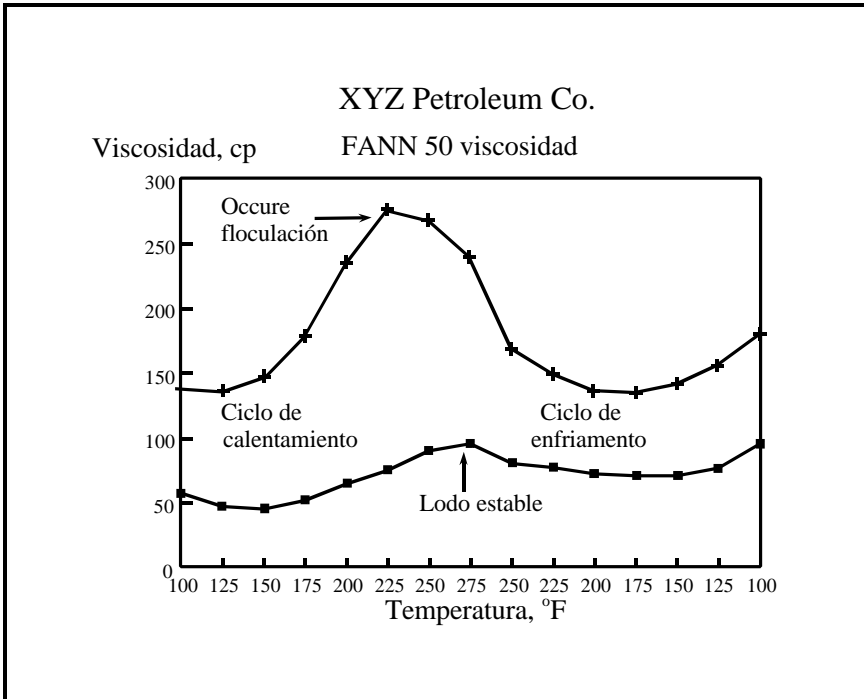


Figura 11-1: Resultados del ensayo FANN 50. Un acentuado aumento de viscosidad en conjunción con un aumento de temperatura indica inestabilidad a la temperatura.

Ensayo FANN 70

Description. El FANN 70, viscosímetro APAT (alta presión, alta temperatura), se usa para determinar las propiedades reológicas de fluidos de perforación sujetos a temperaturas de hasta 500°F (260°C) y presiones de hasta 20,000 psi (137,895 kPa). Debido a que los aceites y ésteres son compresibles, la viscosidad de los fluidos preparados con estos fluidos base es afectada directamente por las presiones de operación.

El ensayo FANN 70 se realiza cuando se sospecha decantación pozo abajo o ineficaz limpieza del pozo.

Interpretación. Los resultados son presentados en la Tabla 11-1, que incluye todas las propiedades reológicas estándar más τ_0 , n , y K . Un τ_0 menor de 6 puede indicar un problema de limpieza del pozo o de suspensión.

Temperatura	150°F (65.5°C)		200°F (93.3°C)		250°F (121.1°C)		300°F (148.9°C)		350°F (176.6°C)	
	0	2,000	2,000	4,000	4,000	6,000	6,000	8,000	8,000	10,000
600 rpm	44	50	34	38	28	31	25	27	21	22
300 rpm	32	36	25	27	21	22	17	18	14	15
200 rpm	26	28	20	21	16	17	13	14	10	11
100 rpm	20	22	15	17	12	13	10	11	8	9
6 rpm	10	10	7	8	6	7	5	5	4	4
3 rpm	9	9	7	7	5	6	4	5	3	3

(continúa en la página siguiente)

Temperatura	150°F (65.5°C)		200°F (93.3°C)		250°F (121.1°C)		300°F (148.9°C)		350°F (176.6°C)	
	0	2,000	2,000	4,000	4,000	6,000	6,000	8,000	8,000	10,000
Viscosidad plástica, cP	12	14	9	11	7	9	8	9	7	7
Punto cedente, lb/100 pies ²	20	22	16	16	14	13	9	9	7	8
n	0.608	0.619	0.494	0.647	0.596	0.697	0.729	0.703	0.790	0.709
K, lb/100pies ² seg ⁿ	0.555	0.604	1.09	0.369	0.396	0.208	0.139	0.186	0.080	0.145
τ_0 , lb/100pies ²	7.8	7.6	1.5	6.4	4.3	5.9	4.08	3.70	3.27	3.07

Tabla 11-1: Resultados del ensayo FANN 70. Esta tabla contiene datos que ilustran los efectos de la temperatura y la presión sobre las propiedades reológicas de un lodo base aceite.

Prueba de decantación de gran ángulo (HAST)

Descripción. La prueba de decantación de gran ángulo (HAST), un dispositivo estático de prueba de suspensión, mide el potencial de decantación de un fluido. Se hace envejecer una muestra de fluido de perforación en el HAST a un ángulo y temperatura dados para simular las condiciones en un pozo desviado. El cambio en el centro de masa es medido cada 10 minutos durante 16 horas. El HAST se puede hacer funcionar a temperaturas de hasta 300°F (149°C) y a ángulos de 20 a 90 grados.

Interpretación. El cambio en el centro de masa es graficado en relación al tiempo, y es expresado como coeficiente de decantación. Los fluidos de perforación con un coeficiente de decantación menor de 10 tienen



menos tendencia a la decantación en un pozo desviado (Figura 11-2).

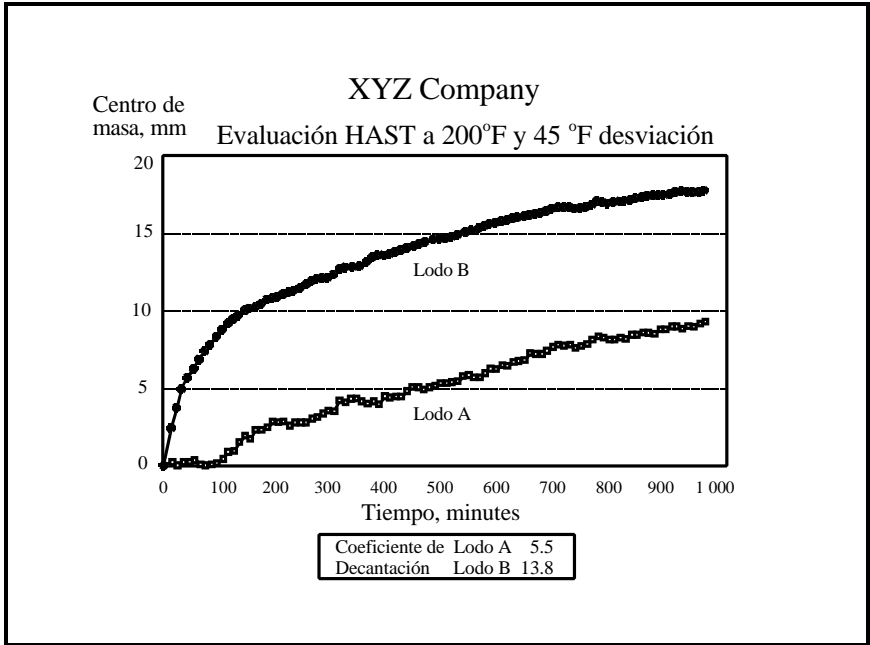


Figura 11-2: Resultados del HAST. Este gráfico muestra que el lodo B tiene mayor tendencia a la decantación en un pozo desviado.

Ensayos de filtración

Los ensayos de filtración se usan para determinar las propiedades de filtración de un fluido de perforación.

- [Ensayo FANN 90](#)
- [Ensayo de taponamiento por partículas \(PPT\)](#)

ENSAYO FANN 90

Descripción. El FANN 90, aparato de filtración dinámica radial, evalúa las propiedades de filtración de un fluido circulante a través de un núcleo cerámico. La filtración dinámica simula el efecto de movimiento del fluido (velocidad de corte) sobre la velocidad de filtración y la deposición de revoque en el filtro. Las condiciones normales de operación incluyen:

- Temperaturas de hasta 500°F (260°C)
- Núcleos con diámetros medios de poro de 5 a 190 micrones
- Presión diferencial a través del núcleo de hasta 500 psi (3,447 kPa)

Interpretación. Este ensayo determina si el fluido está debidamente acondicionado para perforar a través de formaciones permeables. Los resultados del ensayo incluyen dos números: índice de filtración dinámica e índice de deposición del revoque (CDI; ver Figura 11-3). El índice de filtración dinámica se calcula por la inclinación de la curva de volumen en función del tiempo. El CDI, que refleja la erosionabilidad del revoque, se calcula por la inclinación de la curva volumen/tiempo. El CDI y el índice de filtración dinámica se calculan usando datos recogidos después de veinte minutos. Los valores máximos recomendados



para índice de filtración dinámica y el CDI se ilustran en la Tabla 11-2.

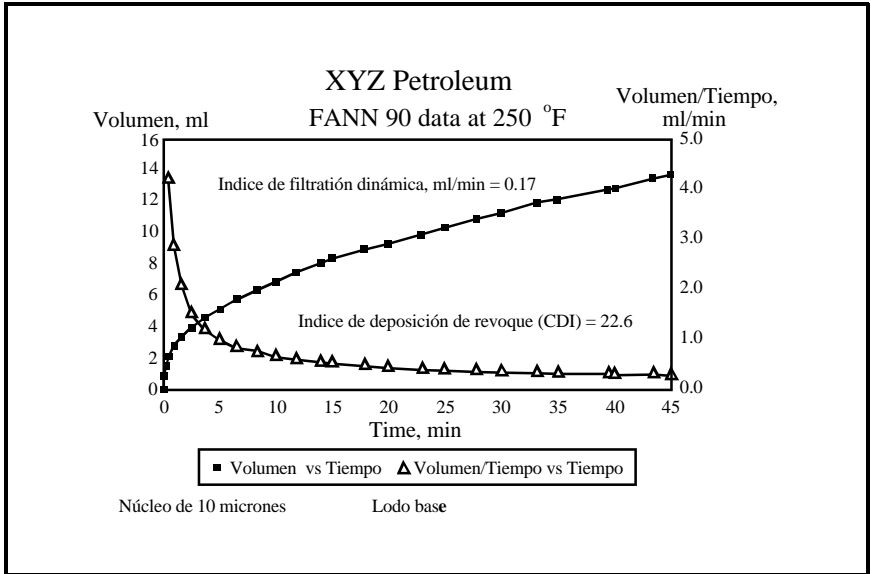


Figura 11-3: Resultados del ensayo FANN 90. Este gráfico es típico de los resultados del ensayo FANN 90.

Valores FANN 90 recomendados		
Peso del lodo, lb/gal (sg)	Indice, mL/min	CDI
9–12 (1.08-1.44)	0.22	25
12–15 (1.44-1.80)	0.18	20
15 ó más (1.80 ó más)	0.14	16

Tabla 11-2: Valores FANN 90 máximos recomendados. Esta tabla da los valores máximos recomendados para el índice de filtración dinámica y el CDI.

Ensayo de taponamiento por partículas (PPT)

Descripción. El aparato de taponamiento por partículas es un filtro prensa estático invertido APAT con un disco de cerámica como medio filtrante. Este ensayo estático mide la capacidad de taponamiento de poros de un fluido. Los resultados del PPT incluyen la pérdida instantánea inicial y la pérdida total de volumen en 30 minutos.

Las condiciones normales de operación incluyen:

- Temperaturas de hasta 350°F (176°C)
- Presiones diferenciales de hasta 2,000 psi (13,770 kPa)
- Disco de cerámica con diámetros medios de garganta poral de 5 a 190 micrones

Ensayo del punto de anilina

Descripción. El ensayo del punto de anilina indica el contenido aromático relativo de un aceite. El punto de anilina es la temperatura mínima a la cual volúmenes iguales de anilina y aceite son completamente miscibles.

Interpretación. Un punto de anilina de 150°F (65°C) o más indica que el aceite tiene menos propensión a dañar componentes de goma.

Ensayo de distribución por tamaño de partículas (PSD)

Descripción. Este analizador emplea tecnología de difracción láser para medir la distribución del fluido de perforación por tamaño de partículas. La distribución por tamaño de partículas (PSD) se determina usando un analizador de tamaño de partículas Malvern.



Resultados de la prueba de distribución de Tamaño de partículas

Superior In Inferior Debajo				Superior In Inferior Debajo				Superior In Inferior Debajo				Span 2.63
				36.3	5.6	31.4	78.0	6.18	2.9	5.33	20.1	D[4.3] 1970 mm
				31.4	4.7	27.1	73.3	5.33	2.7	4.60	17.4	
				27.1	5.2	23.3	68.1	4.60	2.4	3.97	15.0	
				23.3	6.3	20.2	61.8	3.97	2.1	3.42	12.9	
118	0.5	102	99.5	20.2	6.5	17.3	55.3	3.42	2.0	2.95	10.9	D[3.2] 5.72mm
102	0.5	88.2	99.0	17.3	5.2	15.0	50.1	2.95	1.9	2.55	9.0	
88.2	0.5	76.0	98.5	15.0	5.3	12.9	44.7	2.55	1.6	2.19	7.5	
76.0	0.6	65.6	97.9	12.9	5.5	11.1	39.3	2.19	1.1	1.90	6.4	D[v.0.9] 42.23mm
65.6	0.6	56.6	97.3	11.1	5.1	9.63	34.2	1.90	0.8	1.64	5.6	
56.6	2.2	48.8	95.1	9.63	4.5	8.31	29.7	1.64	0.7	1.41	4.8	
48.8	5.2	42.1	89.9	8.31	3.6	7.16	26.1	1.41	0.6	1.22	4.2	D[v.0.1] 2.76mm
42.1	6.3	36.3	83.6	7.16	3.0	6.18	23.0	1.22	4.2	0.32	0.0	
Fuente = :Muestra				Longitud del rayo=2.0 mm Log. Diff. = 1.382				Modelo indp				D[v.0.5] 14.99mm
Distancia focal = 63 mm				Obscuración = 0.2891				Conc. de vol. = 0.0325%				
Presentación = pil				Distribución de volumen				Sp.S.A .0499 m ² /cc.				

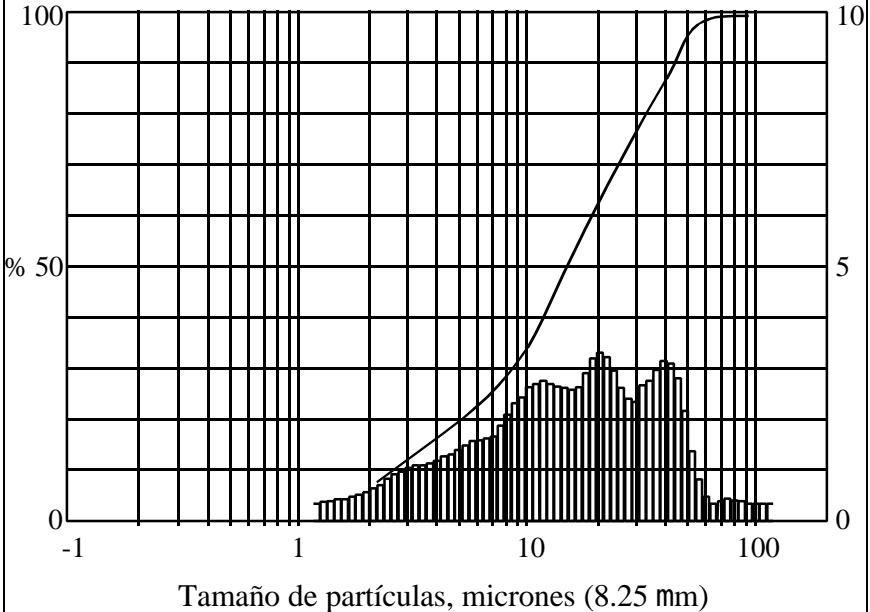


Figura 11-4: Resultados del ensayo PSD. El valor de D[v.0.5](d_{50}) en el ángulo inferior derecho de la tabla indica el tamaño medio de todos los sólidos en la muestra de fluido.

Interpretación. La información precisa sobre distribución del tamaño de partículas es ventajosa para la evaluación de las condiciones de un lodo y la eficiencia del equipo de control de sólidos. Los resultados del ensayo son presentados en una tabla y un gráfico, como se ve en la Figura 11-4. La tabla contiene una lista con la cantidad de partículas agrupadas por tamaño (en micrones). El gráfico muestra la concentración (porcentaje en volumen) de sólidos del lodo en una gama determinada de tamaños. Un número muy útil del ensayo PSD es el d_{50} , que es el tamaño medio de los sólidos de la muestra de lodo.

Identificación por luminiscencia

Descripción. El contenido en hidrocarburos en sistemas base éster y base aceite se puede estimar mediante identificación por luminiscencia.

Ensayo de lubricidad

Descripción. El medidor de lubricidad mide el coeficiente de fricción (coeficiente Baroid de lubricidad) entre el anillo de prueba y el bloque. El ensayo de lubricidad simula rotación de la tubería de perforación contra superficies pozo abajo. Usando un brazo de torsión es aplicada una carga constante de 150 lbs/pulgada.

Interpretación. Los resultados del ensayo de lubricidad son expresados como un valor único llamado



coeficiente de lubricidad. Los siguientes coeficientes son reconocidos como aceptables:

- Para lodo base agua, un coeficiente < 0.2
- Para lodo base aceite, un coeficiente < 0.1
- Para lodo base éster, un coeficiente < 0.1

Ensayos con lutitas

Problemas tales como tubería pegada, pozo estrecho, empaquetamiento y derrumbe, pueden tener relación con la estabilidad de las lutitas. Los ensayos usados para determinar si una lutita específica es propensa a causar problemas incluyen:

- Ensayo de tiempo de succión capilar (CST)
- Ensayo de medición de hinchamiento lineal (MHL)
- Ensayo de erosión de lutitas

Ensayo de tiempo de succión capilar (CST)

Descripción. El dispositivo CST mide el tiempo que tarda una determinada cantidad de agua de una lechada en trasladarse radialmente entre dos electrodos sobre el papel de filtro poroso grueso. El ensayo CST mide las propiedades hidratantes y de dispersión de las lutitas por simulación de las fuerzas cortantes y químicas presentes durante la perforación. Para el ensayo CST, el contenido de sólidos en las lutitas y el tiempo de mezclado son mantenidos constantes, mientras que las características químicas tales como el pH y la salinidad se hacen variar.

Interpretación. Los resultados del ensayo CST son graficados para mostrar el valor de CST en tiempo según el tipo de fluido de ensayo.

El valor de CST es una indicación de la permeabilidad. Las partículas muy dispersables dan valores de baja permeabilidad del revoque y alto CST. Las partículas floculadas dan valores de alta permeabilidad de la torta y bajo CST. El valor de CST depende del tipo de sólidos y el contenido de la lechada, el grado de mezclado, pH, salinidad, tipo y concentración de desfloculante o dispersante, y tipo y concentración de polímeros.

Los resultados del ensayo CST muestran los efectos inhibitorios de varias sales y sus concentraciones en la dispersión de una lutita (Figura 11-5).

CST, sec. Evaluación CST de lutitas de Eagleford

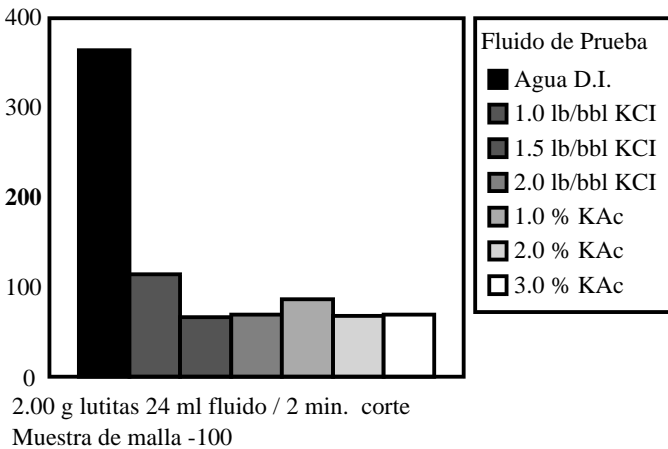


Figura 11-5: Resultados del ensayo CST. Estos resultados indican que tanto el KCl como el KAc son inhibidores eficaces para esta lutita particular.

Ensayo de medición de hinchamiento lineal (LSM)

Descripción. El aparato medidor de hinchamiento lineal se usa para determinar hidratación o deshidratación de las lutitas por medición del aumento o reducción de longitud por tiempo, de un núcleo de lutitas reconstituido o intacto. El ensayo LSM se usa con el ensayo CST para determinar el sistema de lodo recomendado para perforar a través de una formación de lutitas específica. Primero se realiza un ensayo CST para determinar el inhibidor más adecuado para la lutita. Luego se hacen ensayos con una variedad de lodos.

Interpretación. Los resultados del ensayo LSM son graficados para mostrar el porcentaje de hinchamiento sobre un tiempo de hinchamiento en minutos. Los resultados del ensayo LSM demuestran los efectos inhibitorios de estos diversos lodos sobre el hinchamiento de las lutitas (Figura 11-6).

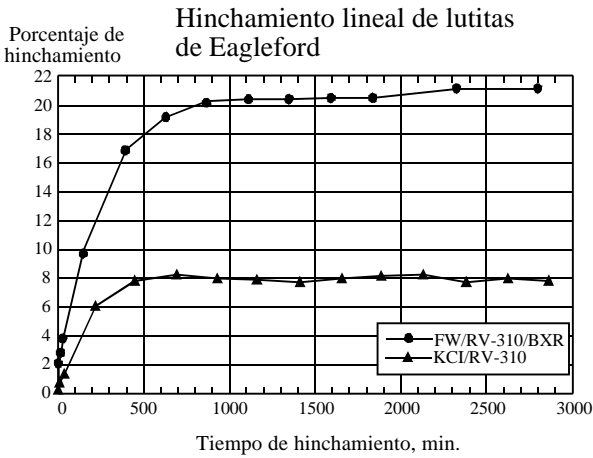


Figura 11-6: Resultados del ensayo LSM. En comparación con un lodo RV-310/BXR de agua dulce, el KCl/RV-310 ofrece mejor inhibición.

Ensayo de erosión de lutitas

Descripción. El ensayo de erosión de las lutitas se usa para medir el efecto dispersante que un lodo tendrá sobre un tipo específico de lutitas. Se tamiza una muestra de lutitas para obtener partículas que pasan a través de un tamiz malla 6, pero que no pasan por un tamiz malla 12. Se ponen pesos iguales de la lutita en lodos de prueba. Los lodos de prueba son luego rolados en caliente a 150°F (65°C) durante 16 horas y tamizados a través de un tamiz malla 12. Los sólidos retenidos en el tamiz malla 12 son lavados, secados y pesados. El contenido inicial en humedad se tiene en cuenta al calcular el porcentaje de erosión.

Interpretación. Los resultados del ensayo se obtienen en porcentaje de erosión. El porcentaje de erosión se calcula en base a la pérdida de peso medida después que la muestra ha sido rolada durante 16 horas a 150°F (65°C).

	KCI/RV-310	KCI/CAT-I	Agua dulce/Q-BROXIN
% Erosión	4.4	2.5	15.3

Tabla 11-3: Resultados del ensayo de erosión de lutitas. Un porcentaje de erosión menor del 5 por ciento indica que la lutita no se erosiona en el fluido probado.

Ensayo de retorno de permeabilidad

Descripción. El ensayo de retorno de permeabilidad se usa para medir el efecto de un fluido de prueba (lodo entero, filtrado de lodo, o salmuera) sobre la permeabilidad de una formación productora. El ensayo utiliza testigos cortados de un núcleo de muestra. Después de medida la permeabilidad básica (K_i), el testigo es expuesto al fluido de prueba. La permeabilidad se mide nuevamente (K_f) después de su exposición al fluido de prueba, calculándose el porcentaje de retorno ($K_f / K_i \times 100$). Un 100 por ciento de retorno indica que no hay daño a la formación.

Para realizar el ensayo, el laboratorio requiere lo siguiente:

- Muestra del núcleo
- Requisitos de densidad
- Presión de la formación o sobrepresión prevista
- Tipo de producción
- Análisis del agua de la formación

- Todos los demás antecedentes o información disponible de la región

Interpretación. Los datos de retorno de permeabilidad se indican comúnmente como gráfico de permeabilidad en función del flujo. La Figura 11-7 muestra el porcentaje de retorno de permeabilidad.

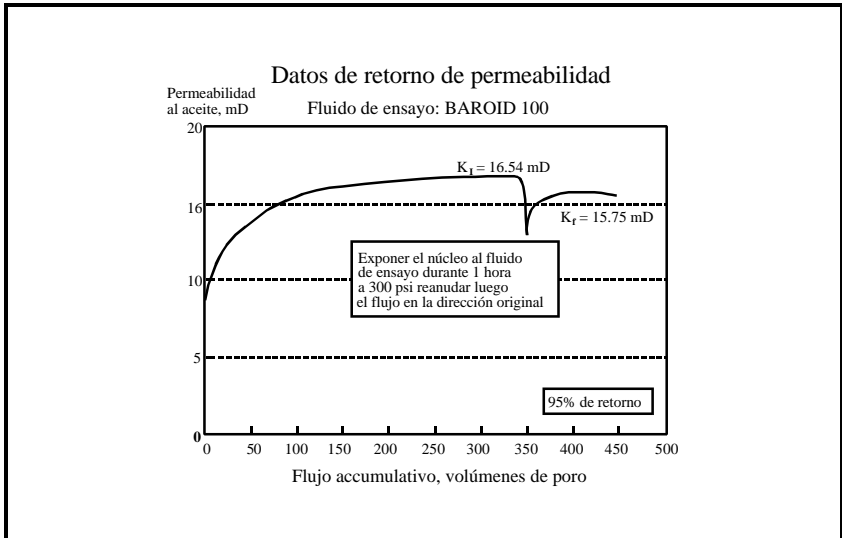


Figura 11-7: Resultados del ensayo de retorno de permeabilidad. En este ensayo el fluido BAROID 100 tuvo un retorno de permeabilidad del 95 por ciento.

Ensayo de bacterias

Descripción. Se puede usar un ensayo de suero fenólico rojo (bacterias aeróbicas) o un ensayo de suero anaeróbico marino (bacterias anaeróbicas) para determinar la concentración de bacterias en el fluido de perforación, el agua de relleno, o el agua del tanque de reserva. El ensayo se realiza usando siete botellas con



sucesivas diluciones de diez a uno del fluido de muestra. Estas son observadas durante un intervalo de prueba de 7 días. El número de botellas que cambian de color y el número de días en los cuales ocurre el cambio son una indicación de la concentración bacteriana en las muestras.

Interpretación. Los resultados se dan en bacterias por mililitro del fluido usado para el ensayo. Un ensayo en el cual cuatro botellas den una indicación positiva en un intervalo de prueba de 72 horas (100.000 a 999.999 bacterias/mL) indica un problema. Cuando siete botellas dan una indicación positiva (1.000.000 a 9.999.999 bacterias/mL), independientemente del tiempo durante el cual ocurre el cambio, existe una seria contaminación bacteriana.

Ensayo de compatibilidad de una salmuera y el agua de la formación

Descripción. El ensayo de compatibilidad se puede usar para evaluar si una propuesta salmuera de terminación reaccionará con el agua de la formación con daño para la formación. Se mezcla una muestra del agua de la formación o agua sintética de la formación con la salmuera deseada y luego se rola en caliente a la temperatura del yacimiento. La salmuera y el agua de la formación se mezclan a diversas proporciones para determinar la máxima contaminación que la salmuera puede tolerar antes que se forme un precipitado.

Interpretación. Si se forma un precipitado durante el mezclado o después del rolado en caliente, los dos medios acuosos se consideran incompatibles. La salmuera para la formación se altera hasta haber identificado un par no reactivo.

Ensayo de difracción por rayos X

Descripción. Se puede usar un análisis de difracción por rayos X para determinar la mineralogía de recortes y núcleos de una muestra relativamente pequeña. Se bombardean con rayos X muestras finamente molidas y se miden las reflexiones resultantes. Esto proporciona un análisis semicuantitativo de los componentes minerales de la muestra.

Interpretación. Los resultados del ensayo se pueden usar para evaluar la reactividad de una formación, especialmente una formación de tipo arcilloso. Los resultados del ensayo se dan generalmente en porcentaje por peso y dictan el grado de inhibición requerido para la estabilidad del pozo. Los tipos comunes de arcilla incluyen la esmectita, caolinita, ilita y clorita.



Pega de tubería



The *Complete* Fluids Company

Contenido

Panorama general	12-2
Pega diferencial	12-2
Fluido liberador ENVIRO-SPOT	12-4
Fluido liberador DUAL PHASE	12-5
Determinación de la profundidad a la zona de pega	12-9
Empaquetamiento	12-9
Pozo estrecho	12-11
Formaciones de fluencia plástica	12-11
Acumulación de revoque	12-11
Ojo de llave (Keyseating)	12-12
Liberación de la pega de tubería	12-16

Panorama general

En operaciones de perforación, la tubería de perforación se considera pegada cuando no se la puede hacer subir, bajar, o girar. El pega de la tubería puede ser causado por varios mecanismos diferentes. Situaciones típicas de pega de tubería son:

- Efectos de la presión diferencial
- Obturación
- Pozo estrecho
- Ojo de llave

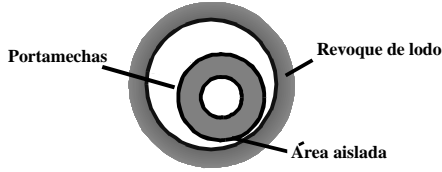
Pega diferencial

La mayoría de los incidentes de pega de tubería es causada por efectos de la presión diferencial. Las excesivas presiones diferenciales a través de zonas permeables de menor presión pueden ser causa de que la sarta de perforación empuje sobre la pared del pozo de sondeo donde queda atascada. Ver la Figura 12-1.

El pega diferencial se puede identificar por las siguientes características:

- La tubería queda pegada después de estar inmóvil por un período de tiempo
- No se puede hacer girar ni mover la tubería mientras se circula

En el momento de pegarse



Después de un corto lapso de tiempo



Figura 12-1: Efecto de la presión diferencial. La diferencia de presión entre la presión de la columna hidrostática y la presión de poro de la formación fuerza a la tubería de perforación contra el revoque de la pared y atasca la tubería.

Para evitar o minimizar el riesgo de pega diferencial, ajustarse a las siguientes pautas guías:

- Perforar dentro de lo práctico con el mínimo peso de lodo.
- Mantener un bajo índice de filtración.
- Mantener a un mínimo los sólidos de bajo peso específico.
- No dejar nunca que la tubería de perforación quede inmóvil por ningún período de tiempo.
- Repasar toda sección de insuficiente diámetro.

- Agregar apropiados agentes de puenteo.
- Cambiar a un lodo base aceite/sintético.

Fluido liberador ENVIRO-SPOT

Cuando ocurre pega diferencial, el fluido liberador puede a veces liberar la tubería de perforación.

Nota: Es de importancia crítica tener inmediatamente disponible un fluido liberador y aplicarlo antes de las seis horas de ocurrido el pega de la tubería.

Los fluidos de emplazamiento están concebidos para penetrar y romper el revoque filtrador. Para mezclar el fluido liberador ENVIRO-SPOT, comenzar con el volumen requerido de aceite y agregar ENVIRO-SPOT, agua, y BAROID en este orden.

Los fluidos base pueden ser diesel, aceite mineral, agua, etc. Ver la Tabla 12-1.

Formulación de fluido liberador ENVIRO-SPOT para 100 barriles						
Peso, lb/gal (sg)	7.3 (0.87)	10.0 (1.20)	12.0 (1.44)	14.0 (1.68)	16.0 (1.92)	18.0 (2.16)
Aceite, bbl (m ³)	64 (10.3)	58 (9.2)	54 (8.6)	49 (7.8)	51 (8.1)	44 (7.0)
ENVIRO-SPOT, tambor de 55 gal.	6 (.98)	6 (.98)	6 (.98)	6 (.98)	6 (.98)	6 (.98)
Agua, bbl (m ³)	28 (4.5)	26 (4.1)	22 (3.5)	21 (3.3)	11 (1.7)	10 (1.6)
BAROID, lb (kg)	no disponible	14,000 (6,350)	25,000 (11,340)	35,000 (15,876)	46,500 (21,092)	57,000 (25,855)

Tabla 12-1: Formulación ENVIRO-SPOT. El ENVIRO-SPOT es un buen fluido liberador multi-propósito, apropiado para uso en muchas diferentes regiones de perforación.

Fluido liberador DUAL PHASE

Densidad

Hacer que la densidad del fluido liberador sea igual al peso del lodo en uso. La FASE UNO tiene una densidad inicial de 14.2 lb/gal (Peso espec. 1.70), que se puede aumentar con cloruro de calcio hasta 15.1 lb/gal (peso espec. 1.81). La FASE UNO se puede reducir a la densidad deseada con agua de mar o agua de perforación. La FASE DOS tiene una densidad inicial de 8.6 lb/gal (peso espec. 1.03). Regular la densidad de la FASE DOS según sea necesario, mediante adiciones de material densificante.

Volúmenes necesarios

FASE UNO - 50 barriles mínimo

FASE DOS - 100 barriles mínimo

Nota: Pueden ser necesarios volúmenes mayores para asegurarse de que el punto de pega esté cubierto por el fluido liberador

Desplazamiento

1. Se debe mezclar la FASE UNO en el tanque de proceso. Ajustar el peso a la densidad del fluido de perforación. Bombear la FASE UNO en la sarta de perforación a normales tasas de bombeo.
2. Se debe mezclar la FASE DOS en el tanque de proceso. Ajustar el peso a la densidad del fluido de perforación. Bombear la FASE DOS en la sarta de perforación a caudales normales de bombeo.
3. Bombear la FASE UNO a través de la barrena dejando 10 barriles de la FASE UNO dentro de la sarta de perforación (si la capacidad de la sarta de perforación es mayor que los volúmenes de las píldoras tanto de la FASE UNO como de la FASE DOS), debe bombearse lodo para completar el procedimiento de emplazamiento.



Tiempo de remojo

1. Una vez cada hora bombear un barril de fluido. La FASE UNO debe tener un tiempo mínimo de remojo/exposición de nueve (9) horas.
2. Después de nueve horas de tiempo en remojo, bombear la FASE DOS en el espacio anular a un ritmo lento de bombeo. Dejar 15 barriles de FASE DOS dentro de la sarta de perforación.
3. Una vez cada hora bombear un barril de fluido.
4. Cuando la tubería se libera, bombear las DOS FASES fuera del pozo y desechar las DOS FASES y la interfase.
5. Una vez desechadas las DOS FASES, se debe acondicionar el lodo con aditivos desfloculantes y de control de pérdida de fluido.

PLANILLA DE TRABAJO DUAL PHASE

Fecha	_____		Tubo De DI cap/pié	DC	_____
Operador	_____			HWDp	_____
Area costafuera	_____			Dp 1	_____
Bloque	_____			Dp 2	_____
Ultima zapata tubería de revestimiento	_____	MD/pies		Dp 3	_____
Profundidad total	_____	MD/pies		_____	_____
Ubicación de la barrena	_____	MD/pies		Datos del pozo	
Tamaño de la barrena	_____	pulgadas		Vol. anular DC/OH	___ bbl
Longitud BHA	_____	pies		Vol. anular HW/OH	___ bbl
Longitud collar de perforación	_____	pies		Vol. anular Dp 1	___ bbl
Longitud tubo HW	_____	pies		Vol. anular Dp 2	___ bbl
Longitud tubería de perforación	_____	pies		Vol. anular Dp 3	___ bbl
Longitud tubería de perforación	_____	pies		Vol. anular Dp 4	___ bbl
Longitud tubería de perforación	_____	pies		Vol. anular barrena-zapata	___ bbl
Longitud total de la sartá	_____	pies		Volumen FASE UNO	
Datos de la bomba				Pies de cobertura DC/OH	___ bbl
Bomba	_____	bbl/carrera		Pies de cobertura HW/OH	___ bbl
Carrera a la barrena	_____	carreras		Pies de cobertura Dp/OH	___ bbl
Colocación FASES UNO Y DOS				Pies de cobertura Dp/OH	___ bbl
	Vol.	carreras al emplazam.		Pies de cobertura Dp/OH	___ bbl
FASE UNO	___ bbl	_____		Pies cubiertos -	
FASE DOS	___ bbl	_____		FASE UNO	___ bbl

Tabla 12-2: Planilla de trabajo DUAL PHASE (DOS FASES). Se puede usar esta planilla de trabajo para calcular los volúmenes que es necesario bombear y un programa de bombeo.



FASE UNO 50 bbl			
Densidad deseada, lb/gal	FASE UNO bbl	CaCl ₂ Sacos 80 lb	Agua bbl
15.1	43	79	
15.0	43	71	
14.9	44	62	
14.8	45	54	
Nota: A 14.8-15.1 lb/gal-TCT es 63° F			
14.7	46	43	
14.6	47	32	
14.5	48	24	
14.4	49	15	
14.3	49	9	
14.2	50		0.0
14.0	48		2
13.5	44		6
13.0	40		10
12.5	35		15
12.0	31		19
11.5	27		23
11.0	22		28
10.5	18		32
10.0	14		36
9.5	10		41
9.0	5		44

FASE DOS 100 bbl			
Densidad deseada, lb/gal	FASE DOS bbl	Agua bbl	Barita sacos
15.5	53	20	332
15.0	53	22	370
14.3	58	20	332
14.2	56	22	325
14.0	57	22	315
13.5	65	15	300
13.0	68	15	255
12.5	73	12	222
12.0	75	12	193
11.0	80	10	147
10.5	82	10	120
10.0	83	10	100
9.5	95	0	74
9.2	98	0	35
8.6	100	0	0

Tabla 12-3: Tabla de densidades del DUAL PHASE. Esta tabla se puede usar para calcular las cantidades de materiales necesarios para obtener la densidad deseada.

Determinación de la profundidad De la zona de pega

Medir el estiramiento de la sarta de perforación para estimar la profundidad a la que está pegada la tubería. La siguiente fórmula localiza la profundidad a la que está pegada la tubería. La longitud de tubería libre se basa en las dimensiones de la sarta de perforación y en la cantidad de alargamiento medida.

$$L = \frac{E e W}{40.8 P}$$

Donde

- L es el largo de la tubería libre (pies)
- E es el módulo de elasticidad (30×10^6) (psi)
- e es el estiramiento (pulgadas)
- W es el peso de la tubería (por pie)
- P es la cantidad de tensión aplicada (lbs/pie)

Empaquetamiento

Los sistemas de fluido de perforación con características deficientes de suspensión presentan fuerte tendencia al empaquetamiento (ver Figura 12-2). Los factores que pueden conducir al derrumbe de la formación incluyen:

- Desequilibrio de la presión
- Hidratación de las lutitas
- El ensamblaje de fondo del pozo daña la pared



Empaquetamiento

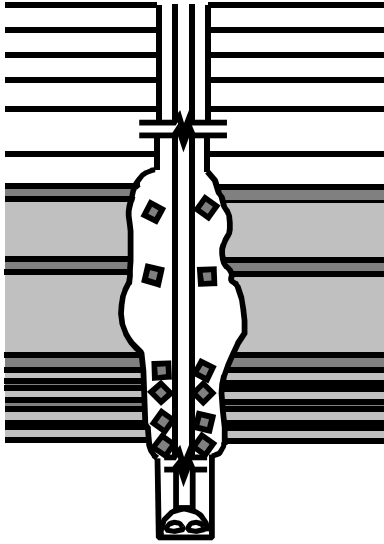


Figura 12-2: Empaquetamiento. El derrumbe masivo de partículas atasca la barrena.

Pozo estrecho

La estrechez del pozo es un estado en que el diámetro del pozo es menor que el diámetro de la barrena usada para perforar esa sección. La estrechez del pozo puede resultar por cualquiera de las causas siguientes:

- Formaciones de fluencia plástica
- Acumulación de revoque en una formación permeable
- Lutitas que se hinchan

Formaciones de fluencia plástica

Una formación de fluencia plástica es una formación que es plástica (fácilmente deformable cuando es forzada) y que puede fluir dentro del pozo. Cuando estos tipos de formaciones son penetrados por la barrena, el hoyo está en calibre. Pero cuando la presión hidrostática ejercida por la columna de fluido de perforación es menor que la presión hidrostática de la formación, se produce desbalanceo, la formación fluye y el diámetro del pozo disminuye.

La estrechez del pozo es un problema común cuando se perfora una gruesa sección de sal con un lodo de aceite. La sal puede fluir dentro del pozo y estrechar esa sección. Cuando existen formaciones de sal plásticas, por lo general están a más de 5,000 pies de profundidad. El emplazamiento de agua dulce es la mejor manera de despegar una tubería de una formación de sal plástica.

Acumulación de revoque

Se produce acumulación de revoque cuando el fluido de perforación tiene deficiente filtración a través de una



zona permeable. Una acumulación excesiva de revoque puede también ser causada por:

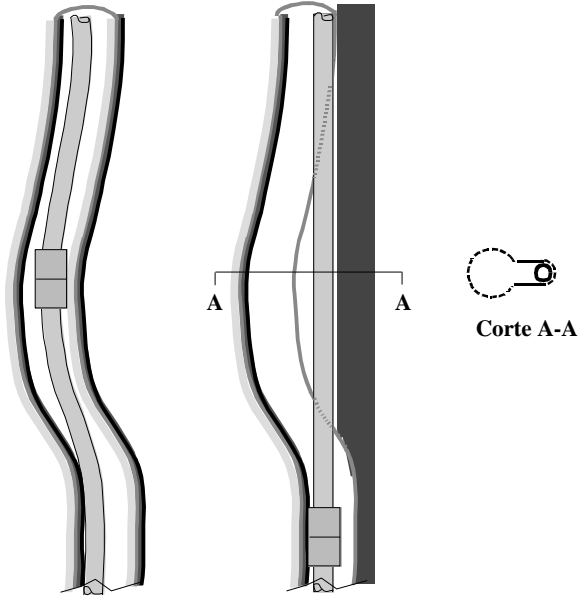
- Alto porcentaje de sólidos de bajo peso específico
- Altas presiones diferenciales (pesos de lodo excesivos)

“Ojo de llave” (Keyseating)

El “ojo de llave” es una situación que se encuentra con frecuencia en pozos desviados o torcidos, en que la tubería de perforación penetra en la pared por desgaste. La normal rotación de la sarta de perforación corta dentro de la pared de la formación en áreas desviadas donde la tensión de la tubería de perforación crea presión contra los costados del pozo.

Se puede diagnosticar “ojo de llave” cuando la tubería de perforación puede ser movida hacia arriba y hacia abajo dentro del alcance de las distancias de unión de herramientas, o hasta que el portamechas llegue al ojo de llave, mientras que la rotación de la tubería y la circulación continúan normales. Ver en la Figura 12-3 un ejemplo de efecto de ojo de llave en un pozo desviado.

Ojo de llave



Posición de la tubería
antes del ojo de llave

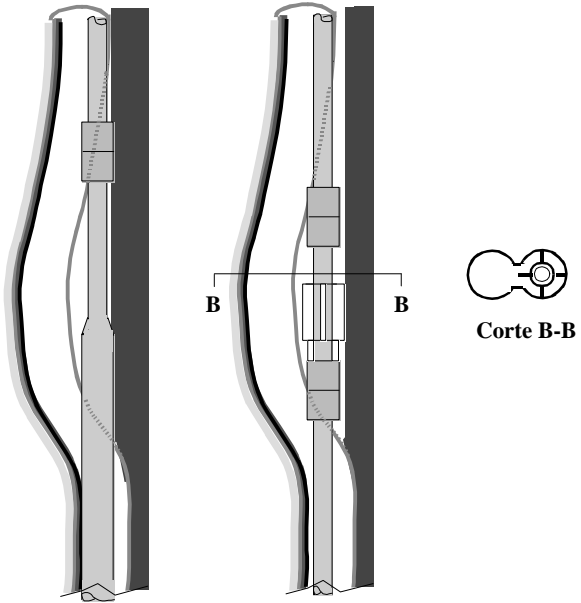
Posición de la tubería
después del ojo de llave

Figura 12-3: Ojo de llave. La fricción generada por la rotación de la tubería de perforación contra la pared del pozo corta un canal angosto, o ojo de llave, dentro de la formación.

Una medida preventiva es controlar cuidadosamente la desviación superior del pozo y la seriedad del desvío en forma de pata de perro por toda la trayectoria del pozo de sondeo. Esta acción eliminará la fuerza que lleva a la creación del ojo de llave.

Una vez que se ha formado un ojo de llave, la mejor solución es repasar las porciones de escaso diámetro del pozo con barrenas ensanchadoras. Véase el ejemplo de acción ensanchadora de la Figura 12-4. Esta acción solucionará el problema inmediato de la tubería trabada, pero el ojo de llave puede volver a formarse si no se adoptan medidas preventivas.

Respasando el ojo de llave



**Portamechas trabado
en el ojo de llave**

**Acción ensanchadora de
agrandamiento del ojo de llave**

Figura 12-4: Acción ensanchadora. Aplicar una barrena ensanchadora al conjunto de perforación para ensanchar el ojo de llave.

Destrahe de la pega de tubería

Se pueden usar las siguientes pautas guías para destrabar una pega de tubería:

Causa...	Pasos para destrabar...
Pega diferencial	Reducir el peso del lodo. Usar fluido liberador.
Empaquetamiento	Retroceder y efectuar lavado.
Pozo estrecho	Aumentar el peso del lodo. Ensanchar.
Ojo de llave	Repasar el ojo de llave.

Sintéticos



The *Complete* Fluids Company

Contenido

PETROFREE - Panorama general	13-3
Sistemas PETROFREE	13-3
PETROFREE	13-4
PETROFREE 100	13-4
Administración del lodo	13-5
Registros	13-7
Aplicación especial	13-9
Información sobre productos	13-9
Viscosificadores/agentes de suspensión	13-9
Adelgazantes	13-10
Emulsionantes	13-11
Agentes de Control de filtración	13-12
PETROFREE LE - Panorama general	13-13
Sistemas PETROFREE LE	13-13
PETROFREE LE	13-15
PETROFREE LE 100	13-16
Administración del lodo	13-17
Registros	13-18
Información sobre productos	13-20
Viscosificadores/agentes de suspensión	13-20
Adelgazantes	13-21
Emulsionantes	13-22
Control de filtración	13-23

XP-07 - Panorama general	13-24
Sistemas XP-07	13-24
XP-07	13-25
XP-07 100	13-26
Administración del lodo	13-27
Registros	13-28
Información sobre productos	13-31
Viscosificadores/agentes de suspensión ...	13-31
Adelgazantes	13-32
Emulsionantes	13-33
Control de filtración	13-34

PETROFREE - Panorama general

Los sistemas PETROFREE son formulados con un éster de base vegetal como fase continua o externa. Los sistemas PETROFREE son recomendados para perforar en áreas ambientalmente sensibles del mundo entero. Las propiedades de los sistemas PETROFREE son influidas por:

- Relación éster/agua
- Concentración de emulsionante
- Contenido en sólidos
- Temperatura y presión pozo abajo

Nota: Los lodos PETROFREE pueden ser formulados para estabilidad a temperaturas próximas a los 300°F (149°C).

Sistemas PETROFREE

Los sistemas PETROFREE se clasifican en dos categorías: PETROFREE y PETROFREE 100. La Tabla 13-1 detalla los usos principales de estos dos sistemas.

Sistema	Aplicación
PETROFREE	Para aplicaciones de agua profunda, alto ángulo, alcance extendido
PETROFREE 100	Para uso como fluido no perjudicial de extracción de núcleos y perforación

Tabla 13-1: Sistemas PETROFREE. Cada sistema PETROFREE fue concebido para llenar requisitos específicos de perforación.



PETROFREE

Los sistemas PETROFREE usan emulsionantes y agentes de pérdida de fluido que proveen máxima estabilidad de la emulsión y mínima pérdida de filtrado. La Tabla 13-2 da los lineamientos guías para formular sistemas PETROFREE.

Aditivo	Función	Concentraciones típicas, lb/bbl (kg/m ³) hasta 300°F (149°C)
Ester	Fase continua	Según sea necesario
EZ MUL NTE	Agente emulsionante	8-16 (23-46)
Cal	Fuente de alcalinidad	0-2 (0-6)
DURATONE HT	Agente de control de pérdida de fluido	8-14 (23-40)
Agua	Fase discontinua	Según sea necesario
GELTONE II/ V	Viscosificador	0.5-2 (1.4-6)
BAROID, BARODENSE, o BARACARB	Agente densificante	Según sea necesario
CaCl ₂	Fuente de salinidad	Según sea necesario

Tabla 13-2: Lineamientos guías para formulación del sistema PETROFREE. El fluido base de un sistema PETROFREE es un éster de base vegetal.

PETROFREE**100**

Se usan sistemas PETROFREE 100 totalmente de éster cuando mantener el estado nativo de la formación geológica sea una condición importante. Estos sistemas no se usan donde la contaminación del agua sea un problema sabido. La Tabla 13-3 da lineamientos guías para formular sistemas PETROFREE 100.

Aditivo	Función	Concentraciones típicas, lb/bbl (kg/m ³)
Ester	Fase continua	Según sea necesario
EZ-CORE	Emulsionante pasivo	3 (9)
* EZ MUL NTE	Emulsionante	0-6 (0-17)
BARABLOK o BARABLOK 400 o DURATONE HT	Agente de control de filtración	5-15 (14-43)
GELTONE II/V	Viscosificador	6-14 (17-40)
BARACTIVE	Aditivo polar	2-6 (6-17)
BAROID, BARODENSE, o BARACARB	Agente densificante	Según sea necesario
Cal	Fuente de alcalinidad	0-0.5 (0-1.4)

Tabla 13-3: Lineamientos guías para formular el sistema PETROFREE 100. El fluido base de un sistema PETROFREE 100 es un éster de base vegetal.

* Se puede agregar EZ MUL NTE cuando ocurra una gran cantidad de contaminación de agua.

Nota: Cuando se use DURATONE HT para control de filtraciones, debe usarse BARACTIVE como activador.

Administración del lodo

Al mantener un sistema PETROFREE:

- No usar exceso de cal > 0.5 lb/bbl (1.4 kg/m³).
- No usar obturantes celulósicos.
- No usar agentes densificantes cuando se agregue agua.
- Mantener un filtrado APAT todo éster.



- Usar equipo de control de sólidos para evitar acumulación de sólidos de bajo peso específico.
- Agregar EZ MUL NTE despacio al agregar agentes densificantes, para ayudar a remojar de aceite los sólidos adicionales.

Nota: Se debe agregar únicamente EZ MUL NTE a los sistemas PETROFREE. El uso de otros emulsionantes introducirá contaminación de hidrocarburos del petróleo.

- No saturar la fase agua con CaCl_2 porque puede ocurrir inestabilidad de la emulsión y remojado de sólidos por agua.
- No agregar ningún material que contenga hidrocarburos de petróleo.
- Usar OMC 42 cuando se requiera un adelgazante.

Nota: Cuando la concentración del producto OMC 42 llegue a 4 lb/bbl (11 kg/m³), usar OMC 2 en pequeñas cantidades (0.25 a 0.5 lb/bbl [0.7 a 1.4 kg/m³]) para dilución adicional.

- Mantener las relaciones éster/agua dentro de los límites recomendados. La Tabla 13-4 detalla las relaciones éster/agua típicas.

Densidad del lodo, lb/gal (sg)	Proporciones de éster/agua recomendadas
9-11 (1.08-1.32)	70/30 - 80/20
11-13 (1.32-1.56)	75/25 - 85/15
13-15 (1.56-1.80)	85/15 - 90/10
15-16 (1.80-1.92)	85/15 - 90/10
16-17 (1.92-2.04)	90/10 - 95/5
17-18 (2.04-2.16)	95/5 - 100/0

Tabla 13-4: Relaciones éster/agua. Esta tabla detalla las relaciones éster/agua mínimas y máximas para lodos de densidades dadas.

Registros

Los sistemas PETROFREE no conducen corriente eléctrica; por consiguiente, no deben usarse herramientas de registro que requieran conductancia eléctrica para medir resistividad. La Tabla 13-5 da los lineamientos guías para el registro en sistemas PETROFREE.



Objetivo	Herramienta	Notas
Correlación y litología de control de profundidad	Registro de inducción/rayos gama Registro de densidad de la formación Registro sísmico Registro de neutrones Inclinómetro	Usar el registro de rayos gama para determinar las secuencias de arena y lutitas. Usar los demás registros para identificar litología compleja.
Porcentaje de lutitas en arenas lutíticas	Registro de rayos gama	El método de registro de rayos gama reemplaza al índice de arena/lutitas hallado en aguas dulces por el registro de SP.
Contenido neto de arena (conteo de arena)	Registro de densidad de la formación Registro de rayos gama Registro de resistividad	Usar el registro de densidad de la formación, un registro de resistividad, y/o el registro de calibrador para determinar el conteo de arena porque las densidades de la arena y las lutitas difieren.
Detectar formaciones con contenido de hidrocarburos	Registro de inducción/rayos gama Registro sísmico Registro de neutrones	Valores de alta resistividad indican saturación de poros de los hidrocarburos. Usar un registro de densidad de la formación en conjunción con registros de neutrones y sísmico para identificar hidrocarburos.
Interpretación <ul style="list-style-type: none"> • Saturación de agua • Porosidad • Permeabilidad • Formación estructural • Productividad 	Registros de inducción, sísmico, densidad, y neutrones Registros de densidad de la formación, sísmico, y de neutrones; núcleos de pared lateral Núcleos de pared lateral Inclinómetro continuo Probador de la formación	Usar la ecuación de Archie para computar saturación de agua.

Tabla 13-5: Guías de registro. Hay disponible una variedad de registros para ayudar a determinar las condiciones del fondo del pozo.

Aplicación especial

Sistemas PETROFREE de aislamiento térmico

Sistemas de aislamiento térmico son colocados dentro de la tubería de revestimiento en el espacio anular entre la tubería de revestimiento y los tubos de producción para minimizar la transferencia de calor y prevenir la corrosión. Como resultado de la mínima transferencia de calor, es reducida la formación de cera durante el proceso de producción. La Tabla 13-6 da las pautas guías para formular sistemas PETROFREE de aislamiento térmico.

Aditivo	Aplicación	Concentraciones típicas, lb/bbl (kg/m ³)
PETROFREE éster	Fluido base	Según se requiera
GELTONE II/V	Viscosificador	20 (57)
BARACTIVE	Aditivo polar	0.1-0.4 (0.3-1.1)

Tabla 13-6: Pautas guías para formulación del sistema PETROFREE de aislamiento térmico. El fluido base de los sistemas de aislamiento térmico es el éster de PETROFREE.

Información sobre productos

Viscosificadores/ agentes de suspensión

Usar arcillas organofílicas para aumentar las propiedades reológicas de los sistemas PETROFREE. Usar ácidos grasos poliméricos dispersables por ésteres para mejorar las viscosidades de baja velocidad de corte de los



sistemas base éster. Los productos viscosificadores incluyen:

Producto	Aplicación	Descripción	Tratamiento lb/bbl (kg/m ³)
GELTONE II/V	Desarrolla propiedades de viscosidad y suspensión; requiere un aditivo polar (p.ej. agua) para desarrollar máximo rendimiento	Arcilla organofílica	1-12 (3-34)
RM-63	Mejora propiedades reológicas de baja velocidad de corte	Acido graso polimérico	0.5-1.5 (1.4-4)
SUSPENTONE	Provee suspensión y minimiza la decantación con mínimo aumento de viscosidad	Arcilla organofílica	1-6 (3-17)

Tabla 13-7: Productos viscosificadores. Hay disponible una variedad de productos para aumentar las propiedades reológicas o mejorar las viscosidades de baja velocidad de corte de los lodos base éster.

Adelgazantes

Para diluir los sistemas PETROFREE, agregarle fluido base al sistema o tratarlo con una variedad de ácidos policarboxílicos solubles en éster o derivados de ácidos grasos poliméricos.

Los productos adelgazantes incluyen:

Producto	Aplicación	Descripción	Tratamiento, lb/bbl (kg/m ³)
OMC 2	Reduce la viscosidad	Acido graso oligomérico	0.25-1.5 (0.7-4)
OMC 42	Reduce la viscosidad	Imida polimérica surfactante	0.5-4 (1.4-11)

Tabla 13-8: Productos adelgazantes. Los productos adelgazantes se usan para hacer menos viscosos a los sistemas PETROFREE.

Emulsionantes

Usar emulsionantes para aumentar la estabilidad de la emulsión de PETROFREE y reducir la tendencia al remojo en agua de los sólidos insolubles. Los productos emulsionantes incluyen:

Producto	Aplicación	Descripción	Tratamiento, lb/bbl (kg/m ³)
EZ-CORE	Actúa como emulsionante pasivo en los sistemas PETROFREE 100	Acido graso refinado de resina líquida	2 (6)
EZ MUL NTE	Actúa como el emulsionante primario en los sistemas PETROFREE	Acido graso poliaminado	8-15 (23-43)

Tabla 13-9: Productos emulsionantes. Los emulsionantes aumentan la estabilidad de la emulsión y reducen la tendencia de los sólidos insolubles a mojarse en agua.



Agentes de control de filtración

Para dar control de filtración, agregar lignito organofílico o diversos materiales asfálticos. Los productos de control de filtración incluyen:

Producto	Aplicación	Descripción	Tratamiento, lb/bbl (kg/m ³)
DURATONE HT	Controla la pérdida de fluido a temperaturas elevadas; provee estabilidad a alta temperatura (300°F[149°C]) <i>Nota: Cuando se usa con sistemas 100% éster, se requiere activador polar BARACTIVE para activar el DURATONE HT.</i>	Leonardita organofílica	1-25
AK-70	Controla la pérdida de fluido a temperaturas de hasta 275°F (135°C)	Mezcla de asfalto soplado y arcilla por aire con agente anti-apelmazante	1-25 (3-71)
BARABLOK	Controla la pérdida de fluido a temperaturas de hasta 300°F (149°C)	Resina de hidrocarburos (asfaltita) en polvo	1-15 (3-43)

Tabla 13-10: Productos de control de filtrado. Estos productos proporcionan control de filtrado en sistemas PETROFREE.

PETROFREE LE

- Panorama general

Los sistemas PETROFREE LE son formulados usando una mezcla de éster PETROFREE y un fluido derivado de gas natural (LE BASE) como fase continua. Los sistemas PETROFREE LE se recomiendan para perforar en áreas ambientalmente sensibles del mundo entero. La propiedad única de seleccionar relaciones éster/LE BASE de la fase continua le permite al usuario desarrollar propiedades especiales para mayor lubricidad y facilidad de transporte de los recortes. En los sistemas PETROFREE LE influyen:

- La relación éster/LE BASE
- La relación sintético/agua
- Concentración de emulsionante
- Contenido de sólidos
- Temperatura y presión en el fondo del pozo

Nota: Los lodos PETROFREE LE pueden ser formulados para estabilidad a temperaturas en exceso de 400°F (205°C).

Sistemas PETROFREE LE

Los sistemas PETROFREE LE se clasifican en dos categorías: PETROFREE LE y PETROFREE LE 100. La Tabla 9-13 detalla los usos principales de estos dos sistemas.



Sistema	Aplicación
PETROFREE LE	Para aplicaciones de agua profunda, gran ángulo, alta densidad, alta temperatura y alcance extendido
PETROFREE LE 100	Para uso como fluido de perforación no perjudicial

Tabla 13-11: Sistemas PETROFREE LE. Cada sistema PETROFREE LE fue desarrollado para llenar necesidades de perforación específicas.

PETROFREE LE

Los sistemas PETROFREE LE usan emulsionantes y agentes de filtrado que proporcionan máxima estabilidad de la emulsión y mínima pérdida de filtrado. La Tabla 13-12 da las pautas guías para formular sistemas PETROFREE LE.

Aditivo	Función	Concentraciones típicas, lb/bbl (kg/m ³) hasta 325°F (163°C)
Ester/LE BASE	Fase continua	Según se requiera
LE MUL	Emulsionante primario	0-8 (0-23)
LE SUPERMUL	Emulsionante secundario	5-12 (14-34)
Cal	Fuente de alcalinidad	2-3 (6-9)
CaCl ₂	Fuente de salinidad	Según se requiera
DURATONE HT	Agente de control de pérdida de fluido	5-12 (14-34)
Agua	Fase discontinua	Según se requiera
GELTONE II/V	Viscosificador	4 - 6 (11-17)
BAROID, BARODENSE, o BARACARB	Agente densificante	Según se requiera

Tabla 13-12: Pautas guías para formulación de sistemas PETROFREE LE. Esta tabla detalla las concentraciones de productos típicos para sistemas PETROFREE LE con estabilidad hasta los 325°F (163°C).



PETROFREE LE 100

Los sistemas “todo sintético” PETROFREE LE 100 se usan cuando mantener el estado nativo de la formación geológica sea una condición principal. Estos sistemas no se usan donde es sabido que la contaminación del agua es un problema. La Tabla 13-13 da las pautas guías para formular sistemas PETROFREE LE 100.

Aditivo	Función	Concentraciones típicas, lb/bbl (kg/m ³) hasta 325°F(163°C)
Ester/LE BASE	Fase continua	Según se requiera
EZ-CORE	Emulsionante pasivo	2 (6)
* LE SUPERMUL	Emulsionante	0-6 (0-17)
BARABLOK o BARABLOK 400 o DURATONE HT	Agente de control de filtrado	5-15 (14-43)
GELTONE II/V	Viscosificador	6-14 (17-40)
BARACTIVE	Aditivo polar	2-6 (6-17)
BAROID, BARODENSE, o BARACARB	Agente densificante	Según se requiera
Cal	Fuente de alcalinidad	1-3 (3-9)

Tabla 13-13: Pautas guías para formulación del sistema PETROFREE LE 100. Esta tabla detalla las concentraciones de productos típicas para sistemas PETROFREE LE 100 con una estabilidad de hasta 325°F (163°C).

* Se puede agregar LE SUPERMUL cuando ocurran contaminaciones de agua mayores de lo previsto.

Nota: Cuando se use DURATONE HT para control de filtraciones, se debe usar BARACTIVE como activador.

Administración del lodo

Cuando se mantenga un sistema PETROFREE LE:

- No usar obturantes celulósicos
- No agregar agentes densificantes cuando se agregue agua.
- Mantener un filtrado APAT “ todo sintético”.
- Usar equipo de control de sólidos para evitar acumulación de sólidos de bajo peso específico.
- Agregar LE SUPERMUL despacio cuando se agreguen agentes densificantes para ayudar a remojar de aceite los sólidos adicionales.

Nota: Solamente LE SUPERMUL, LE MUL , o EZ CORE (sistemas 100% sintético) deben agregarse a los sistemas PETROFREE LE. El uso de otros emulsionantes introducirá contaminación de hidrocarburos del petróleo.

- No saturar la fase agua con CaCl_2 porque puede ocurrir inestabilidad de la emulsión y remojado de los sólidos por agua.
- Se recomienda LE MUL cuando los pesos del lodo exceden de 14.0 lb/gal (peso espec. 1.68).
- No agregar ningún material que contenga hidrocarburos de petróleo.
- Usar LE THIN cuando se requiera un adelgazante.

Nota: Cuando la concentración de producto de LE THIN llegue a 4 lb/bbl (11 kg/m³), usar OMC 2 en pequeñas cantidades (0.25 to 0.5 lb/bbl [0.7 to 1.4 kg/m³]) para dilución adicional.

- Mantener las relaciones sintético/agua dentro de los límites recomendados. Ver la Tabla 13-14.



Densidad del lodo, lb/gal (sg)	Relación sintético/agua recomendada
9-11 (1.08-1.32)	60/40 - 70/30
11-13 (1.32-1.56)	70/30 - 80/20
13-15 (1.56-1.80)	80/20
15-16 (1.80-1.92)	85/15
16-17 (1.92-2.04)	85/15 - 90/10
17-18 (2.04-2.16)	90/10 - 95/5

Tabla 13-14: Relaciones sintético/agua. Esta tabla detalla las relaciones sintético/agua recomendadas para densidades de lodo dadas.

Registros

Los sistemas PETROFREE no conducen corriente eléctrica; por consiguiente, no deben usarse herramientas de registro que requieran conductancia eléctrica para medir resistividad. La Tabla 13-15 da los lineamientos guías para el registro en sistemas PETROFREE LE.

Objetivo	Herramienta	Notas
Correlación y litología de control de profundidad	Registro de inducción/rayos gama Registro de densidad de la formación Registro sísmico Registro de neutrones Inclinómetro	Usar el registro de rayos gama para determinar las secuencias de arena y lutitas. Usar los demás registros para identificar litología compleja.
Porcentaje de lutitas en arenas lutíticas	Registro de rayos gama	El método de registro de rayos gama reemplaza al índice de arena/lutitas hallado en aguas dulces por el registro SP.

(continúa en la página siguiente)

Objetivo	Herramienta	Notas
Contenido neto de arena (conteo de arena)	Registro de densidad de la formación Registro de rayos gama Registro de resistividad	Usar el registro de densidad de la formación, un registro de resistividad, y/o el registro de calibrador para determinar el conteo de arena porque las densidades de la arena y las lutitas difieren.
Detectar formaciones con contenido de hidrocarburos	Registro de inducción/rayos gama Registro sísmico Registro de neutrones	Valores de alta resistividad indican saturación de poros de los hidrocarburos. Usar un registro de densidad de la formación en conjunción con registros de neutrones y sísmico para identificar hidrocarburos.
Interpretación <ul style="list-style-type: none"> • Saturación de agua • Porosidad • Permeabilidad • Formación estructural • Productividad 	Registros de inducción, sísmico, densidad, y neutrones Registros de densidad de la formación, sísmico y de neutrones; núcleos de pared lateral Núcleos de pared lateral Inclínómetro continuo Probador de la formación	Usar la ecuación de Archie para computar saturación de agua.

Tabla 13-15: Lineamientos guías para registros. Hay disponible una variedad de registros para ayudar a determinar las condiciones en el fondo del pozo.



Información sobre productos

Viscosificadores agentes de suspensión

Usar arcillas organofílicas para aumentar las propiedades reológicas de los sistemas PETROFREE LE . Usar ácidos grasos poliméricos dispersables en éster para mejorar las viscosidades de baja velocidad de corte de los sistemas base éster. Los productos viscosificadores incluyen:

Producto	Aplicación	Descripción	Tratamiento, lb/bbl (kg/m ³)
GELTONE II/V	Desarrolla propiedades de viscosidad y suspensión; requiere un aditivo polar (p.ej. agua) para desarrollar máximo rendimiento; se obtiene máximo rendimiento con mínimo efecto cortante	Arcilla organofílica	1-12 (3-34)
RM-63	Mejora las propiedades reológicas de baja velocidad de corte	Acido graso polimérico	0.5-1.5 (1.4-4)
SUSPENTONE	Provee suspensión y minimiza la decantación con mínimo aumento de viscosidad	Arcilla organofílica	1-6 (3-17)

Tabla 13-16: Productos viscosificadores. Hay disponible una variedad de productos para aumentar las propiedades reológicas o mejorar las viscosidades de baja velocidad de corte del PETROFREE LE.

Adelgazantes

Para diluir los sistemas PETROFREE LE, agregar fluido base al sistema o tratarlo con ácido policarboxílico o derivados de ácidos grasos poliméricos. Los productos diluyentes incluyen:

Producto	Aplicación	Descripción	Tratamiento, lb/bbl (kg/m ³)
OMC 2	Reduce la viscosidad	Acido graso oligomérico	0.25-1.5 (0.7-4)
LE THIN	Reduce la viscosidad	Surfactante poli-imídico	0.5-4 (1.4-11)

Tabla 13-17: Productos diluyentes. Se usan productos diluyentes para hacer menos viscosos a los sistemas PETROFREE LE.



Emulsionantes

Usar emulsionantes para aumentar la estabilidad de la emulsión de PETROFREE LE y reducir la tendencia al remojado en agua de los sólidos insolubles. Los productos emulsionantes incluyen:

Producto	Aplicación	Descripción	Tratamiento, lb/bbl (kg/m ³)
EZ-CORE	Actúa como emulsionante pasivo en los sistemas PETROFREE LE 100	Acido graso de resina líquida refinada	2 (6)
LE MUL	Emulsionante primario	Mezcla de resina líquida oxidada y ácido graso poliaminado	0-8 (0-23)
LE SUPERMUL	Actúa como emulsionante secundario en sistemas PETROFREE LE	Amida parcial de un ácido graso	8-15 (23-43)

Tabla 13-18: Productos emulsionantes. Los emulsionantes aumentan la estabilidad de la emulsión y reducen la tendencia al remojado en agua de los sólidos insolubles.

Agentes de control de filtraciones

Para proveer control de filtraciones, agregar lignito organofílico o diversos materiales asfálticos. Los productos de control de filtraciones incluyen:

Producto	Aplicación	Descripción	Tratamiento lb/bbl (kg/m ³)
DURATONE HT	Controla la pérdida de fluido a temperaturas elevadas; provee estabilidad a alta temperatura (325°F [163°C]) <i>Nota: Cuando se usa con sistemas 100 % éster, se requiere activador polar BARACTIVE para activar el DURATONE HT.</i>	Leonardita organofílica	1-25 (3-71)
AK-70	Controla la pérdida de fluido a temperaturas de hasta 275°F (135°C)	Mezcla de asfalto soplado y arcilla por aire con agente anti-apelmazante	1-25 (3-71)
BARABLOK	Controla la pérdida de fluido a temperaturas de hasta 325°F (163°C)	Resina de hidrocarburose n polvo (asfaltita)	1-15 (3-43)
BARABLOK 400	Controla la pérdida de fluido a temperaturas de hasta 400°F (204°C)	Resina de hidrocarburose n polvo (asfaltita)	1-15 (3-43)

Tabla 13-19: Productos de control de filtraciones. Estos productos proveen control de filtraciones en sistemas PETROFREE LE.



XP-07 - Panorama general

Los sistemas XP-07 son sistemas base sintético en los cuales la fase continua o externa es una mezcla pura de alcano normal. En las propiedades de los sistemas XP-07 influyen:

- La relación alcano (sintético)/agua
- Las concentraciones de gelificante y emulsionante
- El contenido de sólidos
- La temperatura y presión pozo abajo

Nota: Los fluidos XP-07 pueden ser formulados para estabilidad a temperaturas en exceso de 450°F (232°C).

Sistemas XP-07

Los sistemas XP-07 se clasifican en dos categorías: XP-07 y XP-07 100. La Tabla 13-20 describe los usos principales de estos dos sistemas.

Sistema	Aplicación
XP-07	Para perforación en aguas profundas, alcance extendido, gran ángulo y APAT, donde las regulaciones ambientales exigen sistemas base sintético.
XP-07 100	Para extracción de núcleos y perforación no perjudiciales donde las regulaciones ambientales exigen sistemas base sintético.

Tabla 13-20: Sistemas XP-07. Los sistemas XP-07 fueron concebidos para llenar necesidades de perforación específicas.

XP-07

Los sistemas XP-07 usan emulsionantes, gelificantes y agentes de pérdida de fluido a concentraciones basadas en criterios sobre la formación, geometría del pozo, y temperaturas de fondo del pozo. La Tabla 13-21 da las pautas guías para formular sistemas XP-07.

Aditivo	Función	Concentraciones típicas, lb/bbl (kg/m ³) hasta 325°F (163°C)
XP-07	Fase continua	Según se requiera
EZ MUL 2F	Emulsionante	6-20 (17-57.0)
Lime	Fuente de alcalinidad	2-10 (6-29)
DURATONE HT	Agente de control de pérdida de fluido	2-20 (6-57.0)
Agua	Fase discontinua	Según se requiera
GELTONE II/V	Viscosificador	2-10 (6-29)
SUSPENTONE	Agente de suspensión	0.5-4 (1.4-11)
BAROID, BARODENSE, o BARACARB	Agente densificante	Según se requiera
CaCl ₂	Fuente de salinidad	Según se requiera

Tabla 13-21: Pautas guías para formular sistemas XP-07. Esta tabla detalla concentraciones típicas de productos para sistemas XP-07 con una estabilidad de hasta 325°F (163°C).



XP-07 100

Se usan sistemas XP-07 100 todo n-alcano cuando mantener el estado nativo de la formación geológica constituye una condición primordial y si las reglamentaciones ambientales requieren el uso de un sistema base sintético. Normalmente no se usan estos sistemas donde la contaminación del agua es un problema sabido. La Tabla 13-22 da pautas guías para formulación de sistemas XP-07 100.

Aditivo	Función	Concentraciones típicas, lb/bbl (kg/m³) hasta 325°F (163°C)
Base XP-07	Fase continua	Según se requiera
EZ-CORE	Emulsionante pasivo	2 (6)
* EZ MUL 2F	Emulsionante	0-4 (0-11)
BARABLOK o BARABLOK 400 o DURATONE HT	Agente de control de filtración	5-15 (14-43)
GELTONE II/V	Viscosificador	8-16 (23-46)
BARACTIVE	Aditivo polar	4-12 (11-34)
BAROID, BARODENSE, o BARACARB	Agente densificante	Según se requiera
Cal	Fuente de alcalinidad	0-10 (0-29)

Tabla 13-22: Pautas guías para la formulación de sistemas XP-07 100. Esta tabla detalla las concentraciones típicas de productos para sistemas XP-07 con una estabilidad de hasta 325°F (163°C).

* Se puede agregar EZ MUL 2F cuando ocurra una contaminación por gran cantidad de agua.

Nota: Cuando se use DURATONE HT para control de filtraciones, debe usarse BARACTIVE como activador.

Administración del lodo

Cuando se mantenga un sistema XP-07, observar las siguientes normas:

- Cuando se mezcle nuevo volumen de lodo, mantener durante varias horas una vigorosa agitación.
- Mantener un filtrado APAT todo alcano.
- Mantener el exceso de cal en 1 a 3 lb/bbl (3 a 9 kg/m³)
- Mantener estabilidad eléctrica a más de 400 voltios.
- No usar obturantes celulósicos.
- Cuando se agreguen agentes densificantes, agregar EZ MUL 2F lentamente para ayudar a remojar de aceite los sólidos adicionales.
- No agregar agentes densificantes cuando se agregue agua.
- Usar equipo de control de sólidos para evitar la acumulación de sólidos de bajo peso específico.
- No saturar con CaCl₂ la fase agua, pues podría ocurrir inestabilidad de la emulsión y remojo de sólidos por agua.
- Usar OMC 42 cuando se requiera un adelgazante.
- No agregar ningún material que contenga hidrocarburos de petróleo.
- Mantener la relación sintético/agua dentro del rango programado. La Tabla 13-23 detalla relaciones sintético/agua típicas.



Densidad del lodo, lb/gal (sg)	Relación sintético/agua recomendada
9-11 (1.08-1.32)	60/40 - 70/30
11-13 (1.32-1.56)	70/30 - 80/20
13-15 (1.56-1.80)	80/20
15-16 (1.80-1.92)	80/20 - 85/15
16-17 (1.92-2.04)	85/15 - 90/10
17-18 (2.04-2.16)	90/10 - 95/5

Tabla 13-23: Relaciones sintético/agua. Esta tabla detalla las relaciones sintético/agua recomendadas para determinadas densidades del lodo.

Registros

Los sistemas XP-07 no conducen corriente eléctrica; por consiguiente, no se deben usar herramientas que requieran conductancia eléctrica para medir la resistividad. La Tabla 13-24 da pautas guías para llevar registros en sistemas XP-07.

Objetivo	Herramienta	Notas
Correlación y litología de control de profundidad	Registro de inducción/rayos gama Registro de densidad de la formación Registro sónico Registro de neutrones Inclinómetro	Usar el registro de rayos gama para determinar las secuencias de arena y lutitas. Usar los demás registros para identificar litología compleja.
Porcentaje de lutitas en arenas lutíticas	Registro de rayos gama	El método de registro de rayos gama reemplaza al índice de arena/lutitas hallado en aguas dulces por el registro SP.
Contenido neto de arena (conteo de arena)	Registro de densidad de la formación Registro de rayos gama	Usar el registro de densidad de la formación y/o el registro de calibrador para determinar el conteo de arena cuando las densidades de la arena y las lutitas difieren.
Detectar formaciones con contenido de hidrocarburos	Registro de inducción/rayos gama Registro sónico Registro de neutrones	Valores de alta resistividad indican saturación de poros de los hidrocarburos. Usar un registro de densidad de la formación en conjunción con registros de neutrones y sónico para identificar hidrocarburos.

(continúa en la página siguiente)

Objetivo	Herramienta	Notas
Interpretación <ul style="list-style-type: none"> • Saturación de agua • Porosidad • Permeabilidad • Formación estructural • Productividad 	Registros de inducción, sónico, densidad, y neutrones Registros de densidad de la formación, sónico y de neutrones; núcleos de pared lateral Núcleos de pared lateral Inclínómetro continuo Probador de la formación	Usar la ecuación de Archie para computar saturación de agua.

Tabla 13-24: Pautas guías para registros. Hay disponible una variedad de registros para ayudar a determinar las condiciones del fondo del pozo.

Información sobre productos

Viscosificadores/ agentes de suspensión

Usar GELTONE II o V para impartir propiedades reológicas al sistema XP-07. Usar SUSPENTONE para minimizar la decantación de barita a temperaturas elevadas. Usar RM-63 para mejorar las viscosidades a baja velocidad de corte de los sistemas XP-07. Los productos viscosificadores incluyen:

Producto	Aplicación	Descripción	Tratamiento, lb/bbl (kg/m ³)
GELTONE II/V	Desarrolla propiedades de viscosidad y suspensión	Arcilla organofílica	2-16 (6-46)
SUSPENTONE	Provee suspensión y minimiza la decantación con mínimo aumento de viscosidad	Arcilla organofílica	1-5 (3-14)
RM-63	Mejora las propiedades reológicas de baja velocidad de corte	Acido graso polimérico	0.5-2 (1.4-6)

Tabla 13-25: Productos viscosificadores. Hay disponible una variedad de productos para aumentar las propiedades reológicas o mejorar las viscosidades de baja velocidad de corte de los sistemas XP-07.



Adelgazantes

Para adelgazar sistemas XP-07, agregar fluido base XP-07 al sistema o tratarlo con un ácido policarboxílico o derivados de ácido graso oligomérico. Los productos adelgazantes incluyen:

Producto	Aplicación	Descripción	Tratamiento, lb/bbl (kg/m ³)
OMC 2	Reductor de viscosidad extrema	Acido graso oligomérico	0.2-1 (0.6-3)
OMC 42	Reductor de viscosidad moderada	Surfactante polímero-imida	0.5-4 (1.4-11)

Tabla 13-26: Productos diluyentes. Se usan productos adelgazantes para reducir el punto cedente y la consistencia de geles de sistemas XP-07.

Emulsionantes

Usar emulsionantes para aumentar la estabilidad de la emulsión del sistema XP-07, propender al remojo de sólidos por alcano, y reducir agua en el filtrado. Los productos emulsionantes incluyen:

Producto	Aplicación	Descripción	Tratamiento, lb/bbl (kg/m ³)
EZ-CORE	Actúa como emulsionante pasivo en los sistemas XP-07 100	Acido graso de resina líquida refinado	2-4 (6-11)
EZ MUL 2F	Actúa como emulsionante primario y agente alcano-mojante	Poliamida en solvente base XP-07	2-20 (6-57)
DRILTREAT	Agente alcano-mojante	Dispersión de lecitina	.5-2 (1.4-6)

Tabla 13-27: Productos emulsionantes. Los emulsionantes aumentan la estabilidad de la emulsión y reducen la tendencia de los sólidos insolubles a remojar de agua.



Agentes de control de filtración

Para proveer control de filtración APAT en sistemas XP-07, agregar lignito organofílico o diversos materiales asfálticos. Los productos de control de filtración incluyen:

Producto	Aplicación	Descripción	Tratamiento lb/bbl (kg/m ³)
DURATONE HT	Control de filtración HPHT en sistemas XP-07 para temperaturas de hasta 450°F (232°C)	Lignito organofílico	2-20 (6-57)
AK-70	Controla la pérdida de fluido a temperaturas de hasta 275°F (135°C)	Mezcla de asfalto soplado y arcilla por aire con agente anti-apelmazante	1-25 (3-71)
BARABLOK	Controla la pérdida de fluido a temperaturas de hasta 325°F (163°C)	Resina de hidrocarburos en polvo (asfaltita)	1-15 (3-43)
BARABLOK 400	Controla la pérdida de fluido a temperaturas de hasta 400°F (204°C)	Resina de hidrocarburos en polvo (asfaltita)	1-15 (3-43)

Tabla 13-28: Productos de control de filtración. Estos productos proveen control de filtración en sistemas XP-07.

Tablas, gráficos y cálculos



The *Complete* Fluids Company

Contenido

Panorama general	14-3
Fórmulas para ajustar las propiedades de fluidos de perforación	14-3
Fórmulas para calcular los materiales necesarios para aumentar el peso del lodo	14-3
Cálculos de mayor peso (aumento de volumen tolerado) ..	14-3
Cálculos de mayor peso (volumen final especificado)	14-4
Fórmulas para calcular los materiales necesarios para reducir el peso del lodo	14-4
Reducción peso del lodo (aumento de volumen tolerado) ..	14-4
Reducción peso del lodo (volumen final especificado)	14-5
Fórmulas para calcular los materiales necesarios para cambiar la relación aceite/agua (OWR)	14-6
Aumento de la relación aceite/agua	14-6
Reducción de la relación aceite/agua	14-7
Fórmulas para calcular superficie y volumen	14-8
Fórmulas para calcular los volúmenes de piletas y tanques	14-8
Tanque rectangular	14-8
Tanque cilíndrico vertical	14-8
Tanque cilíndrico horizontal	14-9
Fórmulas para calcular el volumen del pozo	14-9
Volumen del pozo (sin tubería de perforación en el pozo) .	14-9
Volumen anular (capacidad)	14-9
Capacidad y desplazamiento de la tubería de perforación o del portamechas	14-10

Dimensiones	14-11
Dimensiones de la tubería de revestimiento	14-11
Capacidades de los cilindros	14-23
Capacidad de un cilindro	14-23
Diámetro interior de un cilindro de acero	14-23
Dimensiones de la tubería de perforación	14-23
Dimensiones de los tubos	14-26
Fórmulas para calcular caudales de las bombas	14-30
Bomba duplex	14-30
Bomba triplex	14-30
Bombas	14-30
Capacidades de bombas duplex	14-30
Capacidades de bombas triplex	14-34
Propiedades químicas	14-36
Tabla periódica de los elementos	14-38
Conversiones químicas	14-39
Conversión epm a ppm	14-39
Libras de sustancia química para remover ciertos contaminantes	14-40
Propiedades físicas	14-41
Datos de volumen bruto	14-41
Densidad de materiales comunes	14-42
Materiales específicos	14-43
Tablas de datos de agua salada	14-43
Constantes del agua salada	14-43
Densidades de soluciones de cloruro de sodio	14-44
Composición química del agua de mar	14-45
Factores de conversión métrica y estándar	14-46

Panorama general

Las tablas y gráficos están agrupados por función y separados en grupos lógicos. Usar el índice de contenido para localizar la sección deseada. Dentro de cada sección separada los temas están en orden alfabético.

Fórmulas para ajustar las propiedades de fluidos de perforación

Fórmulas para calcular los materiales necesarios para aumentar el peso del lodo

Cálculos para aumentar la densidad (aumento de volumen tolerado)

Usar las fórmulas siguientes para calcular la cantidad de material densificante requerida para elevar la densidad de un fluido de perforación cuando se puede tolerar un aumento de volumen.

$$B = \left[\frac{(350.5)(\rho_{WM})(W_F - W_I)}{(8.3454)(\rho_{WM}) - W_F} \right] \times V_I$$

$$V = \frac{B}{(350.5)(\rho_{WM})}$$

Donde

- B es el material densificante a agregar, en lbs
- V_I es el volumen inicial del lodo, en barriles
- ρ_{WM} es el peso específico del material densificante
- W_F es el peso de lodo deseado, lb/gal



- W_i es el peso inicial del lodo, lb/gal
- V es el aumento de volumen, barriles

Cálculos de mayor peso (volumen final especificado)

Usar las fórmulas siguientes para calcular el volumen de lodo inicial y la cantidad de material de peso requerida para elevar la densidad de un fluido de perforación cuando se especifica el volumen final.

$$V_I = \left[\frac{(8.3454)(\rho_{WM}) - W_F}{(8.3454)(\rho_{WM}) - W_I} \right] \times V_D$$

$$B = (V_D - V_I)(\rho_{WM})(350.5)$$

Donde

- V_i es el volumen inicial del lodo, en barriles
- ρ_{WM} es el peso específico del material de peso
- W_F es el peso de lodo deseado, lb/gal
- W_i es el peso inicial del lodo, lb/gal
- V_D es el volumen final deseado, barriles
- B es el material de peso a agregar, en lbs

Fórmulas para calcular los materiales necesarios para reducir el peso del lodo

Reducción de peso del lodo (aumento de volumen tolerado)

Usar la fórmula siguiente para calcular el volumen del fluido de dilución requerido para reducir la densidad de un fluido de perforación cuando un aumento de volumen puede ser tolerado.

$$V_{DF} = V_I \left[\frac{W_I - W_F}{W_F - (8.3454)(\rho_{DF})} \right]$$

Donde

- V_{DF} es el volumen de fluido de dilución requerido, barriles
- V_I es el volumen inicial del lodo, barriles
- W_I es el peso inicial del lodo, lb/gal
- W_F es el peso final del lodo, lb/gal
- ρ_{DF} es el peso específico del fluido de dilución

Reducción de peso del lodo (volumen final especificado)

Usar la siguiente fórmula para calcular el volumen inicial del lodo y el volumen del fluido de dilución requerido para reducir la densidad de un fluido de perforación cuando se especifica el volumen final.

$$V_I = \left[\frac{(8.3454)(\rho_{DF}) - W_F}{(8.3454)(\rho_{DF}) - W_I} \right] \times V_D$$

$$V_{DF} = V_D - V_I$$

Donde

- V_I es el volumen inicial del lodo, barriles
- ρ_{DF} es el peso específico del fluido de dilución
- W_F es el peso de lodo deseado, lb/gal
- W_I es el peso inicial del lodo, lb/gal
- V_D es el volumen final deseado, barriles
- V_{DF} es el volumen de fluido de dilución a agregar, barriles



**Fórmulas
para
calcular los
materiales
necesarios
para
cambiar la
relación
aceite/agua
(OWR)**

Usar las siguientes fórmulas para calcular el volumen de aceite o agua requerido para cambiar la relación aceite/agua de un lodo cuando un aumento de volumen puede ser tolerado.

Aumento de la relación aceite/agua

Aumentar la relación aceite/agua por agregado de aceite, usando las siguientes fórmulas.

$$P_w = \frac{R_w}{(R_w + R_o + V_o)}$$

O:

$$V_o = \frac{R_w}{P_w} - R_w - R_o$$

$$W_R = \frac{W_I + (8.3454)(\rho_o)(V_o)}{1 + V_o}$$

Donde

- V_o es el volumen de aceite a agregar, bbl/bbl lodo
- R_o es el % de aceite de retorta, equivalente decimal
- R_w es el % de agua de retorta, equivalente decimal
- P_w es el nuevo % en volumen del agua en la fase líquida, equivalente decimal
- W_R es el peso de lodo resultante, lb/gal
- W_I es el peso inicial del lodo, lb/gal
- ρ_o es el peso específico del aceite

Reducción de la relación aceite/agua

Reducir la relación aceite/agua por agregado de agua, usando las siguientes fórmulas.

$$P_O = \frac{R_O}{(R_O + R_W + V_W)}$$

O:

$$V_W = \frac{R_O}{P_O} - R_O - R_W$$

$$W_R = \frac{W_I + (8.3454)(V_W)}{1 + V_W}$$

Donde

- V_W es el volumen de agua a agregar, bbl/bbl lodo
- R_O es el % de aceite de retorta, equivalente decimal
- R_W es el % de agua de retorta, equivalente decimal
- P_O es el nuevo % en volumen de aceite en la fase líquida, equivalente decimal
- W_R es el peso del lodo resultante, lb/gal
- W_I es el peso de lodo inicial, lb/gal

Calcular la cantidad de material de peso requerida para aumentar la densidad de vuelta a su densidad original. Ver las secciones anteriores tituladas *Cálculos de mayor peso*.



Fórmulas para calcular superficie y volumen

Fórmulas para calcular los volúmenes de piletas y tanques

Tanque rectangular

Nota: Todas las dimensiones están expresadas en pies.

$$\text{Volumen(bbl)} = \frac{\text{largo} \times \text{ancho} \times \text{alto}}{5.6146}$$

$$\text{Volumen(bbl/ft)} = \frac{\text{largo} \times \text{ancho}}{5.6146}$$

$$\text{Volumen(bbl/plg)} = \frac{\text{largo} \times \text{ancho}}{67.375}$$

Tanque cilíndrico vertical

$$\text{Volumen(bbl)} = \frac{(\text{diámetro})^2 \times \text{altura}}{7.1486}$$

$$\text{Volumen(bbl/pie)} = \frac{(\text{diámetro})^2}{7.1486}$$

$$\text{Volumen(bbl/plg)} = \frac{(\text{diámetro})^2}{85.7833}$$

Tanque cilíndrico horizontal (llenado hasta la mitad o menos)

$$\text{Volumen (bbl)} = \frac{\left(0.3168 d h + 1.403 h^2 - 0.933 \frac{h^3}{d} \right) \times \text{largo}}{5.6146}$$

Donde

- h es la altura de nivel del fluido, pies
- d es el diámetro del tanque, pies

Tanque cilíndrico horizontal (llenado hasta más de la mitad)

$$\text{Volumen (bbl)} = \frac{(\text{diámetro})^2 \times \text{largo} - \frac{7.1486}{5.6146} \left(0.3168 d h + 1.403 h^2 - 0.933 \frac{h^3}{d} \right) \times \text{largo}}{5.6146}$$

Donde

- h es la altura de la porción vacía del tanque, en pies
- d es el diámetro del tanque, en pies

Nota: Todos los diámetros están expresados en pulgadas; los largos de secciones están expresados en pies.

Fórmulas para calcular el volumen del pozo

Volumen del pozo (sin sarta de perforación en el pozo)

$$\text{Volumen (bbl)} = \text{largo sección} \times \frac{(\text{diám. pozo})^2}{1029.4}$$

$$\text{Volumen (bbl/pie)} = \frac{(\text{diám. pozo})^2}{1029.4}$$

Volumen anular (capacidad)

$$\text{Volumen (bbl)} = \text{largo sección} \times \frac{(\text{diám. pozo})^2 - (\text{diám. tubo})^2}{1029.4}$$

$$\text{Volumen (bbl/pie)} = \frac{(\text{diám. pozo})^2 - (\text{diám. tubo})^2}{1029.4}$$



Capacidad y desplazamiento de tubería de perforación o del portamechas

$$\text{Capacidad (bbl/pie)} = \frac{(\text{diám. interior})^2}{1029.4}$$

$$\text{Desplazamiento (bbl/pie)} = \frac{(\text{diám. exterior})^2 - (\text{diám. interior})^2}{1029.4}$$

Cálculos (solamente metal con acoples)

$$0.002 \times (\text{peso del tubo/pies con acoples}) \times (\text{prof., pies}) = \text{Desplazamiento del tubo, pies}^3$$

$$0.000367 \times (\text{Peso del tubo/pies, con acoples}) \times (\text{prof., pies}) = \text{Desplazamiento del tubo, bbl}$$

Dimensiones

Dimensiones de la tubería de revestimiento

La tabla siguiente da los pesos de la tubería de revestimiento con los acoples.

Diámetro exterior, pulg.	Diámetro interior, pulg.	Peso/pie con acople, lb
4	3.732	5.56
	3.550	9.26
	3.550	9.50
	3.480	11.0
	3.430	11.60
	3.364	12.60

(continúa en la página siguiente)



Diámetro exterior, pulg.	Diámetro interior, pulg.	Peso/pie con acople, lb
4 1/2	4.216	6.75
	4.090	9.50
	4.052	10.50
	4.030	10.98
	4.026	11.00
	4.000	11.60
	3.990	11.75
	3.958	12.60
	3.960	12.75
	3.920	13.50
	3.826	15.10
	3.826	16.60
	3.640	18.80
	3.500	21.60
	3.380	24.60
	3.240	26.50
4 3/4	4.364	9.50
	4.082	16.00
	4.070	16.50
	4.000	18.00
	3.910	20.00
	3.850	21.00

(continúa en la página siguiente)

Diámetro exterior, pulg.	Diámetro interior, pulg.	Peso/pie con acople, lb
5	4.696	8.00
	4.560	11.50
	4.500	12.85
	4.494	13.00
	4.450	14.00
	4.408	15.00
	4.276	18.00
	4.184	20.30
	4.154	21.00
	4.044	23.20
	4.000	24.20
5 1/4	4.944	8.50
	4.886	10.00
	4.768	13.00
	4.650	16.00
5 1/2	5.192	9.00
	5.044	13.00
	5.012	14.00
	4.974	15.00
	4.950	15.50
	4.892	17.00
	4.778	20.00
	4.670	23.00

(continúa en la página siguiente)

Diámetro exterior, pulg.	Diámetro interior, pulg.	Peso/pie con acople, lb
5 1/2	4.580	25.00
	4.548	26.00
	4.276	32.30
	4.090	36.40
5 3/4	5.290	14.00
	5.190	17.00
	5.090	19.50
	5.090	20.00
	4.990	22.50
	4.990	23.00
	4.890	25.20
6	5.672	10.50
	5.524	15.00
	5.50	16.00
	5.450	17.00
	5.424	18.00
	5.352	20.00
	5.240	23.00
	5.140	26.00
6 5/8	6.287	12.00
	6.260	13.00
	6.135	17.00
	6.049	20.00

(continúa en la página siguiente)

Diámetro exterior, pulg.	Diámetro interior, pulg.	Peso/pie con acople, lb
6 5/8	5.980	22.00
	5.921	24.00
	5.880	25.00
	5.855	26.00
	5.837	26.80
	5.791	28.00
	5.761	29.00
	5.675	31.80
	5.675	32.00
	5.595	34.00
7	6.652	13.00
	6.538	17.00
	6.456	20.00
	6.398	22.00
	6.366	23.00
	6.336	24.00
	6.276	26.00
	6.214	28.00
	6.184	29.00
	6.168	29.80
	6.154	30.00
	6.094	32.00

(continúa en la página siguiente)

Diámetro exterior, pulg.	Diámetro interior, pulg.	Peso/pie con acople, lb
7	6.048	33.70
	6.004	35.00
	5.920	38.00
	5.836	40.20
	5.820	41.00
	5.736	43.00
	5.720	44.00
	5.540	49.50
7 5/8	7.263	14.75
	7.125	20.00
	7.025	24.00
	6.969	26.40
	6.875	29.70
	6.765	33.70
	6.760	34.00
	6.710	35.50
	6.655	38.00
	6.625	39.00
	6.445	45.00
6.435	45.30	
7 3/4	6.560	46.10
8	7.528	20.00
	7.386	26.00

(continúa en la página siguiente)

Diámetro exterior, pulg.	Diámetro interior, pulg.	Peso/pie con acople, lb
8 1/8	7.485	28.00
	7.385	32.00
	7.285	35.50
	7.285	36.00
	7.185	39.50
	7.185	40.00
	7.125	42.00
8 5/8	8.191	20.00
	8.097	24.00
	8.017	28.00
	7.921	32.00
	7.825	36.00
	7.775	38.00
	7.725	40.00
	7.651	43.00
	7.625	44.00
	7.537	48.00
	7.511	49.00
	7.435	52.00

(continúa en la página siguiente)

Diámetro exterior, pulg.	Diámetro interior, pulg.	Peso/pie con acople, lb
9	8.290	34.00
	8.196	38.00
	8.150	40.00
	8.150	41.20
	8.032	45.00
	8.032	46.10
	7.910	50.20
	7.810	54.00
	7.812	55.20
9 5/8	9.063	29.30
	9.001	32.30
	8.921	36.00
	8.885	38.00
	8.835	40.00
	8.799	42.00
	8.755	43.50
	8.750	44.30
	8.681	47.00
	8.680	47.20
	8.535	53.50
	8.450	57.40
	8.435	58.40
	8.375	61.10

(continúa en la página siguiente)

Diámetro exterior, pulg.	Diámetro interior, pulg.	Peso/pie con acople, lb
10	9.384	33.00
	9.200	41.50
	9.120	45.50
	9.016	50.50
	8.908	55.50
	8.790	61.20
	8.780	60.00
10 3/4	10.192	32.75
	10.140	35.75
	10.050	40.50
	9.950	45.50
	9.950	46.20
	9.902	48.00
	9.850	49.50
	9.850	51.00
	9.784	54.00
	9.760	55.50
	9.660	60.70
	9.560	65.70
	9.450	71.10
	9.350	76.00
	9.250	81.00

(continúa en la página siguiente)

Diámetro exterior, pulg.	Diámetro interior, pulg.	Peso/pie con acople, lb
11	10.552	26.75
11 3/4	11.15	38.00
	11.084	42.00
	11.00	47.00
	10.950	50.00
	10.880	54.00
	10.772	60.00
	10.770	61.00
	10.682	65.00
12	11.514	31.50
	11.384	40.00
12 3/4	12.250	33.38
	12.188	37.42
	12.126	41.45
	12.130	43.00
	12.090	43.77
	12.062	45.58
	12.000	49.56
	11.970	53.00
13	12.438	40.00
	12.360	45.00
	12.282	50.00
	12.200	54.00

(continúa en la página siguiente)

Diámetro exterior, pulg.	Diámetro interior, pulg.	Peso/pie con acople, lb
13 3/8	12.715	48.00
	12.615	54.50
	12.515	61.00
	12.415	68.00
	12.347	72.00
	12.275	77.00
	12.175	83.00
	12.175	83.50
	12.159	85.00
	12.031	92.00
	11.937	98.00
14	13.448	42.00
	13.344	50.00
15	14.418	47.50
16	15.396	52.50
	15.375	55.00
	15.250	65.00
	15.198	70.00
	15.124	75.00
	15.010	84.00
	14.688	109.00
	14.570	118.00
18	17.180	80.00

(continúa en la página siguiente)

Diámetro exterior, pulg.	Diámetro interior, pulg.	Peso/pie con acople, lb
18 5/8	17.855	78.00
	17.755	87.50
	17.655	96.50
20	19.190	90.00
	19.124	94.00
	19.000	106.50
	18.730	133.00
	18.376	169.00
21 1/2	20.710	92.50
	20.610	103.00
	20.510	114.00
	23.850	88.00
	23.750	100.50
	23.650	113.00
30	29.376	98.93
	29.250	118.65
	29.000	157.53
	28.750	196.08
	28.500	234.29
	28.000	309.72
	27.750	346.93
	27.500	383.81
	27.000	456.57

Capacidades de los cilindros

Capacidad de un cilindro

$$\text{bbl}/100 \text{ pies} = 0.0972 D^2$$

$$\text{bbl}/\text{pulg.} = 0.000081 D^2$$

$$\text{bbl}/1,000 \text{ pies} = 0.972 D^2$$

$$\text{pies}/\text{bbl} = 1029 \div D^2$$

Donde D es el diámetro del cilindro, en pulgadas

Diámetro interior de un cilindro de acero

$$\text{D.I.} = \sqrt{\text{OD}^2 - 0.3745 W}$$

Donde

- OD es el diámetro exterior, pulgadas
- W es el peso, lbs/pie

Dimensiones de la tubería de perforación

La tabla siguiente da los pesos de tuberías de perforación con uniones de tubos

Diámetro exterior, pulg.	Diámetro interior, pulg.	Peso/pie con uniones de tubos, lb
1.9	1.5	3.75
2 3/8	2.00	4.80
	1.995	4.85
	1.815	6.65

(continúa en la página siguiente)



Diámetro exterior, pulg.	Diámetro interior, pulg.	Peso/pie con uniones de tubos, lb
2 7/8	2.469	6.45
	2.441	6.85
	2.323	8.35
	2.151	10.40
3 1/2	3.063	8.50
	2.992	9.50
	2.900	11.20
	2.764	13.30
	2.602	15.25
	2.602	15.50
3 7/8	3.181	14.50
4	3.500	10.40
	3.476	11.85
	3.382	12.50
4	3.340	14.00
	3.244	15.30
	3.240	15.70
4 1/2	4.00	12.75
	3.958	13.75
	3.826	16.60
	3.754	18.10
	3.640	20.00
4 3/4	4.00	19.08

(continúa en la página siguiente)

Diámetro exterior, pulg.	Diámetro interior, pulg.	Peso/pie con uniones de tubos, lb
5	5.00	14.20
	4.408	15.00
	4.408	16.25
	4.276	18.35
	4.276	18.35
	4.214	20.50
	4.00	25.60
5 1/2	4.778	21.90
	4.670	23.25
	4.670	24.70
5 3/4	5.00	23.40
5 9/16	4.975	19.00
	4.859	22.20
	4.733	23.30
	4.733	25.25
6 5/8	6.065	22.20
	5.965	23.30
	5.965	25.20
	5.761	31.90
7 5/8	6.965	28.75
	6.969	29.25
8 5/8	7.825	40.00
	7.625	46.50



Dimensiones de tubos

La tabla siguiente da los pesos de tubos.

Diámetro exterior, pulg.	Diámetro interior, pulg.	Peso/pie, lb
0.75	0.636	0.42
1.00	0.866	0.67
1.050	0.824	1.14
	0.824	1.20
	0.742	1.55
1.315	1.125	1.30
	1.097	1.43
	1.065	1.63
	1.049	1.70
	1.049	1.72
	1.049	1.80
	1.049	1.90
	0.957	2.25
	0.957	2.30
1.660	1.410	2.10
	1.380	2.30
	1.380	2.40
	1.278	3.02
	1.264	3.24
	1.264	3.29

(continúa en la página siguiente)

Diámetro exterior, pulg.	Diámetro interior, pulg.	Peso/pie, lb
1.900	1.650	2.40
	1.610	2.75
	1.610	2.90
	1.500	3.64
	1.462	4.19
2	1.670	3.30
	1.670	3.40
2 1/16	1.813	2.66
	1.750	3.25
	1.613	4.50
2 3/8	2.125	3.10
	2.107	3.32
	2.041	4.00
	1.995	4.60
	1.995	4.70
	1.947	5.00
	1.939	5.30
	1.867	5.80
	1.867	5.95
	1.853	6.20
	1.703	7.70

(continúa en la página siguiente)

Diámetro exterior, pulg.	Diámetro interior, pulg.	Peso/pie, lb
2 7/8	2.579	4.36
	2.563	4.64
	2.469	5.90
	2.441	6.40
	2.441	6.50
	2.323	7.90
	2.259	8.60
	2.259	8.70
	2.195	9.50
	2.151	10.40
	2.091	10.70
	2.065	11.00
	1.995	11.65
3 1/2	3.188	5.63
	3.068	7.70
	3.018	8.50
	3.018	8.90
	2.992	9.20
	2.992	9.30
	2.992	10.20
	2.992	10.30
	2.900	11.20
	2.750	12.70
	2.764	12.80

(continúa en la página siguiente)

Diámetro exterior, pulg.	Diámetro interior, pulg.	Peso/pie, lb
3 1/2	2.750	12.95
	2.764	13.30
	2.602	14.90
	2.602	15.50
	2.548	15.80
	2.480	16.70
	2.440	17.05
4	3.548	9.25
	3.548	9.40
	3.548	9.50
	3.476	10.80
	3.476	10.90
	3.476	11.00
	3.428	11.60
	3.340	13.30
	3.340	13.40
	3.000	19.00
	2.780	22.50
4 1/2	4.026	11.00
	3.990	11.80
	3.958	12.60
	3.958	12.75
	3.920	13.50

(continúa en la página siguiente)



Diámetro exterior, pulg.	Diámetro interior, pulg.	Peso/pie, lb
4 1/2	3.826	15.40
	3.826	15.50
	3.754	16.90
	3.640	19.20
	3.500	21.60
	3.380	24.60
	3.240	26.50

Fórmulas para calcular caudales de las bombas

Bomba duplex

$$\text{Caudal bomba} = \frac{\text{eficiencia}}{100} \times \frac{(2 \text{ camisa}^2 - \text{diám. pistón}^2) \times \text{carrera}}{6176.4}$$

Bomba triplex

$$\text{Caudal de la bomba (barriles/carrera)} = (\text{diám. interior camisa})^2 \times 0.000243 \times \text{largo carrera}$$

Bombas

Capacidades de bombas duplex

Las capacidades de las bombas duplex están dadas en barriles por embolada a diferentes calibres de camisa y largos de carrera.

Nota: No se toma en cuenta el volumen ocupado por los vástagos de la bomba.

Calibre de camisa, pulg. (mm)	Carrera, pulg. (mm)	Volumen, bb/embolada (L) a 100% eficiencia de la bomba
4.00 (102)	10 (254)	0.0518 (8.24)
4.50 (114)	10 (254)	0.0656 (10.4)
5.00 (127)	10 (254)	0.0810 (12.9)
5.25 (133)	10 (254)	0.0893 (14.2)
5.50 (140)	10 (254)	0.098 (15.6)
5.75 (146)	10 (254)	0.107 (17.0)
6.00 (152)	10 (254)	0.117 (18.6)
6.25 (159)	10 (254)	0.127 (20.2)
6.50 (165)	10 (254)	0.137 (21.8)
6.75 (171)	10 (254)	0.148 (23.5)
7.00 (178)	10 (254)	0.159 (25.3)
7.25 (184)	10 (254)	0.170 (27.0)
6.00 (152)	12 (305)	0.140 (22.3)
6.25 (159)	12 (305)	0.152 (24.2)
6.50 (165)	12 (305)	0.161 (25.6)
6.75(171)	12 (305)	0.177 (28.1)
7.00 (178)	12 (305)	0.190 (30.2)
7.25 (184)	12 (305)	0.204 (32.4)
6.00 (152)	14 (356)	0.163 (25.9)
6.25 (159)	14 (356)	0.177 (28.1)
6.50 (165)	14 (356)	0.192 (30.5)
6.75 (171)	14 (356)	0.207 (32.9)

(continúa en la página siguiente)

Calibre de camisa, pulg. (mm)	Carrera, pulg. (mm)	Volumen, bbl/embolada (L) a 100% eficiencia de la bomba
7.00 (178)	14 (356)	0.222 (35.3)
7.25 (184)	14 (356)	0.238 (37.8)
6.25 (159)	16 (406)	0.202 (32.1)
6.50 (165)	16 (406)	0.219 (34.8)
6.75 (171)	16 (406)	0.236 (37.5)
7.00 (178)	16 (406)	0.254 (40.4)
7.25 (184)	16 (406)	0.272 (43.2)
6.00 (156)	18 (451)	0.210 (33.4)
6.25 (159)	18 (451)	0.228 (36.3)
6.50 (165)	18 (451)	0.246 (39.1)
6.75 (171)	18 (451)	0.266 (42.3)
7.00 (178)	18 (451)	0.286 (45.5)
7.25 (184)	18 (451)	0.306 (48.7)
7.50 (191)	18 (451)	0.328 (52.2)
7.75 (197)	18 (451)	0.350 (55.7)
6.00 (156)	20 (508)	0.233 (37.0)
6.25 (159)	20 (508)	0.253 (40.2)
6.50 (165)	20 (508)	0.274 (43.6)
6.75 (171)	20 (508)	0.295 (46.9)
7.00 (178)	20 (508)	0.317 (50.4)
7.25 (184)	20 (508)	0.340 (54.1)
7.50 (191)	20 (508)	0.364 (57.9)
7.75 (197)	20 (508)	0.389 (61.9)

(continúa en la página siguiente)

Calibre de camisa, pulg. (mm)	Carrera, pulg. (mm)	Volumen, bb/embolada (L) a 100% eficiencia de la bomba
8.00 (203)	20 (508)	0.414 (65.8)
7.00 (178)	22 (559)	0.349 (55.5)
7.25 (184)	22 (559)	0.374 (59.5)
7.50 (191)	22 (559)	0.401 (63.8)
7.75 (197)	22 (559)	0.428 (68.1)
8.00 (203)	22 (559)	0.456 (72.5)
8.25 (210)	22 (559)	0.485 (77.1)
8.50 (216)	22 (559)	0.515 (81.9)
8.75 (222)	22 (559)	0.545 (86.7)
9.00 (229)	22 (559)	0.577 (91.7)
9.25 (235)	22 (559)	0.610 (97.0)
8.00 (203)	24 (610)	0.497 (79.0)
8.25 (210)	24 (610)	0.529 (84.1)
8.50 (216)	24 (610)	0.562 (89.4)
8.75 (222)	24 (610)	0.595 (94.6)
9.00 (229)	24 (610)	0.630 (100.2)
9.25 (235)	24 (610)	0.665 (105.7)
9.75 (248)	24 (610)	0.739 (117.5)
10.00 (254)	24 (610)	0.777 (123.5)



Capacidades de bombas triplex

Las tablas siguientes dan las capacidades de bombas triplex de diversos largos de carrera.

Bomba triplex carrera 7", bbl/embolada

Diámetro, pulg. (mm)	Carrera, pulg. (mm)	Desplazamiento, bbl/embolada (L)
7.00 (178)	7 (178)	0.083 (13.25)
6.50 (165)	7 (178)	0.072 (11.43)
6.00 (152)	7 (178)	0.061 (9.73)
5.00 (140)	7 (178)	0.051 (8.18)
5.00 (127)	7 (178)	0.043 (6.78)
4.50 (11)	7 (178)	0.035 (5.49)

Bomba triplex carrera 8", bbl/embolada

Diámetro, pulg. (mm)	Carrera, pulg. (mm)	Desplazamiento, bbl/embolada (L)
6.25 (159)	8 (203)	0.076 (12.07)
6.00 (152)	8 (203)	0.070 (11.13)
5.50 (140)	8 (203)	0.059 (9.35)
5.00 (127)	8 (203)	0.049 (7.72)
4.50 (114)	8 (203)	0.039 (6.25)
4.00 (102)	8 (203)	0.031 (4.96)

Bomba triplex carrera 9", bbl/embolada

Diámetro, pulg. (mm)	Carrera, pulg. (mm)	Desplazamiento, bbl/embolada (L)
7.00 (178)	9 (229)	0.107 (17.03)
6.50 (165)	9 (229)	0.092 (14.69)
6.25 (159)	9 (229)	0.085 (13.55)
6.00 (152)	9 (229)	0.079 (12.49)
5.50 (140)	9 (229)	0.066 (10.48)
5.00 (127)	9 (229)	0.055 (8.66)
4.50 (114)	9 (229)	0.044 (7.04)

Bomba triplex carrera 11", bbl/embolada

Diámetro, pulg. (mm)	Carrera, pulg. (mm)	Desplazamiento, bbl/embolada (L)
7.00 (178)	11 (279)	0.130 (20.82)
6.50 (165)	11 (279)	0.113 (17.94)
6.00 (152)	11 (279)	0.096 (15.29)
5.5 0 (140)	11 (279)	0.081 (12.83)



Propiedades químicas

La tabla siguiente identifica las propiedades químicas de algunos elementos usados en la industria petrolera.

Elemento	Símbolo	Peso atómico	Número atómico
Aluminio	Al	26.98	13
Arsénico	As	74.92	33
Bario	Ba	137.36	56
Bromo	Br	79.916	35
Calcio	Ca	40.08	20
Carbono	C	12.011	6
Cesio	Cs	132.91	55
Cloro	Cl	35.457	17
Cromo	Cr	52.01	24
Cobre	Cu	63.54	29
Flúor	F	19	9
Hidrógeno	H	1.008	1
Yodo	I	126.91	53
Hierro	Fe	55.85	26
Plomo	Pb	207.21	82
Litio	Li	6.94	3
Magnesio	Mg	24.32	12
Manganeso	Mn	54.94	25

(continúa en la página siguiente)

Elemento	Símbolo	Peso atómico	Número atómico
Mercurio	Hg	200.61	80
Nitrógeno	N	14.008	7
Oxígeno	O	16	8
Fósforo	P	30.975	15
Potasio	K	39.1	19
Silicio	Si	28.09	14
Plata	Ag	107.873	47
Sodio	Na	22.991	11
Azufre	S	32.066	16
Titanio	Ti	47.9	22
Tungsteno	W	183.86	74
Zinc	Zn	65.38	30

Tabla periódica de los elementos

La Figura 14-1 de la página siguiente ilustra cómo los elementos químicos están físicamente relacionados unos con otros.



1a		<div style="border: 1px solid black; padding: 5px; display: inline-block;"> <p style="text-align: center;">1 H Hydrogen 1.0079</p> </div> <p>Atomic number Symbol Element name Atomic weight (if in brackets, it is mass number of the most stable isotope)</p>																										0	
1 H Hydrogen 1.0079	2a																												2 He Helium 4.002602
3 Li Lithium 6.941	4 Be Beryllium 9.012182																												5 B Boron 10.81
11 Na Sodium 22.98977	12 Mg Magnesium 24.305	3b	4b	5b	6b	7b	(8b)		1b	2b	13 Al Aluminum 26.98154	14 Si Silicon 28.0855	15 P Phosphorus 30.973762	16 S Sulfur 32.07	17 Cl Chlorine 35.453	18 Ar Argon 39.948													
19 K Potassium 39.0983	20 Ca Calcium 40.078	21 Sc Scandium 44.95591	22 Ti Titanium 47.88	23 V Vanadium 50.9415	24 Cr Chromium 51.996	25 Mn Manganese 54.93805	26 Fe Iron 55.847	27 Co Cobalt 58.93320	28 Ni Nickel 58.6934	29 Cu Copper 63.546	30 Zn Zinc 65.39	31 Ga Gallium 69.723	32 Ge Germanium 72.61	33 As Arsenic 74.92159	34 Se Selenium 78.96	35 Br Bromine 79.904	36 Kr Krypton 83.80												
37 Rb Rubidium 85.4678	38 Sr Strontium 87.62	39 Y Yttrium 88.90585	40 Zr Zirconium 91.224	41 Nb Niobium 92.90638	42 Mo Molybdenum 95.94	43 Tc Technetium [97.9072]	44 Ru Ruthenium 101.07	45 Rh Rhodium 102.90550	46 Pd Palladium 106.42	47 Ag Silver 107.8682	48 Cd Cadmium 112.41	49 In Indium 114.818	50 Sn Tin 118.71	51 Sb Antimony 121.757	52 Te Tellurium 127.60	53 I Iodine 126.90447	54 Xe Xenon 131.29												
55 Cs Cesium 132.9054	56 Ba Barium 137.33	57 * La Lanthanum 138.9055	72 Hf Hafnium 178.49	73 Ta Tantalum 180.9479	74 W Tungsten 183.84	75 Re Rhenium 186.207	76 Os Osmium 190.23	77 Ir Iridium 192.22	78 Pt Platinum 195.08	79 Au Gold 196.96654	80 Hg Mercury 200.59	81 Tl Thallium 204.3833	82 Pb Lead 207.2	83 Bi Bismuth 208.98037	84 Po Polonium [208.9824]	85 At Astatine [209.9871]	86 Rn Radon [222.0176]												
87 Fr Francium [223.0197]	88 Ra Radium [226.0254]	89 * * Ac Actinium [227.0278]	104 Rf Rutherfordium [261.11]	105 Db Hahnium [262.114]	106 Sg Seaborgium [263.118]	107 Bh Nielsborium [262.12]	108 Hs Hassium [265]	109 Mt Meitnerium [266]																					
		* Lanthanides		58 Ce Cerium 140.115	59 Pr Praseodymium 140.90765	60 Nd Neodymium 144.24	61 Pm Promethium [144.9127]	62 Sm Samarium 150.36	63 Eu Europium 151.97	64 Gd Gadolinium 157.25	65 Tb Terbium 158.92534	66 Dy Dysprosium 162.50	67 Ho Holmium 164.93032	68 Er Erbium 167.26	69 Tm Thulium 168.93421	70 Yb Ytterbium 173.04	71 Lu Lutetium 174.967												
		** Actinides		90 Th Thorium 232.0381	91 Pa Protactinium 231.03588	92 U Uranium 238.0289	93 Np Neptunium [237.0482]	94 Pu Plutonium [244.0642]	95 Am Americium [243.0614]	96 Cm Curium [247.0703]	97 Bk Berkelium [247.0703]	98 Cf Californium [251.0796]	99 Es Einsteinium [252.083]	100 Fm Fermium [257.0951]	101 Md Mendelevium [258.10]	102 No Nobelium [259.1009]	103 Lr [262.11]												

Figure 14-1: Periodic Table of the elements. This table shows elements with similar chemical behavior in vertical groups

Conversiones químicas

Conversión epm a ppm

La tabla siguiente detalla los pesos equivalentes de diversos cationes y aniones.

Ion	Peso equivalente
Ca ⁺²	20.0
Mg ⁺²	12.2
Fe ⁺³	18.6
Na ⁺	23.0
Cl ⁻	35.5
SO ₄ ⁻²	48.0
OH ⁻	17.0
CO ₃ ⁻²	30.0
HCO ₃ ⁻	61.0
PO ₄ ⁻³	31.7

Usar la ecuación siguiente para convertir concentración en equivalentes por millón (epm) a partes por millón (ppm).

$$\text{Peso equivalente} \times \text{epm} = \text{ppm}$$



Libras de sustancia química para remover ciertos contaminantes

Contaminante que se desea remover	Sustancia usada para remover el contaminante	Factor de conversión mg/L (contaminante) × factor = lb/bbl de sustancia química a ser agregada
Ca ⁺⁺	Carbonato de sodio	0.000925
Ca ⁺⁺	Bicarbonato de sodio	0.000734
Mg ⁺⁺	Soda cáustica	0.00115
CO ₃ ⁻²	Cal	0.00043
HCO ₃ ⁻¹	Cal	0.00043
H ₂ S	Cal	0.00076
H ₂ S	Carbonato de zinc	0.00128
H ₂ S	Oxido de zinc	0.000836

Nota: Debido al grave peligro asociado con el sulfuro de hidrógeno (H₂S), se recomienda agregar un mínimo de 1½ veces la cantidad calculada de la sustancia química.

Propiedades físicas

Datos de volumen bruto

La tabla siguiente da los volúmenes brutos aproximados de tres materiales comunes.

Material	Cantidad	Volumen bruto aproximado
AQUAGEL	100 lb	1.67 pies ³
BAROID	100 lb	0.74 pies ³
Cemento	94 lb	1 pie ³



Densidad de materiales comunes

La tabla siguiente da los pesos específicos y densidades de materiales comunes.

Material	Peso específico	lb/gal	lb/bbl
Barita	4.2 a 4.3	35.0 a 35.8	1470 a 1504
Carbonato de calcio	2.7	22.5	945
Cemento	3.1 a 3.2	25.8 a 26.7	1085 a 1120
Arcillas y/o sólidos perforados	2.4 to 2.7	20.0 to 22.5	840 to 945
Diesel oil	0.84	7.0	29
Dolomita	2.8 a 3.0	23.3 a 25.0	980 a 1050
Feldespató	2.4 a 2.7	20.0 a 22.5	840 a 945
Agua dulce	1.0	8.33	350
Galena	6.5	54.1	2275
Yeso	2.3	19.2	805
Halita (sal gema)	2.2	18.3	770
Hierro	7.8	65.0	2730
Oxido de hierro (hematita)	5.1	42.5	1785
Plomo	11.4	95.0	3990
Piedra caliza	2.7 a 2.9	22.5 a 24.2	945 a 1015
Pizarra	2.7 a 2.8	22.5 a 23.3	945 a 980
Acero	7.0- a 8.0	58.3 a 66.6	2450 a 2800

Materiales específicos

Tablas de datos de agua salada

Constantes del agua salada

La tabla siguiente da las máximas solubilidades del cloruro de sodio.

Máxima solubilidad del cloruro de sodio en agua	
Temperatura °F (°C)	% NaCl por peso (en solución saturada)
32 (0)	26.3
68 (20)	26.5
122 (50)	27.0
212 (100)	28.5



Densidades de soluciones de cloruro de sodio

La tabla siguiente da las densidades de soluciones acuosas de cloruro de sodio a 68°F (20°C).

Peso espec.	% NaCl por peso	Grs. NaCl, 100 cm ³ solución	NaCl, lb/pie ³	NaCl, lb/gal	NaCl, lb/bbl
1.0053	1	1.01	0.628	0.84	3.52
1.0125	2	2.03	1.26	0.169	7.10
1.0268	4	4.11	2.56	0.343	14.40
1.0413	6	6.25	3.90	0.521	21.90
1.0559	8	8.45	5.27	0.705	29.61
1.0707	10	10.71	6.68	0.894	37.53
1.0857	12	13.03	8.13	1.09	45.65
1.1009	14	15.41	9.62	1.29	54.01
1.1162	16	17.86	11.15	1.49	62.58
1.1319	18	20.37	12.72	1.70	71.40
1.1478	20	22.96	14.33	1.92	80.47
1.1640	22	25.61	15.99	2.14	89.75
1.1804	24	28.33	17.69	2.36	99.29
1.1972	26	31.13	19.43	2.60	109.12

Sustancias químicas de composición del agua de mar

La tabla siguiente identifica sustancias químicas típicas en el agua de mar (peso específico medio = 1.025) y da sus concentraciones.

Composición media del agua de mar		
Constituyente	Partes per millón	Partes por millón equivalentes
Sodio	10440	454.0
Potasio	375	9.6
Magnesio	1270	104.6
Calcio	410	20.4
Cloro	18970	535.0
Sulfato	2720	57.8
Dióxido de carbono	90	4.1
Otros constituyente	80	no disponible

Factores de conversión al sistema métrico y al sistema estándar

La tabla siguiente da factores de conversión usados para convertir una unidad en otra. La lista incluye factores de conversión tanto del sistema inglés al métrico como del métrico al inglés.

Multiplicar	Por	Para obtener
Atmósferas	14.7	Libras por pulgada cuadrada (psi)
	1.0132	barios
	101.32	kilopascales
Barriles US (bbl)	42	galones US (gal)
	35	galones (imperiales)
	5.615	pies cúbicos (pies ³)
	159	litros (L)
	0.159	metros cúbicos (m ³)
	350	libras (lb) [H ₂ O at 68°F]

(continúa en la página siguiente)

Multiplicar	Por	Para obtener
Barriles/pie (bbl/pie)	42	galones/pie (gal/pie)
	5.615	pies cúbicos/pie
	159	litros (L)
	0.159	metros cúbicos/pie (m ³ /ft)
	521.6	litros/metro (L/m)
	0.5216	metros cúbicos/metro (m ³ /m)
Barriles/minuto (bbl/min)	42	galones/minuto (gal/min)
	5.615	pies cúbicos/minuto (pies ³ /min)
	159	litros/minuto (L/min)
	0.159	Metros cúbicos/minuto (m ³ /min)
Barias	0.9869	atmósferas
	14.5	Libras por pulgada cuadrada (psi)
	100	kilopascales
Centímetros (cm)	0.0328	pies (ft)
	0.3937	pulgadas (pulg.)
	0.01	metros (m)
	10	milímetros (mm)

(continúa en la página siguiente)



Multiplicar	Por	Para obtener
Centímetros cúbicos (cm ³)	0.0610	pulgadas cúbicas
	0.0010	litros (L)
	1.0	mililitros (mL)
Pies cúbicos (pies ³)	0.1781	barriles (bbl)
	7.4805	galones (gal)
	1,728	pulgadas cúbicas
	28,317	centímetros cúbicos
	28.3170	litros (L)
	0.0283	metros cúbicos (m ³)
Pulgadas cúbicas	16.3871	centímetros cúbicos
	0.0164	litros (L)
	0.0006	pies cúbicos (pies ³)
	0.0043	galones (gal)
Metros cúbicos (m ³)	6.2898	barriles (bbl)
	264.17	galones (gal)
	35.31	Pies cúbicos (pies ³)
	61023	pulgadas cúbicas
	1,000,000	centímetros cúbicos
	1,000	litros (L)

(continúa en la página siguiente)

Multiplicar	Por	Para obtener
Metros cúbicos/minuto (m ³ /min)	6.2898	barriles/minuto (bbl/min)
	264.17	galones/minuto (gal/min)
	35.31	Pies cúbicos/minuto (pies ³ /min)
	1,000	litros/minuto (L/min)
Grados, ángulo	60	minutos (min)
	0.0175	radianes
	3,600	segundos
Grados, temperatura Celsius (°C)	(°C × 1.8) + 32	grados Fahrenheit (°F)
Grados, temperatura Fahrenheit (°F)	(°F – 32) ÷ 1.8	Grados Celsius (°C)
Pies	30.48	Centímetros (cm)
	0.3048	metros (m)
	12	pulgadas (plg)
	0.3333	yardas (yd)
Pies/minuto (pies/min)	0.0167	pies/segundo (pies/seg)
	0.3048	metros/minuto (m/min)
	0.00508	metros/segundo (m/seg)

(continúa en la página siguiente)



Multiplicar	Por	Para obtener
Pies/segundo (pies/seg)	60	pies/minuto (pies/min)
	18.288	metros/minuto (m/min)
	0.3048	metros/segundo (m/seg)
Galones, US (gal)	3785	centímetros cúbicos (cm ³)
	3.785	litros (L)
	0.0038	metros cúbicos (m ³)
	231	pulgadas cúbicas (plg ³)
	0.1337	pies cúbicos (pies ³)
	0.0238	barriles (bbl)
Galones/minuto (gal/min)	0.0238	barriles/minuto (bbl/min)
	0.1337	pies cúbicos/minuto (pies ³ /min)
	3.785	litros/minuto (L/min)
	0.0038	metros cúbicos/minuto (m ³ /min)
Gramos (g)	0.0010	kilogramos (kg)
	1,000	miligramos (mg)
	0.03527	onzas (oz, avoirdupois)
	0.0022	libras (lb)

(continúa en la página siguiente)

Multiplicar	Por	Para obtener
Gramos/litro (g/L)	0.0624	libras/pie cúbico (lb/pie ³)
	0.0083	libras/galón (lb/gal)
	0.3505	libras/barril (lb/bbl)
	1,000	miligramos/litro (mg/L)
Pulgadas (plg)	0.0833	pies
	0.0278	yardas (yd)
	25,400	micrones
	25.4	milímetros (mm)
	2.54	centímetros (cm)
	0.0254	metros (m)
Kilogramos (kg)	1,000	gramos (g)
	0.0010	toneladas métricas
	2.2	libras (lb)
Kilogramos/metro cúbico (kg/m ³)	0.3505	libras/barril (lb/bbl)
	0.0083	libras/galón (lb/gal)
	0.0624	libras/pie cúbico (lb/pie ³)
Kilómetros (km)	39,370	pulgadas (plg)
	3280.84	pies
	1,000	metros (m)
	0.6214	millas (mi)

(continúa en la página siguiente)



Multiplicar	Por	Para obtener
Kilómetros/hora (km/hr o kph)	54.68	Pies/minuto (pies/min)
	0.9113	pies/segundo (pies/seg)
	0.54	nudos
	0.6214	millas/hora (mi/hr o mph)
	1,000	metros/hora (m/hr)
	16.6667	metros/minuto (m/min)
	0.2778	metros/segundo (m/seg)
Kilopascales	0.1450	libras por pulgada cuadrada (psi)
	0.0100	barios
	0.0099	atmósferas
Nudos	1.15	millas/hora (mi/hr o mph)
	6,080	pies/hora (pies/hr)
	101.27	pies/minuto (pies/min)
	1.69	pies/segundo (pies/seg)
	1.85	kilómetros/hora (km/hr o kph)
	30.87	Metros/minuto (m/min)
	0.5144	metros/segundo (m/seg)

(continúa en la página siguiente)

Multiplicar	Por	Para obtener
Litros (L)	61.03	pulgadas cúbicas (plg ³)
	0.0353	pies cúbicos (pies ³)
	0.2642	galones (gal)
	0.0063	barriles (bbl)
	1,000	centímetros cúbicos (cm ³)
	0.001	metros cúbicos (m ³)
Litros/minuto (L/min)	0.2642	galones/minuto (gal/min)
	0.0063	barriles/minuto (bbl/min)
	0.0353	pies cúbicos/minuto (pies ³ /min)
Metros (m)	1,000	milímetros (mm)
	100	centímetros (cm)
	0.001	kilómetros (km)
	39.37	Pulgadas (plg)
	3.28	Pies (pies)
	1.0936	yardas (yd)

(continúa en la página siguiente)

Multiplicar	Por	Para obtener
Metros/minuto (m/min)	3.28	pies/minuto (pies/min)
	0.05468	pies/segundo (ft/seg)
	0.03728	millas/hora (mi/hr o mph)
	0.01667	metros/segundo (m/seg)
	1.6670	centímetros/segundo (cm/seg)
	0.06	Kilómetros/hora (km/hr o kph)
Metros/segundo (m/seg)	2.2369	millas/hora (mi/hr o mph)
	196.85	Pies/minuto (pies/min)
	3.28	pies/segundo (pies/seg)
	100	centímetros/segundo (cm/seg)
	60	metros/minuto (m/min)
	0.060	kilómetros/hora (km/hr o kph)
Micrones	0.0010	milímetros (mm)
	0.0001	centímetros (cm)
	0.00003937	pulgadas (plg)

(continúa en la página siguiente)

Multiplicar	Por	Para obtener
Millas, terrestres (mi)	160,934	centímetros (cm)
	1609.34	metros (m)
	1.6093	kilómetros (km)
	63,360	pulgadas (plg)
	5,280	pies
	1,760	yardas (yd)
Millas, náuticas	6,080.27	pies
	1.1516	millas terrestres (mi)
	1,853.27	metros (m)
	1.8533	kilómetros (km)
Mililitros (mL)	0.0010	litros (L)
Milímetros (mm)	0.0010	metros (m)
	0.10	centímetros (cm)
	0.0394	pulgadas (plg)
Onzas (oz, avoirdupois)	0.0625	libras (lb)
	28.3495	gramos (g)
	0.0283	kilogramos (kg)
Libras (lb)	16	onzas (oz, avoirdupois)
	0.0005	toneladas cortas
	453.6	gramos (g)
	0.4536	kilogramos (kg)

(continúa en la página siguiente)

Multiplicar	Por	Para obtener
Libras/barril (lb/bbl)	0.047	gramos/pulgada cúbica (g/plg ³)
	2.853	kilogramos/metro cúbico (kg/m ³)
	0.1781	libras/pie cúbico (lb/pie ³)
	0.0238	libras/galón (lb/gal)
Libras/pie cúbico (lb/pie ³)	0.0160	gramos/centímetro cúbico (g/cm ³)
	16.0185	kilogramos/metro cúbico (kg/m ³)
	0.1337	libras/galón (lb/gal)
	5.6146	libras/barril (lb/bbl)
Libras/galón (lb/gal)	0.1198	gramos/centímetro cúbico (g/cm ³)
	119.8260	kilogramos/metro cúbico (kg/m ³)
	0.0238	Libras/barril (lb/bbl)
	7.4805	libras/pie cúbico (lb/pie ³)
Libras/pulgada cuadrada (lb/plg ²) (psi)	0.0680	atmósferas
	0.0689	barias
	0.0703	kilogramos/centímetro cuadrado (kg/cm ²)
	6.89	kilopascales
Libras/pulgada cuadrada/pie (lb/plg ² /pie)	22.6203	kilopascales/metro

(continúa en la página siguiente)

Multiplicar	Por	Para obtener
Centímetros cuadrados (cm ²)	0.1550	pulgadas cuadradas (plg ²)
Pies cuadrados (pies ²)	929.03	Centímetros cuadrados (cm ²)
	0.0929	metros cuadrados (m ²)
	144	pulgadas cuadradas (plg ²)
	0.1111	yardas cuadradas (yd ²)
Pulgadas cuadradas (plg ²)	645.16	Milímetros cuadrados (mm ²)
	6.4516	centímetros cuadrados (cm ²)
Kilómetros cuadrados (km ²)	0.3861	millas cuadradas (mi ²)
	100	hectáreas
Metros cuadrados (m ²)	10.76	pies cuadrados (pies ²)
Millas cuadradas (mi ²)	2.59	kilómetros cuadrados (km ²)
	640	acres
	259	hectáreas
Toneladas largas	2,240	libras (lb)
	1,016	kilogramos (kg)
	1.016	toneladas métricas

(continúa en la página siguiente)



Multiplicar	Por	Para obtener
Toneladas métricas	2,204	libras (lb)
	1,000	kilogramos (kg)
	0.9842	toneladas largas
	1.1023	toneladas cortas
Toneladas cortas	2,000	libras (lb)
	907.18	kilogramos (kg)
	0.9072	toneladas métricas

Localización de problemas



The *Complete* Fluids Company

Contenido

Panorama general	15-2
Fluidos de terminación/repación	15-3
Contaminantes	15-3
Fluidos de perforación espuma/aireados	15-4
Problemas de mantenimiento y operativos	15-4
Lodos base aceite	15-4
Contaminantes	15-4
Problemas de mantenimiento y operativos	15-6
Sintéticos	15-8
Contaminantes	15-8
Problemas de mantenimiento y operativos	15-9
Lodos base agua	15-12
Contaminantes	15-12
Problemas de mantenimiento y operativos	15-15

Panorama general

Este capítulo contiene tablas de localización de problemas para los siguientes fluidos:

- Fluidos de terminación/repación
- Fluidos de perforación espumantes/aireados
- Lodos base aceite
- Sintéticos
- Lodos base agua

Las tablas contienen una lista de contaminantes o problemas operativos, como así también indicaciones y tratamientos para los contaminantes o problemas operativos.

Fluidos de terminación/reparación

Fluidos de terminación/reparación—Contaminantes		
Contaminante	Indicaciones	Tratamientos
Dilución por agua o salmuera de más baja densidad	<ul style="list-style-type: none"> • Pérdida de densidad 	<ul style="list-style-type: none"> • Identificar procedencia del influjo. • Agregar a la salmuera una sal sólida compatible. • Mezclar la salmuera con una salmuera compatible de mayor densidad. <p><i>Nota: Mezclar salmuera es en general más económico que agregarle sal a la salmuera.</i></p>
Hierro	<ul style="list-style-type: none"> • El color de la salmuera cambia a amarillo verdoso, verde, verde-castaño, o rojo-óxido • El contenido de hierro en la salmuera excede el límite especificado por el operador 	<ul style="list-style-type: none"> • En salmueras monovalentes, elevar el pH agregando soda cáustica o potasa cáustica y filtrar. • Desplazar la salmuera con salmuera no contaminada y retornarla al punto de stock para tratamiento químico y filtración.
Sólidos	<ul style="list-style-type: none"> • Pérdida de claridad de la salmuera/aumento de turbidez • Se suspenden partículas en la salmuera o se asientan fuera de la salmuera 	<ul style="list-style-type: none"> • Filtrar la salmuera usando una unidad de marco y placa. Como opción, filtrar salmuera usando la unidad de cartucho de 2 angstrom de tamaño poral. • Tratar la salmuera con FLO-CLEAN MD o FLO-CLEAN Z para facilitar el proceso de filtración.



Fluidos de perforación espuma/aireados

Fluidos de perforación espuma/aireados—Problemas de mantenimiento y operativos		
Problema	Indicaciones	Tratamientos
Limpeza inadecuada del pozo	<ul style="list-style-type: none"> • Llenado en viajes/conexiones • Aumento del torque y el arrastre • Retornos esporádicos 	<ul style="list-style-type: none"> • Ajustar el volumen de aire inyectado.
Influjo de agua de la formación (perforación por aire)	<ul style="list-style-type: none"> • Hay agua en la línea de retorno (línea de descarga) 	<ul style="list-style-type: none"> • Aumentar el régimen de inyección de aire. • Convertir a perforación con espuma o neblina.

Lodos base aceite

Lodos base aceite—Contaminantes		
Contaminante	Indicaciones	Tratamientos
Gas ácido	<ul style="list-style-type: none"> • Disminución de la alcalinidad 	<ul style="list-style-type: none"> • Aumentar la densidad del lodo, si es posible. • Agregar cal. • Agregar secuestrante NO-SULF H₂S.
Sal	<ul style="list-style-type: none"> • Cristales de sal en la zaranda y en el lodo • Caída en la estabilidad eléctrica • aumento del contenido de cloruros en la fase agua 	<ul style="list-style-type: none"> • Agregar agua para disolver la sal, agregar luego emulsificante primario/secundario, y cal. • Agregar lodo nuevo que no contenga sal.

continúa en la página siguiente)

Lodos base aceite—Contaminantes		
Contami-nante	Indicaciones	Tratamientos
Sólidos	<ul style="list-style-type: none"> • Aumento de sólidos (análisis en la retorta) • Aumento en la viscosidad plástica • Reducción en la estabilidad eléctrica 	<ul style="list-style-type: none"> • Reducir la medida de malla de la zaranda. • Optimizar el uso del limpiador/centrífuga de lodo. • Diluir el lodo con aceite y mantener la densidad con material densificante. • Usar óptimo control de sólidos.
Agua	<ul style="list-style-type: none"> • Cambio en el peso del lodo • Cambio en la relación aceite/agua • Agua en el filtrado APAT • Aumento en la viscosidad de embudo • Reducción en la estabilidad eléctrica • Aumento de volumen del lodo 	<ul style="list-style-type: none"> • Agregar aceite, emulsificante primario/secundario, DRILTREAT, y material densificante.
Hidrocarburos de la formación	<ul style="list-style-type: none"> • Reducción de peso del lodo • Aumento en la relación aceite/agua • Aumento en el filtrado APAT • Cambio en la identificación por luminiscencia 	<ul style="list-style-type: none"> • Agregar emulsificante. • Agregar agua y sal. • Agregar material densificante.



Lodos base aceite—Problemas de mantenimiento y operativos		
Problema	Indicaciones	Tratamientos
Ruptura de la emulsión	<ul style="list-style-type: none"> • Agua en el filtrado APAT • Baja estabilidad eléctrica • Sólidos mojados por agua 	<ul style="list-style-type: none"> • Agregar emulsificante primario/secundario, o DRILTREAT. • Agregar DURATONE HT. • Agregar cal.
Alto punto cedente y altos geles	<ul style="list-style-type: none"> • Exceso de aditivos organofílicos • Acumulación de sólidos • Sólidos mojados por agua 	<ul style="list-style-type: none"> • Agregar OMC. • Usar óptimo control de sólidos. • Diluir con aceite. • Agregar emulsificante.
Inestabilidad del pozo	<ul style="list-style-type: none"> • Derrumbes • Lutitas astillas en la zaranda • Torque y arrastre excesivos 	<ul style="list-style-type: none"> • Ajustar la salinidad de la fase agua. • Agregar DURATONE HT/BARABLOK para reducir el filtrado. • Agregar emulsificante primario/secundario para dar firmeza a la emulsión. • Considerar un aumento de densidad del lodo.
Inadecuada limpieza del pozo / suspensión	<ul style="list-style-type: none"> • Aumento de torque y arrastre • Consistencia inadecuada de los geles • Residuo en el jarro • Pocos recortes en la zaranda • Llenado en viajes / conexiones 	<ul style="list-style-type: none"> • Agregar GELTONE II/V SUSPENTONE, o RM-63.
Sal insoluble	<ul style="list-style-type: none"> • Baja estabilidad eléctrica • Agua en el filtrado APAT 	<ul style="list-style-type: none"> • Agregar agua para solubilizar la sal.

continúa en la página siguiente)

Lodos base aceite—Problemas de mantenimiento y operativos		
Problema	Indicaciones	Tratamientos
Pérdida de circulación	<ul style="list-style-type: none"> • Pérdidas en el lodo entero • Reducción del volumen en el tanque • Caída en las presiones de circulación 	<ul style="list-style-type: none"> • Usar una lechada de GELTONE II/V o una lechada alta en sólidos cuando haya una pérdida grande de lodo. • Agregar material de pérdida de circulación MICATEX, BAROFIBRE, o carbonato de calcio cuando hayan pérdidas de lodo menores. <p><i>Nota: No agregar celofán o material de pérdida de circulación BARO-SEAL.</i></p>
Mojado por agua	<ul style="list-style-type: none"> • El lodo tiene aspecto opaco/granular • Grumos grandes de barita • Agregado de sólidos • Asentamiento en el jarro • Sobresaturación con cloruro de calcio 	<ul style="list-style-type: none"> • Agregar aceite. • Agregar emulsificante secundario, DRILTREAT, o emulsificante primario. • Diluir el lodo con lodo nuevo. • Ajustar la malla de la zaranda para remover sólidos agregados. • Agregar agua para solubilizar el exceso de sal.
Asentamiento de material densificante	<ul style="list-style-type: none"> • El material densificante se asienta en el jarro del viscosímetro • El peso del lodo varía cuando circula después de viajes 	<ul style="list-style-type: none"> • Agregar GELTONE II/V SUSPENTONE, X-VIS, o RM-63.



Sintéticos

Sintéticos—Contaminantes		
Contami-nante	Indicaciones	Tratamientos
Gas ácido	<ul style="list-style-type: none"> • Agotamiento de la alcalinidad 	<ul style="list-style-type: none"> • Aumentar la densidad del lodo, si es posible. • Agregar cal. • Agregar NO-SULF secuestrante de H₂S.
Hidrocarburos de la formación	<ul style="list-style-type: none"> • Reducción en el peso del lodo • Aumento de la relación aceite/agua • Aumento de filtrado APAT • Cambio en la identificación por luminiscencia 	<ul style="list-style-type: none"> • Agregar emulsificante. • Agregar agua y sal. • Agregar material densificante.
Sal	<ul style="list-style-type: none"> • Cristales de sal en la zaranda y en el lodo • Caída en la estabilidad eléctrica • Alto contenido de cloruros en la fase agua 	<ul style="list-style-type: none"> • Agregar agua para disolver la sal, agregar luego emulsificante primario/secundario. • Agregar lodo nuevo que no contenga sal.
Sólidos	<ul style="list-style-type: none"> • Aumento en sólidos (análisis de retorta) • Aumento de la viscosidad plástica • Reducción en la estabilidad eléctrica 	<ul style="list-style-type: none"> • Reducir la medida de mallas de la zaranda. • Optimizar el uso de limpiador de lodo/centrífuga. • Diluir con fluidos base. • Agregar material densificante. • Usar óptimo control de sólidos.

continúa en la página siguiente)

Sintéticos—Contaminantes		
Contami-nante	Indicaciones	Tratamientos
Agua	<ul style="list-style-type: none"> • Caída de peso del lodo • Cambio en la relación S/A • Agua en el filtrado APAT • Aumento en la viscosidad de embudo y plástica • Reducción en la estabilidad eléctrica 	<ul style="list-style-type: none"> • Agregar fluidos base, emulsificante primario / secundario, y material densificante.

Sintéticos—Problemas de mantenimiento y operativos		
Problema	Indicaciones	Tratamientos
Ruptura de la emulsión	<ul style="list-style-type: none"> • Agua en el filtrado APAT • Baja estabilidad eléctrica • Sólidos mojados por agua 	<ul style="list-style-type: none"> • Emulsificante o DRILTREAT. • Agregar DURATONE HT/BARABLOK.
Alto punto cedente y altos geles	<ul style="list-style-type: none"> • Exceso de aditivos organofílicos • Aumento de sólidos • Sólidos mojados por agua • Baja relación S/A para el peso del lodo 	<ul style="list-style-type: none"> • Agregar OMC 42, OMC 2, o LE THIN • Usar óptimo control de sólidos. • Diluir con fluidos base. • Agregar emulsificante.
Inestabilidad del pozo	<ul style="list-style-type: none"> • Derrumbes • Listas de lutitas en la zaranda • Torque y arrastre excesivos 	<ul style="list-style-type: none"> • Ajustar la salinidad de la fase agua. • Agregar DURATONE HT/BARABLOK para reducir el filtrado. • Agregar emulsificante primario/secundario para dar firmeza a la emulsión. • Considerar aumento en la densidad del lodo.

continúa en la página siguiente)



Sintéticos—Problemas de mantenimiento y operativos		
Problema	Indicaciones	Tratamientos
Inadecuada limpieza del pozo / suspensión	<ul style="list-style-type: none"> • Aumento del torque y el arrastre • Inadecuada consistencia de los geles • Residuo en el jarro • Pocos recortes en la zaranda • Llenado en viajes / conexiones 	<ul style="list-style-type: none"> • Agregar GELTONE II/V SUSPENTONE, o RM-63. • Probar el punto cedente y consistencia de los geles a temperatura elevada. • Aumentar la viscosidad de baja velocidad de corte con X-VIS y GELTONE II/V • Considerar aumento de la relación S/A.
Sal insoluble	<ul style="list-style-type: none"> • Baja estabilidad eléctrica • Agua en el filtrado APAT • Aumento en la viscosidad de embudo y sólidos mojados por agua 	<ul style="list-style-type: none"> • Agregar agua para solubilizar la sal.
Pérdida de circulación	<ul style="list-style-type: none"> • Pérdidas de lodo • Reducción del volumen del tanque • Caída en las presiones de circulación 	<ul style="list-style-type: none"> • Usar una lechada GELTONE II/V o una lechada alta en sólidos cuando haya pérdida grande de lodo. • Agregar material de pérdida de circulación MICATEX o BARACARB cuando haya pérdidas de lodo menores. <p><i>Nota: No agregar celofán o material de pérdida de circulación BARO-SEAL.</i></p>
Mojado por agua	<ul style="list-style-type: none"> • El lodo tiene aspecto opaco/granular • Grumos grandes de barita • Agregado de sólidos • Asentamiento en el jarro • Sobresaturación con cloruro de calcio 	<ul style="list-style-type: none"> • Agregar fluidos base. • Agregar emulsificante primario/secundario o DRILTREAT. • Diluir el lodo con lodo nuevo. • Ajustar la malla de la zaranda para remover los sólidos agregados. • Agregar agua para solubilizar el exceso de sal.

continúa en la página siguiente)

Sintéticos—Problemas de mantenimiento y operativos

Problema	Indicaciones	Tratamientos
Asentamiento de material densificante	<ul style="list-style-type: none">• El material densificante se asienta en el jarro del viscosímetro• El peso del lodo varía cuando circula después de viajes	<ul style="list-style-type: none">• Agregar GELTONE II/V SUSPENTONE, o RM-63.



Lodos base agua

Nota: Esta tabla provee tratamientos generalizados para contaminantes de lodo base agua. Para tratamientos específicos de ciertos lodos base agua, ver el capítulo titulado Lodos base agua.

Lodos base agua—Contaminantes		
Contaminante	Indicaciones	Tratamientos
Carbonatos/ dióxido de carbono (CO ₂)	<ul style="list-style-type: none"> • Presencia de bicarbonatos y carbonatos • Aumento de las propiedades reológicas y de filtración • Aumento del margen entre P₁ y M₁ • Altas y progresivas consistencias de los geles (geles de carbonato de calcio) 	<ul style="list-style-type: none"> • Tratar el lodo con cal o yeso. <i>Nota: Aumentar el peso del lodo si hay un influjo de dióxido de carbono.</i>
Cemento	<ul style="list-style-type: none"> • Aumento en las propiedades reológicas y de filtración • Aumento en la concentración de calcio • aumento del pH 	<ul style="list-style-type: none"> • Agregar carbonato de sodio o bicarbonato de sodio. • Optimizar el equipo de control de sólidos. • Tratar con adelgazantes en caso apropiado. • Convertir a un sistema que tolere altos niveles de cemento (p.ej., POLYNOX) cuando los tratamientos no sean suficientes para contrarrestar las indicaciones.

continúa en la página siguiente)

Lodos base agua—Contaminantes		
Contaminante	Indicaciones	Tratamientos
Yeso/anhidrita	<ul style="list-style-type: none"> • Aumento en la concentración de calcio • Aumento en las propiedades reológicas y de filtración • Revoque de filtrado grueso/esponjoso 	<ul style="list-style-type: none"> • Tratar con carbonato de sodio para mantener niveles de calcio aceptables. • Convertir a un sistema que tolere altos niveles de calcio cuando los tratamientos no sean suficientes para contrarrestar las indicaciones.
Sulfuro de hidrógeno (H ₂ S)	<ul style="list-style-type: none"> • Aumento en las propiedades reológicas y de filtración • Reducción en pH • Presencia de sulfuro de hidrógeno, indicada por el ensayo del indicador de sulfuro y el aparato de Garrett • Olor a huevos podridos 	<ul style="list-style-type: none"> • Tratar el lodo con secuestradores de sulfuro de hidrógeno. • Ajustar el pH con soda cáustica.
Sólidos de bajo peso específico	<ul style="list-style-type: none"> • Aumento en las propiedades reológicas y de filtración • Aumento del contenido en bentonita, determinado por MBT • Aumento del contenido en sólidos de bajo peso específico 	<ul style="list-style-type: none"> • Optimizar el equipo de control de sólidos. • Diluir con fluido base.
Formaciones con sal	<ul style="list-style-type: none"> • Rápido aumento en la concentración de cloruros • Aumento de peso del lodo • Rápida reducción de alcalinidad • Aumento del filtrado • Revoque de filtrado más grueso/esponjoso • Aumento o inversión de las propiedades reológicas 	<ul style="list-style-type: none"> • Convertir a un sistema saturado de agua salada o desplazar a un sistema de lodo base aceite o a sistemas sintéticos cuando los tratamientos no sean suficientes para contrarrestar las indicaciones.

continúa en la página siguiente)



Lodos base agua—Contaminantes

Contami-nante	Indicaciones	Tratamientos
Flujo de agua salada	<ul style="list-style-type: none"> • Aumento del volumen en el tanque • Aumento en la concentración de cloruros • Cambio en la densidad del lodo • Reducción en la alcalinidad • Reducción en MBT • Aumento del filtrado • Revoque de filtrado más grueso/esponjoso • Aumento o inversión de las propiedades reológicas • El pozo fluye con las bombas paradas 	<ul style="list-style-type: none"> • Aumentar la densidad para controlar el flujo de agua.

Lodos base agua—Problemas de mantenimiento y operativos

Problema	Indicaciones	Tratamientos
Atrapamiento de aire	<ul style="list-style-type: none"> • Reducción de peso del lodo • Burbujas de aire encapsuladas en el lodo • Aumento en la viscosidad plástica • Martilleo de las bombas 	<ul style="list-style-type: none"> • Adelgazar el fluido con tratamiento químico o agua. • Reducir a un mínimo el atrapamiento de aire superficial.
Degradación bacterial	<ul style="list-style-type: none"> • Alcalinidad por hidroxilo en descenso • Alcalinidad por carbonatos en aumento • Aumento en las propiedades reológicas y de filtración 	<ul style="list-style-type: none"> • Agregar biocida. • Agregar cal. • Tratar con aditivo de pérdida de fluido, si se requiere. • Tratar con agentes de control reológico, si se requiere.
Embolamiento de barrena	<ul style="list-style-type: none"> • Reducción de la velocidad de perforación • Barrena y sarta emboladas • Succión durante viajes • Barrenas empastadas con muestras de poco uso 	<ul style="list-style-type: none"> • Mantener la viscosidad apropiada y los geles para mantener limpio el conjunto de perforación. • Optimizar el sistema hidráulico.
Corrosión	<ul style="list-style-type: none"> • Picaduras internas y/o externas en la tubería de perforación • Fallas en la tubería • Pérdidas en la tubería 	<ul style="list-style-type: none"> • En lo posible aumentar el pH a entre 11 y 11.5. <i>Nota: Se puede usar cal en algunas aplicaciones.</i> • Agregar un inhibidor de corrosión compatible de Baroid.

(Continúa en la página siguiente)



Lodos base agua—Problemas de mantenimiento y operativos

Problema	Indicaciones	Tratamientos
Pegamiento diferencial	<ul style="list-style-type: none"> • Circulación parcial o completa • Sarta contra zona porosa • No hay ojos de llave • Alta pérdida de fluido en lodos con alto contenido en sólidos • No se puede rotar ni hacer subir y bajar la tubería de perforación 	<ul style="list-style-type: none"> • Cubrir la tubería de perforación en la zona trabada con un fluido de emplazamiento de Baroid, manteniendo un poco en la tubería para mover a intervalos de 10 minutos. • Usar la ecuación de alargamiento para ayudar a localizar la región trabada. • Reducir el peso del lodo donde sea posible. • Reducir el filtrado APAT para reducir al mínimo la formación de costra.
Espumado	<ul style="list-style-type: none"> • Reducción de peso del lodo • Espuma en la superficie de los tanques de lodo • Reducción en la presión de la bomba • Martilleo de las bombas 	<ul style="list-style-type: none"> • Agregar al lodo un desespumador Baroid. • Rociar agua en los tanques. • Agregar AQUAGEL a lodos con sal o bajo contenido en sólidos.
Influjo de gas	<ul style="list-style-type: none"> • Aumento del volumen en el tanque • Aspecto de lodo cortado por gas • El pozo no fluye después de parar la bomba • Reducción de peso del lodo en la línea de flujo 	<ul style="list-style-type: none"> • Aumentar el peso del lodo. • Operar el desgasificador.
Amago de reventón de gas	<ul style="list-style-type: none"> • Aumento del volumen en el tanque • El pozo fluye después de parar la bomba 	<ul style="list-style-type: none"> • Cerrar el pozo. • Seguir procedimientos correctos para matar el pozo.

continúa en la página siguiente)

Lodos base agua—Problemas de mantenimiento y operativos

Problema	Indicaciones	Tratamientos
Ojo de llave	<ul style="list-style-type: none"> • Se puede rotar pero no hacer subir y bajar la tubería de perforación más de una junta de unión • Retornos parciales o totales • El pozo tiene pata de perro 	<ul style="list-style-type: none"> • Volver atrás y eliminar el ojo de llave.
Pérdida de circulación	<ul style="list-style-type: none"> • Reducción del volumen en el tanque • Pérdida de retornos • Pérdidas de lodo entero • Reducción en las presiones de circulación 	<ul style="list-style-type: none"> • Agregar material de pérdida de circulación o poner un tapón blando. • Reducir el peso del lodo y la densidad circulante equivalente cuando sea posible. • Fragar una lechada de cemento. • Reducir la velocidad de la bomba.
Pegamiento mecánico	<ul style="list-style-type: none"> • No se puede rotar ni hacer subir y bajar la tubería de perforación • Circulación reducida o nula • Empaquetamiento 	<ul style="list-style-type: none"> • Volver atrás y dar un lavado. • Mejorar la limpieza del pozo.
Sal plástica	<ul style="list-style-type: none"> • Secciones de sal estrechas después de viajes • Conexiones muy ajustadas • Tubería trabada 	<ul style="list-style-type: none"> • Aumentar el peso del lodo. • Emplazar píldora de agua. • Hacer viajes regulares de chequeo volviendo a través de la sal. • Reducir la salinidad del lodo. • Usar agua para disolver la sal en el punto de trabado.

continúa en la página siguiente)

Lodos base agua—Problemas de mantenimiento y operativos

Problema	Indicaciones	Tratamientos
Desprendimiento de lutitas	<ul style="list-style-type: none"> • Exceso de derrumbe de lutitas en la zaranda • Conexiones muy ajustadas 	<ul style="list-style-type: none"> • Reducir la pérdida de fluido. • Aumentar el peso del lodo, si es posible. • Convertir el lodo en un fluido inhibitorio. • Aumentar la viscosidad del lodo, si es posible. <p><i>Nota: Si se perfora a través de lutitas bentoníticas, no es necesario aumentar la viscosidad del lodo.</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • Agregar BAROTROL o BARABLOK. • Reducir los aumentos bruscos de presión. • Reducir los sacudimientos de la tubería de perforación.
Inestabilidad térmica	<ul style="list-style-type: none"> • El lodo del fondo tiene alta viscosidad y altos geles • Dificultad en comenzar circulación • Dificultad en correr las herramientas hasta el fondo • Reducción de la alcalinidad • Aumento de pérdida de fluidos 	<ul style="list-style-type: none"> • Agregar agua y usar óptimo control de sólidos. • Tratar el lodo con adelgazantes, dispersantes, o defloculantes. • Considerar conversión a un sistema THERMA-DRIL . • Agregar cal si hay aumento en el nivel de carbonatos.

Lodos base agua

The *Complete* Fluids Company

Contenido

Panorama general	16-3
Sistemas de lodo base agua	16-4
BARASILC	16-4
Formulación	16-4
Pautas guías de formulación	16-5
Pautas guías de mantenimiento	16-5
CARBONOX/AKTAFL0-S	16-7
Formulación	16-7
Pautas guías de mantenimiento	16-8
CARBONOX/Q-BROXIN	16-9
Formulación	16-9
Pautas guías de formulación	16-10
Pautas guías de mantenimiento	16-10
CAT-I	16-11
Formulación	16-11
Pautas guías de mantenimiento	16-12
EZ-MUD	16-13
Formulación	16-13
Pautas guías de formulación	16-14
Pautas guías de conversión	16-14
Pautas guías de mantenimiento	16-15
Gyp/Q-BROXIN	16-16
Formulación	16-16
Pautas guías de formulación	16-17
Pautas guías de conversión	16-17
Pautas guías de mantenimiento	16-17

KOH/K-LIG	16-19
Formulación	16-19
ENVIRO-THIN de bajo pH	16-20
Formulación	16-20
Pautas guías de mantenimiento	16-21
PAC/DEXTRID	16-22
Formulación	16-22
Pautas guías de formulación	16-23
Pautas guías de mantenimiento	16-23
POLYNOX	16-24
Formulación	16-24
Pautas guías de conversión	16-25
Pautas guías de mantenimiento	16-25
Sal saturada	16-27
Formulación	16-27
Pautas guías de conversión	16-27
THERMA-DRIL	16-28
Formulación	16-28
Pautas guías de mantenimiento	16-28

Panorama general

La tabla siguiente detalla los sistemas base agua de este capítulo y provee un indicador que califica cada sistema de acuerdo a su aplicabilidad a diversas situaciones de perforación. Los sistemas se identifican como:

- Bueno
- ◐ Mejor
- El mejor

Sistemas	Situaciones de perforación							
	Lutitas reactivas/gumbo	Perf. agua profunda	Perf. horizontal	Aumento ROP	Alta dens. (>16.0) 1.92 sg	Lechos de sal	BHT 300°F (149 °C)	Pozos desviados
BARASILC	●	●	○	●		○		○
CARBONOX/AKTAFL0-S			○		●		●	
CARBONOX/Q-BROXIN	○		○	○	●	○	○	○
K-LIG/KOH	●				○	○	○	
Bajo pH ENVIROTHIN	◐				◐		○	○
EZ-MUD	●	●	◐	●		◐		◐
THERMA-DRIL	○	○		◐	●	●	●	
PAC/DEXTRID	●	◐	●	●	◐	◐		◐
CAT-I	●	●		●		●		
POLYNOX	●		○	○	●		◐	◐
Saturado de sal	◐	○				●		○

Tabla 16-1: Sistemas base agua según situaciones de perforación. Esta tabla califica los sistemas base agua como bueno, mejor o el mejor bajo diversas situaciones de perforación.



Sistemas de lodo base agua

BARASILC

Formulación

La tabla siguiente da pautas guías para formular sistemas BARASILC. Este sistema se formula en agua dulce o salmueras monovalentes.

- Los productos se enumeran por orden de adición.
- Los productos eventuales están marcados con un asterisco (*); se los puede usar con los productos primarios para obtener propiedades necesarias en situaciones específicas.

Aditivo	Función	Concentraciones típicas, lb/bbl (kg/m ³)
Carbonato de sodio	Removedor de calcio	Según se requiera
Soda cáustica/ Potasa cáustica	Fuente de alcalinidad	Según se requiera
BARASIL-S	Estabilizador de formación	40-80 (114-228)
DEXTRID	Agente de control de pérdida de fluido	2-8 (6-23)
PAC	Agente de control de pérdida de fluido	0.5-4 (1.4-11)
FILTER-CHEK	Agente de control de pérdida de fluido	2-8 (6-23)
BARAZAN PLUS	Viscosificador	0.2-2.5 (0.6-7)
BAROID	Agente densificante	Según se requiera
*AQUAGEL	Viscosificador/agente de suspensión	1-10 (3-29)
*GEM GP/CP	Mejoramiento de lubricidad ROP	3-5 % en volumen
*BARACOR 95	Secuestrante/amortiguador de CO ₂	0.5-4 (1.4-11)
*BARA-DEFOAM HP	Desespumante	Según se requiera
*BARASCAV D	Secuestrante de oxígeno	0.2-1 (0.6-3)

Tabla 16-2: Pautas guías para productos BARASILC. Esta tabla detalla productos y da las concentraciones de productos típicas para formular un sistema BARASILC.

Pautas guías de formulación

- Tratar la dureza del fluido base con carbonato de sodio antes del agregado de polímeros o BARASIL-S. El pH del fluido base debe estar entre 9.5 y 10.
- Cerciorarse de que todas las líneas y tanques estén limpios y libres de salmueras o lodo con cationes bivalentes antes de mezclar las salmueras.
- Someter a suficiente esfuerzo cortante los polímeros para obtener óptimo rendimiento.

Precaución: El BARASIL-S es una solución alcalina que puede causar quemaduras en la piel y los ojos. Usar apropiados elementos de protección y evitar aspirar vapores de la solución al trabajar con BARASIL-S. El lodo activo debe manejarse igual que cualquier sistema de lodo base agua de alto pH.



Pautas guías de mantenimiento

- El índice de agotamiento de los silicatos puede ser alto. El cemento, yeso, anhidrita, gases ácidos y agua de la formación (con contenido de cationes bivalentes) pueden reducir seriamente el nivel de los silicatos.
- El rango de pH de operación normal para sistemas BARASILC es de entre 11.5 y 12.5. Si el pH cae por debajo de 11.5, la concentración de silicatos puede verse seriamente reducida. Agregar BARASIL-S para restituir el contenido en silicatos y el pH a niveles apropiados.
- El sistema BARASILC se puede diluir a través de dilución de lodo entero con fluido base.
- Se debe usar gas nitrógeno para realizar pruebas de filtración APAT, puesto que el gas CO₂ causaría agotamiento de silicatos y dará un filtrado de consistencia cerosa.

- Los productos no contenidos en la tabla de formulación no se deben agregar al sistema BARASILC sin previa aprobación técnica.



Precaución: No se deben agregar al sistema BARASILC lubricantes u otros productos que contengan derivados de ácidos grasos. Esto podría dar por resultado un intenso espumado. Debe evitarse la adición de sustancias ácidas. Los ácidos causarán agotamiento de silicatos y gelificación del lodo.

CARBONOX /AKTAFLO-S

Formulación

La tabla siguiente da pautas guías para formular sistemas CARBONOX/AKTAFLO-S.

- Los productos se enumeran por orden de adición.
- Los productos eventuales están indicados con un asterisco (*); se los puede usar con los productos primarios para obtener propiedades necesarias en situaciones específicas.

Aditivo	Función	Concentraciones típicas, lb/bbl (kg/m ³)
AQUAGEL	Viscosificador / Agente de control de filtración	8-20 (23-57)
CARBONOX	Adelgazante / Agente de control de filtración	10-30 (29-86)
*Q-BROXIN	Adelgazante hasta 350°F (177°C)	2-6 (6-17)
Soda cáustica	Fuente de alcalinidad	2-6 (6-17)
AKTAFLO-S	Surfactante	4-8 (11-23)
BAROID	Agente densificante	Según se requiera
BARO-TROL	Agente de control de filtración	4-8 (11-23)
*PAC-L *PAC-R	Agente de control de filtración hasta 300°F (149°C)	0.25-1.5 (0.7-4)
*Cal	Fuente de alcalinidad	0.25-1.0 (0.7-3)
*BARODENSE	Agente densificante	Según se requiera
*BARANEX	Agente de control de filtración hasta 350°F (177°C)	4-6 (11-17)

Tabla16-3: Pautas guías de productos CARBONOX/AKTAFLO-S. Esta tabla detalla productos y sus concentraciones típicas para la formulación de un sistema CARBONOX/AKTAFLO-S.



Pautas guías de mantenimiento

- Mantener 1 lb/barril de AKTAFLO-S por cada 4 lbs/barril (11.4 kg/m^3) de bentonita equivalente.
- Mantener el pH en 9.5 a 10.5 con soda cáustica.
- Controlar la alcalinidad usando la prueba P_1/P_2 . Si la alcalinidad del hidroxilo se acerca a cero, tratar con pequeñas cantidades de cal para quitar los carbonatos y aumentar las concentraciones de iones de hidroxilo.

CARBONOX/ Q-BROXIN

Formulación

La tabla siguiente da pautas guías para formular sistemas CARBONOX/Q-BROXIN.

- Los productos se enumeran por orden de adición.
- Los productos eventuales están indicados con un asterisco (*); se los puede usar con los productos primarios para obtener propiedades necesarias en situaciones específicas.

Aditivo	Función	Concentraciones típicas, lb/bbl (kg/m ³)
AQUAGEL	Viscosificador/Agente de control de filtración	10-35 (29-100)
Q-BROXIN	Adelgazante/Agente de control de filtración hasta 350°F (177°C)	4-12 (11-34)
Soda cáustica	Fuente de alcalinidad	2-6 (6-17)
CARBONOX	Adelgazante/Agente de control de filtración	6-20 (17-57)
BAROID	Agente densificante	Según se requiera
*BARAZAN PLUS BARAZAN D PLUS	Viscosificador hasta 275°F (135°C)	0.25-1.5 (0.7-4)
*CC-16	Adelgazante/Agente de control de filtración	6-12 (17-34)
*Cal	Fuente de alcalinidad	0.25-1.0 (0.7-3)
*PAC-R	Agente de control de filtración	0.25-1.5 (0.7-4)
*PAC-L	Agente de control de filtración	0.25-1.5 (0.7-4)
*DEXTRID	Agente de control de filtración	4-6 (11-17)
*BARODENSE	Agente densificante	Según se requiera
*BARANEX	Agente de control de filtración hasta 350°F (177°C)	2-6 (6-17)
*POLYAC	Agente de control de filtración hasta 400°F (204°C)	1-6 (3-17)

Tabla 16-4: Pautas guías de productos CARBONOX/Q-BROXIN. Esta tabla detalla productos y sus concentraciones típicas para formular un sistema CARBONOX/Q-BROXIN.



Pautas guías de formulación

- Prehidratar AQUAGEL y AQUAGEL GOLD SEAL antes de usarlos en agua de mar/agua salada.
- Eliminar el calcio/magnesio mediante tratamiento.
- Agregar las sustancias a través de la tolva.

Nota: La mayoría de los sistemas de agua dulce o agua salada se pueden convertir a un sistema CARBONOX/Q-BROXIN.

Pautas guías de mantenimiento

- Aumentar el pH del agua de relleno a entre 10.5 y 11.0 para precipitar el magnesio.
- Agregar carbonato de sodio para eliminar el calcio.
- Agregar bentonita.
- Agregar Q-BROXIN.
- Agregar soda cáustica para mantener un pH de 9-12.0.
- Agregar aditivos de control de filtración y viscosificadores de suplemento.
- Controlar la alcalinidad usando la prueba P_1/P_2 . Si la alcalinidad del hidroxilo se acerca a cero, tratar con pequeñas cantidades de cal para eliminar los carbonatos y aumentar las concentraciones de iones de hidroxilo.

CAT-I**Formulación**

La tabla siguiente da pautas guías para formular sistemas CAT-I.

- Los productos se enumeran por orden de adición.
- Los productos eventuales están indicados con un asterisco (*); se los puede usar con los productos primarios para obtener propiedades necesarias en situaciones específicas.

Aditivo	Función	Concentraciones típicas, lb/bbl (kg/m ³)
CAT-GEL	Base costra de filtro	8-12 (23-34)
BARACAT	Inhibición Agente de control de filtración	3-6 (9-17)
CAT-HI	Viscosificador	0.25-0.5 (0.7-1.4)
CAT-LO	Viscosificador Agente de control de filtración	0.75-3.0 (2.1-9)
BARA-DEFOAM 1 BARABRINE DEFOAM	Antiespumante	0.05 (0.15) 0.05 (0.15)
CAT-300	Agente de control de filtración	1.5-6.0 (4-17)
Soda cáustica	Fuente de alcalinidad	0.25 -1.0 (0.71-3)
BAROID	Agente densificante	Según se requiera
CAT-VIS	Viscosificador	0.25-0.75 (0.7-2.1)
ALDACIDE G	Microbiocida	0.02-0.04 gal (0.52-1.05)
*BARASCAV D	Secuestrante de oxígeno	0.1-0.5 (0.3-1.4)

Tabla 16-5: Pautas guías de productos CAT-I. Esta tabla detalla los productos y sus concentraciones típicas para formular un sistema CAT-I.



Pautas guías de mantenimiento

- Mantener la concentración de BARACAT a entre 1 y 4 lbs/barril (3 a 11 kg/m³) en el filtrado de lodo.

Nota: Vigilar regularmente la concentración de BARACAT en las líneas de succión y de flujo usando el método colorimétrico Baroid BARACAT.

- Agregar CAT-GEL para mejorar la calidad de la torta de filtrado.
- Usar BARASCAV, cuando sea necesario, para contrarrestar los efectos de un bajo pH y un entorno de alta salinidad. Tratar el lodo para mantener un sulfito residual de entre 80 y 100 mg/L.



Precaución: No agregar materiales aniónicos (p.ej., lignosulfonato o PAC).

EZ-MUD**Formulación**

La tabla siguiente da pautas guías para formular sistemas EZ-MUD.

- Los productos se enumeran por orden de adición.
- Los productos eventuales están indicados con un asterisco (*); se los puede usar con los productos primarios para obtener propiedades necesarias en situaciones específicas.

Aditivo	Función	Concentraciones típicas, lb/bbl (kg/m³)
Soda cáustica/ Potasa cáustica	Fuente de alcalinidad (pH 9-10)	0.1-1.5 (0.3-4)
Carbonato de sodio	Removedor de calcio	Según se requiera
AQUAGEL	Viscosificador/Agente de suspensión	5-17.5 (14-50.0)
EZ-MUD EZ-MUD DP	Estabilizador de lutitas	0.5-3 (1.4-9) 0.2-1 (0.6-3)
CELLEX	Agente de control de pérdida de fluido	0.2-3.5 (0.6-10.0)
PAC	Agente de control de pérdida de fluido	0.2-3.5 (0.6-10.0)
BAROID	Agente densificante	Según se requiera
BARAZAN PLUS	Viscosificador	0.1-1.0 (0.3-3)
*DEXTRID	Agente de control de pérdida de fluido	Según se requiera
*BARO-TROL	Agente de control de pérdida de fluido	Según se requiera
*FILTER-CHEK	Agente de control de pérdida de fluido	Según se requiera
*ALDACIDE G	Biocida	Según se requiera
*THERMA-THIN	Desfloculante	0.2-3.0 (0.6-9)

Tabla 16-6: Pautas guías de productos EZ-MUD. Esta tabla detalla los productos y da sus concentraciones típicas para formular un sistema EZ-MUD.



Nota: El fluido base puede ser agua dulce, agua de mar o salmuera. Agregar sal (según se requiera) para aumentar la salinidad.

Pautas guías de formulación

- Eliminar la dureza tratándola con carbonato de sodio y soda cáustica, cuidando de no aumentar el pH a más de 10.
- Prehidratar el AQUAGEL y el AQUAGEL GOLD SEAL antes de usarlos.
- Agregar el EZ-MUD lentamente a través de la tolva.
- Puede ser útil un dispositivo especial de agitación y mezclado.

Nota: Al agregar el EZ-MUD se producirá una cresta de viscosidad. La viscosidad debe disminuir con la velocidad de corte, a medida que el sistema es desfloculado.

Nota: Para obtener la misma concentración de polímero, usar una tercera parte del EZ-MUD DP que del EZ-MUD líquido.

Pautas guías de conversión

La mayoría de los sistemas bajos en sólidos no dispersados, con una escala de pH entre baja y moderada, pueden ser convertidos a un sistema EZ-MUD. Para convertir, seguir los pasos siguientes.

1. Controlar el pH del lodo, su dureza, volumen del MBT (titulación de azul de metileno), y su contenido en sólidos de bajo peso específico, y hacer ajustes del lodo en caso que sean necesarios.

Nota: Cuanto más altos sean los niveles de sólidos y MBT, tanto más prolongada y más seria será la cresta de la conversión.

2. Agregar la concentración de EZ-MUD recomendada.

Precaución: Podría ocurrir muy elevada floculación, resultando separación del agua.

NO agregar desfloculantes a esta altura. Esta deficiencia se irá corrigiendo después de la agitación del EZ-MUD.

3. Agregar CELLEX, PAC-R, o PAC-L, según se requiera, para control de filtración.

Nota: El sistema puede quedar diluido después de agregarle un agente de control de filtración.

4. Agregar BAROID, según se requiera para aumentar el peso del lodo.

Pautas guías de mantenimiento

- Mantener aproximadamente 0.5 lb/bbl (1.5 kg/m³) de exceso de EZ-MUD en el filtrado, según se determine usando el ensayo PHPA.
- El pH no debe exceder de 10.
- Mantener una dureza total de menos de 200 mg/L para máxima estabilidad del EZ-MUD.
- Presolubilizar todos los materiales cáusticos y agregarlos lentamente al sistema activo. Esto evitará que el sistema reciba golpes de alto pH.
- Usar tratamientos de ácido cítrico para bajar el pH, cuando sea necesario. Se pueden usar otros ácidos débiles para bajar el pH elevado por contaminación de cemento.
- Si se detecta olor a amoníaco al perforar cemento, se debe considerar que el contenido en EZ-MUD es cero.



Gyp/Q- BROXIN

Formulación

La tabla siguiente da las pautas guías para formular sistemas Gyp/Q-BROXIN.

- Los productos se enumeran por orden de adición.
- Los productos eventuales están indicados con un asterisco (*); se los puede usar con los productos primarios para obtener propiedades necesarias en situaciones específicas.

Aditivo	Función	Concentraciones típicas, lb/bbl (kg/m ³)
AQUAGEL	Viscosificador/ Costra de filtro	10-20 (30-57)
Q-BROXIN	Desfloculante/ Agente de control de pérdida de fluido	4-12 (11-34)
CARBONOX	Agente de control de pérdida de fluido	4-20 (11-57)
Soda cáustica	Fuente de alcalinidad	0.25-3.0 (0.7-9)
Yeso	Fuente de calcio	4-10 (11-29)
PAC	Agente de control de pérdida de fluido	0.1-2.0 (0.3-6)
*BARANEX	Agente de control de pérdida de fluido	2-8 (6-23)
*BARO-TROL	Agente de control de pérdida de fluido	4-8 (11-23)
BAROID	Agente densificante	Según se requiera

Tabla 16-7: Pautas guías de productos Gyp/Q-BROXIN. Esta tabla detalla los productos y da sus concentraciones típicas para formular un sistema Gyp/Q-BROXIN.

Pautas guías de formulación

- Prehidratar AQUAGEL.
- Asegurarse de que el Q-BROXIN sea agregado antes que la soda cáustica para evitar la floculación de la bentonita.

Pautas guías de conversión

Para convertir un sistema existente en un sistema Gyp/Q-BROXIN, seguir los pasos siguientes.

1. Diluir el lodo para reducir el equivalente de bentonita (MBT) a menos de 15 lb/bbl (42.75 kg/m³).
2. Agregar Q-BROXIN.
3. Agregar soda cáustica para ajustar el pH a 9.5-10.0.
4. Agregar yeso.

Nota: Puede producirse fuerte floculación al agregar yeso.

5. Agregar PAC.
6. Agregar barita para aumentar el peso en la medida necesaria.

Pautas guías de mantenimiento

1. Mantener el pH a entre 9.5 y 10.
2. Mantener los niveles de calcio a entre 800 y 1400 mg/L.

Nota: Los niveles de calcio en exceso de 1600 mg/L afectan adversamente la reología y la pérdida de fluido APAT.

3. Mantener los niveles de exceso de yeso dentro de 2-6 lb/bbl (6-17 kg/m³).

$$\text{Exceso de yeso, lb/bbl} = 0.48 \times [V_m - (V_f \times F_w)]$$

$$\text{Exceso de yeso, kg/m}^3 = 1.37 \times [V_m - (V_f \times F_w)]$$



Se puede obtener el aproximado exceso de yeso por:

$$\text{Exceso de yeso, lb/bbl} = (V_m - V_f)/2$$

$$\text{Exceso de yeso, kg/m}^3 = (V_m - V_f) \times 1.5$$

Donde

V_f es el punto final de versenato del filtrado

V_m es el punto final de versenato del lodo

F_w es la fracción de agua

KOH/K-LIG**Formulación**

La tabla siguiente da las pautas guías para formular sistemas KOH/K-LIG .

- Los productos se enumeran por orden de adición.
- Los productos eventuales están indicados con un asterisco (*); se los puede usar con los productos primarios para obtener propiedades necesarias en situaciones específicas.

Aditivo	Función	Concentraciones típicas, lb/bbl (kg/m³)
AQUAGEL prehidratado	Viscosificador	14-20 (40-57)
Q-BROXIN	Desfloculante	2-6 (6-17)
Potasa cáustica	Fuente de alcalinidad y potasio	0.5-1.5 (1.4-4)
K-LIG	Fuente de potasio/ Agente de control de filtración	2.0-10.0 (6-29)
BARAZAN D PLUS	Viscosificador de baja velocidad de corte	0.25-0.5 (0.7-1.5)
BAROID	Agente densificante	Lo necesario
*Acetato de potasio	Fuente de potasio	0.5-1.0 (1.4-3) <i>Nota: El acetato de potasio es también compatible en este sistema en un medio de agua de mar con 15-20,000 ppm de cloruros.</i>
*CELLEX	Agente de control de filtración	0.5-2.0 (1.4-6)
*DEXTRID	Agente de control de filtración	0.5-3.0 (1.4-9)
*PAC	Agente de control de filtración	0.5-2.0 (1.4-6)

Tabla 16-8: Pautas guías de productos KOH/K-LIG. Esta tabla detalla los productos y da sus concentraciones típicas para formular un sistema KOH/K-LIG.



ENVIRO-THIN de bajo pH

Formulación

La tabla siguiente da las pautas guías para formular sistemas ENVIRO-THIN de bajo pH.

- Los productos se enumeran por orden de adición.
- Los productos eventuales están indicados con un asterisco (*); se los puede usar con los productos primarios para obtener propiedades necesarias en situaciones específicas.

Aditivo	Función	Concentraciones típicas, lb/bbl (kg/m ³)
AQUAGEL	Viscosificador	15-25 (43-71)
ENVIRO-THIN	Desfloculante	2-8 (6-23)
Soda cáustica	Fuente de alcalinidad	Según se requiera
CARBONOX	Agente de control de pérdida de fluido	2-10 (6-29)
PAC	Agente de control de pérdida de fluido	0.5-2.0 (1.4-6.0)
BAROID	Agente densificante	Según se requiera
*EZ-MUD	Estabilizador de lutitas	0.25-0.5 (0.7-1.4)
*BARAZAN PLUS	Viscosificador	0.5 (1.4)
*BARO-TROL	Agente de control de pérdida de fluido	2-6 (6-17)
*BARASCAV	Secuestrante de oxígeno	0.1-0.2 (0.3-0.6)
*Bicarbonato de sodio	Agente de control de dureza	Según se requiera
*THERMA-THIN	Desfloculante	0.5-1.0 (1.4-3)

Tabla 16-9: Pautas guías de productos ENVIRO-THIN de bajo pH. Esta tabla detalla los productos y da sus concentraciones típicas para formular un sistema ENVIRO-THIN de bajo pH.

Pautas guías de mantenimiento

1. Mantener el pH a 8.5-8.8.
2. Prehidratar todas las adiciones de AQUAGEL en agua dulce.
3. Prehidratar las adiciones de CARBONOX y BARO-TROL en agua cáustica que tenga un pH de 10 ó más.
4. Mantener la dureza total 200 mg/L de calcio.

Nota: Usar carbonato de sodio para quitar el calcio a un nivel 200 ppm, excepto en caso de contaminación de cemento en que debe usarse bicarbonato de sodio.



PAC/ DEXTRID

Formulación

La tabla siguiente da las pautas guías para formular sistemas PAC/DEXTRID.

- Los productos se enumeran por orden de adición.
- Los productos eventuales están indicados con un asterisco (*); se los puede usar con los productos primarios para obtener propiedades necesarias en situaciones específicas.

Aditivo	Función	Concentraciones típicas, lb/bbl (kg/m ³)
AQUAGEL	Viscosificador en formulación inicial	5-8 (14-23)
DEXTRID	Agente de control de filtración	4-6 (12-17)
PAC	Agente de control de filtración	1.5-4.0 (4-12)
Soda cáustica/ Potasa cáustica	Fuente de alcalinidad	0.5-1.0 (1.4-3)
BAROID	Agente densificante	Según se requiera
*BARAZAN PLUS	Viscosificador	0.25-1.0 (0.7-3)
*Carbonato de sodio	Reductor de dureza del agua de relleno	Según se requiera
*KCl/NaCl	Inhibidor de lutitas reactivas	Según se requiera
*THERMA-THIN	Desfloculante	Según se requiera
*BARASCAV	Secuestrante de oxígeno	Según se requiera
*Cal	Secuestrante de CO ₂	Según se requiera

Tabla 16-10: Pautas guías de productos PAC/DEXTRID. Esta tabla detalla los productos y da sus concentraciones típicas para formular un sistema PAC/DEXTRID.

Pautas guías de formulación

- Tratar con carbonato de sodio el calcio del agua de relleno antes de agregar AQUAGEL.

Pautas guías de mantenimiento

- Mantener el MBT (titulación por azul de metileno) en menos de 20 lbs/barril (57 kg/m^3) de contenido equivalente de bentonita.



POLYNOX**Formulación**

La tabla siguiente da las pautas guías para formular sistemas POLYNOX.

- Los productos se enumeran por orden de adición.
- Los productos eventuales están indicados con un asterisco (*); se los puede usar con los productos primarios para obtener propiedades necesarias en situaciones específicas.

Aditivo	Función	Concentraciones típicas, lb/bbl (kg/m³)
AQUAGEL	Viscosificador	10-25 (29-71)
LIGNOX	Desfloculante	4-8 (12-23)
Soda cáustica/ Potasa cáustica	Fuente de alcalinidad	2-6 (6-17)
CAL	Fuente de calcio	4-12 (12-34)
CARBONOX	Desfloculante/ Agente de control de pérdida de fluido	8-12 (23-34)
DEXTRID IMPERMEX	Agente de control de pérdida de fluido hasta 250°F (121°C)	4-6 (12-17)
BAROID	Agente densificante	Según se requiera
*THERMA-CHEK	Agente de control de pérdida de fluido	1-2 (3-6)
*BARANEX	Agente de control de pérdida de fluido hasta 350°F (177°C)	4-8 (12-23)
*THERMA-THIN	Desfloculante AT	1-4 (3-12)
BARAZAN PLUS/ BARAZAN D PLUS	Viscosificador	Según se requiera

Tabla 16-11: Pautas guías de productos POLYNOX. Esta tabla detalla los productos y da sus concentraciones típicas para formular un sistema POLYNOX.

Pautas guías de conversión

Para convertir cualquier sistema existente a un sistema POLYNOX, seguir los pasos siguientes.

1. Diluir el lodo según sea necesario para obtener un contenido de bentonita de 15 lb/bbl (43 kg/m³) o menos.
2. Agregar LIGNOX y soda cáustica (pH 11.5) en la primera circulación.
3. Agregar la cal en la segunda circulación.

Pautas guías de mantenimiento

- Mantener el pH por encima de 12.
- Usar soda cáustica para mantener el P_f en entre 3 y 4.5 mL de ácido sulfúrico N/50.
- Mantener el valor P_m del lodo en 14 ó más, con cal.
- Mantener en todo momento un mínimo de 3 a 4 lb/barril (9 a 11 kg/m³) de exceso de cal en el sistema POLYNOX.. En formaciones que contengan gran cantidad de gases ácidos, agregar niveles aún mayores de exceso de cal, cuando sea necesario.

Nota: Para determinar si el POLYNOX es deficiente en contenido de cal, realizar una prueba piloto agregando 1 ó 2 lb/bbl (3 a 6 kg/m³) de cal. Si aumentan las propiedades reológicas del fluido, quiere decir que el sistema es deficiente en cal.

- Usar BARAZAN PLUS para mantener las propiedades de suspensión.
- Mantener 3-8 lbs/barril (9-23 kg/m³) de LIGNOX.

$$\text{Exceso de cal, lb/bbl} = 0.26 \times [P_m - (P_f \times F_w)]$$

$$\text{Exceso de cal, kg/m}^3 = 0.74 \times [P_m - (P_f \times F_w)]$$



Se puede obtener el aproximado exceso de cal por medio de:

$$\text{Exceso de cal, lb/bbl} = (P_m - P_f)/4$$

$$\text{Exceso de cal, kg/m}^3 = (P_m - P_f) \times 0.7$$

Donde

P_f es el punto final de fenolftaleina del filtrado

P_m es el punto final de fenolftaleina del lodo

F_w es la fracción de agua

Sal saturada

Formulación

La tabla siguiente da las pautas guías para formular sistemas saturados de sal.

- Los productos se enumeran por orden de adición.
- Los productos eventuales están indicados con un asterisco (*); se los puede usar con los productos primarios para obtener propiedades necesarias en situaciones específicas.

Aditivo	Función	Concentraciones típicas, lb/bbl (kg/m ³)
ZEOGEL	Viscosificador/ Agente de suspensión	10-20 (29-58)
IMPERMEX	Agente de control de filtración	4-8 (12-23)
Sal (cloruro de sodio)	Fuente de cloruro	Según se requiera
BAROID	Agente densificante	Según se requiera
*AQUAGEL	Viscosificador	Según se requiera
*DEXTRID	Agente de control de filtración	4-6 (12-17)
*PAC	Agente de control de filtración	0.25-0.5 (0.7-1.5)
*BARAZAN PLUS	Viscosificador	0.25-2.0 (0.7-6)
*ALDACIDE G	Biocida	Según se requiera

Tabla 16-12: Pautas guías de productos saturados de agua salada. Esta tabla detalla los productos y da sus concentraciones típicas para formular un sistema saturado de agua salada.

Pautas guías de conversión

Si el MBT es mayor de 10 lb/bbl (29 kg/m³) de bentonita equivalente, descartar el sistema y reconstruirlo. Si el MBT es menor de 10 lb/bbl (29 kg/m³), agregar sal, IMPERMEX, y ZEOGEL.



THERMA-DRIL

Formulación

La tabla siguiente da las pautas guías para formular sistemas THERMA-DRIL.

- Los productos se enumeran por orden de adición.
- Los productos eventuales están indicados con un asterisco (*); se los puede usar con los productos primarios para obtener propiedades necesarias en situaciones específicas.

Aditivo	Función	Concentraciones típicas, lb/bbl (kg/m ³)
Carbonato de sodio	Removedor de dureza	0-0.2 (0-0.6)
AQUAGEL	Viscosificador	5-8 (14-23)
THERMA-THIN	Desfloculante	3-5 (8-14)
Soda cáustica	Fuente de alcalinidad	Según se requiera
THERMA-CHEK	Agente de control de filtración	4-8 (12-23)
BAROID	Agente densificante	Según se requiera
BARASCAV	Secuestrante de oxígeno	0.25-1 (0.7-2.8)
*THERMA-VIS	Viscosificador	0-1.5 (0-4.3)
*BARACOR 95	Secuestrante de CO ₂	0-0.8 (0-2.3)

Tabla 16-13: Pautas guías de productos THERMA-DRIL. Esta tabla detalla los productos y da sus concentraciones típicas para formular un sistema THERMA-DRIL.

Pautas guías de mantenimiento

- No dejar que el pH exceda de 10.5 porque el THERMA-CHEK se hidrolizará.
- Mantener el contenido de bentonita por debajo de 10 lbs/barril (29 kg/m³).

Cementación de pozos



The *Complete* Fluids Company

Contenido

Panorama general	17-2
Aditivos de cementación	17-3
Aceleradores	17-3
Retardantes	17-5
Aditivos de control de pérdida de fluido	17-6
Extendedores	17-7
Aditivos de control del agua libre	17-7
Materiales densificantes	17-8
Activadores de escorias	17-8
Dispersantes	17-10
Preventores de retrogresión	17-10
Diseño y aplicaciones de las lechadas	17-11
Lechada de frente	17-11
Lechada de cola	17-12
Lechada a presión	17-12
Tapones	17-12
Espaciadores	17-13
Cálculos de volumen de los espaciadores	17-13

Panorama general

Los principales materiales de cementación usados en aplicaciones petroleras son:

- Cemento Portland, clases API A, C, H y G
- Escoria de alto horno (blast furnace slag, o BFS)
- Puzolana (polvillo de cenizas), ASTM Tipos C y F

Cemento Portland es el nombre usado para todos los materiales cementicios compuestos mayormente de óxidos de calcio, sílice y aluminio. La escoria de altos hornos (BFS) es un subproducto obtenido de la fabricación de arrabio en un alto horno. Las puzolanas son materiales de sílice o sílice/alúmina que reaccionan con el hidróxido de calcio (cal) y agua para formar un cemento estable. Las puzolanas pueden ser naturales o sintéticas.

Los materiales cementadores se usan en operaciones de perforación para:

- Aislar zonas
- Sujetar la tubería de revestimiento en el pozo
- Proteger la tubería de revestimiento contra colapso, corrosión y sacudimientos de perforación
- Taponar pozos no productivos para su abandono
- Taponar una porción de un pozo para desviar la perforación

Este capítulo explica el uso de aditivos para controlar las propiedades de la lechada de cementación y provee las pautas guías para operación ideal con cada tipo de aditivo. Se provee el diseño y aplicaciones para lechadas de frente, cola y lechada a presión. También

se provee diseño de tapones, pautas guías para espaciadores, y cálculos de volumen de espaciadores.

Aditivos de cementación

Las lechadas preparadas con materiales de cementación son tratadas con diversos aditivos para modificar el tiempo de fraguado, las propiedades reológicas y filtrantes, y la densidad. Estos aditivos se clasifican en:

- Aceleradores
- Retardantes
- Aditivos de control de pérdida de fluido
- Extendedores
- Aditivos de control del agua libre
- Agentes densificantes
- Activadores de escorias
- Dispersantes
- Preventores de retrogresión de la resistencia

Aceleradores

Los aceleradores acortan el tiempo de fraguado de una lechada y permiten que la lechada adquiera la necesaria resistencia a la compresión en un espacio de tiempo práctico. En la Tabla 17-1 se dan las cantidades de diversos aditivos usadas para regular los tiempos de fraguado.



Aditivo	Temp., °F (°C)	Concentración			BFS	Cemento
		%BWOW*	gal/bbl	L/m ³		
CaCl ₂	<120 (<49)	0.5-4.0	n/a	n/a		x
NaCl	<190 (<88)	1.0-10.0	n/a	n/a		x
KCl	<190 (<88)	1.0-3.0	n/a	n/a		x
Alcoholes	<150 (<66)	n/a	0-1.0	0-3	x	x
NaOH	<190 (<88)	según neces.	no disp.	no disp.	x	
Yeso	<100 (<38)	según neces.	no disp.	no disp.		x
Silicato de sodio	<100 (<38)	1.0-3.0	2.0-12.0	6-36		x

* %BWOW = porcentaje de agua por peso

Tabla 17-1: Aditivos aceleradores. Usar estos aditivos aceleradores para regular el tiempo de fraguado de lechadas de cemento.

Retardantes

Los retardantes prolongan el tiempo de fraguado de una lechada. Este retardo permite la colocación del cemento antes que se produzca endurecimiento. Estos aditivos contrarrestan los efectos del aumento de temperatura sobre una lechada de cemento. En la Tabla 17-2 se dan pautas guías de operación para aditivos retardantes.

Aditivo	Temp., °F (°C)	Concentración			BFS	Cemento
		%BWOC*	lb/bbl	kg/m ³		
Q-BROXIN	<120 (<49)	0.1-2.0	0.2-8.0	0.6-23	x	x
Lignosulfato de calcio	100-160 (38-71)	0.1-2.0	0.2-8.0	0.6-23	x	x
Gluconato de sodio	150-200 (66-93)	0.1-1.0	0.05-1.5	0.15-4	x	x
Heptogluconato de sodio	150-200 (66-93)	0.1-0.8 gal/bbl	0.1-0.8 gal/bbl	0.3-2.3 gal/bbl	x	x
Citrato de sodio	150-230 (66-110)	0.1-1.0	0.025-0.40	0.07-1.1	x	x

* %BWOC = porcentaje de cemento por peso

Tabla 17-2: Aditivos retardantes. Usar estos aditivos para prolongar el tiempo de fraguado de una lechada de cemento.



Aditivos de control de pérdida de filtrado

Las excesivas pérdidas de agua hacia la formación pueden impedir que el cemento se endurezca correctamente. Los aditivos de control de pérdida de filtrado se usan para reducir las pérdidas excesivas de agua hacia la formación. Además, estos aditivos:

- Aumentan la viscosidad
- Retardan el tiempo de fraguado
- Controlan el agua libre de la lechada

La Tabla 17-3 detalla los aditivos comunes de control de pérdida de filtrado para lechadas de cemento.

Aditivo	Temp., °F (°C)	Concentración			BFS	Cemento
		%BWOC*	lb/bbl	kg/m ³		
PAC	<200 (<94)	0.125-1.25	0.25-5.0	0.7-14	x	x
CMC	<175 (<79)	0.125-1.50	0.25-6.0	0.7-17	x	x
HEC	<200 (<94)	0.125-1.75	0.25-7.0	0.7-20	x	x
CMHEC	120-230 (49-110)	0.125-1.00	0.25-4.0	0.7-11	x	x
BARAZAN PLUS	<160 (<71)	0.05-0.40	0.1-1.5	0.3-4	x	x

* %BWOC = porcentaje de cemento por peso

Tabla 17-3: Aditivos de control de pérdida de filtrado. Estos aditivos controlan la cantidad de agua que se filtra hacia las formaciones.

Extendedores

Los extendedores rebajan la densidad de la lechada para cementar a través de formaciones débiles. Una lechada más liviana reduce la presión hidrostática y contribuye a evitar daños a la formación. La Tabla 17-4 da pautas guías operativas para aditivos extensores.

Aditivo	Rango de Temp. °F (°C)	Concentración			BFS	Cemento
		%BWOc*	lb/bbl	kg/m ³		
AQUAGEL	200 (94)	0.5-8.0	1.0-32.0	3-91	x	
Ceniza volante, Puzolana	n/a	Según neces.	Según neces.	Según neces.	x	
Silicato de sodio	250 (121)	1.0-3.0	2.0-12.0	6-34	x	x

* %BWOc = porcentaje de cemento por peso

Tabla 17-4: Aditivos extensores. Los aditivos extendedores reducen la densidad de la lechada y ayudan a evitar daños por presión a las formaciones débiles.

Aditivos de control del agua libre

Los aditivos de control de agua libre mantienen fija el agua de lechadas de bajo peso o extendidas. Si esta agua no estuviera controlada, las propiedades de la lechada cambiarían al ser absorbida agua en las formaciones circundantes. Esta absorción afecta la circulación y el posicionamiento de la lechada. La Tabla 17-5 da pautas guías operacionales para estos aditivos.



Aditivo	Temp., °F (°C)	Concentración			BFS	Cemento
		%BWOC*	lb/bbl	kg/m ³		
AQUAGEL	200 (94)	0.5-8.0	2.0-32.0	6-91	x	x
Clorhidrato de aluminio	250 (121)	0.01-0.20	0.04-0.75	0.1-2.1	x	x

* %BWOC = porcentaje de cemento por peso

Tabla 17-5: Aditivos de control de agua libre. Usar estos aditivos para evitar absorción de agua por las formaciones.

Materiales densificantes

Se pueden usar materiales densificantes para aumentar la densidad del cemento o escoria y ayudar a controlar las presiones de la formación. En la Tabla 17-6 se detallan tres materiales densificantes.

Material densificante	Peso específico
Barita	4.2
Hematita	4.8-5.0
Arena	2.6

Tabla 17-6: Material densificante. Usar aditivos de material densificante para controlar presiones de la formación.

Activadores de escorias

La escoria de alto horno (BFS) es un material de cemento hidráulico latente que no reacciona directamente con el agua. Es por ésto que el proceso de hidratación de la escoria de alto horno es iniciada ya sea por activadores químicos o bien por temperaturas elevadas. Los activadores químicos se usan según sea necesario en distintas proporciones y concentraciones, dependiendo de las temperaturas que se espera encontrar (Tabla 17-7).

Activadores de escorias	Escala de temperaturas, °F (°C)
Soda cáustica	<180 (<82)
Carbonato de sodio	<180 (<82)
Cal	<180 (<82)
Hidróxido de magnesio	150-250 (66-121)
Carbonato de magnesio	150-250 (66-121)
Pirofosfato tetrasódico	>100 (>38)
Pirofosfato ácido de sodio	>100 (>38)

Tabla 17-7: Activadores de escorias. Los activadores de escorias tienen por función iniciar el proceso de fraguado en las lechadas de escorias de alto horno.



Dispersantes

Los dispersantes reducen la viscosidad de la lechada, lo que es muy importante para la colocación y cohesión. La correcta dispersión de una lechada da por resultado:

- Mayor y más temprana resistencia a la compresión.
- Mayor control sobre pérdida de filtrado
- Mayor control sobre el agua libre

La Tabla 17-8 da pautas guías para operación con dispersantes.

Dispersantes	Temp., °F (°C)	Concentración			BFS	Cemento
		%BWOC*	lb/bbl	kg/m ³		
Sulfonato de naftaleno	<200 (<94)	0.1-2.0	0.2-8.0	0.6-23	x	x
Q-BROXIN	110-200 (43-94)	0.1-2.0	0.2-8.0	0.6-23	x	x
Lignosulfonato de calcio	<160 (<71)	0.1-2.0	0.2-8.0	0.6-23	x	x

* %BWOC = porcentaje de cemento por peso

Tabla 17-8: Dispersantes. Los dispersantes reducen la viscosidad de la lechada, lo que hace más fácil su colocación y le da mayor cohesión.

Preventores de retrogresión de la resistencia

Las lechadas de cemento y escorias de alto horno que se mantienen a temperaturas mayores de 200°F (94°C) presentan con el tiempo una reducción de resistencia a la compresión. Este fenómeno, denominado *retrogresión de la resistencia*, se puede minimizar o evitar mediante el agregado de otra fuente de sílice a la lechada, tal como harina de sílice o arena de sílice. La harina de sílice requiere mezclar con más agua que la arena de sílice para adquirir la misma viscosidad. La

escala de temperaturas y las concentraciones se dan en la Tabla 17-9.

Preventor de retrogresión de la resistencia	Temp., °F (°C)	Concentración			BFS	Cemento
		%BWOC*	lb/bbl	kg/m ³		
Harina de sílice y arena de sílice	>200 (>94)	15-50	30-200	86-570	x	x
* %BWOC = porcentaje de cemento por peso						

Tabla 17-9: Preventores de retrogresión de la resistencia. Estos aditivos son necesarios si el cemento (o el BFS) estarán en una región en que la temperatura se mantiene por encima de 200°F (94°C).

Diseño y aplicaciones de la lechada

Las lechadas, sean de cemento o de BFS (escorias de alto horno), deben ser concebidas especialmente para cada aspecto diferente de la operación de perforación. Algunas de las diferentes clasificaciones de lechadas incluyen:

- Lechada de frente
- Lechada de cola
- Lechada a presión
- Tapones

Lechada de frente

Una lechada de frente tiene por objeto cubrir una porción grande del espacio anular, ya sea pozo abierto o tubería de revestimiento interior. Estas lechadas son de peso ligero, y son lechadas extendidas que no



contribuyen mucho a la columna hidrostática de la columna de cemento.

Lechada de cola

Una lechada de cola tiene por objeto proveer la mayor parte de la sustentación para la tubería de revestimiento o el liner que se está cementando. Esta lechada se coloca sobre la zona de interés para aislar esa zona de la contaminación. La zona de interés puede ser una formación productora, una zona de agua, o alguna otra zona que requiera estar clausurada. Las características ideales de una lechada de cola incluyen:

- Alta densidad
- Capacidad para desarrollar alta resistencia a la compresión
- Buen control del tiempo de fraguado
- No tener agua libre

Para una lechada de cola pueden ser necesarios aditivos de control de pérdida de fluido.

Lechada a presión

Las lechadas a presión tienen por objeto ser usadas para cementación correctiva, o secundaria. Estas lechadas deben tener buen control del tiempo de fraguado, buen control de pérdida de fluido, y especialmente buen desarrollo de la resistencia a la compresión.

Tapones

Los tapones deben ser diseñados para llenar las necesidades de la aplicación específica, ya sea tapón de arranque, tapón de pérdida de circulación, tapar y abandonar, etc. Idealmente, los tapones deben tener:

- Desarrollo de alta resistencia a la compresión para sellar la zona de taponamiento

- Corto tiempo de fraguado

Espaciadores

Las tres funciones principales de los espaciadores son:

- Servir de barrera entre el fluido de perforación y la lechada de cemento, eliminando así la contaminación entre los dos
- Limpiar la tubería de revestimiento y la formación de fluido de perforación que pueda impedir una buena adhesión
- Actuar como agente mojante que remoje la tubería de revestimiento y las formaciones

Para que un espaciador sea efectivo, debe entrar dentro de ciertos márgenes de densidad y compatibilidad. El espaciador debe ser más denso que el lodo, pero no tan denso como la lechada de cemento. El margen debe ser de 1 a 1.5 lb/gal en cada sentido. Esta diferencia le permite al espaciador separar los dos fluidos (la lechada y el lodo) e impedir que se contaminen uno al otro.

El espaciador necesita ser reológicamente compatible tanto con el lodo como con el cemento. La viscosidad ideal del espaciador debe estar entre la viscosidad del lodo y la del cemento.

Cálculos de volumen de los espaciadores

Para calcular el volumen de espaciador requerido para un tiempo de contacto específico, usar la siguiente ecuación:

$$V_t = (t_c)(q_d)(5.615)$$

Donde

V_t = volumen de fluido, pies cúbicos

t_c = tiempo de contacto requerido, min



q_d = régimen de desplazamiento, bbl/min

5.615 = pies cúbicos/barril

En la mayoría de los casos, un tiempo de contacto de 10 minutos o más proporciona excelente remoción de lodo.

Control de pozos



The *Complete* Fluids Company

Contenido

Panorama general	18-2
Amagos de reventón	18-2
Control de un amago de reventón	18-3
Procedimientos de cierre	18-3
Métodos para matar un pozo	18-3
Método de esperar y densificar	18-4
Método del perforador	18-4
Método concurrente	18-4
Problemas de control de amagos de reventón	18-7

Panorama general

Esta sección explica los amagos de reventón, señales de aviso, y control de los amagos. Se explican los procedimientos de cierre y los métodos comunes para matar pozos, y se detallan los pasos para llevar a cabo cada uno de ellos. Se identifican los problemas comunes de matar pozos, y se dan las soluciones para estos problemas.

Amagos de reventón

Un amago de reventón es un influjo de fluidos de la formación al interior del pozo. Algunas de las condiciones que pueden inducir un amago son:

- Perforar dentro de una formación con presiones anormales
- No mantener lleno el pozo durante los viajes
- Insuficiente peso del lodo
- Pérdida de circulación
- Presiones de succión y de pistoneo

Las señales de aviso de un amago de reventón incluyen:

- Repentino aumento de la velocidad de penetración
- Aumento del volumen en los tanques
- Aumento del régimen de flujo de retorno de lodo
- Flujo de retorno con las bombas de lodo paradas
- Disminución de presión de la bomba y aumento de la frecuencia de bombeo
- Repentina disminución de la velocidad de penetración

- El pozo no toma el volumen de fluido apropiado durante un viaje

Control de un amago de reventón

Seguir este procedimiento para controlar un amago de reventón:

1. Levantar herramienta.
2. Parar las bombas.
3. Verificar el flujo.
4. Cerrar el pozo.
5. Registrar las presiones.
6. Matar el pozo.
7. Verificar que el pozo esté muerto.

Nota: La mejor indicación de que un pozo ha sido muerto es cuando el estrangulador está 100 por ciento abierto y no hay flujo.

Procedimientos de cierre

Un procedimiento de cierre puede ser blando o duro. Cuando se realiza un cierre blando el estrangulador está entre parcial y totalmente abierto cuando se cierra el preventor anular. Cuando se realiza un cierre duro el estrangulador está completamente cerrado cuando se cierra el preventor anular.

Métodos para matar un pozo

Las tres técnicas básicas usadas para matar un pozo son:

- Método de esperar y densificar
- Método del perforador
- Método concurrente



Método de esperar y densificar

El método más generalmente usado para matar un pozo es el de esperar y densificar. En este método, se cierra el pozo y el sistema de superficie se densifica hasta el peso de matar requerido. El lodo densificado se bombea dentro del pozo, y el amago de reventón se mata en una circulación completa. Este método se llama también método del ingeniero o de una sola circulación.

Método del perforador

En el segundo método de matar, el influjo se bombea fuera del pozo después de registrar las presiones de cierre y el aumento de volumen en los tanques, pero antes de densificar el fluido de perforación. Una vez que el influjo se bombeó fuera del pozo, se cierra el pozo y el sistema de lodo de superficie se densifica hasta el peso de matar requerido. Este método se llama también método de dos circulaciones.

Método concurrente

El tercer método de matar el pozo requiere densificar el sistema de superficie al tiempo que el influjo se circula hacia afuera. Una vez que el peso de matar se bombeó a la barrena, la presión de circulación final se mantiene en el manómetro de la tubería de perforación hasta que el influjo haya sido expulsado del pozo y el lodo con peso de matar esté volviendo en la superficie.

Planilla de matar el pozo. Llenar las sección de información registrada previamente y la de información por registrar. Calcular luego la densidad del lodo necesaria para matar el pozo y las presiones

inicial y final de circulación. Ver en las Figuras 18-1 y 18-2 una muestra de planilla de matar pozos.

INFORMACION REGISTRADA PREVIAMENTE

Bomba No. 1 Bomba No. 2

Peso original del lodo (POL) _____ lb/gal	Sup. Hasta mecha _____ bbls _____ emb _____ emb
Profundidad vertical (PVV) _____ pies	Anular _____ bbls _____ emb _____ emb
Profundidad medida (PM) _____ pies	Total _____ bbls _____ emb _____ emb
Bomba No. 1 _____ bbl/emb	Bomba No. 2 _____ bbl/emb
VRB 1 _____ emb PRB 1 _____ psi	VRB 1 _____ emb PRB 1 _____ psi
VRB 2 _____ emb PRB 2 _____ psi	VRB 2 _____ emb PRB 2 _____ psi

VRB = Velocidad reducida de bombeo

PRB = Presión reducida de bombeo

ZAPATA: Prueba _____ lb/gal Prof. _____ pies PMDR _____ psi Mecha hasta zapata _____

INFORMACION POR REGISTRAR

Pres.cierre tub.perf. PCTP _____ psi Pres.cierre revestidor PCR _____ psi Vol.ganado _____ bbls

CALCULOS

$$\text{Peso lodo p/matar (PLMP)} = \frac{\text{PCTP}}{0.052 \times \text{PVV}} + \text{POL} : \frac{(\quad)}{0.052 \times (\quad)} + (\quad) = \underline{\quad}$$

$$\text{Presión inicial de circulación (PIC)} = \text{PCTP} + \text{RPB} : (\quad) + (\quad) = \underline{\quad} \text{ psi}$$

$$\text{Presión final de circulación (PFC)} = \frac{\text{PLMP} \times \text{PRB}}{\text{POL}} : \frac{(\quad)}{(\quad)} \times (\quad) = \underline{\quad} \text{ psi}$$

Figura 18-1: Muestra de planilla para matar pozos. La mitad superior de una planilla de matar pozos es una hoja de trabajo de cálculos necesarios para matar pozos.

Donde

- *POL* es el peso original del lodo (lb/gal)
- *PVV* es la profundidad vertical verdadera (pies)
- *PM* es la profundidad medida (pies)
- *embs* es emboladas
- *emb/min* es emboladas por minuto



- *VRB* es velocidad reducida de bombeo en emboladas /min. para matar el pozo
- *PRB* es la presión reducida de bombeo para matar el pozo (psi)
- *PMDR* es la presión máxima permisible en la tubería de revestimiento (psi)
- *PCTP* es la presión de cierre de la tubería de perforación (psi)
- *PCR* es la presión de cierre de la tubería de revestimiento (psi)
- *PLMP* es el peso del lodo de matar el pozo (lb/gal)

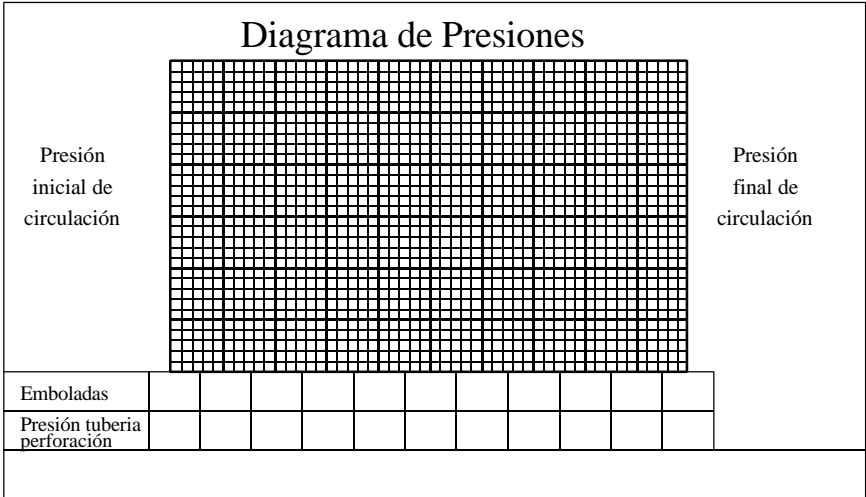


Figura 18-2: Muestra de planilla de matar el pozo, continuación. Usando los valores obtenidos de los cálculos de la planilla de matar pozos, trazar el plan de alivio de presión.

Problemas de control de amagos de reventón

Entre los problemas que pueden surgir al controlar un amago de reventón se incluyen los siguientes:

- Pérdida de circulación
- Toberas tapadas
- Estrangulador averiado
- Estrangulador tapado
- Desgaste con orificio en la sarta de perforación
- Migración de gas
- Barrena lejos del fondo
- Formación de hidrato de origen gasífero

Estos problemas pueden ser resultado de la mayor presión y el elevado peso del lodo de matar el pozo. En algunos casos, puede ocurrir más de un problema. Usar la Tabla 18-1 para determinar la causa de problemas durante un procedimiento de matar el pozo.



Situación	Indicación		
	Presión tub. de perforación	Presión tub. de revestimiento	Régimen de la bomba
Pérdida total de circulación	Caída grande	Caída grande	Aumento
Pérdida parcial de circulación	Caída grande	Caída	Aumento
Taponamiento del estrangulador	Aumento grande	Aumento grande	Caída
Toberas tapadas	Aumento grande	No hay cambio	Caída
Estrangulador averiado	Caída grande	Caída grande	Aumento
Orificio en la sarta de perforación	Caída grande	No hay cambio	Aumento

Tabla 18-1: Indicadores de problemas en el procedimiento de matar el pozo. Usar estas pautas guías para identificar rápidamente problemas en situaciones de control de pozos.

En el capítulo titulado *Pérdida de circulación* se detallan soluciones para encarar un problema de pérdida de circulación.

Lista de tablas

Tabla 1-1: Soluciones monovalentes y bivalentes	1-3	1
Tabla 1-2: Requisitos de solución de cloruro de sodio	1-12	2
Tabla 1-3: Requisitos de solución de cloruro de potasio	1-13	3
Tabla 1-4: Requisitos de solución de cloruro de calcio	1-13	4
Tabla 1-5: Requisitos de solución de bromuro de sodio	1-15	5
Tabla 1-6: Requisitos de solución de bromuro de sodio/ cloruro de sodio	1-17	6
Tabla 1-7: Requisitos de solución de bromuro de calcio	1-19	7
Tabla 1-8: Requisitos de solución de bromuro de calcio/ cloruro de calcio	1-21	8
Tabla 1-9: Fórmulas de sistemas de carbonato de calcio dimensionados	1-23	9
Tabla 2-1: Categorías de corrosión	2-3	10
Tabla 2-2: Tratamientos y reacciones del dióxido de carbono	2-8	11
Tabla 2-3: Tratamientos de sistemas con fluido de empaque	2-10	12
Tabla 2-4: Salmueras de base y concentraciones de oxígeno	2-13	13
Tabla 2-5: pH de salmuera adecuado	2-14	14
Tabla 2-6: Cupones	2-16	15
Tabla 3-1: Espaciadores recomendados	3-4	16
Tabla 3-2: Pautas guías de formulación de espaciadores	3-6	17
Tabla 4-1: Sistemas de fluidos DRIL-N	4-2	18
Tabla 4-2: Fluidos DRIL-N versus situaciones de perforación	4-3	
Tabla 4-3: Guías de productos BARADRIL-N	4-6	
Tabla 4-4: Guías de fluidos de base BARADRIL-N	4-7	
Tabla 4-5: Guía de productos BRINEDRIL-N	4-8	
Tabla 4-6: Guía de productos COREDRIL-N	4-11	
Tabla 4-7: Guía de productos MAXDRIL-N	4-14	
Tabla 4-8: Guía de productos QUIKDRIL-N	4-17	
Tabla 4-9: Guía de productos SHEARDRIL-N	4-19	
Tabla 4-10: Guía de productos SOLUDRIL-N	4-21	
Tabla 4-11: Guía para fluidos de base SOLUDRIL-N	4-22	
Tabla 5-1: Ensayos de campo	5-3	
Tabla 5-2: Cálculos de concentración	5-10	
Tabla 5-3: Cálculos de concentración	5-13	
Tabla 5-4: Factores Ve	5-22	



Tabla 6-1: Fluidos de perforación por aire, espuma, y lodo aireado	6-3	1
Tabla 6-2: Ajustes de presión de inyección en superficie	6-6	2
Tabla 6-3: Condiciones de la espuma en la línea de descarga	6-7	3
Tabla 6-4: QUIK-FOAM para influjo de agua	6-9	4
Tabla 6-5: KCl/QUIK-FOAM	6-10	5
Tabla 6-6: DAP/QUIK-FOAM	6-11	6
Tabla 6-7: HEC/QUIK-FOAM	6-12	7
Tabla 6-8: Sistema de lodo Cal/IMPERMEX	6-13	8
Tabla 6-9: Sistema de lodo DAP/PAC	6-14	9
Tabla 6-10: Productos contra la corrosión	6-19	10
Tabla 7-1: Formulación de material inyectado para lodos base agua	7-6	11
Tabla 7-2: Formulación de inyección de material de relleno Agua-GELTONE	7-7	12
Tabla 7-3: Formulaciones de N-SQUEEZE	7-8	13
Tabla 7-4: Formulación de material de inyección base agua para alta filtración	7-9	14
Tabla 7-5: Formulación de inyección base aceite/sintético para alta filtración	7-10	15
Tabla 7-6: Formulación de lechada de aceite Diaseal M	7-11	16
Tabla 8-1: Sistemas de lodo base aceite	8-2	17
Tabla 8-2: Nombres de los sistemas según el aceite base	8-3	18
Tabla 8-3: Pautas guías para formulación de sistemas de emulsión firme	8-4	
Tabla 8-4: Pautas guías para formulación de sistemas RF	8-5	
Tabla 8-5: Pautas guías para formulación del sistema BAROID 100	8-6	
Tabla 8-6: Pautas guías para formulación del sistema BAROID 100 HT	8-7	
Tabla 8-7: Pautas guías para formular sistemas de alta proporción de agua	8-9	
Tabla 8-8: Pautas guías para evaluación de perfiles y formaciones	8-10	
Tabla 8-9: Recomendaciones de fluidos de empaque y paquetes de revestidor según pruebas a 100°F (38°C)	8-12	



Tabla 8-10: Pautas guías para formulación de paquetes árticos de revestidor	8-13	1
Tabla 8-11: Pautas guías para la formulación de sistemas de aceite con geles PIPE GUARD	8-14	2
Tabla 8-12: Productos viscosificadores	8-16	3
Tabla 8-13: Productos adelgazantes	8-17	4
Tabla 8-14: Productos emulsionantes	8-18	4
Tabla 8-15: Productos de control de filtración	8-19	5
Tabla 9-1: Términos reológicos	9-3	6
Tabla 10-1: Tamaños de los sólidos	10-3	6
Tabla 10-2: Equipos de control de sólidos y amplitudes efectivas de funcionamiento en micrones	10-4	7
Tabla 10-3: Cribas de malla cuadrada	10-6	8
Tabla 10-4: Cribas de malla oblonga	10-7	9
Tabla 10-5: Método de rotulación de cribas recomendado en la industria	10-9	10
Tabla 11-1: Resultados del ensayo FANN 70	11-4	11
Tabla 11-2: Valores FANN 90 aceptables	11-8	12
Tabla 11-3: Resultados del ensayo de erosión de lutitas	11-16	12
Tabla 12-1: Formulación ENVIRO-SPOT	12-4	13
Tabla 12-2: Planilla de trabajo DUAL PHASE	12-7	14
Tabla 12-3: Tabla de densidades del DUAL PHASE	12-8	14
Tabla 13-1: Sistemas PETROFREE	13-3	15
Tabla 13-2: Lineamientos guidores para formulación del sistema PETROFREE	13-4	16
Tabla 13-3: Lineamientos guidores para formular el sistema PETROFREE 100	13-5	17
Tabla 13-4: Relaciones éster/agua	13-6	18
Tabla 13-5: Guías de registro	13-8	18
Tabla 13-6: Pautas guías para formulación del sistema PETROFREE de aislamiento térmico	13-9	
Tabla 13-7: Productos viscosificadores	13-10	
Tabla 13-8: Productos adelgazantes	13-11	
Tabla 13-9: Productos emulsionantes	13-11	
Tabla 13-10: Productos de control de filtrado	13-12	
Tabla 13-11: Sistemas PETROFREE LE	13-14	



Tabla 13-12: Pautas guías para formulación de sistemas PETROFREE LE	13-15	1
Tabla 13-13: Pautas guías para formulación del sistema PETROFREE LE 100	13-16	2
Tabla 13-14: Relaciones sintético/agua	13-18	3
Tabla 13-15: Lineamientos guías para registros	13-18	4
Tabla 13-16: Productos viscosificadores	13-20	5
Tabla 13-17: Productos adelgazantes	13-21	6
Tabla 13-18: Productos emulsionantes	13-22	7
Tabla 13-19: Productos de control de filtración	13-23	8
Tabla 13-20: Sistemas XP-07	13-24	9
Tabla 13-21: Pautas guías para formular sistemas XP-07	13-25	10
Tabla 13-22: Pautas guías para la formulación de sistemas XP-07 100	13-26	11
Tabla 13-23: Relaciones sintético/agua	13-28	12
Tabla 13-24: Pautas guías para registros	13-29	13
Tabla 13-25: Productos viscosificadores	13-31	14
Tabla 13-26: Productos diluyentes	13-32	15
Tabla 13-27: Productos emulsionantes	13-33	16
Tabla 13-28: Productos de control de filtración	13-34	17
Tabla 16-1: Sistemas base agua según situaciones de perforación	16-3	18
Tabla 16-2: Pautas guías para productos BARASILC	16-4	
Tabla 16-3: Pautas guías de productos CARBONOX/AKTAFL0-S	16-7	
Tabla 16-4: Pautas guías de productos CARBONOX/Q-BROXIN	16-9	
Tabla 16-5: Pautas guías de productos CAT-I	16-11	
Tabla 16-6: Pautas guías de productos EZ-MUD	16-13	
Tabla 16-7: Pautas guías de productos Gyp/Q-BROXIN	16-16	
Tabla 16-8: Pautas guías de productos KOH/K-LIG	16-19	
Tabla 16-9: Pautas guías de productos ENVIRO-THIN de bajo pH	16-20	
Tabla 16-10: Pautas guías de productos PAC/DEXTRID	16-22	
Tabla 16-11: Pautas guías de productos POLYNOX	16-24	



Tabla 16-12: Pautas guías de productos saturados de agua salada	16-27	1
Tabla 16-13: Pautas guías de productos THERMA-DRIL	16-28	2
Tabla 17-1: Aditivos aceleradores	17-4	3
Tabla 17-2: Aditivos retardantes	17-5	4
Tabla 17-3: Aditivos de control de pérdida de fluido	17-6	5
Tabla 17-4: Aditivos extendedores	17-7	6
Tabla 17-5: Aditivos de control de agua libre	17-8	7
Tabla 17-6: Material densificante	17-8	8
Tabla 17-7: Activadores de escorias	17-9	9
Tabla 17-8: Dispersantes	17-10	10
Tabla 17-9: Preventores de retrogresión de la resistencia	17-11	11
Tabla 18-1: Indicadores de problemas en el procedimiento de matar el pozo	18-8	12
		13
		14
		15
		16
		17
		18



Índice alfabético

A

- aceleradores como aditivos de cementación 17-3
- activadores de escorias como aditivos de cementación 17-9
- acumulación del retorno de espuma como indicador de problemas en perforación con espuma 6-7
- adelgazantes
 - para lodos base aceite 8-17
 - en PETROFREE 13-10
 - en PETROFREE LE 13-21
 - en XP-07 13-32
- aditivos densificantes como aditivos de cementación 17-8
- agua
 - en lodos base aceite 15-5
 - en sintéticos 15-9
- agua, influjo en perforación con espuma 6-8, 15-5
- agua de mar, composición 14-45
- agua salada en lodos base agua 15-13
- aire, perforación con 6-4
 - mantener circulación en 6-4
 - problemas típicos 6-4
- aire atrapado en lodos base agua 15-15
- alcalinidad alternativa (P_f/P_2), ensayo de campo para 5-10
- alcalinidad de filtrado (P_f/M_f), ensayo de campo para 5-8
- alcalinidad de OBM/sintético, ensayo de campo para 5-6
- alcalinidad de WBM, ensayo de campo para 5-5
- altos geles
 - en lodos base aceite 15-6
 - en sintéticos 15-9
 - definición 9-4
- amago de reventón de gas 15-16

A
B
C
CH
D
E
F
G
H
I
J
K
L
M
N
O
P
Q
R
S
T
U
V
W
X
Y
Z



amagos de reventón
 causas 18-2
 control 18-3
 problemas durante control 18-7
 señales de advertencia 18-2
 anhídrita en lodos base agua 15-13
 anilina, ensayo punto de 11-9
 anular, velocidad *ver* velocidad anular
 azul de metileno, ensayo de campo 5-54

B

bacterias
 como agente corrosivo 2-8, 2-21
 en lodos base agua 15-15
 ensayos por 11-17
 indicación de 2-8
 BARACAT, concentración 5-13
 BARACOR-95 5-15
 BARASILC 16-4
 BAROID 100 8-6
 BAROID 100 HT 8-7
 Bingham, fluidos plásticos, métodos SPE 9-30
 Bingham, modelo de flujo laminar 9-9
 bomba triplex
 capacidades 14-34
 fórmula de caudal 9-18
 bromuro de calcio, formulación de solución de 1-19
 bromuro de calcio/cloruro de calcio, formulación de solución de 1-21
 bromuro de sodio, solución formulación 1-15, 1-16
 bromuro de sodio/cloruro de sodio, solución, formulación de 1-17, 1-18

C

caída de la barrena como indicador de pérdida de circulación 7-3
 caída de presión
 definición 9-16
 factores que afectan 9-16
 Cal/IMPERMEX, sistema de lodo 6-13
 carbonatos, concentración de, ensayo de campo con aparato de Garrett 5-23

A
 B
 C
 CH
 D
 E
 F
 G
 H
 I
 J
 K
 L
 M
 N
 O
 P
 Q
 R
 S
 T
 U
 V
 W
 X
 Y
 Z
 ➤

CARBONOX/AKTAFLO-S 16-7
 CARBONOX/Q-BROXIN 16-9
 CAT-I 16-11
 caudal de la bomba 9-18
 cementación, aditivos de
 aceleradores 17-3
 activadores de escorias 17-8
 dispersantes 17-10
 extendedores 17-7
 para control agua libre 17-7
 para control pérd. fluidos 17-6
 preventores de retrogresión de la resistencia 17-10
 retardantes 17-5
 cementación, tipos de materiales de 17-2
 cemento Portland 17-2
 centrífugas
 corte seccional 10-12
 decantadoras 10-11
 uso de dos en serie 10-12
 cilindros, capacidades de los 14-23
 circulación, pérdida *ver* pérdida de circulación
 cloruro de calcio, formulación de solución de 1-14
 cloruro de potasio, solución, formulación de 1-13
 cloruro de sodio, solución formulación 1-12
 cloruros, ensayo de campo para contenido de 5-30
 concentración de sulfuros, ensayo de campo para 5-79
 consistencia, índice de 9-15
 definición 9-5
 contaminación de fluidos, prevención de 1-27
 contenido en arena, ensayo de 5-76
 control de agua libre, aditivos de 17-6
 control del pozo 18-2
 conversiones
 de epm a ppm 14-39
 de unidades métricas e inglesas 14-46
 COREDRIL-N 4-10

A
 B
 C
 CH
 D
 E
 F
 G
 H
 I
 J
 K
 L
 M
 N
 O
 P
 Q
 R
 S
 T
 U
 V
 W
 X
 Y
 Z



- corrosión 2-2
 - agentes de 2-3
 - categorías de 2-3
 - en lodos base agua 15-15
 - en perforación con espuma 6-19
 - en perforación con lodo aireado 6-19
 - factores que afectan la 2-2
 - por bacterias, *ver* bacterias
 - por dióxido de carbono, *ver* dióxido de carbono
 - por incrustaciones minerales, *ver* incrustaciones minerales
 - por oxígeno, *ver* oxígeno
 - por sales disueltas, *ver* sales disueltas
 - por salmueras, *ver* salmueras
 - por sulfuro de hidrógeno, *ver* sulfuro de hidrógeno
 - productos para tratar la 2-22, 6-10, 6-11, 6-13, 6-19
 - pruebas por 2-14
- corrosión atmosférica, prevención de 2-5
- corrosividad
 - de salmueras 2-12
 - monitoreo en fluidos de terminación o reparación 2-12
- cribas
 - diseños 10-7
 - determinación de efectividad 10-5
 - rotulación 10-9
- cristalización, problemas de 1-6
- cristalización, punto de ajuste 1-6
 - determinación 1-6
 - efecto de ajuste de densidad de fluidos en base al 1-7
 - en mezclas de salmueras 1-9
- CST, valor 11-12
- cupón de sarta de perforación
 - como medio de prueba de corrosión 2-14
 - tamaños de cupones 2-15

CH

- Chien, método de velocidad de deslizamiento de partículas 9-35

A
B
C
CH
D
E
F
G
H
I
J
K
L
M
N
O
P
Q
R
S
T
U
V
W
X
Y
Z



D

- decantación, potencial de, medición 11-5
- decantación de gran ángulo, ensayo de (HAST) 11-5
- densidad
 - de materiales comunes 14-42
 - de soluciones cloruro de sodio 14-44
 - efecto sobre el punto de cristalización 1-6
- densidad: balanza de lodos
 - de Baroid, ensayos de campo con 5-36
- densidad: balanza de lodo presurizada, Fann, ensayo de campo con 5-38
- densidad: balanza de lodo presurizada, Halliburton, ensayo de campo con 5-40
- densificantes, materiales 17-8
- derivando lecturas del dial 9-23
- desarcilladores, *ver* hidrociclones
- desarenadores, *ver* hidrociclones
- deslizamiento, velocidad de 9-35
- descarga como indicador de problemas en perforación con espuma 6-7
- desplazamiento 3-2
- Diaseal M, lechada de aceite 7-10
- dilución
 - como contaminante 15-3
 - como método de control de sólidos 10-17
- dimensiones
 - bomba duplex 14-30
 - bomba triplex 14-34
 - cilindro 14-23
 - tubería de perforación 14-23
 - tubería de revestimiento 14-11
- dimensiones de tubos 14-26
- dinámica, filtración, índice de 11-7
- dióxido de carbono
 - como agente corrosivo 2-7, 2-21
 - indicación de 2-7
- dispersantes como aditivos de cementación 17-10

A
B
C
CH
D
E
F
G
H
I
J
K
L
M
N
O
P
Q
R
S
T
U
V
W
X
Y
Z



- duplex, bomba
 - capacidades 14-30
 - caudal, fórmula 9-18
 - dureza en salmueras, tratamiento para 1-25
 - dureza: dureza por calcio, ensayo de campo por 5-49
 - dureza: dureza total, ensayo de campo por 5-51
- E**
- elementos, tabla periódica 14-38
 - embolamiento de la barrena en lodos base agua 15-15
 - empaque, fluidos de, especificaciones 8-11
 - oxígeno disuelto 2-12
 - tratamiento para minimizar la corrosión 2-10
 - emplazamiento, causas típicas 12-9
 - emplazamiento, fluidos de, formulaciones 12-4, 12-5
 - emulsión inversa, control de sólidos en sistemas de 10-12
 - emulsionantes
 - en PETROFREE 13-11
 - en PETROFREE LE 13-22
 - en XP-07 13-33
 - para lodos base aceite 8-18
 - ensayos especializados 11-2
 - bacterias 11-17
 - compatibilidad salmuera y agua de la formación 11-18
 - difracción por rayos X 11-19
 - distribución por tamaño de partículas 11-9
 - filtración 11-7
 - lubricidad 11-11
 - luminiscencia, identificación por 11-11
 - lutitas 11-12
 - punto de anilina 11-9
 - reología 11-2
 - ENVIRO-THIN, bajo pH 16-20
 - equivalente, densidad de circulación 9-18, 9-34
 - escorias de alto horno 17-2
 - esfuerzo de corte, definición 9-3
 - esfuerzo cedente, definición 9-4

A
B
C
CH
D
E
F
G
H
I
J
K
L
M
N
O
P
Q
R
S
T
U
V
W
X
Y
Z



- espaciadores
 - fórmula para calcular volumen necesario 17-13
 - formulación 3-6
 - funciones y características 17-13
 - recomendaciones de uso 3-4
 - usados en desplazamiento 3-2
- espacio anular, aumento densidad lodo en 9-43
- especializados, ensayos *ver ensayos*
- espuma
 - formulación y aplicación de la perforación con. 6-8
 - en lodos base agua 15-15
 - rígida 6-8
- espuma, perforación con 6-2
 - cambios de presión en tubería vertical 6-6
 - condición en la línea de descarga 6-7
 - control de la 6-7
 - problemas 15-4
 - problemas de corrosión en 6-19
 - requisitos de volumen 6-5
 - velocidad anular 6-5
- estabilidad eléctrica, ensayo de campo 5-42
- ester/agua, relaciones en sistemas PETROFREE 13-6
- ésteres base vegetal en sistemas PETROFREE 13-3, 13-4
- ésteres base vegetal en sistemas PETROFREE LE 13-13, 13-15
- eutéctico, punto 1-9
- excentricidad, definición 9-16
- extendedores como aditivos de cementación 17-7
- EZ-MUD 16-13

A
B
C
CH
D
E
F
G
H
I
J
K
L
M
N
O
P
Q
R
S
T
U
V
W
X
Y
Z



F

factor de fricción, definición 9-13

FANN 50, ensayo 11-2

FANN 70, ensayo 11-4

FANN 90, ensayo 11-7

filtración, control de

en PETROFREE 13-15

en PETROFREE LE 13-23

en XP-07 13-34

para lodos base aceite 8-19

filtración, prueba dinámica 11-7

filtrado: APAT, ensayo de campo 5-45

filtrado: API, ensayo de campo 5-43

filtrado relajado, sistemas de 8-5

fluido, aditivos de control de pérdida de 17-6

fluido, tipos de 9-7

fluido, velocidad del 9-24

fluidos

comparación de comportamiento de los 9-7

Newtonianos 9-7

no Newtonianos 9-7

fluidos claros, sistemas de, *ver también* salmueras, fluidos de terminación, y sistemas mejorados por sólidos

compatibilidad con formaciones 1-10

densidades comparativas de 1-5

ensayos de campo de 5-3

tipos de 1-2

turbidez en 1-24

fluidos de reparación, *ver* fluidos de terminación

fluidos de terminación 1-2

ver también salmueras 1-11

corrosividad de 1-10

densidades comparativas 1-5

ensayos de campo 5-3

inhibidores de corrosión para 2-14

mejorados por sólidos 1-22

problemas de compatibilidad con 1-10

selección de 1-3

sistemas de fluidos claros 1-2

flujo laminar 9-6, 9-13, 9-27-9-32

A
B
C
CH
D
E
F
G
H
I
J
K
L
M
N
O
P
Q
R
S
T
U
V
W
X
Y
Z



- laminar, cálculos 9-27-9-32
- turbulento 9-6, 9-13, 9-27-9-33
- turbulento, cálculos 9-27-9-33

- flujo, índice de 9-5
- regímenes 9-6
- formaciones
 - arcillosas 11-19
 - cavernosas, pérdida de circulación 7-3
 - de sal 12-11, 15-13
 - donde fluidos de perforación normales no son apropiados 6-2
 - fracturadas, pérdida de circulación 7-4
 - permeables, pérdida de circulación 7-5
 - porosas, pérdida de circulación 7-5
- formaciones de fluencia plástica como causa de tubería pegada 12-11
- fórmula
 - para calcular caudal de la bomba 14-30
 - para calcular deslizamiento laminar 9-35, 9-38
 - para calcular deslizamiento turbulento 9-38
 - para calcular volumen 14-8
 - para calcular volumen del espaciador 17-13
 - para calcular volumen del pozo 14-9
 - para calcular volumen de tanque cilíndrico 14-8
 - para calcular volumen de tanque rectangular 14-8
 - para calcular volumen de tanque cilíndrico horizontal 14-8
 - para cálculos de matar un pozo 18-5
 - para caudal de la bomba 9-18
 - para concentración de recortes 9-42
 - para densidad equivalente de circulación 9-34
 - para eficiencia de transporte de recortes 9-39
 - para hidráulica de barrenas 9-21
 - para hidráulica de fluidos 9-18
 - para índice de consistencia 9-10
 - para índice de flujo 9-10
 - para limpieza del pozo 9-35
 - para tiempo de circulación 9-21

A
B
C
CH
D
E
F
G
H
I
J
K
L
M
N
O
P
Q
R
S
T
U
V
W
X
Y
Z



para velocidad anular 9-19
 para volumen de líquidos 9-19
 para volúmenes en perforación con espuma 6-5
 formulaciones
 BARADRIL-N 4-5
 BARASILC 16-4
 CARBONOX/AKTAFLO-S 16-7
 CARBONOX/Q-BROXIN 16-9
 CAT-I 16-11
 COREDRIL-N 4-7
 EZ-MUD 16-13
 lechada de aceite Diaseal M 7-10
 empaquete para zonas muy frías 8-12
 MAXDRIL-N 4-10
 QUIKDRIL-N 4-13
 salmueras 1-11
 SHEARDRIL-N 4-15
 sistemas todo aceite 8-6
 SOLUDRIL-N 4-17
 fracturas en la formación, prevención 7-4

G

gama, rayos, registro de
 en lodos base aceite 8-10
 en PETROFREE 13-8
 en PETROFREE LE 13-19
 en XP-07 13-29
 gas ácido en lodos base aceite 15-4
 gas, influjo de 15-16
 guías de conversión
 EZ-MUD 16-14
 Gyp/Q-BROXIN 16-17
 lodo base agua saturada de sal 16-27
 POLYNOX 16-25

A
 B
 C
 CH
 D
 E
 F
 G
 H
 I
 J
 K
 L
 M
 N
 O
 P
 Q
 R
 S
 T
 U
 V
 W
 X
 Y
 Z



H

- Hedstrom, número de, definición 9-14
- Herschel-Bulkley, modelo de (punto cedente-ley de la potencia modificada) 9-11
- Herschel-Bulkley, fluidos, cálculos hidráulicos 9-23
- hidráulica 9-3
- hidráulica de barrenas 9-21
- hidrociclones
 - desarenadores 10-16
 - desarcilladores 10-16
- hierro como contaminante en salmueras 1-24, 15-3
- hierro, ensayo de campo para contenido en 5-53
- hinchamiento lineal, ensayo con medidor de 11-14

I

- identificación por luminiscencia 11-11
- incrustaciones minerales, como agente corrosivo 2-9, 2-22
- inestabilidad de pozos
 - en lodos base aceite 15-6
 - en sintéticos 15-9
- inestabilidad térmica en lodos base agua 15-18
- inyección de alta filtración
 - por pérdida de circulación 7-9
 - base aceite 7-10
 - base agua 7-9
- inyección de material de relleno 7-6-7-7
 - en perforación con espuma 6-7
 - Gyp/Q-BROXIN 16-16
 - ENVIRO-THIN de bajo pH 16-20
 - espaciadores 3-5
 - fluidos de emplazamiento 12-4
 - KOH/K-LIG 16-19
 - lodos base aceite 8-4, 8-12
 - MAXDRIL-N 4-10
 - PAC/DEXTRID 16-22

A
B
C
CH
D
E
F
G
H
I
J
K
L
M
N
O
P
Q
R
S
T
U
V
W
X
Y
Z



PETROFREE 13-3
 PETROFREE 100 13-4
 PETROFREE LE 13-15
 PETROFREE LE 100 13-16
 PIPE GUARD, sistemas aceite gelificado 8-14
 POLYNOX 16-24
 SHEARDRIL-N 4-15
 sistema de lodo cal/IMPERMEX 6-13
 sistemas aceite filtrado relajado 8-5
 sistemas aceite alto en agua 8-8
 sistemas carbonato de calcio dimensionado 1-22
 sistemas de emulsión firme 8-4
 SOLUDRIL-N 4-17
 THERMA-DRIL 16-28
 yeso en lodos base agua 15-13
 iones, remoción, sustancias requeridas para 14-40

K

KOH/K-LIG 16-19

L

lechada a presión 17-12
 lechada de cemento
 de cola 17-12
 de frente 17-11
 material de inyección 17-11
 tipos 17-11
 lechada de frente, cementación 17-10
 ley de la potencia, fluidos de la,
 métodos API (BPBT) 9-24
 métodos SPE 9-27
 ley de la potencia, modelo de reología 9-10
 ley del punto cedente/ley de la potencia, modelo, *ver* modelo
 de Herschel-Bulkley
 limpieza de pozos, cálculos de 9-35
 limpieza de pozos inadecuada
 en lodos base aceite 15-6
 en sintéticos 15-10
 línea de descarga en perforación con espuma 6-7, 15-4
 localización de zona de pérdida de circulación 7-12

A
 B
 C
 CH
 D
 E
 F
 G
 H
 I
 J
 K
 L
 M
 N
 O
 P
 Q
 R
 S
 T
 U
 V
 W
 X
 Y
 Z
 ➤

localización de problemas por tipos de corrosión 2-18

lodo aireado

- como fluido de perforación 6-11
- problemas 15-4

lodo aireado, perforación con 6-2

- problemas de corrosión en 6-19
- procedimientos de operación 6-15

lodo base agua saturada en sal 16-27

lodos base aceite 8-2

- agua en 15-5
- contaminantes 15-4
- desplazamiento de 3-4
- e inestabilidad del pozo 15-6
- ensayos de campo 5-3
- ensayos especializados 11-2
- fluidos base en 8-3
- guías de uso 8-9
- empaques para zonas muy frías 8-12
- pérdida de circulación 15-7
- PIPE GUARD, sistemas de aceite gelificado 8-14
- problemas 15-6
- productos para pipe guard 8-14
- registros 8-9
- ruptura de la emulsión 15-6
- sistemas altos en agua 8-8
- sistemas de emulsión firme 8-4
- sistemas de filtrado relajado 8-5
- sistemas todo aceite 8-6
- viscosificadores 8-15
- y pérdida de circulación 7-6

lodos base agua

- BARASILC 16-4
- CARBONOX/AKTAFLO-S 16-7
- CARBONOX/Q-BROXIN 16-9
- CAT-I 16-11
- contaminantes 15-12

A
B
C
CH
D
E
F
G
H
I
J
K
L
M
N
O
P
Q
R
S
T
U
V
W
X
Y
Z



control de sólidos	10-2	A
desplazamiento de	3-5	B
ensayos de campo	5-3	C
ensayos especializados	11-2	CH
ENVIRO-THIN de bajo pH	16-20	D
EZ-MUD	16-13	E
floculación de alta temperatura en	11-2	F
Gyp/Q-BROXIN	16-16	G
KOH/K-LIG	16-19	H
PAC/DEXTRID	16-22	I
pérdida de circulación	7-5	J
POLYNOX	16-24	K
problemas	15-15	L
saturados de sal	16-27	M
tabla de usos	16-3	N
THERMA-DRIL	16-28	O
lubricidad, ensayo de	11-11	P
lutitas		Q
en sistemas de lodo aireado	6-11	R
como causa de tubería pegada	12-11	S
control de influjo de agua en	6-8	T
ensayos	11-12	U
uso de agua o lodo en	6-3, 15-18	V
lutitas, ensayo de erosión	11-15	W
M		X
Malvern, analizador por tamaño de partículas	11-9	Y
manejo de fluidos		Z
seguridad personal	1-29	
prevenir contaminación	1-27	
Marsh, embudo de, ensayo de viscosidad para espumas rígidas	6-8	
matar pozos, métodos para		
método concurrente	18-4	
método del perforador	18-4	
método de esperar y densificar	18-4	
material densificante, asentamiento		
en lodos base aceite	15-7	
en sintéticos	15-11	
MAXDRIL-N	4-10	
MAXROP, cálculos	9-40	



método de esperar y densificar para matar un pozo 18-4
 monovalentes, salmueras, *ver salmueras*

N

neutrones, registro
 en lodos base aceite 8-10
 en PETROFREE 13-7
 en PETROFREE LE 13-18
 en XP-07 13-28
 número de Reynolds, definición 9-13

O

ojo de llave
 como causa de tubería trabada 12-12
 diagrama 12-13
 diagrama de ensanchamiento del pozo 12-15
 indicadores de 12-12, 15-17
 prevención 12-14
 oxígeno
 como agente corrosivo 2-3, 2-5, 2-12, 2-19
 concentración en salmueras 2-10, 2-13
 fuentes de 2-3
 oxígeno disuelto, tratamiento para 2-5

P

PAC/DEXTRID 16-22
 empaque para zonas muy frías 8-12
 partículas, ensayo de distribución por tamaño 11-9
 pegamiento diferencial
 como causa de tubería trabada 12-2
 en perforación con lodo aireado 6-11

A
 B
 C
 CH
 D
 E
 F
 G
 H
 I
 J
 K
 L
 M
 N
 O
 P
 Q
 R
 S
 T
 U
 V
 W
 X
 Y
 Z



- pérdida de circulación 7-2
 - en lodos base aceite 15-7
 - en lodos base agua 15-17
 - en sintéticos 15-10
 - fluidos mejorados por sólidos para 1-22
 - formaciones para 7-3
 - localización zona de pérdida 7-12
 - material de inyección de alta filtración para 7-9
 - material de inyección para 7-8
 - tratamiento de 7-3, 7-4
- pérdida de fluidos de terminación, prevención 1-22
- periódica, tabla de los elementos 14-38
- PETROFREE 13-3
- PETROFREE 100 13-4
 - adelgazantes 13-10
 - como base de sistema de aislamiento térmico 13-9
 - contaminantes 15-8
 - control de filtración 13-12
 - desplazamiento de 3-5
 - emulsionantes 13-11
 - pérdida de circulación 15-10
 - problemas 15-9
 - ruptura de la emulsión 15-9
 - sistemas 13-3
 - usos 13-3
 - viscosificadores 13-9
- PETROFREE LE 13-15
- PETROFREE LE 100 13-16
 - adelgazantes 13-21
 - administración del lodo 13-17
 - contaminantes 15-8
 - control de filtración 13-23
 - desplazamiento de 3-5
 - emulsionantes 13-22
 - ensayos de campo 5-3
 - ensayos especializados 11-2
 - pérdida de circulación 15-10
 - problemas 15-9
 - ruptura de la emulsión 15-9
 - sistemas 13-15
 - usos 13-15

A
B
C
CH
D
E
F
G
H
I
J
K
L
M
N
O
P
Q
R
S
T
U
V
W
X
Y
Z
➤

- viscosificadores 13-20
- pH: método del medidor, ensayo de campo 5-58
- pH: método del papel, ensayo de campo 5-56
- pH: método de la tira, ensayo de campo 5-57
- PHPA, concentración de, ensayo de campo para 5-60
- píldora obturante entrecruzable 7-8
- planilla de matar pozos 18-5-18-7
- POLYNOX 16-24
- potasio: método de centrifuga, ensayo de campo para 5-65
- potasio: método de la tira, ensayo de campo para 5-63
- pozo estrecho
 - como causa de tubería pegada 12-11
 - causas típicas 12-11
- presión anormal 18-2
- presión tubo vertical, en perforación con espuma 6-6
- preventores de retrogresión 17-10
- procedimientos de cierre 18-3
- propiedades químicas, tablas de 14-36
- propiedades reológicas: ensayo de campo con embudo de Marsh 5-72
- propiedades reológicas: ensayo de campo con viscosímetro rotatorio 5-73
- punto cedente, alto
 - en lodos base aceite 15-6
 - en sintéticos 15-9
- punto cedente, cálculo del 9-23
 - definición 9-4
- punto de cristalización, ensayo de campo para 5-33
- punzante, salmuera 15-3
- puzolana (polvillo de ceniza) 17-2

Q

- QUIK-FOAM 6-8

A
B
C
CH
D
E
F
G
H
I
J
K
L
M
N
O
P
Q
R
S
T
U
V
W
X
Y
Z



R

rayos gama, registro por inducción
 en lodos base aceite 8-10
 en PETROFREE 13-8
 en PETROFREE LE 13-19
 en XP-07 13-29

rayos X, ensayo de difracción 11-19

recortes,
 cálculos de eficiencia de transporte de 9-39
 concentración en el espacio anular 9-42
 remoción de 6-7, 10-2

registro de densidad de la formación
 en lodos base aceite 8-10
 en PETROFREE 13-7
 en PETROFREE LE 13-18
 en XP-07 13-28

registro sísmico
 en lodos base aceite 8-10
 en PETROFREE 13-7
 en PETROFREE LE 13-19
 en XP-07 13-29

registros
 en lodos base aceite 8-9
 en PETROFREE 13-8
 en PETROFREE LE 13-18
 en XP-07 13-28

remoción de
 contaminantes 1-23
 recortes 6-7, 10-2
 sólidos 10-2

relaciones alcano/agua en sistemas XP-07 13-28

remojado en agua
 en lodos base aceite 15-7

reología 9-3
 modelos 9-7
 términos, abreviados 9-43
 términos, definiciones 9-3

reología, ensayos 11-2

retardantes como aditivos de cementación 17-5

retorno de permeabilidad, ensayo 11-17

A
 B
 C
 CH
 D
 E
 F
 G
 H
 I
 J
 K
 L
 M
 N
 O
 P
 Q
 R
 S
 T
 U
 V
 W
 X
 Y
 Z
 ➤

retornos, pérdida de, como indicador de pérdida de circulación 7-4
 retorta, análisis de, ensayo de campo para 5-68
 revoque de pared, como causa de tubería pegada 12-12
 revoque, índice de deposición 11-7
 Reynolds, número crítico de, definición 9-13
 ruptura de la emulsión
 en lodos base aceite 15-6
 en sintéticos 15-9

S

sal
 en lodos base aceite 15-4
 en lodos base agua 15-13
 en sintéticos 15-8, 15-10
 sal, plástica 15-17
 sal, saturada, como lodo base agua 16-27
 sales disueltas como agente corrosivo 2-9, 2-21
 salinidad fase agua, ensayo de campo por 5-90
 salmuera, ensayo de campo de claridad de una 5-17
 salmuera, ensayo de campo de peso específico (densidad) de 5-19
 salmueras
 como agente corrosivo 2-12, 2-13
 como selección de sistemas de fluido claro 1-2
 densidades comparativas 1-5
 desplazamiento 3-5
 dureza 1-25
 compatibilidad con agua de la formación 1-10
 ensayo de compatibilidad con agua de la formación 11-18
 ensayos de campo 5-3
 formulaciones 1-11
 punto de cristalización 1-6, 1-7
 punzantes 15-3
 remoción del hierro de 1-24
 seguridad personal 1-29
 SHEARDRIL-N 4-15

A
 B
 C
 CH
 D
 E
 F
 G
 H
 I
 J
 K
 L
 M
 N
 O
 P
 Q
 R
 S
 T
 U
 V
 W
 X
 Y
 Z



- silicatos, concentración, ensayos de campo para 5-77
 sintético/agua, relaciones en sistemas PETROFREE LE 13-18
 sintéticos, *ver* PETROFREE, PETROFREE LE y XP-07
 sistemas aceite altos en agua 8-8
 sistemas de emulsión firme 8-4
 socavamiento(empaquetamiento), como causa de tubería pegada 12-9
 sólidos
 en salmuera 1-24
 como contaminante 10-2, 15-3
 en fluidos de terminación 15-3
 en lodos base aceite 15-5
 en lodos base agua 15-13
 en sintéticos 15-8
 equipos de remoción 10-11
 tamaños 10-3
 tamaños removidos por equipos de control de sólidos 10-4
 fuentes 10-2
 sólidos, control 10-2
 Método API para determinar la eficiencia de remoción 10-18
 Método API para determinar la eficiencia respecto al costo 10-21
 por dilución 10-17
 sólidos,sistemas mejorados con 1-22
 ver también salmueras, sistemas de fluidos claros, y fluidos de terminación
 SOLUDRIL-N 4-17
 succión capilar, ensayo tiempo de 11-12
 suero anaeróbico marino, ensayo por 11-17
 suero fenólico rojo, ensayo con 11-17
 sulfuro de hidrógeno
 como agente corrosivo 2-6, 2-20
 en sintéticos 15-8
 en lodos base agua 15-15
 fuentes de 2-6
 suspensión, ensayos de 11-2

A
 B
 C
 CH
 D
 E
 F
 G
 H
 I
 J
 K
 L
 M
 N
 O
 P
 Q
 R
 S
 T
 U
 V
 W
 X
 Y
 Z



T

- taponos, tipos y características 17-12
- THERMA-DRIL 16-28
- taponamiento por partículas, ensayo de 11-9
- temperatura de cristalización 1-6
- transporte de fluidos, *ver* manejo de fluidos
- tubería de perforación capacidades 14-23
- tubería pegada 12-2
 - debido a acumulación revoque de pared 12-11
 - debido a empaquetamiento 12-10
 - debido a ojo de llave 12-12
 - debido a pozo estrecho 12-11
 - debido a presión diferencial 12-2
- destrabe 12-16
- destrabe en formaciones de fluencia plástica 12-11
- diagrama de efecto de la presión diferencial 12-3
- en lodos base agua 15-16
- en perforación con aire 6-3
- tubería de revestimiento
 - capacidades 14-11
 - paquetes de revestidor 8-11

U

- unidades inglesas, conversión a unidades métricas 14-46
- unidades métricas, conversión a unidades inglesas 14-46

V

- velocidad anular
 - determinación 9-19
 - en perforación con espuma 6-5
- viscosidad
 - definición 9-3, 9-4
 - efectiva, definición 9-4, 9-15
 - plástica 9-23

A
B
C
CH
D
E
F
G
H
I
J
K
L
M
N
O
P
Q
R
S
T
U
V
W
X
Y
Z



plástica, definición 9-5
 volumen bruto, datos de 14-41

X

XP-07 13-24
 XP-07 100 13-26
 adelgazantes 13-32
 administración del lodo 13-27
 contaminantes 15-8
 control de filtración 13-34
 desplazamiento 3-4
 emulsionantes 13-33
 ensayos de campo 5-3
 ensayos especializados 11-2
 pérdida de circulación 15-10
 problemas 15-9
 ruptura de emulsión 15-9
 sistemas 13-26
 usos 13-26
 viscosificadores 13-31

Z

zaranda
 circular/elíptica 10-5
 lineal 10-5

A
 B
 C
 CH
 D
 E
 F
 G
 H
 I
 J
 K
 L
 M
 N
 O
 P
 Q
 R
 S
 T
 U
 V
 W
 X
 Y
 Z