

Baker Hughes INTEQ

# Fluidos

## Manual de Ingeniería

008902097S Rev. B Agosto de 1998



---

**INTEQ**

Technical Communications Group  
P.O. Box 670968  
Houston, TX 77267-0968  
USA  
713-625-4694

La información aquí contenida se cree es exacta y, cuando se considere apropiado, se basa en serios principios de ingeniería. Sin embargo, BHI no da garantía o representa lo efectos derivados de su uso, y no es responsable por daños, directos o indirectos, que resulten del uso de la información aquí contenida. Copia sin autorización y/o uso de este manual, en parte o completamente, esta prohibida y sujeta a las penalizaciones bajo las leyes de derechos del autor de los Estados Unidos y otros países.

# Indice

---

## Indice

### Capítulo 1

#### Productos, aplicaciones y pruebas

Tabla de referencia cruzada .....	1-1
Procedimientos de prueba de los fluidos de perforación .	1-12
Fluidos de base agua .....	1-12
Medición de la densidad (peso del fluido) .....	1-12
Aparato .....	1-12
Calibración .....	1-12
Procedimiento .....	1-12
Viscosidad y resistencia gel .....	1-13
Aparato .....	1-13
Embudo Marsh .....	1-13
Procedimiento .....	1-13
Viscosímetro de lectura directa .....	1-13
Procedimiento .....	1-13
Medición de la resistencia al corte .....	1-14
Procedimiento .....	1-15
Filtración: Prueba API baja	
temperatura/baja presión .....	1-16
Procedimiento .....	1-16
Filtración: prueba de alta temperatura/alta presión	1-18
Procedimiento: Temperaturas < 300o F	
(149o C) .....	1-18
Procedimiento: Temperatura de 300o - 450o F	
(149o - 232o C) .....	1-19
Filtración dinámica: prueba de alta temperatura/alta presión	1-21
Procedimiento: Temperatura < 300o F	
(149o C) .....	1-22
Procedimiento: Temp. = 300o- 450o F	
(149o - 232o C) .....	1-23

---

Retorta .....	1-24
Procedimiento .....	1-24
Verificación: Volúmenes del recipiente colector de líquido y la taza de la retorta .....	1-26
Estimación del contenido de arena .....	1-27
Procedimiento .....	1-28
Medición del pH de los fluidos de perforación .....	1-28
Aparato .....	1-28
Cintas de pH .....	1-29
Medidor de pH con electrodo de vidrio .....	1-29
Determinación de la capacidad de azul de metileno ..	1-30
Aparato .....	1-30
Procedimiento .....	1-30
Análisis químico .....	1-32
Determinación del contenido de ión cloruro .....	1-32
Aparato .....	1-32
Procedimiento .....	1-32
Determinación del filtrado, la alcalinidad del fluido y el contenido de cal .....	1-33
Aparato .....	1-33
Procedimiento .....	1-34
Determinación de la dureza total como calcio .....	1-35
Aparato .....	1-35
Procedimiento .....	1-36
Cálculos .....	1-36
Determinación de Ca <sup>++</sup> sólo en el filtrado de fluido .....	1-36
Aparato .....	1-36
Procedimiento .....	1-37
Cálculos .....	1-38
Determinación del magnesio .....	1-38
Procedimiento .....	1-38
Cálculos .....	1-38
Determinación del sulfato de calcio .....	1-38
Aparato .....	1-38
Procedimiento .....	1-39

---

Determinación del contenido de sulfuro en el filtrado de fluido .....	1-39
Aparato .....	1-39
Procedimiento .....	1-40
Cálculos .....	1-42
Determinación del contenido de carbonato en el filtrado de fluido .....	1-43
Aparato .....	1-43
Procedimiento .....	1-44
Cálculos .....	1-46
Medición de la concentración del ión nitrato .....	1-46
Aparato .....	1-46
Procedimiento .....	1-47
Medición del contenido de ión sulfito en los fluidos de perforación .....	1-49
Aparato .....	1-49
Procedimiento .....	1-49
Procedimientos misceláneos de prueba .....	1-50
Medidor de pegamiento (Stickometer) .....	1-50
Procedimiento .....	1-50
Cálculos de los coeficientes del pegamiento ..	1-52
Determinación del contenido de MIL-GARD en el fluido de campo .....	1-52
Aparato .....	1-52
Procedimiento .....	1-53
Determinación del contenido de DAP en el fluido de perforación .....	1-54
Aparato .....	1-54
Procedimiento .....	1-54
Determinación de la concentración de potasio en el filtrado de un fluido: método de la centrífuga ..	1-55
Aparato .....	1-55
Preparación de la curva estándar para el cloruro de .....	1-55
potasio .....	1-55
Altas concentraciones de cloruro de potasio ..	1-58

---

Determinación de la concentración de potasio en el filtrado de fluido: método STPB .....	1-58
Aparato .....	1-58
Procedimiento .....	1-59
Fluidos de base aceite y sintética .....	1-61
Determinación de la alcalinidad, cloruros y calcio en el fluido completo	
CARBO-DRILL <sup>SM</sup> /SYN-TEQ <sup>SM</sup> .....	1-61
Aparato .....	1-61
Procedimiento: Alcalinidad del fluido completo .....	1-62
Procedimiento: Cloruro en el fluido completo .....	1-62
Procedimiento: Calcio en el fluido completo .....	1-63
Medición del agua, el aceite y los sólidos .....	1-64
Descripción .....	1-64
Equipo .....	1-65
Otros equipos requeridos .....	1-65
Procedimiento .....	1-65
Cálculos .....	1-67
Cálculos para el contenido de cal, la salinidad, el contenido de sólidos y la relación fluido/agua en los fluidos de base aceite o sintética .....	1-68
Cálculos para el contenido de sal en la fase acuosa ...	1-71
Solubilidad mutua .....	1-72
mg/L de sal .....	1-74
Cálculos para el contenido de sólidos .....	1-74
Cálculos de la relación fluido/agua .....	1-76
Nomenclatura .....	1-77
Determinación de la Estabilidad Eléctrica (EE) .....	1-79
Equipo .....	1-79
Procedimiento - Prueba de los equipos .....	1-79
Procedimiento - Mediciones .....	1-80
Determinación de la Humedad Relativa (actividad) ..	1-80
Aparato .....	1-80
Procedimiento .....	1-81
Curva de calibración para el higrómetro .....	1-85

---

Procedimiento para verificar el punto de anilina . . . . .	1-85
Aparato . . . . .	1-85
Procedimiento . . . . .	1-87
Pruebas piloto en el campo . . . . .	1-88
Aparatos . . . . .	1-88
Selección de la muestra . . . . .	1-89
Procedimiento . . . . .	1-93
Aplicación . . . . .	1-94
Fluidos de empaque . . . . .	1-95

### Capítulo 2

## Sistemas de fluidos de base agua

Sistemas de perforación INTEQ . . . . .	2-1
Fluidos NEW-DRILL . . . . .	2-1
Procedimientos operativos . . . . .	2-1
Prueba del azul de metileno (MBT) . . . . .	2-1
Resistencias gel . . . . .	2-1
pH del filtrado . . . . .	2-2
Intervalo para la dureza del filtrado (Ca <sup>++</sup> y Mg <sup>++</sup> ) . . . . .	2-2
Pérdida de fluido . . . . .	2-2
Adiciones de lignosulfonato . . . . .	2-3
Procedimientos de mezclado . . . . .	2-3
Agua dulce . . . . .	2-3
Salmueras de cloruro de potasio, cloruro de sodio y agua de mar . . . . .	2-3
Determinación de NEW-DRILL HP, NEW-DRILL o NEW-DRILL PLUS en el filtrado de fluido . . . . .	2-6
Aparato . . . . .	2-6
Procedimiento . . . . .	2-7
Calibración . . . . .	2-10
Sistema de fluidos para perforación en aguas profundas . . . . .	2-10
AQUA-DRILL: fluidos de base glicol . . . . .	2-12
Componentes del sistema . . . . .	2-12
Aplicación del sistema . . . . .	2-14

---

Preparación del sistema	2-15
Procedimientos de prueba	2-19
Método colorimétrico (GLY-KIT®)	2-19
Método del punto de niebla	2-20
Logística	2-21
BIO -DRILL	2-23
Preparación del sistema	2-25
Mantenimiento del sistema	2-26
AQUA-MAGIC	2-27
Preparación del sistema	2-28
Mantenimiento del sistema	2-29
Fluidos de base aluminio ALPLEX	2-29
Pautas de aplicación	2-31
Formulación básica	2-31
Procedimiento de mezcla	2-31
Tratamiento y mantenimiento	2-32
Determinación del aluminio mediante un electrodo de fluoruro	2-34
Equipo y reactivos	2-34
Preparación de los patrones para la calibración del instrumento	2-35
Calibración del instrumento, medición y cuidado del electrodo	2-35
Fluido para altas temperaturas PYRO-DRILL	2-38
Preparación del sistema	2-40
Mantenimiento y tratamiento del sistema	2-41
Pautas	2-41
Sistemas de fluidos de especialidad	2-42
Sistemas de base silicato	2-42
Antecedentes	2-42
Estructura de las soluciones de silicatos	2-42
Mecanismo para la estabilización del pozo	2-43
Aplicaciones	2-45
Lutitas	2-45
Lutitas y tizas microfracturadas	2-45

---



---

Tizas . . . . .	2-46
Limitaciones . . . . .	2-46
Temperatura . . . . .	2-46
Densidad . . . . .	2-46
Daño a la formación . . . . .	2-46
Formulaciones y propiedades de los fluidos . . . . .	2-47
Sistemas de base carbonato . . . . .	2-49
Alcalinidad del fluido . . . . .	2-49
Alcalinidad del filtrado . . . . .	2-50
Determinación del calcio . . . . .	2-50
Determinación del cloruro . . . . .	2-51
Determinación del potasio . . . . .	2-51
Esmeclitas y contaminación por carbonato . . . . .	2-51
Sistemas de fluidos para perforación de la zona productora (Drill-In) . . . . .	2-54
El sistema PERFFLOW . . . . .	2-54
Aplicación del sistema . . . . .	2-56
Formulación estándar del sistema . . . . .	2-57
Pautas generales de ingeniería . . . . .	2-58
Operación de ensanchamiento por debajo del casing . . . . .	2-59
Perforación y completación de la sección horizontal . . . . .	2-60
Cuando se requiere una perforación de largo alcance desde la profundidad de revestimiento o punto de inicio de la desviación. . . . .	2-60
Procedimientos de mezclado . . . . .	2-60
Propiedades típicas del sistema PERFFLOW . . . . .	2-62
Mantenimiento y tratamiento de los sistemas PERFFLOW . . . . .	2-62
Guía para la detección de fallas en el sistema . . . . .	2-65
Control de sólidos . . . . .	2-66
Comportamiento de la perforación y del pozo . . . . .	2-66
Desplazamiento de los sistemas drill-in PERFFLOW . . . . .	2-66

---

Recomendaciones de limpieza con ácido . . . . .	2-68
Pozos de petróleo . . . . .	2-68
Pozos de gas/condensado . . . . .	2-69
Pozos de gas . . . . .	2-70
BIO-LOSE 90 . . . . .	2-71
Introducción . . . . .	2-71
Reología . . . . .	2-71
Pérdida de fluido . . . . .	2-71
Consideraciones relacionadas con el yacimiento . . . . .	2-71
Densidad del fluido . . . . .	2-72
Herramientas direccionales . . . . .	2-72
Propiedades recomendadas del fluido . . . . .	2-73
Ejemplo de pozo . . . . .	2-73
Uso estimado de los productos . . . . .	2-73
Sistemas de fluidos convencionales . . . . .	2-74
Fluidos para el inicio de la perforación . . . . .	2-74
Mantenimiento y recomendaciones . . . . .	2-74
Contaminantes . . . . .	2-75
Perforación con agua clara . . . . .	2-75
Fluidos no dispersos con bajo contenido de sólidos . . . . .	2-75
Fluidos con bajo contenido de sólidos (agua dulce) . . . . .	2-76
Contaminantes . . . . .	2-79
Fluidos dispersos . . . . .	2-81
Fluidos tratados con fosfato . . . . .	2-81
Tanino y lignito . . . . .	2-82
Fluidos de lignosulfonato . . . . .	2-83
Mantenimiento y recomendaciones . . . . .	2-83
Fluidos de agua de mar . . . . .	2-84
Fluidos saturados de agua salada . . . . .	2-87
Características . . . . .	2-87
Fluidos de base calcio . . . . .	2-88
Mantenimiento y recomendaciones . . . . .	2-90
Contaminación del fluido y tratamiento . . . . .	2-91
Contaminación por calcio/magnesio . . . . .	2-96
Tratamientos . . . . .	2-96
Contaminación por cemento/cal . . . . .	2-97

---

Medición del cemento .....	2-97
Tratamiento .....	2-98
Comentarios adicionales sobre el tratamiento .....	2-99
Pretratamiento .....	2-99
Contaminación por cloruro de sodio .....	2-99
Tratamiento .....	2-100
Contaminación por carbonato/bicarbonato .....	2-100
Medición de los carbonatos .....	2-101
Método de la alcalinidad P1/P2 .....	2-103
Método alternativo para la estimación de $\text{CO}_3 / \text{HCO}_3$ .....	2-104
Fluidos de alto pH .....	2-105
Fluidos con bajo pH .....	2-106
Tratamiento de los carbonatos .....	2-106
Reacciones químicas .....	2-107
Cantidades de las reacciones .....	2-107
Comentarios adicionales .....	2-107
Contaminación por sulfuro de hidrógeno .....	2-108
Medición del $\text{H}_2\text{S}$ .....	2-108
Tratamiento del $\text{H}_2\text{S}$ .....	2-109
Tratamiento recomendado .....	2-109
<b>PROBLEMAS DEL HOYO</b> .....	2-109
Inestabilidad del pozo .....	2-109
Clasificación de las lutitas .....	2-115
Lutitas hidratables y dispersivas .....	2-115
Lutitas quebradizas .....	2-116
Lutitas bajo presión excesiva .....	2-116
Lutitas bajo esfuerzos tectónicos .....	2-117
Transmisión de la presión de poro .....	2-117
Pérdida de circulación .....	2-122
Causas .....	2-122
Formaciones fracturadas .....	2-122
Formaciones altamente permeables .....	2-122
Formaciones altamente porosas .....	2-122
Formaciones cavernosas y drusas .....	2-122
Medidas preventivas .....	2-123

---

---

Procedimientos correctivos de la pérdida de circulación	2-124
Pérdidas parciales lentas (formaciones permeables)	2-124
Pérdida parcial (formaciones altamente porosas o fracturadas)	2-124
Pérdida total (cavernas, drusas o fracturas inducidas)	2-125
Preparación y uso de las píldoras para pérdida de circulación en sistemas de base agua	2-125
Atascamiento de la sarta de perforación	2-127
Causas de “tubería pegada” (atascamiento)	2-127
Medidas de control y prevención	2-127
Procedimientos correctivos para atascamiento de tubería	2-129
Fluidos para el atascamiento de tubería	2-130
Procedimiento de mezclado de BLACK MAGIC	2-132
Tratamiento recomendado	2-133
Procedimiento de mezclado de BIO-SPOT	2-133
Procedimiento de mezclado de MIL-SPOT	2-134

### Capítulo 3

## Fluidos de perforación de base sintética y de base aceite

Introducción	3-2
Sistemas CARBO-DRILL	3-4
Productos del sistema CARBO-TEC	3-4
Productos del sistema CARBO-FAST	3-5
Sistema CARBO-CORE	3-6
Fluidos para perforación y toma de núcleos de estado natural	3-6
Componentes	3-7
Aceites Base	3-7
Fase acuosa	3-7
Procedimientos de mezclado	3-8

---

Desplazamiento .....	3-8
Contaminación por agua .....	3-8
Productos del sistema CARBO-CORE .....	3-9
Productos complementarios para CARBO-DRILL .....	3-9
Sistemas SYN-TEQ .....	3-12
Introducción .....	3-12
Sistemas SYN-TEQ .....	3-12
Productos del sistema SYN-TEQ .....	3-12
Productos del sistema SYN-CORE .....	3-13
Productos complementarios de SYN-TEQ .....	3-14
Procedimiento de mezclado en el campo/planta .....	3-15
Formulaciones recomendadas .....	3-15
Seguridad y manipulación de los productos .....	3-16
Equipo de Protección Personal (PPE) .....	3-17
Lentes de seguridad .....	3-17
Ropas de seguridad .....	3-17
Guantes .....	3-17
Botas .....	3-18
Cremas protectoras .....	3-18
Equipo especial del taladro y precauciones .....	3-30
Procedimientos de desplazamiento .....	3-31
Tratamiento .....	3-32
Cómo cambiar la relación aceite/sintético a salmuera ...	3-36
Tapones de barita para fluidos de base sintética/aceite .....	3-38
Materiales y procedimiento .....	3-38
Materiales: .....	3-38
Procedimiento .....	3-38
Gases H <sub>2</sub> S O CO <sub>2</sub> .....	3-39
Pérdida de circulación o pérdidas parciales lentas .....	3-40
Medición del aceite en los ripios (recortes) .....	3-42
Descripción .....	3-42
Equipo .....	3-42
Procedimiento .....	3-44

---

---

Cálculos .....	3-45
<i>Capítulo 4</i>	
<b>Ingeniería</b>	
Hidráulica .....	4-1
Introducción .....	4-1
Modelos reológicos .....	4-1
Modelo Newtoniano .....	4-1
Modelo plástico de Bingham .....	4-2
Ley Exponencial .....	4-3
Modelo Herschel-Buckley (Modelo de la Ley Exponencial Modificado) .....	4-5
Modelo de Casson .....	4-5
Modelo de Robertson-Stiff .....	4-5
Análisis de Hidráulica de INTEQ .....	4-7
Parámetros .....	4-7
Proceso .....	4-7
Caída de presión anular y ECD .....	4-8
Velocidad crítica y tasa de bombeo .....	4-10
Caída de presión en la sarta de perforación .....	4-12
Presiones de surgencia y succión .....	4-16
Velocidad de deslizamiento y limpieza del hoyo .....	4-20
Concentración de ripios .....	4-22
Análisis de la hidráulica de la mecha .....	4-23
“Reglas” misceláneas .....	4-26
Selección del chorro .....	4-26
Control de la presión .....	4-32
Introducción .....	4-32
Terminología .....	4-32
Gradiente de presión (psi/ft) .....	4-32
Presión normal de la formación .....	4-32
Presión anormal de la formación .....	4-33
Presión hidrostática .....	4-33
Peso equivalente del fluido (lodo) .....	4-33
Gradiente de fractura .....	4-33

---

---

Prueba de integridad .....	4-34
Prueba de integridad a presión .....	4-36
Reconocimiento de arremetidas .....	4-36
Determinación de las presiones de cierre en la tubería de perforación (SIDP) .....	4-37
Determinación de la presión circulante inicial (ICP) .....	4-38
Conjuntos superficiales de las válvulas impide-reventones .....	4-38
Conjuntos submarinos de las válvulas impide-reventones .....	4-39
Peso de fluido necesario para equilibrar una arremetida (MW2) .....	4-41
Determinación de la Presión Circulante Final (FCP) .....	4-41
Procedimientos para controlar un pozo .....	4-42
Procedimiento para cerrar un pozo mientras se está en el fondo .....	4-42
Procedimiento para cerrar un pozo durante un viaje ..	4-42
Métodos de control .....	4-43
Método del perforador .....	4-43
Método del Ingeniero (Esperar y Densificar) .....	4-44
Método concurrente .....	4-45
Método de baja presión en el estrangulador .....	4-50
Procedimiento del ingeniero corregido en base a la desviación .....	4-51
Datos para matar pozos desviados (Unidades inglesas) ..	4-52
Información acerca del pozo .....	4-52
Cálculos de la caída de presión en un pozo desviado .....	4-52
Planes de contingencia para problemas especiales .....	4-56
Problema #1 .....	4-56
Las presiones en la tubería de revestimiento amenazan con exceder el gradiente de fractura con solamente asentar la tubería superficial o el conductor ..	4-56

---

Problema #2 .....	4-56
Se ha asentado la tubería de revestimiento superficial profunda o la intermedia, la presión de dicha tubería excede el gradiente de fractura y hay pérdida de circulación .....	4-56
Ecuaciones comunes utilizadas en el control de pozos .....	4-58
Nomenclatura .....	4-61
Control de sólidos .....	4-63
Sólidos perforados .....	4-63
Efecto de los sólidos perforados sobre las propiedades del fluido .....	4-64
Clasificación de las partículas .....	4-64
Densidad específica .....	4-65
Tamaño de las partículas .....	4-66
Equipo mecánico para control de sólidos .....	4-67
Dispositivos de tamizado (zarandas) .....	4-72
Tamices .....	4-72
Brandt-Drexel - EPI (anteriormente SWECO) .....	4-74
Cagle .....	4-75
Fabricación Derrick .....	4-75
Dispositivos centrífugos .....	4-76
Desarenadores .....	4-76
Removedores de limo .....	4-76
Limpiadores de fluido (lodo) .....	4-77
Centrífugas .....	4-78
Sistemas de circuito cerrado .....	4-83
Análisis de sólidos .....	4-87
Agua, aceite y sólidos en los fluidos de perforación .....	4-87
Análisis API de sólidos .....	4-87
Corrección de bentonita .....	4-89
Rendimiento del sistema de remoción de sólidos .....	4-90
Perforación direccional .....	4-92
Aplicaciones de la perforación direccional .....	4-92
Selección del fluido de perforación .....	4-93
Técnicas de perforación direccional .....	4-99

---



---

Limpieza de hoyos altamente desviados .....	4-101
Intervalos de inclinación .....	4-102
Torque y arrastre .....	4-103
Estabilidad del hoyo .....	4-103
Protección de la formación .....	4-107
Causas del daño a la formación .....	4-107
Cálculos .....	4-108
Corrosión .....	4-110
Introducción .....	4-110
Factores que afectan la tasa de corrosión .....	4-110
Temperatura .....	4-110
Presión .....	4-111
pH .....	4-111
Sales disueltas .....	4-111
Agentes corrosivos y tratamientos .....	4-111
Oxígeno (O <sub>2</sub> ) .....	4-111
Anhídrido carbónico (CO <sub>2</sub> ) .....	4-112
Sulfuro de hidrógeno (H <sub>2</sub> S) .....	4-115
Tipos de corrosión .....	4-120
Corrosión inducida por bacterias .....	4-121
Inoculación de frascos de dilución en serie .....	4-121
Interpretación de los resultados .....	4-122
Corrosividad de diversos fluidos .....	4-123
Uso de testigos de corrosión .....	4-124
Testigos de anillo .....	4-124
Colocación y programación de anillos .....	4-126
Manipulación de los anillos de corrosión .....	4-126
Cálculo de la tasa de corrosión .....	4-127
Procedimiento de prueba con los testigos de corrosión de la sarta de perforación .....	4-128
Procedimiento .....	4-128
Cálculos .....	4-130
Consejos para el tratamiento de la corrosión .....	4-130
Depuradores de oxígeno .....	4-130
NOXYGEN .....	4-130

---

Aminas formadoras de película .....	4-131
AMI-TEC .....	4-131
Inhibidor de escamas .....	4-131
SCALE BAN .....	4-131
Tratamiento del fluido de empaque .....	4-132
Fluido de perforación de base agua .....	4-133
Salmuera .....	4-133
Fluidos de base aceite .....	4-134

### Capítulo 5

## Fórmulas, gráficos y tablas

Fórmulas generales .....	5-2
Determinación de la capacidad de la fosa .....	5-2
Volumen en el hoyo abierto y en el revestimiento (sin tubería) .....	5-6
Capacidad de la tubería .....	5-7
Desplazamiento de la tubería obtenido en las tablas de tubería .....	5-7
Volumen anular .....	5-9
Rendimiento de las bombas .....	5-9
Velocidad anular .....	5-10
Desplazamiento total circulante (emboladas o tiempo) ...	5-10
Desplazamiento de volumen del hoyo (emboladas o tiempo) .....	5-11
Aumento de peso utilizando MIL-BAR (Barita) .....	5-11
Aumento de volumen utilizando MIL-BAR (Barita) ....	5-11
Aumento de peso utilizando DENSIMIX (Hematita) ....	5-12
Aumento de volumen utilizando DENSIMIX (Hematita) .	5-12
Aumento de peso utilizando W.O. 30 (carbonato de calcio)	5-12
Aumento de volumen utilizando W.O. 30 (carbonato de calcio) .....	5-13
Reducción de peso con agua dulce .....	5-13
Reducción de peso con aceite .....	5-13
Mezcla de líquidos de diversas densidades .....	5-14
Aumento de la densidad del fluido con píldora pesada ...	5-14

Diagramas y tablas . . . . .	5-15
Desplazamiento de las bombas de fluido triplex . . . . .	5-16
Desplazamiento de las bombas de fluido duplex . . . . .	5-17
Capacidad del hoyo . . . . .	5-18
Capacidad de la tubería de revestimiento . . . . .	5-19
Capacidad y desplazamiento de la tubería de perforación . . . . .	5-21
Capacidad y desplazamiento del portamecha . . . . .	5-22
Capacidad y desplazamiento de la tubería de producción . . . . .	5-23
Capacidad/desplazamiento de la tubería de perforación, y capacidad del hoyo/espacio anular . . . . .	5-24
Información acerca de la mecha, la tubería de revestimiento y la tubería de perforación . . . . .	5-25
Comparación por tipo de mecha con conos dentados . . . . .	5-26
Comparación por tipo de mecha de insertos . . . . .	5-26
Área de las boquillas . . . . .	5-27
Recomendaciones para el peso de la mecha de diamante . . . . .	5-28
Resistencia de la tubería de revestimiento . . . . .	5-29
Combinación de mecha y tubería de revestimiento . . . . .	5-31
Condición de la unión de tubería y tubería de perforación: identificación por código de colores . . . . .	5-32
Volúmenes del fluido de descarga de la bomba . . . . .	5-33
Volúmenes hidráulicos de descarga . . . . .	5-33
Resistencia de la tubería de perforación y de la tubería de producción para perforación en psi . . . . .	5-34
Combinaciones de conexiones superficiales: Longitud - I.D. de los componentes . . . . .	5-34
Tablas de sales . . . . .	5-35
Propiedades físicas de las soluciones de cloruro de potasio . . . . .	5-37
Propiedades físicas de las soluciones de carbonato de potasio . . . . .	5-39
Propiedades físicas de las soluciones de cloruro de sodio . . . . .	5-40
Propiedades de las soluciones de cloruro de magnesio . . . . .	5-42

Propiedades de las soluciones de cloruro de calcio ..	5-44
Propiedades físicas de las soluciones de cloruro de amonio	5-48
Preparación de las soluciones de cloruro de calcio ..	5-49
Preparación de las soluciones con base de bromuro de potasio utilizando KBr concentrado y granulado	5-51
Requerimientos para las soluciones de cloruro de calcio - bromuro de calcio utilizando salmuera de CaCl <sub>2</sub> 11,6 lbm/gal, salmuera de CaBr <sub>2</sub> 14,2 lbm/gal y CaCl <sub>2</sub> en sacos (formulación para 1 bbl) .....	5-53
Preparación de las soluciones con base de bromuro de calcio utilizando CaCl <sub>2</sub> sólido al 94% y CaBr <sub>2</sub> líquido 14,2 lb/gal .....	5-56
Preparación de las soluciones de bromuro de calcio utilizando CaBr <sub>2</sub> seco al 95% .....	5-58
Preparación de soluciones con base de bromuro de sodio utilizando 10,0 lb/gal de solución de NaCl y 12,4 lb/gal de solución de NaBr .....	5-60
Preparación de las soluciones con base de bromuro de sodio utilizando NaCl sólido, NaBr concentrado granular y agua .....	5-61
Requerimientos de la salmuera de bromuro de sodio (utilizando NaBr al 95%) .....	5-63
Tabla de salmuera de formiato de sodio .....	5-65
Tabla de salmuera de formiato de potasio .....	5-68
Propiedades de las soluciones de nitrato de calcio al 85%	5-73
Información química .....	5-77
Pesos atómicos internacionales .....	5-78
Fórmulas químicas de los agentes comunes de tratamiento .....	5-81
Escala de dureza de Moh .....	5-81
Densidad específica y dureza de los materiales comunes en campos petroleros .....	5-82
Intervalos del pH de indicadores comunes .....	5-83

---

pH aproximado de ácidos, bases y químicos utilizados en campos petroleros .....	5-84
Normalidad (N) de las soluciones .....	5-85
Químicos requeridos para remover los contaminantes iónicos .....	5-86
Efecto de la sal en la solubilidad del calcio @ a 72°F .....	5-87
Efecto de la soda cáustica en la solubilidad del calcio @ a 72°F .....	5-87
Factores de conversión .....	5-88
Constantes físicas útiles .....	5-122
Conversión a Unidades Métricas "SI" .....	5-123



# Productos, aplicaciones y pruebas

## Tabla de referencia cruzada

La siguiente tabla de referencia cruzada es una compilación de los productos de fluidos de perforación que son nombre comercial de Baker Hughes INTEQ. Los productos se organizan alfabéticamente. El nombre del producto se presenta seguido por una breve descripción de su función (aplicación) y una lista de los productos de la competencia que son, o bien químicamente similares, o han sido diseñados para desempeñar una función comparable.

Cuando no se puedan presentar o no se conozcan comparaciones “químicas”, se indica el producto competitivo con las funciones más similares. Si no se indica ningún producto de la competencia, esto significa que no existe ningún equivalente conocido.

Si bien se han realizado todos los esfuerzos posibles para garantizar la exactitud de la tabla, no se puede presentar ninguna garantía en relación al desempeño de productos de la competencia. Si es necesario emplear alguno de dichos productos en el sistema de fluidos de INTEQ, su comportamiento y efecto en el sistema deberán verificarse mediante pruebas piloto.

Baker Hughes INTEQ		Productos competitivos comparables		
Producto	Descripción	Baroid	Dowell	MI
6-UP™	Modificador de la reología para los fluidos de base sintética y de base aceite	RM-63	INTERDRILL LO-RM	VERSAMOD / NOVAMOD
ALL-TEMP™	Desfloculante de base agua y estabilizador de la reología para aplicaciones especiales en ambientes de alta temperatura.	THERMA-THIN	IDSPERSE XT	RESINEX / THERMEX
ALPLEX™	Complejo de aluminio utilizado para controlar la arcilla pegajosa y las lutitas sensibles al agua			
AMI-TEC™	Inhibidor de corrosión de base amina	BARA FILM	IDFILM 220X IDFILM 820X	CONQOR 101, 202 y 303A
AMPLI-FOAM™	Agente espumante para la perforación con neblina y espuma rígida	BARAFOAM / DRILFOAM	HI FOAM 440	MI FOAMER / FOAMER 80
AQUA-COL™	Glicol al punto de niebla para estabilidad del hoyo, mejoramiento de ROP, lubricidad y reducción HT/HP (alta temperatura/alta presión) en <i>agua dulce</i> y salmueras de <i>baja salinidad</i>	GEM CP	STAPLEX 500 STAPLEX 650	GLYDRIL 101
AQUA-COL™ B	Glicol al punto de niebla para estabilidad del hoyo, mejoramiento de ROP, reducción HT/HP y lubricidad en salmueras de <i>salinidad media</i>			
AQUA-COL™ D	Glicol al punto de niebla para estabilidad del hoyo, mejoramiento de ROP, reducción HT/HP y lubricidad en salmueras de <i>alta salinidad</i>	GEM GP	STAPLEX 500	GLYDRIL 208
AQUA-COL™ S	Glicol al punto de niebla para estabilidad del hoyo, mejoramiento de ROP, reducción HT/HP (alta temperatura/alta presión) y lubricidad en salmueras <i>saturadas</i> de sal	GEM SP		GLYDRIL 208
AQUA-COL™ XS	Glicol al punto de niebla, de <i>alta temperatura</i> , para estabilidad del hoyo, mejoramiento de ROP, lubricidad y reducción HT/HP en salmueras saturadas de sal			
AQUA-DRILL <sup>SM</sup>	Sistema de fluido de perforación que emplea la tecnología del glicol		QUADRILL	GLYDRIL 2000



Baker Hughes INTEQ		Productos competitivos comparables		
Producto	Descripción	Baroid	Dowell	MI
AQUA-MAGIC™	Prevención del atascamiento diferencial de tubería			LUBE-167
AQUA-SEAL™	Polímero para pérdida de fluido y control de luitas, para sistemas de carbonato			
BIO-DRILL®	Glicol insoluble, prevención del embolamiento de la mecha			
BIO-GREEN®	Fluido de ester biodegradable para el sistema BIO-GREEN	PETROFREE		FINAGREEN
BIO-LOSE™	Polisacárido modificado, agente para control de la filtración	FILTER CHECK	IDFLO	FILTRON
BIO-PAQ™	Polisacárido derivado, agente de control de filtración para salmueras de NaCl, CaCl <sub>2</sub> , KCl, CaBr <sub>2</sub>			
BIO-SPOT®	Fluido para pegamiento de tubería, de baja toxicidad y sin hidrocarburos	DUAL PHASE / BARO SPOT		PIPE-LAX ENV
BIO-SPOT II	Concentrado de fluido para tubería pegada, de baja toxicidad y sin hidrocarburos			
BLACK-MAGIC®	Fluido para tubería pegada, de base aceite	EZ SPOT	IDFREE / IDFREE UW	PIPE-LAX / ORO-NEGRO
BLACK-MAGIC® CLEAN	Fluido para tubería pegada, ambientalmente seguro	ENVIRO-SPOT	IDFREE NT	PIPE-LAX ENV
BLACK-MAGIC® LT	Fluido para tubería pegada, de baja toxicidad y de base aceite	EZ SPOT	IDFREE / IDFREE UW	
BLACK-MAGIC® SFT	Concentrado de fluido para tubería pegada, de base aceite			PIPE-LAX
BRINE-PAC™	Inhibidor de corrosión para fluidos libres de sólidos	BARACOR 100	IDFILM 820X	CONQOR 303A
CARBO-DRILL <sup>SM</sup>	Sistema de fluido de perforación de emulsión inversa, de base aceite diesel y aceite mineral	INVERMUL / ENVIROMUL	INTERDRILL D INTERDRILL NT	VERSADRILL / VERSACLEAN
CARBO-GEL®	Viscosificante de fluidos de base aceite, hectorita organofílica	BENTONE 38	TRUVIS HT	
CARBO-GEL® II	Viscosificante de fluidos de base aceite, hectorita organofílica, económico	GELTONE I	INTERDRILL VISTONE	VG-69/VG PLUS

Baker Hughes INTEQ		Productos competitivos comparables		
Producto	Descripción	Baroid	Dowell	MI
CARBO-MIX™	Emulsionante para sistemas CARBO-DRILL de baja relación O/W	INVERMUL / INVERMUL NT		VERSAMUL
CARBO-MUL®	Emulsionante y agente humectante para sistemas CARBO-DRILL	EZ MUL / EZ MUL NT	INTERDRILL OW	VESACOAT
CARBO-MUL® HT	Emulsionante y agente humectante para sistemas CARBO-DRILL, para altas temperaturas	EZ MUL / EZ MUL NT	INTERDRILL EMUL HT	VERSAMUL
CARBO-SEAL™	LCM de hidrocarburo modificado para sistemas de fluidos de base aceite, agua y base sintética	STEEL-SEAL		
CARBO-TEC®	Emulsionante y agente humectante para sistemas CARBO-DRILL, para altas temperaturas	EZ MUL / EZ MUL NT	INTERDRILL EMUL	VERSAMUL
CARBO-TEC® HW	Emulsionante para sistemas CARBO-DRILL de baja relación OW	INVERMUL / INVERMUL NT	INTERDRILL OW	VERSAMUL
CARBO-TROL®	Agente de control de filtración asfáltico, para sistemas CARBO-DRILL	AK-70	TRUDRILL S INTERDRILL S	
CARBO-TROL® A9	Agente de lignito organofílico para control de la filtración, para sistemas CARBO-DRILL	DURATONE HT	INTERDRILL NA	VERSALIG
CARBO-TROL® HT	Gilsonita de elevado punto de ablandamiento, agente de control de la filtración para sistemas CARBO-DRILL	BARABLOK 400	TRUDRILL S	VERSATROL I
CARBO-VIS™	Viscosificante para fluidos de base aceite, de bentonita organofílica	GELTONE I	INTERDRILL VISTONE	VG-69/VG-PLUS VERSAGEL
CHEK-LOSS®	Prevención del atascamiento por presión diferencial y control de pérdidas parciales lentas	BAROFIBRE		M-I-X II

Baker Hughes INTEQ		Productos competitivos comparables		
Producto	Descripción	Baroid	Dowell	MI
CHEK-LOSS® Grueso	Prevención del atascamiento por presión diferencial y control de pérdidas parciales lentas, para las zonas fracturadas y arenas porosas	BAROFIBRE COARSE		M-I-X II COARSE
CHEMTROL® X	Agente de control de la filtración para fluidos de base agua y altas temperaturas	BARANEX	CALO-TEMP	DURASTAR / RESINEX
CHROME-FREE II	Lignosulfonato sin cromo agregado	ENVIRO-THIN	Lignosulfonato libre de cromo	SPERSENE CF
CLEAR-DRILL™ K	Formiato de potasio utilizado en la fase continua del sistema CLEAR-DRILL K		IDSALT FK	
CLEAR-DRILL™ N	Formiato de potasio utilizado en la fase continua del sistema CLEAR-DRILL N		IDSALT FS	FLO-PRO SF
CMC HV	Carboximetilcelulosa de sodio de grado técnico y alta viscosidad, para el control de la filtración y viscosidad adicional	CELLEX (Alta Vis.)	CMC Alta VIS. Técñ	CMC HV
CMC LV	Carboximetilcelulosa de sodio de grado técnico y baja viscosidad, para el control de la filtración	CELLEX	CMC Baja Vis. Técñ	CMC LV
DENSIMIX®	Hematita especificación API	BARODENSE	Hematita	FER-OX
DRYOCIDE™	Biocida de base tiocarbonato		IDCIDE-L	
FILTREX®	Resina de lignina polianiónica	BARANEX	HI-TEMP II	RESINEX
ISO-TEQ™	Fluido de base sintética, isómero olefínico, para sistemas SYN-TEQ	PETROFREE LE	ULTIDRILL	NOVA-PLUS
KAT-DRILL™	Polímero catiónico de alto peso molecular y baja carga	BARACAT		MCAT A
KEM-SEAL™	Copolímero para el control de la filtración a alta temperatura	THERMA- CHEK	CALO-FLOW 100 / POLYTEMP	DURALON / DURASTAR
LD-8®	Antiespumante de base diferente a hidrocarburos para fluidos de base agua	BARA DEFOAM	DEFOAMER	DEFOAM L

Baker Hughes INTEQ		Productos competitivos comparables		
Producto	Descripción	Baroid	Dowell	MI
LD-9™	Antiespumante de poliol, polieter, para fluidos de agua dulce y salada	BARA DEFOAM HP	ANTIFOAM A	DEFOAM X
LIGCO®	Leonardita molida	CARBONOX	LIGNITE	TANNATHIN
LIGCON®	Leonardita molida y caustificada	CC-16	Lignito caustizado	CAUSTILIG
LUBRI-FILM®	Lubricante seco, presiones extremas, para fluidos de base agua	EP MUDDLUBE	IDLUBE XL	EP LUBE
MAGNE-SET®	Cemento soluble en ácido			
MD	Detergente de fluido de perforación, biodegradable	CONDET	Deter. de perf.	DD
MIL-BAR®	Barita especificación API	BAROID	Barita	M-I BAR
MIL-BEN®	Bentonita de grado OCMA, especificación API	SHUR-GEL	OCMA Bentonita	
MIL-CARB™	Carbonato de calcio triturado y micronizado	BARA CARB	IDCARB Adaptado	
MIL-CEDAR FIBER™	Fibra de cedro desmenuzada	PLUG-GIT	WOOD FIBER	MI CEDAR FIBER
MIL-CLEAN®	Detergente y lavador de taladro soluble en agua y biodegradable	BARAKLEAN	IDWASH	KLEENUP
MIL-FIBER®	Fibra de caña desmenuzada	HY-SEAL	MUD FIBER	M-I FIBER
MIL-FREE®	Fluido de base aceite vegetal para tubería pegada	ENVIROSPOT	IDFREE	PIPE-LAX
MIL-GARD®	Depurador básico de sulfuro (carbonato de zinc)	NO-SULF / BARACOR 44	Carbonato de zinc	SULF-X II
MIL-GARD® R	Depurador de sulfuro, zinc quelado, soluble en agua		IDZAC	SV-120
MIL-KEM™	Adelgazador de base lignosulfonato para fluidos de base calcio	LIGNOX	POLYLIG	RD 2000
MIL-LUBE™	Lubricante para presiones extremas y capa de borde, de base aceite vegetal.	TORQ-TRIM II	IDLUBE	LUBE-106

Baker Hughes INTEQ		Productos competitivos comparables		
Producto	Descripción	Baroid	Dowell	MI
MIL-PAC™	Celulosa polianiónica	PAC-R	IDF-FLR	POLYPAC / PAC PLUS
MIL-PAC™ LV	Celulosa polianiónica de baja viscosidad	PAC-L	IDF-FLR XL	POLYPAC UL / PAC PLUS UL
MIL-PLUG®	Cáscaras de nueces trituradas y micronizadas	WALL-NUT	ID PLUG	NUT PLUG
MIL-SEAL™	LCM mezclado y micronizado	BARO-SEAL	IDSEAL	KWIK SEAL
MIL-SPOT™ 2	Concentrado de fluido densificado, de emulsión inversa, para tubería pegada	EASY SPOT / ENVIROSPOT	IDFREE	PIPE-LAX W
MIL-TEMP®	Estabilizador de reología, anhidrido maléico, estireneo sulfonado		IDSPERSE XT	DURALON / RHEOSTAR
MIL-THIN™	Adelgazador de base copolimérica, aniónico	THERMA-THIN / THERMA-THIN DP	IDTHIN 500	TACKLE
MILFLAKE®	Celofán desmenuzado	JELFLAKE		FLAKE
MILGEL®	Bentonita Wyoming de especificación API	AQUA-GEL	Bentonita API	M-I GEL
MILGEL® NT	Bentonita Wyoming no tratada, de especificación API	AQUA-GEL GOLD SEAL	Bentonita Wyoming	GEL SUPREME
MILMICA®	Muscovita micronizada	MICATEX	IDMICA	MICA
MILSTARCH®	Almidón de maíz pre-gelatinizado	IMPERMEX	IDFLO LT	My-Lo-Jel
MUD-PAC™	Inhibidor de corrosión para fluidos de empaque cargados con sólidos	COAT-44 COAT-45	IDFILM 820X	CONQOR 303A
NEW-DRILL®	Polímero PHPA de alto peso molecular, líquido	EZ MUD	IDBOND	POLY-PLUS

Baker Hughes INTEQ		Productos competitivos comparables		
Producto	Descripción	Baroid	Dowell	MI
NEW-DRILL® HP	Sistema de polímero PHPA mejorado		IDBOND P100	POLY-PLUS RD
NEW-DRILL® PLUS	PHPA en polvo, de alto peso molecular	EZ MUD DP	IDBOND P / IDBOND PRD	POLY-PLUS DRY
NEW-TROL™	Agente de control de filtración de base poliacrilato	POLYAC	AP-21	SP-101
NEW-VIS™	Mezcla polimérica para resistencia gel y viscosidad		Rheopol Viscosificante	
NF-2®	Inhibidor de hidratos de gas			
NOXYGEN™	Depurador de oxígeno, líquido	BARASCAV-L	IDSCAV 110	OS-1
OILFOS®	Polifosfato sódico	BARAFOS	STP	PHOS
OMNI-COTE™	Agente humectante para los fluidos de base sintética y de base aceite	DRILTREAT	INTERDRILL OW / ULTIDRILL OW	NOVAWET
OMNI-MIX™	Emulsionante aniónico complementario para fluidos de base sintética y base aceite		ULTIDRILL FL	
OMNI-MUL™	Emulsionante no iónico y agente humectante para fluidos de base sintética y base aceite	LE SUPERMUL / EZ MUL NT	INTERDRILL EMUL HT / ULTIDRILL	NOVAMUL / VERSAMUL
OMNI-PLEX™	Agente viscosificante de polímero sintético para los fluidos de base sintética y base aceite	X-VIS	TRUPLEX	VERSA HRP
OMNI-TEC™	Emulsionante aniónico para los fluidos de base sintética y base aceite	LE MUL / INVERMUL NT	ULTIDRILL EMUL	VERSACOAT
OMNI-TROL™	Agente de control de filtración, lignito organofílico, térmicamente estable, para fluidos de base sintética y base aceite	DURATONE HT	INTERDRILL NA	VERSALIG

Baker Hughes INTEQ		Productos competitivos comparables		
Producto	Descripción	Baroid	Dowell	MI
PARA-TEQ™	Parafina lineal no tóxica para el sistema de fluido SYN-TEQ	XP-07		VERSA PLUS
PENETREX®	Lubricante y mejorador de la Tasa de Penetración, ambientalmente seguro			TURBO DRIL-LUBE 100
PERFFLOW® 100	Agente de control de la filtración, viscosificante y de puenteo, para utilizar en el sistema PERFFLOW en condiciones de baja temperatura, cuando se requiere acidificación			
PERFFLOW® DIF	Agente de control de la filtración, viscosificante y de puenteo, para utilizar en el sistema PERFFLOW		N-DRIL SYSTEM	FLO-PRO
PERMA-LOSE® HT	Almidón polimerizado, no fermentante	DEXTRID	IDFLO HTR	POLY-SAL
POLY-KAT™	Polímero catiónico de alto peso molecular y alta carga	BARACAT		M-CAT
PROTECTOMAGIC®	Asfalto refinado al aire, soluble en aceite	AK-70	IDTEX	
PROTECTOMAGIC®M	Asfalto refinado al aire, dispersible en agua	AK-70	IDTEX W	STABIL HOLE
PYRO-TROL®	Copolímero AMPS-Acrilamida, para control de filtración a alta temperatura	THERMA-CHEK	CALO FLOW 100 POLYTEMP	DURALON
PYRO-VIS®	Viscosificante complementario para fluidos PYRO-DRILL de agua salada	HP007	HP007	HP007
SALT WATER GEL®	Atapulgita de especificación API	ZEOGEL	Gel salado	SALT GEL
SCALE-BAN™	Inhibidor de escamas a base de fosfato	SURFLO H-35 BARACOR 120	IDPLEX 100	SI-1000
SHALE-BOND®	Gilsonita dispersible en agua	BARA-TROL / SHALE-BAN	Gilsonita	HOLECOAT / ASPHASOL

Baker Hughes INTEQ		Productos competitivos comparables		
Producto	Descripción	Baroid	Dowell	MI
SOLUFLAKE®	Carbonato de calcio en hojuelas para el control de la pérdida de circulación			
SUPER-COL®	Bentonita de alto rendimiento	QUICK-GEL		KWIK-THIK
TEQ-THIN™ CF	Tanino modificado libre de cromo	ENVIRO-THIN		SPERSENE CF
UNI-CAL®	Lignosulfonato modificado con cromo	Q-BROXIN	Lignosulfonato de ferrocromo	SPERSENE
W-306 Dispersión	Viscosificante polimérico y agente de control de la pérdida de fluido para sistemas <i>PERFFLOW</i>			
W.O.™ 21 L	Suspensión HEC para fluidos de rehabilitación de pozos	LIQUI-VIS EP / LIQUI-VIS NT / BARAVIS	IDHEC L	VIS-L
W.O.™ 30 Fino Medio Grueso	Carbonato de calcio triturado y micronizado	BARACARB	Carbonato de calcio / IDCARB	SAFE-CARB
W.O.™	Antiespumante a base de alcohol, para todos los fluidos de base agua	BARA BRINE DEFOAM HP	DEFOAMER	DEFOAM X
X-CIDE® 102	Biocida de aldehído, líquido, para fluidos de perforación, rehabilitación de pozos, completación y empaque.			
X-CIDE® 207	Biocida en polvo de base isotiazolin		IDCIDE P	BACBAN III



Baker Hughes INTEQ		Productos competitivos comparables		
Producto	Descripción	Baroid	Dowell	MI
X-LINK™	Composición polimérica reticulada con agentes puenteantes adicionales, utilizado en fluidos de base aceite y agua			
XANPLEX®	Biopolímero de goma xántica	XC POLYMER	IDVIS	XC POLYMER
XANPLEX D	Biopolímero de goma xántica dispersible	BARAZAN D PLUS	IDVIS-D	FLO-VIS / DUO-VIS

# Procedimientos de prueba de los fluidos de perforación

## Fluidos de base agua

### Medición de la densidad (peso del fluido)

#### Aparato

Se puede utilizar cualquier instrumento con una precisión de  $\pm 0,1 \text{ lb}_m/\text{gal}$  o  $\pm 0,5 \text{ lb}_m/\text{ft}^3$ , ( $\pm 0,01 \text{ g}/\text{cm}^3$ ).

#### Calibración

El instrumento se calibrará, de manera frecuente, utilizando agua dulce, la cual debería arrojar una lectura de  $8,3 \text{ lb}_m/\text{gal}$  o  $62,3 \text{ lb}_m/\text{ft}^3$  ( $1 \text{ g}/\text{cm}^3$ ) a  $70^\circ \text{ F}$  ( $21^\circ \text{ C}$ ).

#### Procedimiento

1. La base del instrumento debe estar asentada sobre una superficie uniforme.
2. Mida la temperatura del fluido y regístrela en la planilla del Informe de Fluidos de Perforación.
3. Llene la taza, que deberá estar limpia y seca, con el fluido a ser sometido a prueba. Ahora tape la taza llena y gire la tapa hasta que quede bien asentada. Asegúrese de que parte del fluido sea expulsado a través del orificio en la tapa, para así poder liberar el aire o gas que haya quedado atrapado.
4. Si utiliza una balanza presurizada, utilice la bomba para llevar el fluido a la taza, bajo presión. Llene la bomba con el fluido de perforación, coloque la bomba sobre los soportes de la taza. Empuje el pistón hasta que ya no se pueda sacar más fluido.
5. Lave o limpie el fluido que haya quedado en la parte exterior de la taza. Coloque el brazo sobre el soporte de la base y equilibrelo moviendo la guía deslizante a lo largo de la escala graduada. El equilibrio se logra cuando la burbuja se encuentra bajo la línea central.
6. Lea la densidad en el borde de la guía deslizante que mira hacia el filo de cuchilla.

7. Registre la densidad con una precisión de 0,1 lb<sub>m</sub>/gal o 0,5 lb<sub>m</sub>/ft<sup>3</sup> (0,01 g/cm<sup>3</sup>).

### Viscosidad y resistencia gel

#### Aparato

1. Embudo Marsh - un dispositivo sencillo para la medición de la viscosidad de manera rutinaria
2. Viscosímetro de lectura directa - utilizado para la medición de la viscosidad plástica, el punto cedente y la resistencia gel.
3. Medidor de corte: utilizado para obtener información relacionada con la resistencia al corte.

### Embudo Marsh

Las dimensiones del embudo Marsh deben ser tales que un cuarto de galón de agua dulce (946 cm<sup>3</sup>), a una temperatura de 70 ± 5 °F (21 ± 3° C) necesite un tiempo de 26 ± 0,5 segundos para pasar por él y salir.

#### Procedimiento

1. Tape el orificio del embudo con un dedo y vierta la muestra del fluido recientemente agitado a través del tamiz y hacia el embudo, que deberá estar limpio, seco y en posición vertical. Llene hasta que el fluido alcance el fondo del tamiz.
2. Retire el dedo rápidamente y mida el tiempo requerido para que el fluido llene el recipiente colector hasta la marca de un cuarto de galón (946 cm<sup>3</sup>).
3. Registre el tiempo con una precisión de un segundo. Esta es la viscosidad obtenida con el embudo Marsh. Registre la temperatura de la muestra en grados F (C).

### Viscosímetro de lectura directa

Los viscosímetros de lectura directa son instrumentos rotatorios impulsados por un motor eléctrico o una manivela.

#### Procedimiento

*Medición de la viscosidad plástica y el punto cedente*

1. Coloque la muestra en un recipiente apropiado y sumerja el forro rotor exactamente hasta la línea de referencia.

2. Con el forro rotando a 600 rpm, espere hasta que la lectura del cuadrante alcance un valor estable. Registre la lectura del cuadrante para 600 rpm.
3. Cambie ahora a 300 rpm y espere que la lectura del cuadrante llegue a un valor estable. Registre esta lectura para 300 rpm.
4. La viscosidad plástica (VP) en centipoise es igual a la lectura para 600 rpm menos la lectura para 300 rpm.
5. El punto cedente (PC) en  $\text{lb}_f/100 \text{ ft}^2$  es igual a la lectura para 300 rpm menos la viscosidad plástica. Registre la temperatura de la muestra en grados F (C).
6. La viscosidad aparente en centipoise es igual a la lectura para 600 rpm dividida entre dos.

### *Medición de la resistencia gel*

1. Coloque la muestra de fluido en un recipiente apropiado como se indicó para la medición de la viscosidad plástica y el punto cedente
2. Agite durante 10 segundos a alta velocidad.
3. Permita que el fluido repose durante 10 segundos. De manera lenta y uniforme, gire el volante en la dirección que produce una lectura positiva en el cuadrante. La lectura máxima es la resistencia gel inicial, en  $\text{lb}_f/100 \text{ ft}^2$ . Para aquellos instrumentos que tengan una velocidad de 3 rpm, la lectura máxima alcanzada después de iniciar la rotación a 3 rpm es la resistencia gel inicial. Registre la temperatura de la muestra en grados F (C).
4. Vuelva a agitar la muestra de fluido a alta velocidad, durante 10 segundos, y después deje reposar el fluido, durante 10 minutos. Anote la medición como en el Paso 3 anterior y registre la lectura máxima como gel de 10 minutos, en  $\text{lb}_f/100 \text{ ft}^2$ .

### **Medición de la resistencia al corte**

La experiencia ha demostrado que algunos fluidos de perforación desarrollan una resistencia al corte excesiva bajo condiciones estáticas, especialmente a temperaturas elevadas. Esta excesiva resistencia al corte origina altas presiones de bombeo para “romper (iniciar) la circulación”. La alta resistencia al corte también puede causar dificultades

en el registro (perfilaje), el cañoneo y otras operaciones de fondo.

El procedimiento siguiente puede ser empleado para determinar la tendencia y estimar la medida en que un fluido de perforación desarrollará una resistencia al corte excesiva. La medición generalmente se realiza con una muestra de fluido envejecida en caliente y estática. La temperatura de envejecimiento se selecciona de manera tal que se encuentre cerca de la temperatura de fondo estimada. Con este fin, es necesario utilizar celdas de curado u otros recipientes que cumplan con los requerimientos de temperatura de la prueba. Entre los equipos necesarios también se encuentra un medidor de corte de acero inoxidable, un conjunto de pesos (de gramos), una plataforma para los pesos y una regla para medir en pulgadas.

### Procedimiento

1. El tubo de corte se coloca y equilibra cuidadosamente sobre la superficie de la muestra envejecida en caliente y enfriada (hasta la temperatura ambiente). La plataforma se coloca sobre el tubo. Antes de colocar el tubo, rompa cuidadosamente cualquier costra que se forme sobre la muestra.
2. Con precaución, coloque suficientes pesos sobre la plataforma, para iniciar el movimiento descendente del tubo. Si la resistencia al corte es baja, quizás sólo se requiera el tubo y la plataforma para iniciar el movimiento. Podría ser necesario mover los pesos en la plataforma para asegurar que la penetración inicial del tubo en el fluido sea vertical.
3. A menos que se coloque demasiado peso, el tubo detendrá su movimiento descendente en el punto donde la resistencia al corte del fluido contra la superficie del tubo sea suficiente como para soportar el peso aplicado. Siga colocando pesos en la plataforma, cuidadosamente, hasta que al menos la mitad de la longitud del tubo se encuentre sumergida.
4. Registre el total de los pesos utilizados y sume también el peso de la plataforma.
5. Mida la longitud de la porción no sumergida. A la longitud total del tubo, réstele el valor anterior, para obtener así la longitud sumergida.

6. La resistencia al corte que presenta el fluido en cuestión se calcula a partir de la ecuación:

$$S = \frac{3.61(Z + W)}{L} - 0.256A$$

donde:

S = resistencia al corte(lb/100 ft<sup>2</sup>),

Z = peso del tubo de corte (gramos),

W = peso de corte total (gramos),

L = longitud sumergida del tubo de corte(pulgadas),

A = peso del fluido (lb<sub>m</sub>/gal).

### **Filtración: Prueba API baja temperatura/baja presión**

Para la prueba API de pérdida de fluido a baja temperatura/ baja presión se emplea un filtro prensa API estándar, presurizado hasta un diferencial de 100 psi. La presión se puede aplicar con un medio fluido no peligroso, bien sea gas o líquido.

Para obtener resultados correlativos, se empleará el mismo espesor de un papel de filtro apropiado, de 9 cm, Whatman No. 50, S & S No. 576, u otro equivalente.

#### **Procedimiento**

1. Asegúrese de que cada pieza de la celda esté limpia y seca, y que las empacaduras no estén deformes o gastadas. Vierta la muestra de fluido en la celda y complete el ensamblaje con el papel de filtro en su lugar.
2. Coloque un cilindro graduado seco por debajo del tubo de drenaje, para que reciba el filtrado. Cierre la válvula de alivio y ajuste el regulador de manera tal que se aplique una presión de  $100 \pm 1$  psi ( $690 \pm 6,9$  kPa) en 30 segundos o menos. El período de prueba se inicia en el momento de la aplicación de la presión.
3. Al final de los 30 minutos, mida el volumen de filtrado. Interrumpa el flujo que pasa por el regulador de presión y abra cuidadosamente la válvula de alivio. El intervalo de tiempo, si no es de 30 segundos, deberá registrarse.

4. Registre el volumen de filtrado en centímetros cúbicos (con una precisión de  $0,1 \text{ cm}^3$ ) como filtrado API, y también registre la temperatura inicial del fluido en °F (°C). Guarde el filtrado para ser posteriormente sometido a las correspondientes pruebas químicas.
5. Desmonte la celda y deseche el fluido, con extremo cuidado para guardar el papel de filtro con un mínimo de perturbación del revoque. Lave el revoque sobre el papel, con un chorro de agua suave o con aceite diesel en el caso de los fluidos de base aceite. Mida el espesor del revoque y regístrelo en 32avos de pulgada o en milímetros.
6. Si bien es prácticamente imposible contar con descripciones estándar, anotaciones como *duro*, *blando*, *resistente*, *gomoso*, *firme*, etc. pueden dar una cierta idea de la consistencia del revoque.

### Filtración: prueba de alta temperatura/alta presión

#### **PRECAUCION:**

*Siga minuciosamente las recomendaciones del fabricante en relación a las limitaciones que se aplican al volumen de la muestra y la presión para la temperatura de prueba a utilizar. El instrumento consiste, básicamente en una fuente de presión controlada, una celda de muestra, un sistema para el calentamiento de la misma y una celda colectora presurizada. La celda de filtración posee un termómetro, el receptáculo del termómetro, empaaduras resistentes al aceite y un soporte para el medio filtrante. Para temperaturas de hasta 400o F (204o C), utilice papel de filtro (Whatman No. 50 u otro equivalente). Para temperaturas por encima de 400o F (204o C), utilice un disco poroso nuevo de acero inoxidable (Dynalloy X-5 u otro equivalente), para cada prueba. Una válvula en el tubo de salida del filtrado controla el flujo desde la celda. Se deberá emplear un gas no peligroso como el nitrógeno (preferible) o el anhídrido carbónico, para la fuente de presión. No utilice óxido nitroso, pues podría producirse un escape de gas explosivo.*

#### **Procedimiento: Temperaturas < 300° F (149° C)**

1. Conecte la camisa de calentamiento al voltaje apropiado. Coloque un termómetro en el receptáculo y precaliente la camisa hasta 10° F (6° C) por encima de la temperatura de prueba seleccionada.
2. Agite la muestra de fluido durante 10 minutos.
3. Coloque la muestra de fluido en la celda, procurando no llenarla más de 1/2 pulgada (1,3 cm) desde la parte superior. Coloque el papel de filtro y cierre la celda.



4. Coloque la celda en la camisa de calentamiento con las válvulas superior e inferior cerradas. Lleve el termómetro al receptáculo.
5. Coloque las unidades de presión sobre las válvulas y asegure en su lugar. Aplique 100 psi (690 kPa) en ambas unidades, con las válvulas cerradas. Abra la válvula superior y aplique presión al fluido, mientras calienta hasta la temperatura seleccionada.
6. Cuando la muestra llegue a dicha temperatura, aumente la presión de la unidad superior hasta 600 psi (4137 kPa).
7. Abra la válvula inferior. Durante la prueba, libere la presión sacando filtrado. Registre el volumen total.
8. Si el área de filtración es de 3,5 pulgadas cuadradas (22,6 cm<sup>2</sup>), duplique el volumen de filtrado y registre.
9. Al final de la prueba, cierre las válvulas superior e inferior, desenrosque el tornillo en T y purgue la presión de ambos reguladores.

**Nota:** *La presión en la celda de filtración aún será de unos 500 psi (3448 kPa). Mantenga la celda en posición vertical y enfríe hasta la temperatura ambiente.*

### **Procedimiento: Temperatura de 300° - 450° F (149° - 232° C)**

1. Conecte la camisa de calentamiento al voltaje apropiado. Coloque un termómetro en el receptáculo y precaliente la camisa hasta 10° F (6 ° C) por encima de la temperatura de prueba seleccionada.
2. Agite la muestra de fluido durante 10 minutos.
3. Prepare la celda con el medio filtrante apropiado y cárguela, procurando no llenar la celda más allá de 1,5 pulgadas (3,7 cm) desde su parte superior.
4. Coloque la celda en la camisa de calentamiento con las válvulas superior e inferior cerradas. Lleve el termómetro al receptáculo.
5. Coloque las unidades de presión sobre las válvulas y asegure en su lugar. Aplique 450 psi (3103 kPa) en ambas unidades, con las válvulas cerradas. Abra la

- válvula superior y aplique 450 psi (3103 kPa) al fluido, mientras calienta.
6. Cuando la muestra llegue a la temperatura de prueba seleccionada, aumente la presión de la unidad superior hasta 600 psi (4137 kPa) y abra la válvula inferior para iniciar la filtración.
  7. Recoja el filtrado durante 30 minutos, manteniendo la temperatura de prueba a  $\pm 5^{\circ}\text{F}$  ( $\pm 3^{\circ}\text{C}$ ). Mantenga una contrapresión de 450 psi (3103 kPa) durante la prueba.
  8. Registre el volumen total de filtrado, la temperatura y la presión. El tiempo de calentamiento de la muestra en la celda de filtración no deberá exceder una hora.

### **PRECAUCION:**

*Las pruebas a altas temperaturas y presiones requieren precauciones de seguridad adicionales. Los sistemas de presurización y las celdas colectoras del filtrado deben tener válvulas de alivio apropiadas. Las camisas de calentamiento deberán estar equipadas con un fusible de seguridad por recalentamiento y un mecanismo de interrupción termostática. La presión de vapor de la fase líquida de los fluidos de base agua y también los de base aceite se convierte en un factor de diseño cada vez más crítico a medida que aumentan las temperaturas de prueba.*

### Filtración dinámica: prueba de alta temperatura/alta presión

#### **PRECAUCION:**

*Siga minuciosamente las reco-mendaciones del fabricante en relación a las limitaciones que se aplican al volumen de la muestra y la presión para la temperatura de prueba a utilizar. El instrumento consiste, básicamente, en una fuente de presión controlada, una celda, un sistema para el calentamiento de la misma y un motor DC de velocidad variable. La celda de filtración tiene dos extremos y posee un termómetro, su receptáculo, empacaduras resistentes al aceite, una varilla agitadora con prensaestopas y un soporte para el medio filtrante. El medio filtrante estándar es un disco de aloxita de ¼ de pulgada de espesor, con una permeabilidad de dos darcys. También se puede cortar un núcleo de campo para ser utilizado como medio filtrante. No se recomienda utilizar papel de filtro o discos de acero inoxidable en el probador dinámico, debido a que no se formará un revoque interno. El medio filtrante deberá saturarse con agua en una cámara de vacío, de manera tal que se puedan obtener mediciones precisas de las tasas de filtración. Una válvula que se encuentra en el tubo de salida del filtrado controla el flujo desde la celda. Se deberá utilizar un gas no peligroso, como el nitrógeno, para la fuente de presión. **NO UTILICE GAS OXIDO NITROSO, PUES SE PODRIA PRODUCIR UN ESCAPE DE GAS EXPLOSIVO.***

**Nota:** Cada filtro se utilizará una sola vez.

### Procedimiento: Temperatura < 300° F (149° C)

1. Conecte la camisa de calentamiento al voltaje apropiado. Coloque un termómetro en el receptáculo y precaliente la camisa hasta 10° F (6° C) por encima de la temperatura de prueba seleccionada. Ajuste el termostato para mantener la temperatura deseada.
2. Agite la muestra de fluido durante 10 minutos.
3. Prepare la celda con el medio filtrante apropiado y cárguela con la muestra de fluido, procurando no llenar la celda más allá de dos pulgadas desde su parte superior. Coloque el mecanismo de agitación superior en la celda y apriete todos los tornillos Allen.
4. Coloque la celda en la camisa de calentamiento con las válvulas cerradas. Lleve el termómetro al receptáculo.
5. Coloque las unidades de presión sobre las válvulas y asegure en su lugar. Aplique 100 psi (690 kPa) al fluido. Coloque la correa de impulsión sobre el eje de agitación y accione el motor. Mientras calienta hasta la temperatura seleccionada, agite el fluido a baja velocidad (200 rpm).
6. Cuando la muestra alcance la temperatura seleccionada, aumente los rpm hasta la velocidad deseada y también aumente la presión de la unidad superior hasta 600 psi (4137 kPa). Abra la válvula inferior para iniciar la filtración. Durante la prueba, libere cuidadosamente la presión sacando el filtrado. Registre el volumen recogido a 3, 10, 20, 30 minutos, etc.
7. El volumen de filtrado deberá corregirse para un área de filtración de 7,1 pulgadas cuadradas (45,8 cm<sup>2</sup>). Si el área de filtración es 3,5 pulgadas cuadradas (22,6 cm<sup>2</sup>), duplique el volumen de filtrado a 30 minutos y registre.
8. Al final de la prueba, cierre ambas válvulas, desenrosque el tornillo en T y purgue la presión de ambos reguladores.

**Nota:** *La presión en la celda de lodo aún será de unos 500 psi (3448 kPa). Mantenga la celda en posición vertical y enfríe hasta la temperatura ambiente*

9. Cuando se empleen otras temperaturas, presiones o tiempos, registre esos valores. Si se desea conocer la

compresibilidad del revoque, es posible repetir el procedimiento con una presión de 100 psi (690 kPa en el recipiente colector).

### **Procedimiento: Temp. = 300°- 450° F (149° - 232° C)**

1. Conecte la camisa de calentamiento al voltaje apropiado. Coloque un termómetro en el receptáculo y precaliente la camisa hasta 10° F (6° C) por encima de la temperatura de prueba seleccionada.
2. Agite la muestra de fluido durante 10 minutos.
3. Prepare la celda con el medio filtrante apropiado y cárguela con la muestra de fluido, procurando no llenar la celda más allá de 2,5 pulgadas (4,9 cm) desde su parte superior.
4. Coloque el dispositivo de agitación superior en la celda y apriete los tornillos Allen.
5. Coloque la celda en la camisa de calentamiento con las válvulas superior e inferior cerradas. Lleve el termómetro al receptáculo.
6. Coloque la unidad de presión sobre la válvula superior y asegure en su lugar. Asegure el recipiente de presión inferior a la válvula inferior. Aplique 450 psi (3103 psi) al fluido. Coloque la correa de impulsión sobre el eje de agitación y el motor de impulsión. Mientras calienta hasta la temperatura seleccionada, agite el fluido a baja velocidad (200 rpm).
7. Cuando la muestra alcance la temperatura seleccionada, aumente los rpm hasta la velocidad deseada y también aumente la presión de la unidad superior hasta 950 psi (6550 kPa). Abra la válvula inferior para iniciar la filtración.
8. Mida el filtrado a 3, 10, 20, 30 minutos, etc, mientras mantiene la temperatura de prueba a  $\pm 5^{\circ}$  F (  $\pm 3^{\circ}$  C). Mantenga una contrapresión de 450 psi (3103 kPa) durante la prueba. Con cuidado, reduzca la presión sacando una porción del filtrado. Espere el tiempo suficiente para que todo el filtrado drene del recipiente colector y registre el volumen total de filtrado a 30 minutos, además de la temperatura y la presión. El

tiempo de calentamiento de la muestra en la celda de filtración no excederá una hora.

### **PRECAUCION:**

*Las pruebas a altas temperaturas y presiones requieren precauciones de seguridad adicionales. Los sistemas de presurización y las celdas colectoras del filtrado deben tener válvulas de alivio apropiadas. Las camisas de calentamiento deberán estar equipadas con un fusible de seguridad por recalentamiento y un mecanismo de interrupción termostática. La presión de vapor de la fase líquida de los fluidos de base agua y también los de base aceite se convierte en un factor de diseño cada vez más crítico a medida que aumentan las temperaturas de prueba.*

### **Retorta**

La retorta se emplea para determinar la cantidad de líquidos y sólidos en el fluido de perforación. Los instrumentos de retorta recomendados son unidades con una capacidad de 10, 20 o 50 cm<sup>3</sup>, con camisas externas de calentamiento.

El fluido se coloca en un contenedor de acero y se calienta hasta que se evaporen los componentes líquidos. Los vapores pasan a través de un condensador y ser recogen un cilindro graduado. El volumen del líquido se mide, mientras que el contenido de sólidos, suspendidos y disueltos, se determina por diferencia.

### **Procedimiento**

1. Limpie y seque el ensamblaje de la retorta y el condensador.
2. Recoja y prepare la muestra de fluido
  - Recoja una muestra de fluido representativa y viértala a través de un embudo Marsh con un tamiz de malla 12. La temperatura de la muestra deberá

encontrarse dentro de  $\pm 10^{\circ}\text{F}$  ( $6^{\circ}\text{C}$ ) de la temperatura a la cual se determinó la densidad del fluido.

- Mezcle muy bien la muestra de fluido para asegurar su homogeneidad, evitando que quede aire atrapado y procurando que no queden sólidos en el fondo del recipiente. Debido al aire o gas atrapado en la muestra que ha pasado por la retorta, los resultados para el contenido de sólidos pueden ser erróneamente elevados, a causa del menor volumen de fluido.
3. Con una jeringa limpia, llene la taza de la retorta lentamente, para evitar que quede aire atrapado. Golpee suavemente un lado de la taza para sacar el aire. Coloque la tapa sobre la taza y gírela hasta que cierre bien. Asegúrese de que un pequeño exceso de fluido salga por el orificio en la tapa. Limpie el exceso de fluido de la tapa, evitando presionar la válvula para que no salga el fluido.
  4. Llene el cuerpo de la retorta con lana de acero.
  5. Aplique lubricante/sellante a las roscas en el cuello de la retorta y conecte el condensador. Coloque el ensamblaje de la retorta en la camisa de calentamiento. Cierre la tapa aislante.
  6. Coloque un recipiente colector limpio y seco por debajo de la salida del condensador.
  7. Ponga en funcionamiento la retorta y espere 45 minutos. Si el fluido se desborda hacia el recipiente colector, será necesario repetir la prueba. Llene el cuerpo de la retorta con una cantidad mayor de lana de acero (Paso 4) y repita la prueba.
  8. Deje que el recipiente colector de líquido se enfríe. Lea y registre: (a) el volumen total de líquido; (b) el volumen de aceite; y (c) el volumen de agua en el recipiente colector.
  9. Si hay una interfaz de emulsión entre las fases de aceite y agua, dicha emulsión se puede romper calentando la interfaz. Una vez rota la emulsión, deje que el recipiente colector se enfríe. Lea el volumen del agua en el punto más bajo del menisco.
  10. Apague la retorta. Deje enfriar antes de limpiar.

### **Verificación: Volúmenes del recipiente colector de líquido y la taza de la retorta**

Este procedimiento se emplea para verificar que la taza de la retorta y el recipiente colector de líquido cumplan con las especificaciones. Los materiales necesarios incluyen: agua destilada, un termómetro de vidrio para medir la temperatura ambiente  $\pm 0,1^{\circ}\text{F}$  ( $\pm 0,1^{\circ}\text{C}$ ) y una balanza de carga desde arriba con una precisión de 0,01 g.

#### *Procedimiento para la taza de la retorta*

1. Permita que la taza, la tapa y el agua destilada lleguen a la temperatura ambiente. Registre la temperatura.
2. Coloque la taza de retorta, limpia y seca, y su tapa, sobre la balanza para tarar.
3. Llene la taza con agua destilada y tápela. Dele vueltas a la tapa hasta que quede bien cerrada. Asegúrese de que un pequeño exceso de agua salga por el orificio de la tapa. Limpie el agua en exceso que haya quedado en la tapa. Evite presionar la válvula para que no salga el agua.
4. Coloque la taza llena, con su tapa, en la balanza ya tarada. Registre el peso del agua,  $W_w$ , en gramos.



### *Cálculos para la taza de la retorta*

1. Calcule el volumen de la taza,  $V_{rc}$ , utilizando la densidad del agua a la temperatura medida.

$$V_{rc} = \frac{W_{w, g}}{\text{Densidad del agua, g/cm}^3} \quad (1-1)$$

### *Procedimiento para el recipiente colector de líquido*

1. Permita que el recipiente colector y el agua destilada alcancen la temperatura ambiente. Registre la temperatura.
2. Coloque el recipiente colector, limpio y seco, con su base, en la balanza, para tarar.
3. Mientras el recipiente colector está en la balanza, llénelo cuidadosamente, utilizando la pipeta o jeringa, hasta la marca de graduación deseada, sin dejar gotitas de agua sobre las paredes del recipiente.
4. Registre los pesos para cada *incremento de volumen* de agua, en cada marca específica. Este será el peso  $W_{IV}$ , en gramos.

### *Cálculos para el recipiente colector de líquido:*

Calcule el volumen de dicho recipiente en cada marca,  $V_m$ , utilizando la densidad del agua a la temperatura medida.

$$V_m = \frac{W_{IV, g}}{\text{Densidad del agua, g/cm}^3} \quad (1-2)$$

$$\text{Densidad del agua} = (9,99998 \times 10^{-1}) + (6.5368 \times 10^{-5} \times \text{Temp})$$

### **Estimación del contenido de arena**

El contenido de arena de un fluido se estima utilizando una equipo de tamiz de arena. Este equipo consiste en un tamiz de malla 200 y de 2 ½ pulgadas (6,3 mm) de diámetro, un

embudo donde se pueda introducir dicho tamiz y un tubo graduado de vidrio.

### Procedimiento

1. Llene con fluido el tubo graduado de vidrio hasta la marca indicada. Agregue agua hasta la marca siguiente. Cierre la boca del tubo y agite vigorosamente.
2. Vierta la muestra en el tamiz limpio y húmedo. Deseche el líquido que pasa a través del tamiz. Agregue más agua al tubo, agite y repita hasta que el agua que pase sea clara. Lave la arena retenida en el tamiz, para sacar el fluido remanente.
3. Coloque el embudo boca abajo sobre el tamiz. Ahora, voltee el ensamblaje lentamente e introduzca la punta del embudo en la boca del tubo de vidrio. Utilizando un rociado suave de agua, lave la arena a través del tamiz y hacia el tubo.
4. Espere hasta que la arena se sedimente. En las marcas del tubo, lea el porcentaje de la arena en volumen.
5. Registre el contenido de arena en el fluido, en porcentaje de volumen. Anote dónde se tomó la muestra: sobre la zaranda, la fosa de succión, etc. Anote la presencia de materiales de pérdida de circulación (LCM).

**Nota:** *Utilice aceite diesel para los fluidos de base aceite*

### Medición del pH de los fluidos de perforación

#### Aparato

Existen dos métodos para medir el pH de un fluido de perforación:

1. un método *colorimétrico* modificado, donde se utilizan cintas de pH,
2. el método *electrométrico*, donde se emplea un electrodo de vidrio.

El método de las cintas de papel podría no resultar confiable si la concentración de la sal en la muestra es elevada. El método electrométrico está sometido a errores en las soluciones que contienen altas concentraciones de iones sodio, a menos que se utilice un electrodo de vidrio especial o se apliquen factores de corrección apropiados en el

electrodo usual. Deberá hacerse una corrección de temperatura si se aplica el método electrométrico para la medición del pH.

### **Cintas de pH**

Las cintas de pH pueden ser de intervalo ancho, para permitir una estimación del pH con una precisión de 0,5, o más de intervalo estrecho, para una estimación del pH con una precisión de 0,2.

#### *Procedimiento*

1. Coloque una cinta de papel indicador de 1 pulgada (25 mm) en la superficie del fluido y espere hasta que el líquido haya mojado la superficie del papel y el color se haya estabilizado (generalmente, no más de 30 segundos).
2. Compare el color en la parte del papel que ha estado en contacto con el fluido con los patrones de color que vienen con la cinta y estime el pH del fluido.
3. Registre el pH del fluido con una precisión de 0,5 o 0,2, dependiendo de la escala de la tabla de colores para el papel utilizado.

### **Medidor de pH con electrodo de vidrio**

Este medidor de pH consiste en un sistema de electrodo de vidrio, un amplificador electrónico y un medidor calibrado en unidades de pH.

#### *Procedimiento*

1. Realice los ajustes necesarios para normalizar el medidor con soluciones amortiguadoras apropiadas, según las instrucciones que vienen con el instrumento.
2. Introduzca los electrodos en el fluido que se encuentra en un pequeño recipiente de vidrio. Agite el fluido alrededor de los electrodos dándole vueltas al recipiente.
3. Mida el pH del fluido según las instrucciones que vienen con el instrumento. Una vez que la lectura del medidor se mantenga constante, registre el pH con una precisión de 0,1.

**Nota:** *Para una medición precisa del pH, el fluido de prueba, la solución amortiguadora y el electrodo*

*de referencia deberán estar todos a la misma temperatura.*

## Determinación de la capacidad de azul de metileno

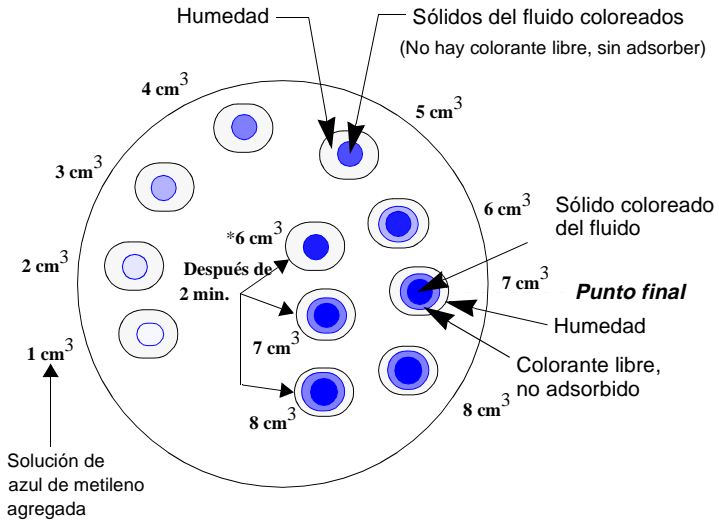
### Aparato

1. Solución de azul de metileno: 1 mL = 0,01 miliequivalente (m.e.) que contenga 3,20 g de azul de metileno grado USP (C<sub>16</sub>H<sub>18</sub>N<sub>3</sub>SCl) por litro.
2. Peróxido de hidrógeno: solución al 3%
3. Acido sulfúrico diluido: aproximadamente 5N
4. Matraz Erlenmeyer: 250 mL
5. Pipetas serológicas: una de 1 mL y otra de 5 mL.
6. Plancha caliente
7. Varilla agitadora
8. Papel de filtro

### Procedimiento

1. Agregue 2 mL de fluido (o un volumen apropiado de fluido para 2 a 10 mL de reactivo) a 10 mL de agua en el matraz Erlenmeyer. Agregue 15 mL de peróxido de hidrógeno al 3% y 0,5 mL de ácido sulfúrico. Hierva suavemente durante 10 minutos. Diluya hasta unos 50 mL, utilizando agua destilada.
2. Agregue al matraz la solución de azul de metileno, utilizando la pipeta. Después de cada adición de 0,5 mL, agite el contenido del matraz durante unos 30 segundos. Mientras los sólidos están aún suspendidos, saque una gota del líquido y colóquela sobre el papel de filtro. El punto final se alcanza cuando aparece un anillo azul alrededor de los sólidos coloreados.
3. Cuando se detecta la coloración azul que se va propagando, agite el matraz durante otros dos minutos y coloque otra gota sobre el papel de filtro. Si aún es evidente el anillo azul, esto significa que se alcanzó el punto final. Si no aparece el anillo, continúe como se indicó hasta que una gota tomada después de agitar dos minutos muestre el anillo azul. Ver [Figura 1-1](#).

**Figura 1-1** Ensayos por gotas-Titulación con azul de metileno-



**Nota:** *El colorante libre que se detecta inmediatamente después de agregar el sexto  $\text{cm}^3$  se adsorbe después de 2 minutos e indica que el punto final aún no se ha logrado.*

4. Registre el intercambio catiónico del fluido como la capacidad de azul de metileno, calculada de la manera siguiente:

$$\text{Capacidad de azul de metileno} = \frac{\text{mL de azul de metileno}}{\text{mL de fluido}} \quad (1-3)$$

$$\begin{aligned} & \left( \right. \\ & \text{Bentonita equivalente,} \\ & \text{lb}_m / \text{bbl fluid} = 5 \times \text{Capacidad de azul de metileno} \\ & \left. \left( \text{kg/m}^3 = 14,25 \times \text{capacidad de azul de metileno} \right) \right) \end{aligned}$$

**Nota:** *Los fluidos de perforación suelen contener otras sustancias además de la bentonita, las cuales*

*absorben el azul de metileno. El tratamiento con el peróxido de hidrógeno tiene como objetivo eliminar el efecto de los materiales orgánicos como el CMC, los poliacrilatos, los lignosulfonatos y los lignitos.*

**Nota:** *La capacidad de intercambio catiónico de las arcillas (lutitas, etc.) puede determinarse mediante el método anterior. Una cantidad ya pesada de arcilla se dispersa en el agua utilizando un agitador de alta velocidad. La titulación se lleva a cabo como antes, pero sin agregar peróxido de hidrógeno. La capacidad de intercambio catiónico de las arcillas se puede expresar como miliequivalentes de azul de metileno por cada 100 g de arcilla.*

### Análisis químico

#### Determinación del contenido de ión cloruro

##### Aparato

1. Solución de nitrato de plata: que contenga 4,791 g/L (equivalente a 0,001 g de ión cloruro por mililitro), la cual se deberá mantener, preferiblemente, en una botella color ámbar.
2. Solución indicadora de cromato de potasio: 5 g/100 mL de agua.
3. Solución de ácido: ácido sulfúrico o nítrico 0,02N
4. Solución indicadora de fenolftaleína: 1 g/100 mL de alcohol al 50%.
5. Carbonato de calcio: precipitado, de grado químicamente puro.
6. Agua destilada
7. Pipetas graduadas: una de 1 mL y otra de 10 mL.
8. Recipiente de titulación: 100 a 150 mL, preferiblemente blanco.
9. Varilla de agitación

##### Procedimiento

1. Mida un mL o más de filtrado en el recipiente de titulación. Agregue dos o tres gotas de solución de

fenolftaleína. Si el color del indicador cambia a rosado, agregue el ácido gota a gota, con la pipeta, mientras sigue agitando, hasta que el color desaparezca. Si la coloración del filtrado es intensa, agregue  $2 \text{ cm}^3$  de ácido sulfúrico o nítrico 0,02 normal (n/50) y agite. Ahora añada 1 g de carbonato de calcio y agite.

2. Agregue 25 a 50 mL de agua destilada y 5 a 10 gotas de solución de cromato de potasio. Agite de manera continua mientras agrega la solución patrón de nitrato de plata gota a gota, con la pipeta, hasta que el color cambie de amarillo a rojo naranja y se mantenga así durante 30 segundos. Registre el número de mL de nitrato de plata requeridos para alcanzar el punto final. Si se emplean más de 10 mL de solución de nitrato de plata, repita la prueba con una muestra más pequeña del filtrado.

**Nota:** *Si la concentración del ión cloruro en el filtrado excede 10.000 ppm, se puede utilizar una solución de nitrato de plata equivalente a 0,01 g de ión cloruro/mL. En ese caso, el factor 1.000 en la ecuación siguiente se substituye por 10.000. Registre la concentración del ión cloruro en el filtrado, en miligramos por litro (mg/L),*

$$\text{Cloruro, mg/L} = \frac{\text{mL de nitrato de plata} \times 1000}{\text{mL de muestra de filtrado}} \quad (1-4)$$

### Determinación del filtrado, la alcalinidad del fluido y el contenido de cal

#### Aparato

1. Solución ácida valorada 0,02N (N/50): ácido sulfúrico o nítrico.

**Nota:** *La solución ácida valorada 0,1N (N/10) puede ser empleada para determinar la alcalinidad del fluido. Multiplique los mL de ácido por 5, si se emplea ácido 0,1 N (N/10).*

2. Solución indicadora de fenolftaleína: 1 g/100 mL de alcohol al 50

## Productos, aplicaciones y pruebas

---

3. Solución indicadora de anaranjado de metilo: 0,1 g por cada 100 cm<sup>3</sup> de agua.
4. Recipiente de titulación: 100 a 150 mL, preferiblemente blanco
5. Pipetas graduadas: una de 1 mL y otra de 10 mL.
6. Jeringa o pipeta serológica: 1 mL
7. Varilla de agitación
8. Medidor de pH de electrodo de vidrio (opcional)

### Procedimiento

#### *Alcalinidad del filtrado*

1. Coloque un mL o más de filtrado en el recipiente de titulación. Agregue dos o tres gotas de solución indicadora de fenolftaleína. Si el color del indicador cambia a rosado, agregue ácido 0,02N (N/50) gota a gota, con la pipeta, mientras continúa agitando, hasta que el color rosado apenas desaparezca. Si el color de la muestra es tal que se enmascara el cambio de color del indicador, el punto final se toma cuando el pH cae a 8,3, según lo que se mide con el electrodo de vidrio
2. Registre  $P_f$  como el número de mL de ácido 0,02N (N/50) requeridos por mL de filtrado.
3. A la muestra que ha sido titulada hasta el punto final  $P_f$ , agregue dos o tres gotas de indicador de anaranjado de metilo. Agregue ácido, gota a gota, utilizando la pipeta, mientras continúa agitando, hasta que el color del indicador cambie de amarillo a rosado. Si el color de la muestra es tal que el cambio de color del indicador no es evidente, el punto final se toma cuando el pH cae a 4,3, según lo que se mide con el electrodo de vidrio.
4. Registre  $M_f$  como los mL totales de ácido 0,02N (N/50) por mL de filtrado requeridos para alcanzar el punto final con el anaranjado de metilo (incluyendo los requeridos para el punto final  $P_f$ ).

#### *Alcalinidad del fluido*

1. Lleve 1 mL de fluido al recipiente de titulación. Diluya la muestra de fluido con 25 a 50 mL de agua destilada.



Agregue cuatro o cinco gotas de indicador de fenolftaleína y, mientras agita, titule rápidamente con ácido 0,02N (N/50) o 0,1N (N/10), hasta que desaparezca el color rosado. Si se enmascara el color de la muestra, el punto final se toma cuando el pH caiga hasta 8,3, según lo que se mide con el electrodo de vidrio.

2. Registre  $P_m$  como el número de mL de ácido 0,2N (N/50) requeridos por mL de fluido, donde:

$$P_m = 5 \times \text{mL de ácido 0,1N por mL de fluido}$$

### *Contenido de cal*

1. Determine la alcalinidad de fenolftaleína del filtrado y el fluido,  $P_f$  y  $P_m$ .
2. Determine la fracción de volumen del agua en el fluido ( $F_w$ ), utilizando el valor obtenido con el ensamble de la retorta:

$$F_w = \frac{\% \text{ de agua en volumen}}{100} \quad (1-5)$$

3. Registre el contenido de cal del fluido:

$$\text{Cal, lb}_m/\text{bbl} = 0.26 (P_m - F_w \times P_f) \quad (1-5a)$$

$$\text{Cal, kg/m}^3 = 0.742 (P_m - F_w \times P_f) \quad (1-5b)$$

## **Determinación de la dureza total como calcio**

### **Aparato**

1. Solución Versenate: 1 mL = 400 ppm  $\text{Ca}^{++}$
2. Amortiguador de dureza
3. Indicador de dureza
4. Agua destilada
5. Pipetas serológicas: una de 10 mL y otra de 5 mL.
6. Cápsula para titulación
7. Pipetas volumétricas: una de 1 mL, otra de 2 mL y una tercera de 5 mL

## Productos, aplicaciones y pruebas

---

8. Plancha caliente (se requiere si el filtrado presenta un color oscuro)
9. Acido acético glacial
10. Clorox o equivalente
11. Agente de enmascaramiento: mezcla 1:1:2 en volumen de trietanolamina:tetraetilen pentamina:agua

### Procedimiento

1. Con la pipeta, lleve 1 mL de filtrado del fluido a una cápsula de titulación. Si el filtrado es transparente o con una coloración muy ligera, omita los pasos 2 al 5.
2. Agregue 10 mL de Clorox y mezcle.
3. Agregue 1 mL de ácido acético y mezcle.
4. Hierva durante 5 minutos. Mantenga el volumen agregando agua desionizada.
5. Enfríe y lave los lados del vaso de precipitados con agua desionizada.
6. Diluya hasta 50 mL con agua desionizada
7. Agregue tres medidas de amortiguador de dureza y dos de indicador de dureza.
8. Titule con solución Versenate, agitando el contenido de la cápsula de titulación hasta que el color del indicador cambie de vino tinto a azul<sup>1</sup>

### Cálculos

(1-6)

$$\text{Dureza total como calcio, mg/L} = \frac{\text{mL de Versenata estándar} \times 400}{\text{mL de filtrado}}$$

### Determinación de Ca<sup>++</sup> sólo en el filtrado de fluido

#### Aparato

1. Pipeta: 1 mL
2. Cilindro graduado: 5 mL

- 
1. La presencia de hierro soluble podría interferir con el punto final. Si se sospecha que esto es posible, agregue 1 mL de agente de enmascaramiento de trietanolamina y mezcle antes de agregar el indicador de dureza

3. Indicador de calcio: azul de hidroxinaftol
4. Solución de NaOH: 1N
5. Bureta de Student o pipeta serológica de 5 mL
6. Solución Versenate: 1 mL = 400 mg/L  $\text{Ca}^{++}$
7. Cápsula de titulación o vaso de precipitados
8. Cuchara
9. Agente de enmascaramiento: mezcla 1:1:2 en volumen de trietanolamina:tetraetilen pentamina:agua
10. Acido acético glacial
11. Plancha caliente

### Procedimiento

1. Con la pipeta, lleve 1 a 2 mL de filtrado del fluido a una cápsula de titulación o a un vaso de precipitados. Si el filtrado no tiene color o presenta una ligera coloración, omita los pasos 2 al 5.
2. Agregue 10 mL de Clorox y mezcle
3. Agregue 1 mL de ácido acético y mezcle
4. Hierva durante 5 minutos. Mantenga el volumen agregando agua desionizada.
5. Enfríe y lave los lados del vaso de precipitados con agua desionizada.
6. Diluya con 25 a 50 mL de agua desionizada
7. Agregue tres mL de NaOH 1N
8. Agregue una cucharada de indicador de calcio (azul de hidroxinaftol-no utilice el indicador de dureza total o amortiguador). Si hay  $\text{Ca}^{++}$  presente, el color de la solución cambiará a rosado.
9. Agregue 1 mL de agente de enmascaramiento de trietanolamina y mezcle.
10. Titule la muestra con solución Versenate hasta lograr un color violeta, el cual será el punto final.

## Cálculos

$$\text{Ca}^{++}, \text{mg/L} = \frac{\text{mL de Versenate estándar} \times 400}{\text{mL de filtrado}} \quad (1-7)$$

## Determinación del magnesio

### Procedimiento

Los mg/L de magnesio se obtienen de la manera siguiente: los mL totales de la solución Versenate estándar (1 mL = 400 mg/L de  $\text{Ca}^{++}$ ) utilizados en la determinación de la dureza total, menos los mL de solución Versenate estándar utilizados en la determinación del calcio, y después este resultado se multiplica por 243.

### Cálculos

$$\text{Mg}^{++}, \text{mg/L} = \frac{\left( \frac{\text{mL de Versenate estándar}}{\text{dureza total}} - \frac{\text{mL de Versenate estándar Ca}^{++}}{\text{estándar Ca}^{++}} \right) \times 243}{\text{mL de filtrado}} \quad (1-8)$$

### Ejemplo

Suponga que se utilizan 0,75 mL de solución Versenate estándar o patrón para la determinación de la dureza total, y 0,32 mL de esa misma solución para la determinación del calcio. Los mg/L de magnesio se calculan como sigue:

$$0,75 \text{ mL} - 0,32 \text{ mL} = 0,43 \text{ mL}$$

$$0,43 \text{ mL} \times 243 = 104,5 \text{ mg/L de magnesio}$$

## Determinación del sulfato de calcio

### Aparato

1. Solución Versenate: EDTA 0,01 Molar ( $\text{C}_{10}\text{H}_{14}\text{N}_2\text{O}_8\text{Na}_2 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ ) valorada, 1 mL = 1 mg de  $\text{CaCO}_3$
2. Solución amortiguadora: 7 g. de cloruro amónico y 970 mL de hidróxido amónico (15N) con agua destilada hasta 1 L.
3. Solución indicadora de dureza: Calmagita (1-HO-4- $\text{CH}_3\text{-C}_6\text{-H}_3\text{-N:N-C}_{10}\text{H}_5\text{-2-OH-4-SO}_3\text{-H}$ ), 1 g por litro en agua destilada

4. Recipiente de titulación: 100 a 150 mL, preferiblemente blanco
5. Pipetas graduadas: una de 5 mL y otra de 10 mL
6. Cilindro graduado: 50 mL
7. Agua destilada
8. Varilla de agitación

### Procedimiento

1. Agregue 5 mL de fluido a 245 mL de agua destilada. Agite la mezcla durante 15 minutos y después filtre a través de un papel de filtro endurecido (Whatman No. 500 S & S No. 576 u otro equivalente). Deseche la porción turbia del filtrado.
2. Titule 10 mL del filtrado transparente hasta el punto final de la solución de Versenate ( $V_t$ ).
3. Titule 1 mL de filtrado del fluido original hasta el punto final de la solución de Versenate ( $V_f$ ).
4. Registre el contenido de sulfato de calcio:

$$\text{Sulfato de calcio total, lb}_m/\text{bbl} = 2.38 \times V_t \quad (1-9)$$

$$\begin{aligned} &\text{Sulfato de calcio} \\ &\text{no disuelto, lb}_m/\text{bbl} = 2.38 V_t - 0.48 V_f F_w \quad (1-9a) \end{aligned}$$

### Determinación del contenido de sulfuro en el filtrado de fluido

El contenido de sulfuro en el filtrado se convierte en gas  $\text{H}_2\text{S}$  en el Tren de Gas de Garrett y se mide cuantitativamente utilizando un tubo Dräger.

#### Aparato

1. El Tren de Gas de Garrett consiste en un tren de gas plástico transparente, una fuente de gas inerte y un regulador de presión, un medidor de flujo de esfera flotante y un tubo Dräger.

## Productos, aplicaciones y pruebas

---

2. Tubos Dräger para análisis de H<sub>2</sub>S:
  - Bajo alcance: marcados H<sub>2</sub>S 100/a (No. CH-291-01)
  - Alto alcance: marcados H<sub>2</sub>S 0,2%/A (No CH-281-01)
3. Discos de papel de acetato de plomo (Hach)
4. Acido sulfúrico: aproximadamente 5N, grado reactivo
5. Antiespumante de octanol en una botella con gotero
6. Jeringas hipodérmicas: una de 10 cm<sup>3</sup> con una aguja de 21 (para el ácido) y otra de 10 cm<sup>3</sup> para la muestra.

### Procedimiento

1. Asegúrese de que el tren de gas esté limpio, seco y ubicado sobre una superficie uniforme

**Nota:** *Si hay humedad en el medidor de flujo, la esfera flotará de manera errática.*

2. Con el regulador cerrado, instale y perforo un cartucho de CO<sub>2</sub>.
3. Agregue 20 cm<sup>3</sup> de agua desionizada a la Cámara 1.
4. Agregue 5 gotas de antiespumante de octanol a la Cámara 1.
5. Ver [Tabla 1-1](#) en relación al volumen de muestra y el tipo de tubo Dräger requerido para el intervalo de sulfuro esperado.
6. Seleccione el tipo apropiado de tubo Dräger. Rompa la punta en cada extremo del tubo.
7. Instale el tubo con la flecha apuntando hacia abajo, es decir, hacia el receptáculo. De la misma manera, instale el medidor de flujo con la palabra “Top” hacia arriba. Asegúrese de que los O-rings obturen alrededor del cuerpo de cada tubo
8. Instale la cubierta del tren de gas y apriete manualmente todos los tornillos, de manera uniforme, para cerrar.
9. Conecte el tubo flexible al tubo de dispersión y al tubo Dräger, como se muestra.

**Nota:** *Utilice solamente tubos de látex o de plástico inerte. No utilice abrazaderas para asegurar los tubos flexibles, porque una tubería no asegurada*

*de esa manera permite contar con un alivio de presión en el caso de una sobrepresurización.*

10. Ajuste el tubo de dispersión en la Cámara 1, a  $\frac{1}{4}$  de pulgada (0,5 cm), aproximadamente, por encima del fondo.
11. Con cuidado, inicie el suministro del  $\text{CO}_2$  durante 10 segundos, para purgar el aire del sistema. Verifique si hay fugas. Cierre el suministro de  $\text{CO}_2$ .
12. Inyecte, en la Cámara 1, un volumen medido de la muestra de filtrado libre de sólidos, a través de la membrana de goma y utilizando una jeringa hipodérmica y una aguja
13. Lentamente, inyecte  $10 \text{ cm}^3$  de la solución de ácido sulfúrico en la Cámara 1, a través de la membrana de goma y utilizando una jeringa hipodérmica y una aguja.
14. Inmediatamente, vuelva a iniciar el flujo de  $\text{CO}_2$ . Ajuste la tasa de manera tal que la esfera permanezca entre las líneas del medidor de flujo.

**Nota:** *Un cartucho de  $\text{CO}_2$  debería suministrar unos 15 a 20 minutos de flujo, a la tasa indicada.*

15. Observe si se producen cambios en la apariencia del tubo Dräger. Observe y registre la longitud oscurecida máxima (en las unidades que están marcadas en el tubo), antes que el frente comience a mancharse. Continúe suministrando  $\text{CO}_2$  durante un total de 15 minutos, aunque el frente adquiera una coloración difusa y tenue. En el tubo de alto alcance, puede aparecer un color anaranjado por delante del frente negro, si hay sulfitos presentes en la muestra. Ignore la región anaranjada cuando vaya a registrar la longitud oscurecida.
16. Para limpiar el tren de gas, saque el tubo flexible y la cubierta. Saque el tubo Dräger y el medidor de flujo de sus receptáculos y coloque tapones en los orificios, para mantenerlos limpios. Lave las cámaras con agua tibia y un detergente suave, utilizando un cepillo. Utilice un limpiador de tubos para limpiar los canales entre las cámaras. Lave, enjuague y seque el tubo de dispersión con aire o gas  $\text{CO}_2$ . Enjuague la unidad con agua desionizada y deje escurrir.

## Productos, aplicaciones y pruebas

**Nota:** *El disco de papel de acetato de plomo (Hach), bajo el O-ring de la Cámara 3, puede substituir al tubo Dräger en el Tren de Gas Garrett. El papel de acetato de plomo, si bien no es lo que se prefiere para un análisis cuantitativo, indicará la presencia de sulfuros.*

### Cálculos

1. Utilizando el volumen medido de muestra, la longitud máxima oscurecida del tubo Dräger y el factor del tubo Dräger en la [Tabla 1-1](#), calcule los sulfuros en la muestra.

$$\text{Sulfuro, mg/L} = \frac{(\text{Longitud oscurecida})^* \times \text{Factor}}{(\text{Volumen de muestra, cm}^3)^3} \quad (1-10)$$

\*En las unidades marcadas en el tubo.

**Tabla 1-1 Identificación del Tubo Dräger, volúmenes de muestra y Factores de Tubo a ser utilizados en diferentes intervalos de sulfuro**

Intervalo de sulfuro (mg/L)	Volumen de la muestra (cm <sup>3</sup> )	Iden. tubo Dräger (ver cuerpo del tubo)	Factor de Tubor (usado en calc.)
1,2 a 24	10,0	H <sub>2</sub> S 100/a	0.12 <sup>a</sup>
2,4 a 48	5,0	H <sub>2</sub> S 100/a	0.12 <sup>a</sup>
4,8 a 96	2,5	H <sub>2</sub> S 100/a	0.12 <sup>a</sup>
60 a 1020	10,0	H <sub>2</sub> S 0.2%/A	1500 <sup>b</sup>
120 a 2040	5,0	H <sub>2</sub> S 0.2%/A	1500 <sup>b</sup>
240 a 4080	2,5	H <sub>2</sub> S 0.2%/A	1500 <sup>b</sup>

<sup>a</sup> Un factor de tubo de 0,12 se aplica a los tubos nuevos, H<sub>2</sub>S 100/a (catálogo # CH-291-01), con una escala desde 100 a 2000. Para los tubos anteriores, utilice un factor de 12.

<sup>b</sup> Un factor de tubo de 1500 se aplica a los tubos nuevos, H<sub>2</sub>S 0,2%/A (Catálogo # CH-281-01), con una escala desde 0,2 hasta 7. Para los tubos anteriores, utilice un factor de 600 multiplicado por la relación: factor de lote/0,40.



### Determinación del contenido de carbonato en el filtrado de fluido

Los carbonatos solubles incluyen  $\text{CO}_2$  y los iones carbonato ( $\text{CO}_3^{-2}$ ) y bicarbonato ( $\text{HCO}_3^{-}$ ). El filtrado de fluido se acidifica en un Tren de Gas Garrett, donde todos los carbonatos se convierten en  $\text{CO}_2$ , el cual después es emitido al hacer bullir un gas transportador inerte a través de la muestra. El gas se recoge en una bolsa de gas de un litro y después se hace pasar a través de un tubo Dräger a una tasa de flujo constante. El tubo Dräger responde al  $\text{CO}_2$  tomando una coloración púrpura, de manera progresiva y en toda su longitud.

#### Aparato

1. Aparato del Tren de Gas Garrett
2. Gas transportador: botella de nitrógeno ( $\text{N}_2$ ) con regulador de baja presión (preferible) o cartuchos de  $\text{N}_2\text{O}$  (ej. WHIPPETS #561241 de Walter Kidde y Co. Inc., Belleville, N.J., o equivalente)
3. Tubo Dräger para análisis de  $\text{CO}_2$ : marcado  $\text{CO}_2$  0,01% / a (No. CH-308-01).
4. Bolsa Dräger de un litro para gas, ALCOTEST (No. 7626425 o equivalente)
5. Bomba de vacío manual de Detector Multigas Dräger, Modelo 31, u otra equivalente.
6. Llave (de dos entradas) de vidrio de 8 mm con tapón de Teflon.
7. Acido sulfúrico: aproximadamente 5N, grado reactivo
8. Antiespumante de octanol, en una botella con gotero
9. Jeringas hipodérmicas: una de  $10\text{ cm}^3$  (para el ácido) y otra de  $1\text{ cm}^3$ , una de  $5\text{ cm}^3$  y otra de  $10\text{ cm}^3$  (para la muestra)
10. Aguja hipodérmicas: dos de 1,5 pulgadas (38 mm) de calibre 21

**Nota:** *Se prefiere el nitrógeno en lugar del  $\text{N}_2\text{O}$  como gas transportador. El  $\text{N}_2\text{O}$  se enfría y expande, congelando el diafragma en el regulador, por lo cual un flujo prolongado de  $\text{N}_2\text{O}$  hará que el regulador funcione erráticamente.*

### Procedimiento

1. Asegúrese de que el tren de gas está limpio, seco y ubicado sobre una superficie uniforme. Verifique que no tenga la cubierta puesta.

**Nota:** *Si se ha utilizado  $CO_2$  como gas transportador en la prueba anterior (el análisis de sulfuro), **deberán purgarse ahora, con el gas transportador, el regulador, el tubo flexible y el tubo de dispersión.***

2. Revise la bolsa y la bomba para determinar si hay fugas. Para verificar la bomba, introduzca un tubo Dräger sellado en la abertura de la misma y empuje los fuelles hacia abajo. Si no hay fugas en la bomba, éstos permanecerán abajo.
3. Agregue  $20\text{ cm}^3$  de agua desionizada a la Cámara 1.
4. Agregue, en la Cámara 1, cinco gotas de antiespumante de octanol
5. Instale la cubierta del tren de gas y apriete manualmente, de manera uniforme, para que obturen los O-rings.
6. Ajuste el tubo de dispersión a  $\frac{1}{4}$  de pulgada (5 mm) del fondo, aproximadamente.
7. Con el regulador cerrado, conecte el suministro de gas transportador al tubo de dispersión de vidrio, en la Cámara 1, utilizando el tubo flexible.
8. Inicie el suministro de gas a través del tren y manténgalo durante un minuto, para purgar el aire del sistema. Verifique si hay fugas en la unidad del tren de gas.
9. Con la bolsa completamente desinflada, instale el tubo flexible desde la bolsa con la llave, hacia la salida de la Cámara 3.
10. Inyecte, en la Cámara 1, un volumen medido del filtrado libre de sólidos, a través de la membrana y utilizando una jeringa hipodérmica y una aguja. Ver [Tabla 1-2](#).

## Productos, aplicaciones y pruebas

Tabla 1-2 Identificación del tubo Dräger, volúmenes de muestra y Factores de Tubo para diferentes intervalos de carbonato

Intervalo de carbonato (mg/L)	Volumen de muestra (cm <sup>3</sup> )	Identificación del tubo Dräger (ver cuerpo del tubo)	Factor de tubo (utilizado en calc.)
25 a 750	10,0	CO <sub>2</sub> 100/a	2,5*
50 a 1500	5,0	CO <sub>2</sub> 100/a	2,5*
250 a 7500	2,5	CO <sub>2</sub> 100/a	2,5*

\* Se aplica un factor de tubo de 2,5 a los tubos nuevos, CO<sub>2</sub> 100/a (Catálogo #8101811), con una escala desde 100 a 3000. Para tubos viejos, utilice un factor de 25.000.

11. Lentamente, inyecte 10 cm<sup>3</sup> de solución de ácido sulfúrico en la Cámara 1 a través de la membrana, utilizando una jeringa y aguja limpias. Con cuidado, agite el tren de gas para mezclar el ácido con la muestra en la Cámara 1.
12. Abra la llave en la bolsa de gas. Reinicie el flujo de gas y permita que la bolsa se vaya llenando, de manera regular, durante un intervalo de 10 minutos. Una vez que la bolsa se sienta firme al tocarla (no la haga estallar), interrumpa el suministro de gas y cierre la llave.
13. Rompa la punta de cada extremo del tubo Dräger.
14. Saque el tubo flexible de la salida en la Cámara 3 y reinstale en el extremo aguas arriba del tubo Dräger. Conecte la bomba manual Dräger al extremo aguas abajo del tubo.
15. Abra la llave en la bolsa. Con una presión manual uniforme, empuje completamente hacia abajo los fuelles de la bomba manual. Ahora libérelas, de manera tal que el gas salga de la bolsa y a través del tubo Dräger. La bolsa se debería vaciar en diez emboladas. Si son necesarias más de diez, esto significa que se ha producido una fuga y los resultados de la prueba no serán correctos.

16. Registre la longitud de la mancha en el tubo (incluyendo la ligera coloración azul en la longitud de la mancha púrpura).

**Nota:** *Para una mayor precisión con el tubo Dräger, la Longitud Oscurecida debería cubrir más de la mitad de la longitud del tubo. Por esa razón, es necesario seleccionar cuidadosamente el Volumen de Muestra.*

17. Para limpiar el tren de gas, saque el tubo flexible y la tapa. Limpie las cámaras con agua tibia y un detergente suave, utilizando un cepillo. Utilice un limpiador de tuberías para limpiar los canales entre las cámaras. Lave, enjuague y seque el tubo de dispersión con gas seco. Enjuague la unidad con agua desionizada y deje escurrir. Asegúrese de reemplazar periódicamente la bolsa de gas para evitar fugas y contaminación en la misma (se sugiere cambiar la bolsa después de 10 análisis).

### Cálculos

Con el Volumen de Mezcla medido, la Longitud Oscurecida en el tubo Dräger y el Factor de Tubo, que se indica en la [Tabla 1-2](#), calcule los carbonatos totales solubles ( $\text{CO}_2^+$   $\text{CO}_3^{-2}$  +  $\text{HCO}_3^-$ ) en la muestra de filtrado:

$$\text{Carbonato, mg/L} = \frac{\text{Factor de tubo} \times \text{Longitud oscurecida}}{\text{Volumen de muestra, cm}^3} \quad (1-11)$$

### Medición de la concentración del ión nitrato

#### Aparato

1. Hidróxido de calcio con baja concentración de nitrato: en vaso de 112 lb.
2. Frasco de cápsulas: cada una para preparar 100 mL de 200 ppm de solución reactiva patrón para prueba de nitrato
3. Ampolletas plásticas selladas de mezcla en polvo de reactivo  $\text{NO}_3$ .
4. Rueda de colores No. 2019 para una prueba de nitrato de 5 minutos.
5. Caja de comparación plástica blanca con ocho tubos de ensayo kimax y tapones de goma No. 1.

6. Rejilla de tubos de ensayo de polipropileno
7. Cilindro graduado: 10 mL
8. Cilindro de polipropileno graduado: 100 mL
9. Pipeta para transferencia: 1 mL
10. Vaso de precipitados de polipropileno: 150 mL
11. Papeles de filtro: 12,5 cm.
12. Embudo de filtro analítico, de polipropileno
13. Varilla agitadora de plástico
14. Pipeta
15. Una botella de polipropileno de 4 onzas, con tapa polyseal

### Procedimiento

Obtenga una muestra suficiente de la solución a ser sometida a prueba

1. Si la muestra es una solución acuosa incolora y bastante transparente, continúe con la prueba (Paso 3).
2. Si la muestra a ser sometida a prueba es un fluido, filtre hasta obtener 5 mL de filtrado. Si éste es de color marrón, diluya 5 mL del filtrado hasta 30 mL, utilizando agua destilada. Agregue una cucharada de hidróxido de calcio bajo en nitrato, agite bien y filtre con el embudo (la dilución es 6:1). Repita el proceso anterior hasta que el filtrado no tenga color.
3. Seleccione un intervalo de prueba que sea práctico y diluya una muestra de 4,5 mL de la solución incolora. El intervalo de prueba en mg/L de nitrato es igual al número de mL hasta los cuales se diluye la solución de 4,5 mL, en este momento. Por ejemplo:
  - 4,5 mL diluidos hasta 10 mL = 10 mg/L a 100 en la escala
  - 4,5 mL diluidos hasta 25 mL = 25 mg/L a 100 en la escala
  - 4,5 mL diluidos hasta 100 mL = 100 mg/L a 100 en la escala

## Productos, aplicaciones y pruebas

---

4. Lleve 10 mL de la muestra diluida y bien mezclada a un tubo de ensayo. Agregue el contenido de una ampolleta NO reactiva, después coloque el tapón y agite durante *un minuto completo*. Coloque en la rejilla de los tubos de ensayo y espere *tres minutos* para que se manifieste completamente el color.
5. Vierta 10 mL de la misma dilución en un tubo de ensayo y coloque éste en el orificio izquierdo, para utilizarlo como un blanco detrás del disco de colores. Coloque el otro tubo de ensayo, cuyo contenido se ha coloreado, en el orificio derecho y, lentamente, mueva el disco de colores hasta que las intensidades sean iguales en las dos ventanillas, cuando se observan contra la luz blanca reflejada. Tome nota de la lectura de la rueda en el indicador y conviértala a la lectura en mg/L apropiada para la dilución seleccionada en el Paso 3. La lectura de la escala está relacionada con la dilución que se seleccionó.

Por ejemplo: Al diluir 4,5 mL de la solución incolora hasta 25 mL (Paso 3),

- Lectura de 10 = 2,5 mg/L
  - Lectura de 40 = 1 0 mg/L
  - Lectura de 75 = 18,75 mg/L
  - Lectura de 100 = 25 mg/L
6. Si el color de la muestra es más oscuro que el color de la rueda para 100, estime la dilución requerida para reducir la concentración del ión nitrato hasta el intervalo deseado. Realice esta dilución y repita la prueba. Si el color de la muestra se encuentra dentro del intervalo de la rueda de colores y no se diluyeron ulteriormente los 4,5 mL, entonces la rueda indicará la concentración del ión nitrato en la muestra. Sin embargo, si se realizaron diluciones adicionales, como en el caso de un filtrado oscuro, encuentre la concentración de la muestra original multiplicando las diluciones por la concentración en la muestra de 4,5 mL.
  7. Por ejemplo, si un filtrado oscuro se sometió al proceso de dilución dos veces (Paso 2), entonces la concentración de la muestra de 4,5 mL se multiplicará

por 36 para obtener la concentración del ión nitrato en la muestra original.

**Nota:** *Al calcular la concentración del ión nitrato en la muestra original, deberá restar el nitrato añadido en el tratamiento con hidróxido de calcio o el papel de filtro utilizado.*

### Medición del contenido de ión sulfito en los fluidos de perforación

#### Aparato

1. Vaso de mampostería o vaso de precipitados de 400 mL
2. Cilindros graduados: tres de 10 mL
3. Pipeta para medición: 10 mL
4. Pipetas volumétricas: una de 10 mL y otra de 25 mL (o jeringas de iguales características)
5. Agitador magnético y varilla agitador
6. Solución de sulfito de sodio: 500 mg/L de  $\text{Na}_2\text{SO}_3$
7. Acido clorhídrico: 1:1 HCl
8. Solución de almidón
9. Solución de yoduro potásico: KI al 5%
10. Solución patrón de yodato potásico:  $\text{KIO}_3$  0,00625N

#### Procedimiento

**Nota:** *Este método se aplica para la determinación del contenido de ión sulfito en los fluidos de perforación que tienen una concentración relativamente baja de materiales orgánicos.*

1. Coloque 200 a 300 mL de agua desionizada en un vaso de precipitados de 400 mL (o vaso de mampostería).
2. Agregue 1 a 2 mL de solución de sulfito de sodio, 10 mL de ácido clorhídrico 1:1, 2 mL de solución de almidón y 5 mL de solución de yoduro potásico.
3. Con una pipeta para medir, titule la solución gota a gota con  $\text{KIO}_3$  0,00625N, hasta que por primera vez aparezca una persistente coloración azul (si el punto final se pasa inadvertidamente, agregue otras pocas gotas de solución

de sulfito de sodio y títule nuevamente con el  $\text{KIO}_3$ , hasta que por primera vez aparezca dicho color azul, de manera persistente).

- Utilizando la pipeta volumétrica (o la jeringa), agregue 10 a 25 mL de fluido (recién recibido de la línea de flujo) a la solución ( $V_2$ ).
- Con la pipeta de 10 mL, títule nuevamente la solución, gota a gota, con  $\text{KIO}_3$  0,00625N, hasta que por primera vez aparezca una persistente coloración azul. Registre el volumen de  $\text{KIO}_3$  requerido para titular la muestra de fluido ( $V_1$ ).

$$\frac{V_1 \times 0.00625 \times 40 \times 1000}{V_2} = \text{mg/L SO}_3^{-2} \quad (1-12)$$

### Procedimientos misceláneos de prueba

#### Medidor de pegamiento (*Stickometer*)

##### Procedimiento

- Trabaje con un aparato limpio
- Asegúrese de que la placa de torque esté limpia. Frote la superficie de la placa con un compuesto limpiador abrasivo (limpiador Comet), hasta que la placa quede brillante, y después enjuague con agua. Ahora seque minuciosamente.
- Coloque el papel de filtro en la rejilla que está dentro de la cámara. Utilice un papel de filtro especial endurecido para la prensa filtro de alta presión.
- Coloque la empacadura de goma sobre el papel de filtro
- Coloque la empacadura plástica sobre la de goma y enrosque los anillos de sujeción de las empacaduras.
- Centre el papel de filtro y las empacaduras sobre la rejilla. Si dichas empacaduras o el papel de filtro se extienden más allá del reborde de la rejilla, se pueden producir fugas.
- Coloque la placa de torque sobre el papel de filtro.



8. Llene la cámara con fluido de prueba, hasta  $\frac{1}{8}$  pulgadas del tope.
9. Coloque la tapa sobre la cámara, por encima del eje de la placa de torque, y apriete hasta que la tapa cierre contra la cámara.
10. Ajuste la línea de presión y apriete la válvula de alivio de presión
11. Hale la placa de torque y apriete la tuerca.
12. Ajuste el regulador a 500 psi (3448 kPa).
13. Abra la válvula de presión entre el regulador y la cámara y registre el tiempo.
14. Permita que el fluido se filtre hasta lograr el espesor deseado del revoque:  $\frac{1}{32}$  a  $\frac{2}{32}$  pulgadas, en base a las pruebas anteriores, y empuje la placa de torque hacia abajo con la ayuda de la palanca. Registre el volumen y el tiempo<sup>2</sup>. Mantenga así la placa hasta que la presión diferencial en la misma sea lo suficientemente elevada como para que la placa se mantenga abajo (uno a tres minutos).
15. Registre el volumen de filtrado, el tiempo y la posición de la placa de torque, según lo que indique el cuadrante.
16. Permita que la placa se pegue durante cinco minutos o más y mida el torque dándole vueltas a la placa con la llave de torque (siempre gire en dirección de las agujas del reloj)
17. Registre el tiempo de endurecimiento, el volumen de filtrado y el torque.
18. Repita los Pasos 16 y 17 para las lecturas futuras.

### *Limpieza*

1. Al culminar la prueba, cierre la válvula de presión entre la cámara y el regulador.
2. Para liberar la presión, abra la válvula de alivio correspondiente.
3. Desmunte y limpie minuciosamente.

---

2. Todas las pruebas posteriores con el mismo fluido deberán iniciarse (después de haber asentado la placa) al mismo volumen de filtración.

### Cálculos de los coeficientes del pegamiento

1. Para convertir el torque (in.-lb) en fuerza deslizando (in.-lb), multiplique el torque por 1,5.
2. El coeficiente de pegamiento es la relación de la fuerza necesaria para iniciar el deslizamiento de la placa a la fuerza normal sobre la misma.

- **Relación:**

$$\frac{\text{Torque} \times 1.5}{\text{Diferencia de presión} \times \text{Area núcleo}} = \frac{\text{Torque} \times 1.5}{1570} \quad (1-13)$$

3. Los coeficientes de pegamiento con frecuencia se grafican en función del tiempo de endurecimiento o el tiempo total durante el cual la placa ha estado en contacto con el revoque.
4. Ejemplo de un cálculo del coeficiente de pegamiento utilizando una presión diferencial de 500 psi (3448 kPa):

- **Lectura del torque igual a 100 in.-lb**

$$\text{Coeficiente de pegamiento} = \frac{(100 \text{ in.-lb}) \times 1.5}{1570} = 0.0955$$

5. Si se utiliza una presión diferencial de 475 psi (3275 kPa), el coeficiente de pegamiento será igual a la lectura del torque dividida entre 1000. En el ejemplo anterior, el coeficiente de pegamiento sería 0,1.

### Determinación del contenido de MIL-GARD en el fluido de campo

#### Aparato

1. Tren de Gas Garrett de tres cámaras.
2. Cartuchos de CO<sub>2</sub> pequeños.
3. Tubos Dräger para análisis de H<sub>2</sub>S:
  - Bajo alcance: marcados H<sub>2</sub>S 100/a (No. CH-291-01)
  - Alto alcance: marcados H<sub>2</sub>S 0,2%/A (No CH-281-01)
4. Discos de papel de acetato de plomo (Hatch)

5. Filtro prensa
6. Mezcladora Hamilton Beach o batidora
7. Pipetas
8. Solución de sulfuro sódico: 100.000 mg/L  $\text{Na}_2\text{S}$
9. Solución de ácido sulfúrico: 1:1  $\text{H}_2\text{SO}_4$
10. Antiespumante: alcohol octílico

### Procedimiento

1. Al equivalente de 1 bbl (350 mL) de fluido tratado con MIL-GARD®, agregue 2,5 mL de solución de sulfuro de sodio 100.000 mg/L. Esta cantidad del sulfuro de sodio reaccionará con el equivalente de 1  $\text{lb}_m/\text{bbl}$  de MIL-GARD.
2. Inmediatamente, agite la muestra a una velocidad moderada durante 15 minutos.
3. Filtre la muestra para obtener 2 mL de filtrado.
4. Analice 2 mL de filtrado según lo que se indica en “Determinación del Contenido de Sulfuro en el Filtrado de los Fluidos de Perforación”. Se pueden utilizar tubos Dräger o papel de acetato de plomo, para detectar el sulfuro residual.
5. Si se detecta sulfuro, al utilizar el tubo Dräger o porque, en el papel de acetato de plomo, se observa una coloración marrón, esto significa que la concentración de MILGARD es menor que 1  $\text{lb}_m/\text{bbl}$ . Si no se detecta sulfuro, repita los Pasos 1 al 4, aumentando el contenido de sulfuro sódico en incrementos de 2,5 mL, hasta que se obtenga un resultado ligeramente positivo. La concentración de MIL-GARD se registra como la concentración equivalente a la cual se obtuvieron los últimos resultados negativos.

Por ejemplo, si se emplean 7,5 mL de solución de sulfuro sódico (3  $\text{lb}_m/\text{bbl}$  de MIL-GARD) y se obtiene un resultado negativo, mientras que, al utilizar 10 mL de la solución de sulfuro sódico (4  $\text{lb}_m/\text{bbl}$  de MIL-GARD) se obtiene un resultado positivo, se puede concluir que la capacidad depuradora de sulfuro que posee el fluido

es equivalente, aproximadamente, a 3 lb<sub>m</sub>/bbl de MIL-GARD.

### Determinación del contenido de DAP en el fluido de perforación

*(Adaptación de Drilling Specialities Company)*

#### Aparato

1. Mezcladora Hamilton Beach o batidora.
2. Filtro prensa
3. Pipetas serológicas: una de 1 mL y la otra de 5 mL.
4. Amortiguador de dureza
5. Indicador de dureza
6. Cuchara de medida
7. Solución de CaCl<sub>2</sub> al 2%
8. Vaso de precipitados o cápsula de titulación

#### Procedimiento

1. Prepare una solución de 5 lb<sub>m</sub>/bbl de DAP (fosfato diamónico), utilizando una mezcladora Hamilton Beach o batidora. El DAP utilizado en este paso deberá ser el mismo material que el agregado al sistema del fluido.
2. Filtre para sacar los fosfatos insolubles.
3. Con ayuda de una pipeta, coloque 1 mL de filtrado en la cápsula de titulación y diluya con, aproximadamente, 25 mL de agua desionizada.
4. Agregue dos cucharadas de amortiguador de dureza y varias cucharadas de indicador de dureza.
5. Titule la solución azul con una solución de CaCl<sub>2</sub> al 2% (anhidra), hasta que el color cambie de azul a rojo.
6. Calcule el factor para el material DAP que se utiliza:

$$\frac{5 \text{ lb}_m / \text{bbl DAP}}{\text{ml de solución CaCl}_2} = \text{Factor} \quad (1-14)$$

7. Repita la titulación, utilizando 1 mL del filtrado de fluido, y calcule la concentración de DAP:

$$\text{mL de solución CaCl}_2 \times \text{Factor} = \text{lb}_m/\text{bbl DAP} \quad (1-15)$$

### **Determinación de la concentración de potasio en el filtrado de un fluido: método de la centrífuga**

#### **Aparato**

1. Tubos de centrífuga clínica: Pyrex, tipo Kolmer (Corning #8360) solamente, de 10 mL.
2. Centrífuga: cabezal de rotor de movimiento horizontal, manual o eléctrica, 1800 rpm.
3. Solución patrón de perclorato de sodio: 150 g en 100 mL de agua destilada<sup>3</sup>
4. Solución patrón de cloruro de potasio: 14 g de KCl seco disueltos en agua destilada hasta 100 mL, en un matraz volumétrico. Además, 0,5 mL de solución patrón de KCl a la cual se le agregará agua hasta llegar a 7 mL = solución KCl al 1%.

#### **Preparación de la curva estándar para el cloruro de potasio**

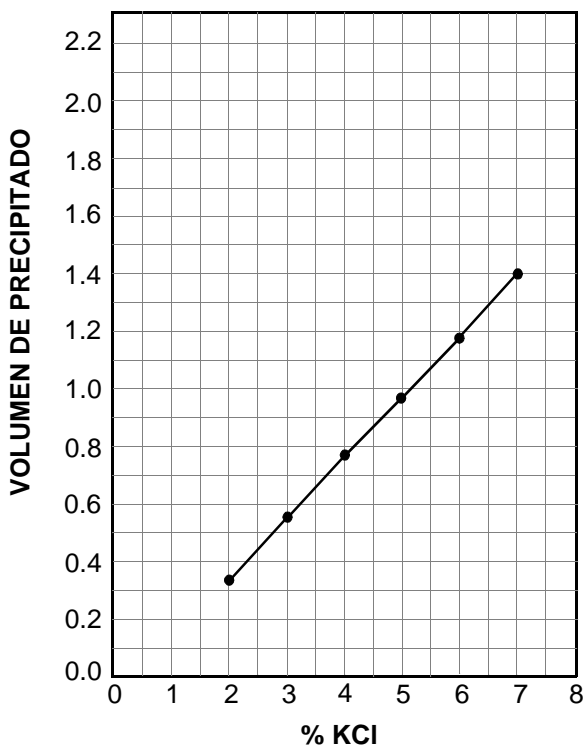
1. Prepare los patrones en el intervalo de KCl desde 1% al 8% agregando los mililitros necesarios de la solución valorada de cloruro de potasio (0,5 mL para KCl al 1%) a los tubos de la centrífuga y diluyendo con agua destilada hasta la marca de 7 mL.
2. En cada tubo, agregue 3 mL de solución de perclorato de sodio.

---

3. Los percloratos de sodio y potasio son explosivos en el estado seco, si se calientan a altas temperaturas o entran en contacto con agentes reductores orgánicos. Los percloratos no son peligrosos si se mantienen en agua. Se descomponen sin peligro si se dispersan en el balde de agua y se depositan en un área remota.

- Se dejará en funcionamiento la centrífuga<sup>4</sup> durante un minuto y se leerá el volumen de precipitado inmediatamente.
- Grafique los mililitros de precipitado en función del porcentaje de cloruro de potasio, utilizando el papel para gráficos rectangular, como se muestra en la siguiente figura.

Figura 1-2 Curva de precipitado de KCl



- 
- Las pruebas con KCl se deben realizar con la misma centrífuga utilizada para construir la curva estándar. Opere la centrífuga a velocidad constante, aproximadamente 1800 rpm.

### *Procedimiento en el campo*

1. Mida 7 mL del filtrado API en el tubo de centrífuga.
2. Agregue 3 mL de solución de perclorato de sodio al tubo. Si hay potasio presente, la precipitación será inmediata<sup>5</sup>.
3. Se centrifugará durante un minuto y se leerá el volumen de precipitado inmediatamente.
4. Determine la concentración de cloruro de potasio comparando el volumen de precipitado medido con la curva estándar para el cloruro de potasio.
5. Inmediatamente, enjuague el tubo en el balde del agua, para remover el precipitado. Arroje el agua del balde en un área alejada del sitio de la perforación, de manera tal que el precipitado se disperse y descomponga.

### *Ejemplo*

Se utiliza una centrífuga Boekel de dos tubos, accionada manualmente. A continuación se indica el procedimiento para alcanzar unos 1800 rpm con la centrífuga manual:

1. Determine el número de revoluciones del rotor por cada vuelta de la manivela, es decir, gire la manivela lentamente y cuente el número de revoluciones del rotor durante una vuelta de la manivela. Nosotros obtenemos 15 revoluciones del rotor por cada vuelta de la manivela.
2. Determine el número de vueltas de la manivela que se requieren para alcanzar 1800 revoluciones del rotor. Nosotros obtuvimos 1800 rpm con 120 vueltas (1800/15). Si giramos la manivela 120 vueltas en un minuto, la velocidad de rotor será de 1800 rpm.
3. Para mantener una velocidad constante durante un minuto, tome este número de vueltas requeridas de la manivela y divida entre 12. Así obtendrá el número de vueltas de la manivela necesarias por cada cinco

---

5. Las sales, lignosulfonatos, polímeros, arcillas y pH no interfieren con la prueba. El precipitado puede descolorarse ligeramente cuando hay elevadas concentraciones de lignosulfonatos, pero la prueba no resulta afectada por ello.

segundos. Nosotros obtuvimos un valor de 10 vueltas (120/12) por cada cinco segundos.

4. Comience a darle vueltas a la manivela rápidamente y cuente el número de vueltas en cinco segundos. Si este número es mayor que 10, disminuya un poco la velocidad y cuente las vueltas durante los próximos cinco segundos. Si el número de vueltas es mayor que 10, desacelere un poco y cuente las vueltas durante los próximos 5 segundos. Si el número de vueltas es aún mayor o menor que 10, ajuste su velocidad en base a eso y cuente las vueltas durante los próximos cinco segundos. Generalmente, con un poco de práctica, el número requerido de vueltas en cinco segundos se puede lograr en 15 a 20 segundos. Mantenga la misma velocidad por el tiempo que queda hasta el minuto.

### **Altas concentraciones de cloruro de potasio**

La exactitud del método depende de la medición de las concentraciones de potasio entre un 2%, aproximadamente, y un 8% de KCl. Si la concentración de potasio en el filtrado es mucho menor que 2%, el método no es aplicable.

**Si la concentración de potasio en el filtrado es mayor que 7%, se puede diluir de la manera siguiente:**

1. Utilizando la pipeta, lleve 2, 3 o 4 mL del filtrado al tubo de centrífuga y diluya con agua hasta la marca de 7 mL.
2. Corrija los resultados multiplicando el % de KCl por 7 y dividiendo entre el volumen de filtrado utilizado (2, 3 o 4 mL).

### **Determinación de la concentración de potasio en el filtrado de fluido: método STPB**

*(Procedimiento para un Filtrado Transparente)*

#### **Aparato**

1. Solución de tetrafenilborato de sodio (STPB): con 8,754 g por cada 100 cm<sup>3</sup>.
2. Solución de sal de amonio cuaternario (QAS): preparada de manera tal que 4 cm<sup>3</sup> sean iguales a 1 cm<sup>3</sup> de la solución STPB.



3. Solución de hidróxido de sodio: 20 g de NaOH en 100 cm<sup>3</sup> de agua.
4. Indicador de azul de bromofenol: 0,04 g de tetrabromofenolsulfonftaleína en 3 cm<sup>3</sup> de hidróxido de sodio 0,1N y diluya hasta 100 cm<sup>3</sup> con agua.
5. Pipeta graduada: 10 cm<sup>3</sup>.
6. Pipetas volumétricas: una de 1 cm<sup>3</sup> y otra de 25 cm<sup>3</sup>.
7. Matraz volumétrico: 100 cm<sup>3</sup>.
8. Embudo: plástico, 100 mm de diámetro.
9. Vaso de precipitados: 150 cm<sup>3</sup>.
10. Papel de filtro: Whatman No. 541 u otro equivalente.
11. Recipiente para titulación: 100 a 150 cm<sup>3</sup>, preferiblemente blanco.
12. Varilla agitadora

### Procedimiento

1. Lleve al matraz volumétrico un centímetro cúbico o más del filtrado de fluido, agregue 4 cm<sup>3</sup> de la solución de hidróxido de sodio, 25 cm<sup>3</sup> de la solución de STPB y agua destilada hasta 100 cm<sup>3</sup>. Agite para mezclar y deje reposar durante 10 minutos. Si la concentración de potasio es > 20.000 mg/L, se utilizará menos de 1 cm<sup>3</sup> del filtrado.
2. Si se forma una gran cantidad de precipitado, filtre y transfiera 25 cm<sup>3</sup> al recipiente de titulación. Agregue 10 a 20 gotas del indicador de azul de bromofenol. Titule con la solución de QAS hasta que el color cambie de púrpura-azul a un azul claro.
3. Calcule la concentración del ión potasio en el filtrado:

$$\text{Potasio} \frac{\text{mg/L}}{\text{cm}^3 \text{ filtrado}} = \frac{25 \text{cm}^3 \text{ QAS} \times 1000}{\text{cm}^3 \text{ filtrado}} \quad (1-16)$$

o, si es necesario, utilice un factor de corrección:

$$\text{Potasio} = \frac{25\text{cm}^3 \text{ QAS} \times \frac{4}{\text{Relación}} \times 1000}{\text{cm}^3 \text{ filtrado}} \quad (1-16a)$$

mg/L

**Nota:** *A intervalos mensuales, es necesario verificar la concentración de la solución de QAS en comparación con la solución STPB. Para determinar la solución QAS equivalente, diluya 2 cm<sup>3</sup> de la solución de STPB en un recipiente de titulación, utilizando 50 cm<sup>3</sup> de agua destilada. Agregue 1 cm<sup>3</sup> de solución de NaOH al 20% y 10 a 20 gotas del indicador de azul de bromofenol. Titule con la solución de QAS hasta que el color cambie de púrpura-azul a un azul claro.*

$$\text{Relación de QAS a STPB} = \frac{\text{cm}^3 \text{ de QAS}}{2.0} \quad (1-17)$$

Si la relación es diferente de  $4 \pm 0,05$ , entonces podrá deberá utilizarse como un factor de corrección en los cálculos.

### Fluidos de base aceite y sintética

#### Determinación de la alcalinidad, cloruros y calcio en el fluido completo CARBO-DRILL<sup>SM</sup>/SYN-TEQ<sup>SM</sup>

##### Aparato

1. Solvente: ARCOSOL ®PNP
2. Recipiente para titulación: jarra de pintas o vaso de precipitados de vidrio de 400 cm<sup>3</sup>.
3. Solución indicadora de fenolftaleína: 1 g/100 cm<sup>3</sup> de solución IPA/agua al 50%.
4. Solución de ácido sulfúrico valorada 0,1N (N/10).
5. Solución indicadora de cromato de potasio: 5 g/100 cm<sup>3</sup> de agua
6. Reactivo de nitrato de plata: 0,282N, que contenga 47,91 g/L, guardado en una botella opaca o ámbar.
7. Agua destilada o desionizada
8. Jeringas desechables: dos de 5 cm<sup>3</sup>
9. Cilindro graduado (VC: Volumen Contenido): uno de 25 cm<sup>3</sup>
10. Pipetas serológicas (graduadas) (VP: Volumen Proporcionado): dos de 1 cm<sup>3</sup> y dos de 10 cm<sup>3</sup>.
11. Agitador magnético con barra agitadora (revestida) de 1,5 pulgadas
12. Solución amortiguadora de calcio: hidróxido de sodio 1N, guardada en una botella herméticamente cerrada para minimizar la absorción de CO<sub>2</sub> del aire.
13. Indicador de calcio: Calver II o azul de hidroxinaftol
14. Solución EDTA (Versenate o equivalente): 0,1 Molar, sal disódica de ácido (etilendiamino) tetraacético dihidratado valorada (1 cm<sup>3</sup> = 10.000 mg/L de CaCO<sub>3</sub>, 1 cm<sup>3</sup> = 4000 mg/L de calcio)

**Nota:** *Este EDTA es diez veces más concentrado que el utilizado en las pruebas con fluidos de base agua.*

### Procedimiento: Alcalinidad del fluido completo

1. Lleve 100 cm<sup>3</sup> de ARCOSOLV PNP a un vaso de precipitados de 400 cm<sup>3</sup> o vaso de pintas (recipiente para titulación).
2. Llene una jeringa de 5 cm<sup>3</sup> con el fluido completo, más allá de la marca de 3 cm<sup>3</sup>.
3. Lleve 2 cm<sup>3</sup> del fluido completo al recipiente para titulación.
4. Agite la mezcla hasta que sea homogénea.
5. Agregue 200 cm<sup>3</sup> de agua destilada.
6. Agregue 15 gotas de solución indicadora de fenolftaleína.
7. Mientras agita rápidamente con un agitador magnético, titule lentamente con ácido sulfúrico 0,1N, hasta que apenas desaparezca el color rosado. Siga agitando. Si no reaparece el color rosado en un minuto, no siga agitando.
8. Deje que la muestra repose durante cinco minutos. Si no reaparece el color rosado, esto significa que se ha alcanzado el punto final. Registre el volumen de ácido empleado. Si regresa el color rosado, titule con ácido una segunda vez. Si el color rosado regresa después de la segunda titulación, titule con el ácido una tercera vez y considere, como punto final, el volumen total de ácido empleado en las tres titulaciones.

$$P_{om} = \frac{0,1N \text{ ácido sulfúrico, cm}^3}{(\text{muestra de fluido, cm})^3} = \frac{0,1N \text{ ácido sulfúrico, cm}^3}{2,0 \text{ cm}^3} \quad (1-18)$$

Para convertir este valor a lb<sub>m</sub>/bbl de CA(OH)<sub>2</sub> (cal), multiplique por 1,295. Si se emplea CaO (cal viva) para activar el emulsificante, el factor de conversión a lb<sub>m</sub>/bbl es 0,98.

### Procedimiento: Cloruro en el fluido completo

1. Con la misma muestra empleada en el procedimiento para la alcalinidad, asegúrese de que la mezcla sea ácida agregando de 1 a 2 gotas, o más, de ácido sulfúrico 0,1N.

2. Agregue de 10 a 15 gotas de solución indicadora de cromato de potasio.
3. Mientras agita rápidamente con un agitador magnético, titule lentamente con nitrato de plata 0,282N, hasta que un color rosado salmón permanezca estable durante al menos un minuto. En el caso de que haya dudas en relación a si se ha alcanzado o no el punto final, puede ser necesario detener la agitación y permitir la separación de las dos fases.
4. Calcule el cloruro presente en el filtrado completo utilizando el volumen de nitrato de plata 0,282N empleado.

$$Cl_{om}^- = \frac{10.000(0,282N \text{ nitrato de plata, cm}^3)}{\text{muestra de fluido base aceite, cm}^3} \quad (1-19)$$

### Procedimiento: Calcio en el fluido completo

1. Coloque 100 cm<sup>3</sup> de solvente en el recipiente para titulación.
2. Llene una jeringa nueva de 5 cm<sup>3</sup> con el fluido completo, más allá de la marca de 3 cm<sup>3</sup>.
3. Transfiera 2 cm<sup>3</sup> del fluido de base aceite al recipiente para titulación.
4. Tape herméticamente el recipiente para titulación y agite vigorosamente de manera manual, durante un minuto.
5. Agregue al recipiente 200 cm<sup>3</sup> de agua desionizada o destilada.
6. Agregue 3 cm<sup>3</sup> de solución amortiguadora de hidróxido de sodio 1N.
7. Agregue de 0,1 a 0,25 g de polvo indicador Calver II.
8. Vuelva a tapar herméticamente y sacuda vigorosamente durante dos minutos. Deje reposar durante unos pocos segundos. Si aparece un color rojizo en la fase acuosa (inferior), esto significa que hay calcio presente. Continúe con la prueba.

- Coloque el recipiente para titulación en el agitador magnético e introduzca la varilla agitadora. Comience a agitar sin mezclar las fases superior e inferior.
- Titule lentamente, agregando EDTA (Versenate). Cuando se produzca un evidente cambio de color de rojizo a azul-verde, esto significa que se alcanzó el punto final. Registre el volumen de EDTA titulado.
- Calcule el calcio presente en el fluido completo utilizando el volumen de EDTA empleado:

$$Ca_{om}^{++} = \frac{4000 (0,1M EDTA \text{ cm}^3)}{\text{muestra de fluido de base aceite, cm}^3} \quad (1-20)$$

### Medición del agua, el aceite y los sólidos

La lectura directa en el instrumento de retorta nos permite obtener mediciones para el contenido de aceite, agua y sólidos. Un fluido de base sintética o de base aceite está compuesto por aceite, salmuera y sólidos. Por lo tanto, es necesario ajustar el contenido de sólidos y agua tomando en cuenta la presencia de la sal.

#### Descripción

El instrumento de retorta facilita la separación y medición de los volúmenes de aceite y agua y la estimación del contenido de sólidos en una muestra de fluido de base aceite o emulsión inversa.

Las pruebas con la retorta se realizan para determinar el contenido de agua de los sistemas de fluidos de base aceite. Esta medición es crítica para lograr un control apropiado de la composición y propiedades del fluido. El porcentaje de agua también se emplea para calcular los resultados en otras pruebas, como la salinidad de la fase acuosa de un fluido de base aceite. Además, los datos obtenidos con la retorta nos permiten conocer el porcentaje de aceite. Conocer la relación del aceite al agua en un fluido es necesario para poder controlar la reología del fluido, su densidad y la filtración.

Los resultados que nos indican el contenido de sólidos de los fluidos de base aceite no son tan precisos como los datos obtenidos en la prueba con la retorta cuando se trabaja con fluidos de base agua. Sin embargo, el contenido de sólidos puede estimarse a partir de los datos obtenidos en la retorta, y después este valor se puede emplear en el monitoreo de la

acumulación de sólidos y el control de los mismos en los fluidos de base aceite.

### Equipo

Hay dos tamaños de retorta ( $10\text{ cm}^3$  y  $20\text{ cm}^3$ ) que son bastante comunes. El instrumento consiste en:

1. Taza de muestra
2. Elemento de calentamiento
3. Control de temperatura: capaz de limitar la temperatura de la retorta hasta  $930^\circ\text{F}$  ( $\pm 70^\circ\text{F}$ ) [ $500^\circ\text{C}$  ( $\pm 20^\circ\text{C}$ )]
4. Condensador de líquidos
5. Recipiente colector de líquidos: tubo de centrífuga clínica, tipo Kolmer, Pyrex® u otro vidrio equivalente, transparente e inerte al aceite, el agua, las soluciones de sal y capaz de soportar temperaturas de hasta  $90^\circ\text{F}$  ( $32^\circ\text{C}$ ).

### Otros equipos requeridos

1. Centrífuga eléctrica o de manivela, con capacidad para contener al menos dos recipientes colectores de líquidos y alcanzar una velocidad de 1800 rpm, como mínimo.
2. Lana de acero fina (ej.No. 000)

**Nota:** *No se recomienda la lana de acero líquido*

3. Silicona para altas temperaturas: utilizada como sello de roscas y lubricante.
4. Limpiadores de tubería
5. Cuchillo de vidriero o espátula con una hoja que pueda introducirse centro de la taza de muestra de la retorta.

### Procedimiento

**Nota:** *El procedimiento puede variar dependiendo del tipo de retorta utilizada. Consulte el procedimiento completo en las instrucciones del fabricante.*

1. Asegúrese de que la taza de muestra, el canal del condensador y el recipiente colector estén limpios, secos y ya se hayan enfriado después de su último uso.

## Productos, aplicaciones y pruebas

---

- Limpie muy bien el interior de la taza de muestra (y su tapa), antes de cada prueba. Periódicamente, pula ligeramente el interior de dicha taza, utilizando lana de acero.
  - Con un limpiador de tubería, limpie (y seque) el canal del condensador, antes de cada prueba.
2. Recoja una muestra del fluido de base aceite y deje enfriar hasta unos 80°F (26° C). Para sacar los LCM (*Lost Circulation Materials*: Materiales para pérdida de circulación), los ripios grandes y otros desechos, filtre la muestra a través del tamiz de malla 12, en el embudo Marsh.
  3. Agite el fluido lentamente, durante 2 a 3 minutos, para liberar los gases.
  4. Utilizando una capa delgada de silicona, lubrique las roscas en la taza de muestra y el tubo del condensador. De esta manera se evita la pérdida de vapor a través de las roscas y se facilita el desmontaje y la limpieza del equipo después de las pruebas.
  5. Para evitar que los sólidos pasen hacia el recipiente colector de líquido, coloque con cuidado un anillo de lana de acero en la cámara, por encima de la taza de muestra.

**Nota:** *La experiencia determina la cantidad correcta de lana de acero.*

6. Llene la taza de muestra con lodo de base aceite libre de gas, obtenido en el paso 3.
7. De manera cuidadosa, coloque la tapa sobre la taza. Permita que el exceso de lodo salga a través del orificio en la tapa. De esta manera se garantiza que en la taza se encuentre el volumen correcto de lodo.
8. Sosteniendo la tapa bien sujeta en su lugar, limpie el lodo que haya quedado en la taza y su tapa. Verifique que las roscas de la taza aún están cubiertas con silicona, después de esta limpieza, y que no se haya obstruido el orificio en la tapa.
9. Enrosque la taza en la cámara de la retorta, con su condensador.



10. Coloque un recipiente colector, limpio y seco, bajo el tubo de descarga del condensador.
11. Caliente la retorta y observe el líquido que cae del condensador. Siga calentando durante 10 minutos después que se haya dejado de recoger condensado, lo cual podría significar 45 minutos para algunas pruebas.
12. Saque de la retorta el tubo colector. Tome nota del volumen total de líquido recuperado (aceite más agua). Observe si el líquido recuperado contiene sólidos. Si es así, esto significa que el fluido completo pasó al colector desde la taza y será necesario repetir los pasos 3 al 11.
13. Coloque el tubo colector de líquido en uno de los soportes de la centrífuga.
14. Seleccione un tubo colector vacío y llénelo con agua hasta un peso aproximadamente igual al del tubo colector utilizado en los pasos anteriores para la prueba. Este tubo con agua se utilizará como contrapeso en la centrífuga.
15. Coloque el tubo de contrapeso en un soporte en la centrífuga, en el lado opuesto al tubo colector.
16. Deje que los tubos giren en la centrífuga durante al menos 2 minutos, a 1800 rpm.
17. Si se forma una banda de emulsión entre las capas de aceite y agua, después de centrifugar, caliente el tubo hasta unos 120° F (49° C), antes de centrifugar nuevamente.
18. Permita que el tubo colector se enfríe hasta 75° F  $\pm$  25° F (24° C  $\pm$  14° C). Lea los volúmenes de aceite y agua. Registre los volúmenes (o porcentaje en volumen) del agua y el aceite recogidos.

### Cálculos

Utilizando los volúmenes medidos de aceite y agua y el volumen del fluido completo original ( $10 \text{ cm}^3$  o  $20 \text{ cm}^3$ ), calcule el porcentaje en volumen de agua y aceite y también estime el porcentaje en volumen de los sólidos en el fluido.

$$\% \text{ en vol. agua, } V_W = \frac{100(\text{volumen de agua, } cm^3)}{\text{volumen de muestra, } cm^3}$$

$$\% \text{ en vol. aceite, } V_O = \frac{100(\text{volumen de aceite, } cm^3)}{\text{volumen de muestra, } cm^3}$$

### **Cálculos para el contenido de cal, la salinidad, el contenido de sólidos y la relación fluido/agua en los fluidos de base aceite o sintética**

Existen ecuaciones y procedimientos de prueba que permiten calcular el contenido de cal en el fluido, además del contenido de  $CaCl_2$  y/o NaCl en el fluido completo, el  $CaCl_2$  y/o NaCl en la fase de salmuera, los sólidos de baja densidad (NaCl y/o sólidos perforados) y también el contenido de los sólidos de alta densidad. Estas ecuaciones no requieren un factor de corrección para ajustar el contenido de calcio según se determina mediante la titulación.

Las cálculos siguientes y sus tablas de sales (ver capítulo 5) pueden variar en comparación con otros materiales de referencia. La información que aquí se presenta se basa en el trabajo realizado por la API. Los datos conocidos para estos cálculos incluyen:

$\rho_{HDS}$  = densidad del material densificante

$\rho_{LDS}$  = densidad de los sólidos perforados

$\rho_O$  = densidad del aceite

Los datos obtenidos de los procedimientos de prueba antes mencionados incluyen:

$P_{om}$  = alcalinidad del fluido completo,

( $cm^3$  de  $H_2SO_4$  0,1N/ $cm^3$  de fluido)

$Ca^{+2}_{om}$  = calcio en el lodo completo, mg/L

$Cl^{-}_{om}$  = cloruro en el fluido completo, mg/L

## Productos, aplicaciones y pruebas

---

$V_O$  = % en volumen de aceite, obtenido en la retorta

$V_W$  = % en volumen de agua, obtenido en la retorta

1. Contenido total decal

*Hidróxido de calcio*  $[Ca(OH)_2]$ , lb<sub>m</sub>/bbl = 1.295( $P_{om}$ )

*Cal viva*  $[CaO]$ , lb<sub>m</sub>/bbl = 0.98( $P_{om}$ )

2. Contenido total de  $CaCl_2$  y NaCl:

En base al análisis del  $Ca^{+2}_{om}$ , el ión cloruro asociado al  $CaCl_2$  es:

$$Cl^-_{CaCl_2} = 1.77 \left( Ca^{+2}_{om} \right) \quad (1-21)$$

donde:

$Cl^-_{CaCl_2} = mg \text{ Cl/L de fluido proveniente de } CaCl_2$

**Nota:** Si  $Cl^-_{CaCl_2} \geq Cl^-_{om}$ , entonces suponga que solamente hay  $CaCl_2$  presente en el fluido y no hay NaCl. Pase a la ecuación 1-27 y salte las ecuaciones 1-22 a la 1-26.

$$CaCl_{2_{om}} = 2.774(Ca^{+2}_{om}) \quad (1-22)$$

donde,

$CaCl_{2_{om}} = mg \text{ CaCl}_2/L \text{ de fluido}$

$$CaCl_{2_{sal}} = 9.71 \times 10^{-4} (Ca^{+2}_{om}) \quad (1-23)$$

donde,

$CaCl_{2_{sal}} = lb_m \text{ de cloruro de calcio por bbl de fluido}$

$$Cl_{NaCl}^- = Cl_{om}^- - Cl_{CaCl_2}^- \quad (1-24)$$

donde,

$Cl_{NaCl}^-$  = mg  $Cl^-$  /L de fluido proveniente del NaCl

$$NaCl_{om} = 1.65 (Cl_{NaCl}^-) \quad (1-25)$$

donde,

$NaCl_{om}$  = mg NaCl/L de fluido

$$NaCl_{sal} = 3.5 \times 10^{-4} (NaCl_{om}) \quad (1-26)$$

donde,

$NaCl_{sal}$  = lb<sub>m</sub> de cloruro de sodio por bbl de fluido

Omita las ecuaciones 1-27 y 1-28.

Si la Ecuación 1-22 indica que todo el ión cloruro proviene del  $CaCl_2$ , se utilizarán las ecuaciones siguientes:

$$CaCl_{2om} = 1.57 (Cl_{om}^-) \quad (1-27)$$

donde,

$CaCl_{2om}$  = mg de  $CaCl_2$ /L de fluido

$$CaCl_{2sal} = 3.5 \times 10^{-4} (CaCl_{2om}) \quad (1-28)$$

donde:

$CaCl_{2sal}$  = lb<sub>m</sub> de  $CaCl_2$  por bbl de fluido

### Cálculos para el contenido de sal en la fase acuosa

Unos cálculos precisos para el contenido de sal permiten evitar la sobresaturación de la salmuera con  $\text{CaCl}_2$ , lo cual podría causar problemas graves de humectación en agua en el sistema del fluido. El porcentaje de sólidos en volumen, obtenido en la retorta, se ajustará tomando en cuenta el volumen de sal calculado que es retenido en el ensamblaje de la retorta. Esta corrección se logra mediante cálculos sencillos.

Las ecuaciones siguientes permiten calcular la cantidad de  $\text{NaCl}$  y  $\text{CaCl}_2$  en la fase acuosa de los sistemas CARBO-DRILL<sup>SM</sup> y SYN-TEQ<sup>SM</sup>.

$$W_C = \frac{100 (\text{CaCl}_{2_{om}})}{\text{CaCl}_{2_{om}} + \text{NaCl}_{om} + 10.000 (V_W)} \quad (1-29)$$

donde,

$W_C$  = % en peso de  $\text{CaCl}_2$  en la salmuera

$V_W$  = % en volumen de agua, de la retorta.

$$\text{CaCl}_{2_{ppm}} = 10000 (W_C) \quad (1-29a)$$

$$W_N = \frac{100 (\text{NaCl}_{om})}{\text{CaCl}_{2_{om}} + \text{NaCl}_{om} + 10.000 (V_W)} \quad (1-30)$$

donde

$W_N$  = % en volumen de  $\text{NaCl}$  en la salmuera.

$$\text{NaCl}_{ppm} = 10.000 (W_N) \quad (1-30a)$$

Verifique la solubilidad mutua del  $\text{NaCl}$  y el  $\text{CaCl}_2$ , o utilice la [Figura 1-3](#).

$$W_{Nmax} = 26.432 - 1,0472 (W_C) \quad (1-30b)$$

$$+ 7,98191 (10^{-3}) (W_C) + 5,2238 (10^{-5}) (W_C)^3$$

donde,

$W_{N_{\max}}$  = % en peso máximo del NaCl en la salmuera de  $\text{CaCl}_2/\text{NaCl}$  a  $25^\circ \text{C}$  ( $77^\circ \text{F}$ )

### Solubilidad mutua

Utilice la [Figura 1-3](#) o la ecuación 1-30b para determinar el porcentaje en peso del cloruro de sodio,  $W_N$ , que es totalmente soluble en la solución de salmuera de  $\text{CaCl}_2/\text{NaCl}$  a  $25^\circ \text{C}$  ( $77^\circ \text{F}$ ).

Si el  $W_N$  calculado no es totalmente soluble, una porción del NaCl es un sólido en el fluido de base aceite.

Si  $W_N$  no es totalmente soluble, los resultados de las ecuaciones 1-30 y 1-31 no son correctos. Es necesario repetir los cálculos utilizando una fracción de  $W_N$ , como el  $\text{NaCl}_{\text{om}}$ , hasta que la relación  $W_{N_{\max}}/W_n$  sea mayor que 0,95. Los pasos siguientes permiten determinar las solubilidades de las sales de manera más exacta.

Calcule  $\text{NaCl}_{\text{relación}}$  para determinar la precisión de  $W_N$ :

$$\text{NaCl}_{\text{relación}} = \frac{W_{N_{\max}}}{W_N} \quad (1-30c)$$

donde,

$\text{NaCl}_{\text{relación}}$  = la relación del % en peso soluble máximo de NaCl al % en peso calculado de NaCl en la salmuera.

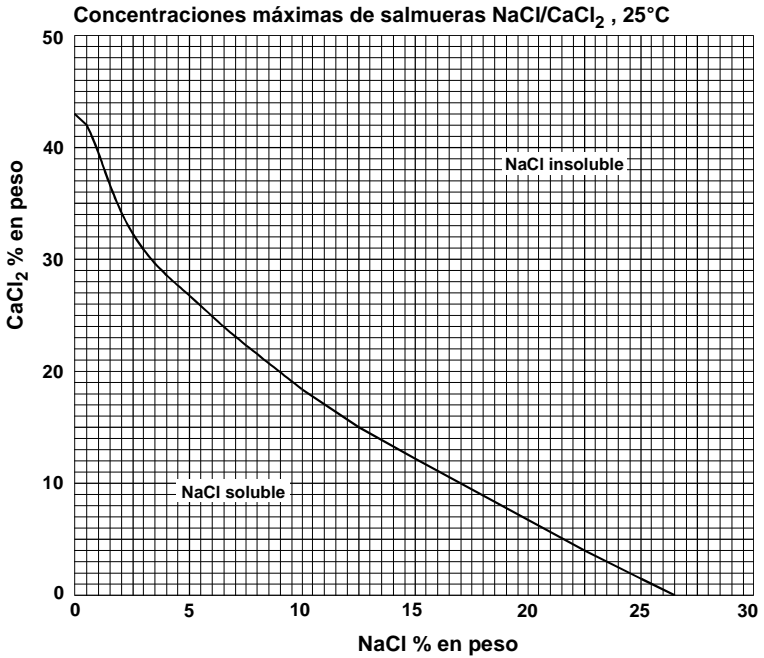
Si  $\text{NaCl}_{\text{relación}}$  es mayor que 0,95, continúe con la Ecuación 1-31. De otra manera, los valores para  $W_C$  (Ecuaciones 1-29 y 1-29a),  $W_N$  (Ecuaciones 1-30 y 1-30a) y  $W_{N_{\max}}$  (Ecuación 1-30b) deberán volver a calcularse utilizando el valor  $\text{NaCl}_{\text{om}}$  como nuevo valor, mediante la fórmula:

$$\text{NaCl}_{\text{om}_n} = \text{NaCl}_{\text{relación}} (\text{NaCl}_{\text{om}}) \quad (1-30d)$$

donde:

$\text{NaCl}_{\text{om}_n}$  = el nuevo  $\text{NaCl}_{\text{om}}$  a ser substituido en las ecuaciones 1-29 a la 1-30.

**Figura 1-3 Solubilidad mutua entre el NaCl y el CaCl<sub>2</sub> a 25°C**



$$W_{Nmax} = 26.432 - 1.0472(W_C) + 7.98191(10^{-3})(W_C)^2 + 5.2238(10^{-5})(W_C)^3$$

Después de substituir el nuevo  $NaCl_{om_n}$  en las Ecuaciones 1-29 a la 1-30, recalculé  $NaCl_{relación}$  (Ecuación 1-30c) con los nuevos valores. Si  $NaCl_{relación}$  es aún menor que 0,95, entonces los procedimientos anteriores deberán repetirse.

Utilice **solamente** la porción soluble de NaCl obtenida del gráfico o las iteraciones de ecuaciones, como el valor  $W_N$  en futuras ecuaciones. La sal remanente se calculará como un sólido en el análisis siguiente.

La densidad de una salmuera de sales mixtas se calcula de la manera siguiente:

$$\begin{aligned} \rho_B = & 0.99707 + 6.504 (10^{-3}) (W_N) + 7.923 (10^{-3}) (W_C) \\ & + 8.334 (10^{-5}) (W_N) (W_C) + 4.395 (10^{-5}) (W_N)^2 \end{aligned}$$

$$+ 4.964 (10^{-5}) (W_C)^2 \quad (1-31)$$

donde:

$\rho_B$  = densidad de la salmuera, g/cm<sup>3</sup>

**Nota:** *La densidad de las salmueras de sal única puede determinarse utilizando los valores o ecuaciones del Capítulo 5.*

### mg/L de sal

Las unidades de porcentaje en peso se basan en la densidad de la salmuera, así como también en el contenido de sal. La concentración de sal, en mg, es:

$$CaCl_2 \text{ mg/L} = 10000 (W_C) (\rho_B) \quad (1-32)$$

$$NaCl \text{ mg/L} = 10000 (W_N) (\rho_B) \quad (1-32)$$

### Cálculos para el contenido de sólidos

Como se mencionó anteriormente, el contenido de sólidos, medido a través del procedimiento de pruebas con retorta, deberá corregirse tomando en cuenta la sal de la salmuera que permanece en el ensamblaje de la retorta.

El porcentaje corregido de salmuera, en volumen, es:

$$V_B = \frac{100 (V_W)}{\rho_B [100 - (W_N + W_C)]} \quad (1-34)$$

donde,

$V_B$  = % de salmuera en volumen

El % corregido de sólidos, en volumen, es:

$$V_S = 100 - (V_O + V_B) \quad (1-35)$$

donde,

$V_S$  = % corregido en volumen, sólidos

$V_O$  = % en volumen de aceite, después de la retorta

Los sólidos en los sistemas CARBO-DRILL<sup>SM</sup>/SYN-TEQ<sup>SM</sup> consisten en sólidos de baja densidad, generalmente sólidos



## Productos, aplicaciones y pruebas

---

de la perforación, y también sólidos de alta densidad, generalmente MIL-BAR® o DENSIMIX®.

La densidad promedio de todos los sólidos suspendidos es:

$$\rho_S = \frac{[100 (MW)] - [(V_O) (\rho_O)] - [(V_B) (\rho_B) (8,345)]}{8,345 (V_S)} \quad (1-36)$$

donde:

$\rho_S$  = densidad promedio de los sólidos, g/cm<sup>3</sup>

$\rho_O$  = densidad del aceite, lb<sub>m</sub>/gal

MW = densidad del fluido de perforación, lb<sub>m</sub>/gal

La densidad promedio de los sólidos suspendidos se puede dividir entre el volumen y el peso de los sólidos de baja y alta densidad.

El % en volumen de los sólidos de alta densidad es:

$$V_{HDS} = \frac{\rho_S - \rho_{LDS}}{\rho_{HDS} - \rho_{LDS}} \times V_S \quad (1-37)$$

donde:

$V_{HDS}$  = % en volumen de los sólidos de alta densidad

$\rho_{HDS}$  = densidad de los sólidos de alta densidad, g/cm<sup>3</sup>

$\rho_{LDS}$  = densidad de los sólidos de baja densidad, g/cm<sup>3</sup>

La concentración de los sólidos de alta densidad es:

$$M_{HDDS} = 3.5 (\rho_{HDS}) (V_{HDS}) \quad (1-38)$$

donde:

$M_{HDS}$  = sólidos de alta densidad (lb<sub>m</sub>/bbl).

El volumen de los sólidos de baja densidad es:

$$V_{LDS} = V_S - V_{HDS} \quad (1-39)$$

donde,

$V_{LDS}$  = % en volumen de sólidos de baja densidad.

La concentración de los sólidos de baja densidad es:

$$M_{LDS} = 3.5 (\rho_{LDS}) (V_{LDS}) \quad (1-40)$$

donde:

$M_{LDS}$  = sólidos de baja densidad (lb<sub>m</sub>/bbl).

### Cálculos de la relación fluido/agua

La relación fluido/agua relaciona el fluido de base sintética o aceite y las fracciones de agua dulce como un porcentaje de la fracción líquida de la retorta. La relación fluido/salmuera (agua corregida en base al contenido de sal) relaciona la fracción líquida del fluido como la proporción entre el fluido de base sintética o aceite y las fracciones de salmuera. La relación fluido/salmuera es la más significativa, pues relaciona más estrechamente las fracciones líquidas del fluido de perforación. La relación aceite/salmuera es importante para la ingeniería de la mayoría de los sistemas CARBO-DRILL<sup>SM</sup>, pues puede tener un efecto de suma importancia en la viscosidad y/o pérdida de filtrado.

La relación *aceite/agua* es:

$$W_R = \frac{100(V_W)}{V_O + V_W} \quad (1-41)$$

donde,

$W_R$  = % de agua en la relación.

El % de aceite en la relación ( $O_R$ ) es:

$$O_R = 100 - W_R \quad (1-41a)$$

La relación más precisa y útil es la relación *aceite/salmuera*, la cual se calcula como sigue:

$$B_R = \frac{100(V_B)}{V_O + V_B} \quad (1-42)$$

donde,

$B_R$  = % de salmuera en la relación

El porcentaje de aceite en la relación ( $O_R$ ) es

$$O_R = 100 - B_R \quad (1-42a)$$

### Nomenclatura

$\rho_B$  = densidad de la salmuera

$\rho_{HDS}$  = densidad de los sólidos de alta densidad (material densificante)

$\rho_{LDS}$  = densidad de los sólidos de baja densidad

$\rho_O$  = densidad del aceite

$\rho_S$  = densidad promedio de los sólidos

$B_R$  = % de salmuera en la relación.

$Ca^{++}$  = ión calcio

$Ca^{+2}_{om}$  = calcio en el fluido completo

$CaCl_{2_{add}}$  = adiciones de  $CaCl_2$  al volumen del sistema

$CaCl_{2_{mg/L}}$  = mg/L de  $CaCl_2$  en la fase interna  
(dependiente de la densidad de la salmuera)

$CaCl_{2_{om}}$  = mg  $CaCl_2$ /L de fluido

$CaCl_{2_{ppm}}$  = ppm de  $CaCl_2$  en la fase interna

$CaCl_{2_{sal_l}}$  = lb<sub>m</sub>/bbl  $CaCl_2$ /bbl de fluido

$Cl^-$  = ión cloruro

$Cl^-_{CaCl_2}$  = contenido de cloruro a partir de la salmuera de  $CaCl_2$

$Cl^-_{NaCl}$  = contenido de cloruro a partir de la salmuera NaCl

$Cl^-_{om}$  = cloruro en el lodo completo

EDTA = ácido etilendiaminotetraacético dihidratado

ES = estabilidad eléctrica

## Productos, aplicaciones y pruebas

---

$F_B$  = volumen de salmuera

$F_O$  = volumen de aceite

$F_W$  = volumen de agua

HT/HP = alta temperatura/alta presión

IPA = isopropanol

$M_{HDS}$  = concentración de sólidos de alta densidad

$M_{LDS}$  = concentración de sólidos de baja densidad

$M_W$  = densidad del fluido de perforación

$Na^+$  = ión sodio

$NaCl_{om}$  = mg NaCl/L de fluido

$NaCl_{om_n}$  = mg/L ajustados de NaCl en la fase interna cuando la relación  $W_{Nmax}/W_N$  es menor que 0,95

$NaCl_{mg/L}$  = mg/L de NaCl en la fase interna (dependiente de la densidad de la salmuera)

$NaCl_{ppm}$  = ppm de NaCl en la fase interna

$NaCl_{relacion}$  = relación del % máximo de NaCl al % en peso de NaCl

$NaCl_{sal}$  =  $lb_m/bbl$  NaCl/bbl de fluido

$O_R$  = porcentaje de aceite en la relación

$P_{om}$  = alcalinidad del fluido completo

$R_B$  = relación requerida de salmuera

$R_O$  = relación requerida de aceite

$V_B$  = % en volumen de salmuera

$V_{EDTA}$  = volumen de EDTA/cm<sup>3</sup> de fluido

$V_{HDS}$  = % en volumen de sólidos de alta densidad

$V_{LDS}$  = % en volumen de sólidos de baja densidad

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

$V_S$  = v% en volumen de sólidos corregidos

$V_{SN}$  = volumen de nitrato de plata

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

$Vol_{sys} =$  volumen del sistema

$W_C =$  % en peso de  $CaCl_2$  en la salmuera

$W_N =$  % en peso de NaCl en la salmuera

$W_{Nmax} =$  % en peso máx. de NaCl en la salmuera de  $CaCl_2/NaCl @ 25^\circ C$

$W_R =$  % de agua en la relación

### Determinación de la Estabilidad Eléctrica (EE)

#### Equipo

Medidor de Estabilidad Eléctrica

#### Procedimiento - Prueba de los equipos

1. Realice una prueba de rampa de voltaje con la sonda de electrodo desconectada, siguiendo las instrucciones del manual de operaciones del medidor de EE. Si dicho medidor está funcionando apropiadamente, la lectura de la EE deberá llegar al voltaje máximo permitido por el instrumento.
2. Con la sonda de electrodo conectada al medidor de EE, repita la prueba de rampa de voltaje, esta vez en el aire. La lectura de la EE deberá llegar al voltaje máximo permitido. Si esto no sucede, vuelva a limpiar la sonda o cámbiela.
3. Repita la prueba de la rampa de voltaje con la sonda de electrodo en agua corriente. La lectura de la EE no debería exceder los 3 voltios. Si se llega a un valor superior, vuelva a limpiar la sonda o cámbiela.
4. Verifique la precisión del medidor de EE, utilizando resistores estándar y/o diodos Zener. Las lecturas deberían encontrarse dentro de  $\pm 2,5\%$  de los valores esperados. Si alguna de las lecturas de la EE no se encuentra dentro de dicho intervalo, será necesario enviar el instrumento a su proveedor, para ajuste o reparación.

### Procedimiento - Mediciones

1. Tamice la muestra a través del tamiz de malla 12 (embudo Marsh) y colóquela en la taza de calentamiento del viscosímetro. Caliente la muestra hasta  $120 \pm 5^{\circ} \text{F}$  ( $50 \pm 2^{\circ} \text{C}$ )
2. La sonda de electrodo se puede limpiar utilizando el aceite base del sistema del fluido. Después de lavar la sonda, séquela muy bien.
3. Agite manualmente la muestra a  $120^{\circ} \text{F}$  ( $50^{\circ} \text{C}$ ), utilizando para ello la sonda de electrodo, durante unos 10 segundos, para asegurar que la composición y la temperatura del fluido sean uniformes. Coloque la sonda de electrodo de manera tal que no toque el fondo o los lados del recipiente, y asegúrese de que las superficies del electrodo estén completamente cubiertas por la muestra.
4. Inicie la rampa de voltaje. Siga el procedimiento descrito en el manual de operación del medidor EE. No mueva la sonda de electrodo durante la rampa.
5. Al finalizar la prueba, tome nota del valor de EE que se indica en el dispositivo de lectura.
6. Repita la prueba. Los dos valores de la EE no deberían diferir en más de 5%. Si la diferencia es mayor que ese porcentaje, revise el medidor o la sonda de electrodo para determinar que estén funcionando bien.
7. En el informe de fluidos, registre el promedio de las dos mediciones de la EE.

### Determinación de la Humedad Relativa (actividad)

#### Aparato

El higrómetro es un amperímetro de precisión equipado con una sonda sensible a la humedad.

**Nota:** *La sonda no deberá entrar en contacto directo con ningún líquido. Además, evite tocarla con los dedos.*

Puede utilizar un cepillo limpio y suave para sacar el polvo. Manipule la sonda con cuidado, tomándola solamente por su tapón de goma.

## Procedimiento

### *Higrómetro - modelo digital*

1. Prepare soluciones saturadas de las sales siguientes:

Sal	$a_w$	Sal / 100 cm <sup>3</sup> H <sub>2</sub> O
Cloruro de calcio	0,295	100 g
Nitrato de calcio	0,505	200 g
Cloruro de sodio	0,753	200 g
Nitrato de potasio	0,938	200 g

**Tabla 1-3** Preparación y actividad de las soluciones salinas saturadas

2. Las soluciones se preparan agregando la cantidad indicada de sal a 100 cm<sup>3</sup> de agua destilada o desionizada, agitando a una elevada temperatura (entre 150 ° y 200 ° F (66 ° y 93 ° C)) durante media hora, y después se enfría hasta una temperatura entre 75 ° y 80 ° F (24 ° y 27 ° C). La sal sólida deberá ser visible en el fondo, después de que se alcance el equilibrio.

Si los cristales no son visibles, será necesario agregar algunos cristales o granos adicionales de la misma sal, para inducir la precipitación. Con frecuencia, esto es necesario cuando se trabaja con cloruro de calcio (se recomiendan las sales que tienen una pureza de grado reactivo. Sin embargo, si es necesario, se puede utilizar NaCl o CaCl<sub>2</sub> de grado para uso en el campo).

3. Utilice un vaso pequeño y de boca ancha, de unos 150 cm<sup>3</sup>. Este recipiente deberá tener una tapa flexible de elastómero la cual, al ser perforada, formará un sello hermético alrededor del eje de la sonda. El Fleaker de Dow Corning es un ejemplo de este tipo de recipientes.
4. Utilice una cubierta aislante de espuma sintética para el vaso de boca ancha. Esta cubierta debería quedar bien ajustada y aislar los lados y el fondo del vaso frente a las fluctuaciones de temperatura.

### *Calibración del higrómetro*

1. Prepare los patrones de humedad relativa conocida. En cada recipiente de muestra, un volumen total de 40 cm<sup>3</sup> es suficiente. Estas soluciones deberán mantenerse bien tapadas para evitar derrames, evaporación o contaminación.
2. Seque la sonda con cloruro de calcio anhidro en un recipiente de muestra (se puede emplear gel de sílice o “drierita” de sulfato de calcio). Coloque la sonda con su tapa en el espacio de aire por encima de la sal. Espere 10 a 15 minutos. Si la sonda está seca, la lectura indicará  $\leq 24\%$  de HR.

**Nota:** *Mantenga una distancia de ½ pulgadas (12 mm) entre la sonda y el desecante, y también mantenga la misma distancia para las soluciones salinas y las muestras de fluido. Nunca ponga la sonda directamente en contacto con las muestras o soluciones.*

3. Transfiera la sonda y la tapa del recipiente a la primera solución patrón (la de menor  $a_w$ ) y espere 30 minutos para que se logre el equilibrio. Espere el mismo tiempo para que cada patrón alcance el equilibrio. Registre la temperatura y el % de HR.
4. Saque la sonda de la primera solución y colóquela en el recipiente que contiene la segunda solución conocida. Mida la humedad de cada solución, desde el valor  $a_w$  más bajo hasta el más alto. Deberá utilizar un mínimo de 2 soluciones (una de baja humedad y la otra de alta). Se recomienda emplear cloruro de sodio y de calcio.
5. Una vez que se obtengan todos los datos, grafique el % de HR en función de  $a_w$ , en papel de gráficos. Este gráfico de calibración se emplea para determinar la actividad del fluido de base aceite.

**Nota:** *La temperatura de los patrones y de las muestras de fluido deberá mantenerse en 75° a 77° F (24° a 25° C), porque los valores de  $a_w$  que aparecen en la literatura se encuentran dentro de ese intervalo.*



### *Medición de la Actividad del Fluido ( $a_{wm}$ )*

1. Seque la sonda con desecante, como se describió anteriormente y durante 10 a 15 minutos.
2. En el recipiente de muestra, coloque una muestra de fluido a temperatura ambiente ( $40\text{ cm}^3$ ). Introduzca la sonda en el espacio de aire,  $\frac{1}{2}$  de pulgada (12 mm) por encima de la superficie del fluido. Ponga en funcionamiento el higrómetro, espere 30 minutos (el mismo tiempo que esperó para los patrones de calibración) y lea y registre el % de HR y la temperatura. Lea el valor  $a_{wm}$  en el gráfico de calibración.

**Nota:** *Analice el fluido para asegurarse de que no se haya producido separación. La separación de una capa de aceite conducirá a resultados erróneos. Asegúrese de que el recipiente de muestra y la tapa estén limpios y libres de sal antes de someter cada muestra a prueba.*

3. Para medir el valor  $a_{ws}$  para la lutita, obtenga en la zaranda una muestra de los recortes (ripios) de unos 100 g., y lave con diesel o fluido sintético para sacar el fluido de perforación que haya quedado adherido. Con mucho cuidado, seque con papel cualquier rastro de fluido de limpieza o fluido de emulsión inversa que haya quedado en los recortes. Utilizando el higrómetro, realice la prueba como se indicó para las pruebas con fluidos.

**Nota:** *No es de esperarse que los recortes de salmuera o agua dulce arrojen datos de  $a_{ws}$  útiles. El valor  $a_{ws}$  de la lutita deberá medirse con recortes que no hayan sido mojados en agua con los fluidos de perforación. Para medir el  $a_{ws}$  en una lutita perforada con un fluido de base agua o salmuera, se cortará un núcleo y se seleccionarán partes internas de la lutita, para la medición.*

### *Higrómetro - modelo analógico*

1. Conecte la sonda al tomacorriente del instrumento. No remueva el protector que se encuentra alrededor de la sonda, hasta que todo esté listo para la prueba del % de HR.

2. Conecte el enchufe (que está a su vez conectado a tierra) a la corriente alterna de 115 voltios.
3. Gire la perilla de control hasta la posición CHECK y observe la aguja del indicador, prestando atención a la alineación en dicha posición, como se indica en el medidor. Si la aguja del indicador no está alineada con la marca roja, ajuste la aguja utilizando la perilla más pequeña.
4. Se deberá contar con fluidos de calibración, según se indica en las instrucciones para los modelos digitales, para la elaboración de una curva de calibración. Después de medir las soluciones saturadas, vierta unos 75 a 100 mL en cada matraz Erlenmeyer y tape hasta que dichas soluciones estén listas para su uso.
5. Después de esperar hasta que las muestras alcancen la temperatura ambiente, introduzca cuidadosamente la sonda en el matraz que contiene la solución de  $\text{CaCl}_2$  saturada. Coloque el tapón firmemente. Los matraces se colocarán en posición vertical en los espacios externos de la caja, de manera tal que sus contenidos no puedan tener contacto con la sonda.
6. Vuelva a revisar la posición de CHECK que se indicó antes. Después, mueva la perilla de control hasta READ. Espere 20 a 30 minutos para que la lectura se estabilice. Anote esta lectura del medidor y grafique la lectura frente a 0,32, en un papel para gráficos estándar. *No cambie* el valor de ajuste del medidor que está en el punto de equilibrio CHECK. Una vez terminada la calibración, se leerán en el gráfico los valores  $a_w$  corregidos.
7. Después de obtener una lectura con la solución saturada de  $\text{CaCl}_2$ , coloque la sonda en el matraz que contiene la solución saturada de cloruro de sodio. Vuelva a verificar el punto de ajuste en CHECK y ahora lleve la perilla de control a READ y espere hasta que el medidor se estabilice. Grafique la lectura del medidor frente a 0,75 en el papel de gráficos.
8. Después de graficar los dos puntos  $a_w$  conocidos, conecte los puntos en el papel de gráficos y anote la temperatura de la solución de prueba, en el gráfico.

- Para medir el  $a_{wm}$  del fluido, ajuste el instrumento en la marca de CHECK, cambie a READ y permita que el medidor se estabilice. Tome la lectura del medidor y lea hasta la línea de calibración y después hacia  $a_{wm}$ .

**Nota:** *Si la temperatura de la muestra de fluido varía en relación a la temperatura del fluido de calibración, realice la corrección pertinente según se indica en la cara del instrumento. Esta lectura corregida se registra como  $a_{ws}$  de manera decimal, es decir,  $a_{ws} = 0,6$ .*

- Mida  $a_{ws}$  para la lutita, como se indicó en [Fluidos de base aceite y sintética](#).

### Curva de calibración para el higrómetro

Ver [Figura 1-4](#)

*Ejemplo*

Lecturas de la solución de prueba	CaCl <sub>2</sub> – 0,410 a <sub>w</sub> NaCl – 0,840 a <sub>w</sub>
Temperatura de la solución de prueba	86°F
Temperatura de la muestra	86°F
Lectura de la muestra (leer del higrómetro)	0,765 a <sub>w</sub>
Lectura corregida de la muestra	0,667 a <sub>w</sub>

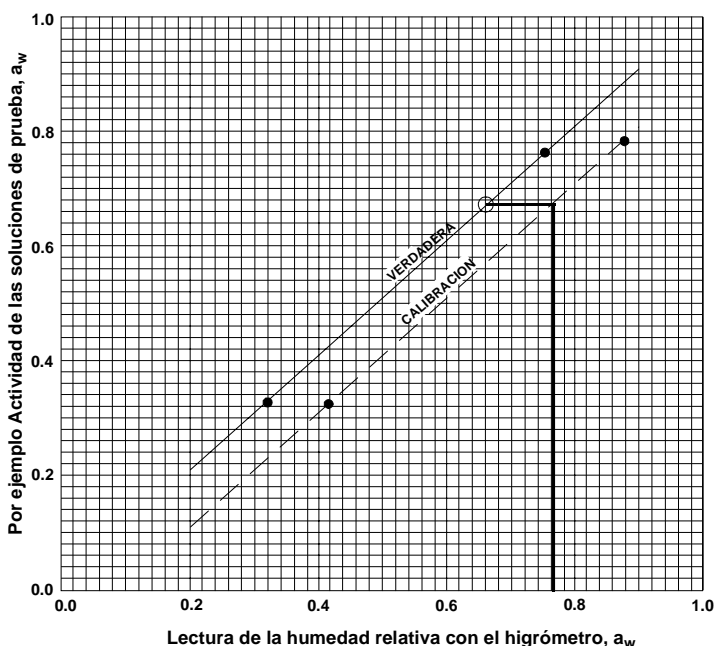
### Procedimiento para verificar el punto de anilina

#### Aparato

- Tubo de ensayo: 25 a 200 mm, con graduaciones de 20 mL
- Tapón de corcho: con orificios para el termómetro y el alambre rígido, como se describe en #3 y #4.
- Termómetro: 0 a 200° F (-18 a 93° C)
- Un pedazo de alambre rígido con un extremo doblado en forma de lazo de manera tal que pueda deslizarse sin problemas por el termómetro. El otro extremo deberá sobresalir a través del segundo orificio del corcho.
- Anilina químicamente pura

6. Sulfato de sodio anhidro
7. Mechero Bunsen u otra fuente de calor

Figura 1-4 Curva de calibración del higrómetro



Por ejemplo:

Las lecturas  $a_w$  verdaderas Por ejemplo  $\text{CaCl}_2$  (0.320) y  $\text{NaCl}$  (0.750)

Lecturas  $a_w$  verdaderas se indican: \_\_\_\_\_

Las lecturas  $a_w$  verdaderas se grafican con soluciones de prueba a temp. ambiente

Las lecturas  $a_w$  corregidas se indican: \_\_\_\_\_

La muestra (fluidos o rípidos) se grafica utilizando la lectura del medidor para leer hasta la línea de calibración y de allí a la curva corregida.

Lectura de la muestra se indica: \_\_\_\_\_○

### Procedimiento

**Nota:** *Se recomienda realizar esta prueba en el laboratorio, pues se requiere que la anilina sea químicamente pura, y ésta es muy venenosa.*

**PRECAUCION:** *El aparato a utilizar deberá estar seco. Si el aceite contiene agua, agregue 5 a 10 granos de sulfato de sodio anhidro al tubo de ensayo, agregue 20 a 30 mL de aceite de mezcla, coloque el tapón y agite vigorosamente. Deje reposar hasta que las capas superiores se aclaren (generalmente unos 15 minutos), saque 10 mL del aceite para la prueba del punto de anilina. Vierta ahora, en el tubo de ensayo, 10 mL de anilina químicamente pura. Coloque el tubo de ensayo sumergido hasta la mitad en un recipiente con agua caliente. Deslice el lazo de alambre hacia arriba y hacia abajo en la mezcla, para que el aceite y la anilina se vayan mezclando de manera continua.*

A medida que la mezcla se va calentando, se hará homogénea. Saque el tubo de ensayo del baño de agua y, mientras sigue moviendo el alambre, anote la temperatura a la cual la mezcla apenas comienza a enturbiarse. Este es el punto de anilina del aceite. El cálculo de dicho punto con valores conocidos para el índice diesel y la gravedad API es el siguiente:

$$\text{Punto de anilina} = \frac{\text{Índice Diesel} \times 100}{\text{gravedad API}} \quad (1-43)$$

donde,

*Índice diesel* = medida de la calidad de ignición. Este número lo suministra la refinería.

## Pruebas piloto en el campo

Las pruebas que se realizan para conocer la respuesta de un cierto fluido de perforación ante aditivos específicos es lo que se conoce como pruebas piloto. Los complejos sistemas de fluidos de perforación que se utilizan hoy en día requieren un enfoque sistemático para la resolución de los problemas. La práctica de realizar pruebas piloto en el pozo ya no resulta económica.

Las pruebas piloto no están necesariamente limitadas al tratamiento de los fluidos problemáticos. Con frecuencia es importante predecir la eficacia de un aditivo, o de varios aditivos, en cuanto a la alteración de las características de un fluido para poder cumplir con los requerimientos de fondo a medida que avanza la perforación.

Reconociendo que este método de prueba puede ser empleado como una herramienta vital para la corrección de los problemas con los fluidos de perforación o para modificar las características de dichos fluidos, hemos incluido una breve explicación de las pautas que permiten lograr resultados más uniformes y útiles.

### Aparatos

Un kit bien provisto para pruebas piloto debería contener lo siguiente:

1. Balanza con pesos (10 mg a 50 g)
2. Mezcladora con su taza (115 VAC-12 VDC)
3. Convertidor (115 VAC-12 VDC)
4. Cilindro graduado (10 mL)
5. Pipetas serológicas (15 y 10 mL)
6. Espátula (4")
7. Termómetro (0 a 220° F, cuadrante metálico)
8. Jeringa (5 cm<sup>3</sup>)
9. Una variedad apropiada de químicos secos (cuando sea posible, los químicos de uso en el sitio del pozo)
10. Hornos de rodillo en los pozos de alta temperatura
11. Se requerirán unidades de filtración para alta temperatura/alta presión (HT/HP), en los pozos que tengan elevadas temperaturas de pozo y en todos los trabajos donde se utilicen fluidos de base aceite.

La [Tabla 1-4](#) contiene información para utilizar cucharas pequeñas de medición en lugar de la balanza. El procedimiento es el siguiente:

**Sólidos** - Llene la cuchara hasta que se rebose, dele unos golpecitos suaves y nivele utilizando una regla. Utilice la regla para apretar el contenido de la cuchara.

**Líquidos** - Un volumen de  $1 \text{ cm}^3$  es equivalente a 1 g. Utilice una jeringa de plástico graduada para medir el líquido. Para mayor precisión, se medirá el peso real del material líquido en la jeringa. Para ello, se requerirá un instrumento con capacidad para medir con una precisión de 0,1 g. La jeringa se pesa vacía y luego con la cantidad de líquido a ser agregada. El peso del líquido en sí es igual a la diferencia entre los dos pesos anteriores.

El equipo de pruebas, suministrado por el representante técnico en la localización, deberá ser apropiado para determinar los resultados de la prueba piloto. Muchos de los elementos que arriba se indicaron pueden ser adquiridos en cualquier tienda o farmacia cercana.

Es posible que se presenten situaciones especiales donde se requieren equipos más sofisticados u otros químicos. En esos casos, es necesario tomar las medidas necesarias, lo antes posible, para poder obtener dichos equipos.

Consulte la [Tabla 1-5](#), [Tabla 1-6](#) y la [Tabla 1-7](#) en relación a otros detalles relacionados con las pruebas piloto.

### Selección de la muestra

La muestra a ser evaluada deberá tomarse de la fosa de succión, mientras no se estén haciendo adiciones de químicos. Una verificación rutinaria del fluido permitirá confirmar si esta muestra es representativa del problema o si presenta propiedades similares a las obtenidas en análisis anteriores. Una muestra de un galón suele ser suficiente para una evaluación completa. Se requerirán generalmente varias pruebas para determinar el tratamiento más económico y efectivo. Es importante utilizar el *mismo fluido* cuando se trabaja con varias muestras y se comparan los resultados de diferentes adiciones.

$350 \text{ cm}^3$  es un volumen apropiado para cada evaluación de la “respuesta frente a un aditivo”, porque  $1 \text{ g}/350 \text{ cm}^3$  es equivalente a  $1 \text{ lb}_m/\text{bbl}$  ( $1 \text{ bbl} = 42 \text{ galones}$ ). Este es, generalmente, un volumen suficiente para realizar las mediciones necesarias después de la preparación de la muestra. Antes de sacar cada porción de  $350 \text{ cm}^3$  de la muestra total, asegúrese de que la muestra se haya mezclado

## **Productos, aplicaciones y pruebas**

---

muy bien. Con frecuencia, la separación de los componentes de una muestra de fluido, entre las pruebas, ocasiona resultados erróneos en las pruebas piloto.



## Productos, aplicaciones y pruebas

**Tabla 1-4 Pruebas piloto con cucharas de medición**

Producto	1/4 tsp*	1/2 tsp*	1 tsp*	1 Tsp*
Bicarbonato	1.00	1.8	3.9	12.3
Cloruro de calcio (97%)	0.90	2.1	3.8	11.5
CARBO-GEL®	0.75	1.63	2.9	8.4
CARBO-VIS™	0.70	1.4	2.8	7.8
CHEMTROL® X	0.90	1.9	4.0	11.8
DESCO®	0.75	1.5	3.0	9.6
DESCO CF	0.90	1.9	4.0	10.1
DRISCOSE®	0.50	1.1	2.3	6.6
DRISPAC®	0.60	1.2	2.4	7.6
FILTREX®	0.60	1.4	2.8	8.5
Yeso	1.30	2.3	4.9	12.8
KEM-SEAL™	0.90	1.8	3.8	10.9
LIGCO®	1.30	2.2	4.3	12.5
LIGCON®	1.10	2.0	4.0	11.6
Cal	0.60	1.3	2.4	7.7
MIL-BAR®	2.20	4.4	8.4	25.0
MIL DENSE	3.40	6.0	12.0	34.3
MILGEL®	0.90	1.9	3.6	11.1
MILSTARCH®	0.60	1.0	2.0	5.8
MIL-TEMP®	0.90	1.5	2.8	8.1
NEW-DRILL® HP	1.30	2.8	5.6	16.2
NEW-TROL™	0.60	1.5	2.8	9.1
OILFOS®	1.40	2.7	5.5	17.1
PERMA-LOSE® HT	0.50	1.2	2.4	6.8
Cloruro de potasio	1.90	3.1	6.1	19.1
PROTECTOMAGIC® M	0.70	1.2	2.4	6.8
PYRO-TROL®	1.10	1.9	3.7	11.2
Sal	1.60	3.1	6.3	18.2
SALT WATER GEL®	0.70	1.5	3.0	8.8
SAPP	1.40	3.0	5.6	17.0
Carbonato de sodio anhidro	1.60	3.0	6.0	17.8
SOLTEX®	0.50	1.0	2.0	6.0
UNI-CAL®	0.70	1.4	2.7	8.2
UNI-CAL CF	0.50	1.1	2.1	6.2
XANPLEX® D	1.00	1.9	3.6	10.7

## Productos, aplicaciones y pruebas

---

\*Gramos aproximados de material

tsp= cucharadita

Tbsp= cucharada grande

**Nota:** *DESCO, DRISPAC, DRISCOSE y SOLTEX son marcas registradas de Drilling Specialties Co.*

**Tabla 1-5 Volúmenes líquidos en pruebas piloto**

$1 \text{ gal} = 8,33 \text{ lb}_m$
$1 \text{ lb}_m \approx 1 \text{ g}$
$1 \text{ g} = 1 \text{ cm}^3$
$8,33 \text{ cm}^3 = 8,33 \text{ g} \approx 1 \text{ gal}$

**Tabla 1-6 Factores de conversión en pruebas piloto ( $1 \text{ g}/350\text{cm}^3 = 1 \text{ lb}_m/\text{bbl}$ )**

$\text{lb}_m/\text{bbl}$	$\text{g en } 100 \text{ cm}^3$	$\text{g en } 500 \text{ cm}^3$
1.0	0.286	1.428
2.0	0.571	2.857
3.0	0.857	4.286
3.5	1.000	5.000
4.0	1.143	5.714
5.0	1.428	7.140
6.0	1.714	8.571
7.0	2.000	10.000
8.0	2.286	11.428
9.0	2.571	12.856
10.0	2.857	14.286

Tabla 1-7 Soluciones de tratamiento en pruebas piloto

1 cm<sup>3</sup> de solución al 10% en 175 cm<sup>3</sup> de fluido= 0,2 lb<sub>m</sub>/bbl

1 cm<sup>3</sup> de solución al 10% en 350 cm<sup>3</sup> de fluido= 0,1 lb<sub>m</sub>/bbl

1 cm<sup>3</sup> de solución al 5% en 175 cm<sup>3</sup> de fluido= 0,1 lb<sub>m</sub>/bbl

1 cm<sup>3</sup> de solución al 5% en 350 cm<sup>3</sup> de fluido= 0,05 lb<sub>m</sub>/bbl

### Procedimiento

Después de seleccionar la muestra y realizar la verificación de rutina, puede iniciar la prueba piloto.

Es necesario seguir estrictamente ciertos pasos para obtener resultados que revelen los cambios producidos por *una* variable. Los pasos más importantes son:

1. **Tiempo y corte**- El dispositivo de mezcla (especialmente en el caso de las mezcladoras de velocidad variable) se operará a la misma velocidad para todas las muestras. Además, el tiempo de mezcla deberá ser el mismo en todas las pruebas. El fluido base o “blanco” deberá someterse al mismo corte y tiempo de mezcla antes de las pruebas. Esto eliminará cualquier confusión en relación a si los resultados se deben al corte o al tratamiento.

En algunos casos, puede ser necesario evaluar una combinación de productos. Cuando esto sucede, siempre utilice otra muestra del fluido base. Las adiciones secuenciales de productos a la misma muestra pueden conducir a resultados erróneos, debido al tiempo de mezclado prolongado y al agotamiento del volumen.

2. **Aditivos** - Todos los aditivos (químicos, sólidos o líquidos) deberán pesarse cuidadosamente (en el caso de sólidos) o medirse (líquidos), antes de incorporarlos a las muestras de fluido respectivas. Numere las muestras y registre la cantidad de adiciones en cada una. Estas adiciones deberán realizarse mientras se agita el fluido. De esta manera, se logrará una mayor homogeneidad de las muestras de prueba.

Si las pruebas requieren el uso de polímeros, adelgazadores o agentes para el control de la filtración, recuerde evaluar solamente aquéllos que tienen la necesaria estabilidad térmica como para cumplir su función a las condiciones estimadas de la temperatura de fondo. Cuando sea posible, utilice en las pruebas piloto los *aditivos que se encuentren almacenados en la localización*.

3. **Dilución de la muestra** - Si se requiere la dilución con agua o aceite (si es un fluido de base aceite) en un fluido densificado, antes de la prueba se llevará la muestra nuevamente a su densidad original. Esto reflejará de manera más precisa los verdaderos efectos de la dilución (8,3 cm<sup>3</sup> es el equivalente de 1 gal de dilución por bbl de fluido).
4. **Pruebas** - Mida las propiedades de la muestra de prueba lo antes posible después de agitar. Una demora entre el mezclado y las pruebas podría afectar las propiedades reológicas y de filtración del fluido. Si no se puede evitar esa demora, procure que el lapso de tiempo sea igual para cada muestra.

La temperatura de prueba también puede afectar algunas propiedades y, por lo tanto, se deberá mantener constante, en cuanto sea posible, para todas las muestras. Se utilizarán tazas térmicas cuando se estén estudiando las propiedades reológicas.

Es posible obtener resultados más precisos si las muestras se llevan a un horno a 150<sup>o</sup> F durante unas tres horas, antes de las pruebas, si el tiempo lo permite y hay un horno de rodillos disponible.

### Aplicación

El tratamiento del sistema circulante, según lo que se determina en base a las pruebas piloto, deberá realizarse en incrementos, especialmente si el tratamiento es químico. La solubilidad y eficacia de la mayoría de los aditivos para fluidos de perforación aumenta con el tiempo y la temperatura.

Un enfoque práctico consiste en tratar el sistema con 50% a 75%, aproximadamente, de la cantidad de aditivo, o aditivos,

que se determinó en base a la prueba piloto. Este tratamiento deberá terminarse en una circulación completa, y se monitorearán las respuestas del sistema al tratamiento. En este momento, la tendencia que se observe en los cambios de las propiedades del fluido corroborará o negará los resultados de la prueba piloto y nos ayudará a decidir si continuamos con el tratamiento o consideramos otro enfoque posible para resolver el problema.

### **Fluidos de empaque**

Los requerimientos de prueba típicos para un fluido de empaque generalmente incluyen el envejecimiento en caliente a largo plazo. Generalmente, los Representantes de Servicios Técnicos no tienen a su disposición los equipos de laboratorio y el tiempo necesarios para estas evaluaciones.

La realización de estas pruebas se le deberá solicitar al Laboratorio de Servicios de Campo para Investigación e Ingeniería, de Baker Hughes INTEQ. La solicitud deberá incluir cualquier información específica que se relacione con las pruebas. Recuerde que, para realizar el análisis de manera adecuada, se requerirá contar con tiempo suficiente.



# Sistemas de fluidos de base agua

## Sistemas de perforación INTEQ

### Fluidos NEW-DRILL

Un fluido NEW-DRILL<sup>®</sup> está compuesto por un polímero de poliácridamida parcialmente hidrolizada (PHPA) de alto peso molecular. Este polímero se encuentra en NEW-DRILL, NEW-DRILL HP y NEW-DRILL PLUS. La PHPA actúa como un coloide protector y funciona como estabilizador del pozo, los recortes (o ripios) y las lutitas. Al adherirse a ciertos sitios en las lutitas reactivas, NEW-DRILL *inhibe* la dispersión de los sólidos de la formación hacia el sistema de fluidos. Los fluidos NEW-DRILL se basan en la tecnología de fluidos no dispersos y con bajo contenido de sólidos (LSND).

### Procedimientos operativos

El desarrollo de los sistemas NEW-DRILL se ha basado en la experiencia obtenida en numerosas áreas geográficas y bajo diferentes condiciones de perforación. Se han desarrollado formulaciones y técnicas especiales para situaciones específicas en diferentes localizaciones. A continuación se presentan unas pautas generales para la preparación y mantenimiento de los sistemas NEW-DRILL.

#### Prueba del azul de metileno (MBT)

El éxito del sistema NEW-DRILL depende de valores coloidales bajos. Los valores MBT deberán mantenerse de 15 a 25 lb<sub>m</sub>/bbl (42,8 a 71,3 kg/m<sup>3</sup>). Lo ideal es un MTB de menos de 20. Los valores MTB por encima de 20 lb<sub>m</sub>/bbl (57 kg/m<sup>3</sup>) conducirán a valores reológicos elevados y se requerirá dilución o un desfloculante fuerte.

#### Resistencias gel

Es común que los geles de 10 minutos lleguen a 35 lb<sub>f</sub>/100 ft<sup>2</sup>. Las condiciones de la perforación y los factores económicos determinarán la necesidad de reducir las resistencias gel. Tome nota del gel inicial, a los 10 minutos y a los 30 minutos, en todos los sistemas NEW-DRILL.

### **pH del filtrado**

#### *Sistema de agua dulce*

Generalmente, el pH del filtrado se mantiene entre 8 y 10. Un pH de 8 a 9 es óptimo para los sistemas de agua dulce. Las adiciones de soda cáustica o potasa cáustica deberán hacerse lentamente para evitar un alto pH en cualquier momento. Agregue el cáustico lentamente a través del barril de químicos.

#### *Sistema de agua de mar*

Cuando es necesario reducir la dureza para lograr el control de la pérdida de fluido, se mantendrá un pH de 9,5 a 10.

### **Intervalo para la dureza del filtrado (Ca<sup>++</sup> y Mg<sup>++</sup>)**

#### *Sistema de agua dulce*

Mantenga los niveles de dureza total por debajo de 400 mg/L. Un fluido con una concentración de 200 a 300 mg/L de calcio tiende a mostrar la mejor estabilidad.

#### *Sistema de agua de mar*

Si no es necesario tener valores reológicos y de pérdida de fluido bajos, es posible utilizar los sistemas de agua de mar a su pH y dureza natural. Esto es especialmente cierto cuando el objetivo del sistema es controlar las lutitas pegajosas o “gumbo”.

La calidad del revoque y el control de la pérdida del fluido se ven afectados adversamente por una elevada dureza. Por lo tanto, cuando se perforan secciones de arena, se puede aumentar el pH del sistema para suprimir químicamente el nivel de dureza. En agua de mar, el pH se debería aumentar inicialmente utilizando soda cáustica o hidróxido de potasio, hasta un valor máximo de 9,5 a 9,7. De esta manera, se precipitará la mayor parte del magnesio. Después se deberá agregar sosa y/o bicarbonato de sodio para precipitar el calcio hasta llegar al nivel de dureza deseado.

### **Pérdida de fluido**

La calidad del revoque del sistema NEW-DRILL<sup>®</sup> permite que los valores de pérdida de fluido de 10 a 20 cm<sup>3</sup>/30 minutos sean suficiente en la *mayoría* de las situaciones. Para determinar la compresibilidad del revoque, los valores de la pérdida de fluido se medirán y reportarán a 100, 200 o 500 psi, y a intervalos de 7 ½ y 30 minutos.



## Adiciones de lignosulfonato

Se puede emplear lignosulfonato en los sistemas NEW-DRILL cuando el exceso de sólidos no se puede remover de manera mecánica o por dilución. Evite un uso excesivo para asegurar una limpieza efectiva del hoyo y evitar la erosión mecánica de la cara del pozo. Mantenga un pH entre 9 (agua dulce) y 10,5 (agua de mar). Esto permite que el lignosulfonato funcione a la vez que se limita la desestabilización de las lutitas por hidóxido.

## Procedimientos de mezclado

### Agua dulce

1. Agregue soda cáustica y la bentonita prehidratada.
2. Agregue NEW-DRILL<sup>®</sup>
3. Agregue los aditivos complementarios para el control de lutitas, los defloculantes y los aditivos para el control de la pérdida de fluido.
4. Agregue la barita
5. Ajuste el punto cedente con XANPLEX<sup>®</sup> D

### Salmueras de cloruro de potasio, cloruro de sodio y agua de mar

1. Prehidrate el MILGEL<sup>®</sup> en agua de perforación. Se puede agregar lignito o CHEMTROL X y cáustico, si es necesario.
2. Agregue lo siguiente a la salmuera:
  - Cáustico para el control de la dureza y el pH
  - MILGEL prehidratado
  - Lignito y/o CHEMTROL<sup>®</sup> X
  - Ajuste la salinidad con cloruro de sodio o de potasio, según se requiera.
  - NEW-DRILL
  - Almidón
  - Aditivos complementarios para el control de las lutitas

## Sistemas de fluidos de base agua

---

- Barita
- Ajuste el punto cedente con XANPLEX D

Consulte las formulaciones típicas de NEW-DRILL en la [Tabla 2-1](#).

*Cálculos*

$$\begin{aligned} \text{KCl, lb}_m/\text{bbl} &\cong (\text{K}^+, \text{ppm}) \div 1496 \\ &\cong (\text{K}^+, \text{ppm}) \div 2853.9 \end{aligned}$$

$$\text{Cl, \% en peso} = \frac{\text{KCl, lb}_m / \text{bbl}}{3.5}$$

$$\text{K}^+, \text{ppm} = (\text{KCl, ppm}) \times 0.52$$

$$\text{K}^+, \text{ppm} = (\text{K}^+, \text{ppm}) \times 1.91$$

$$= \frac{\text{KCl, mg/L}}{\text{Densidad de la solución}}$$

o, donde sólo hay KCl presente (sólo nueva adición):

$$\text{K}^+, \text{ppm} = (\text{Cl}^-) \times 2,1 \times \% \text{ de pureza}$$

# Sistemas de fluidos de base agua

Tabla 2-1 Formulaciones NEW-DRILL®

	Agua dulce	Agua de mar	NaCl	KCl
<b>Agua agregada</b> (% en vol.)				
Agua dulce	100	50	50	100
Agua de mar	—	50	50	—
<b>Electrolito</b>				
NaOH	*	*	*	*
NaCl, % en peso	—	—	hasta 20%	—
KCl, % en peso	—	—	—	hasta 15%
<b>Viscosificante</b>				
MILGEL® , lb <sub>m</sub> /bbl	10-20	10-20**	10-20**	10-20**
XANPLEX® D, lb <sub>m</sub> /bbl	—	0.1-0.5	0.1-1.0	0.1-1.0
<b>Pérdida de fluido</b> (lb <sub>m</sub> /bbl)				
MIL-PAC™	0.5-1.0	0.5-1.0	0.5-2.0	0.5-2.0
MIL-PAC LV	0.5-1.0	0.5-1.0	0.5-2.0	0.5-2.0
LIGCO®	1.0-6.0	2.0-8.0***	2.0-8.0***	2.0-8.0***
BIO-LOSE™, BIO-PAQ™	—	1.5-2.0	1.5-3.0	1.5-3.0
CHEMTROL® X, †	0.5-6.0	0.5-6.0	1.0-8.0	0.5-8.0
o				
FILTREX® †	0.5-6.0	0.5-6.0	—	—
<b>Reología</b> (lb <sub>m</sub> /bbl)				
NEW-THIN™	0.25-1.5	—	—	—
MIL-TEMP®, ALL-TEMP™	0.25-2.0	0.25-2.0	0.25-2.0	0.25-2.0
UNI-CAL®	1.0-4.0	1.0-4.0	2.0-6.0	2.0-6.0
<b>Aditivos control de lutitas</b>				
NEW-DRILL®, lb <sub>m</sub> /bbl o	0.25-3.0	0.25-3.0	0.25-4.0	0.25-4.0
NEW-DRILL HP, lb <sub>m</sub> /bbl	0.25-3.0	0.25-3.0	0.25-4.0	0.25-4.0
o				
NEW-DRILL PLUS, lb <sub>m</sub> /bbl	0.10-1.5	0.10-1.5	0.10-1.5	0.10-1.5
<b>Aditivos complementarios para control de lutitas</b>				
PROTECTOMAGIC®, lb <sub>m</sub> /bbl o	4.0-8.0	4.0-8.0	4.0-8.0	4.0-8.0
SHALE-BOND®, lb <sub>m</sub> /bbl	2.0-6.0	2.0-6.0	2.0-6.0	2.0-6.0
o				
AQUA-MAGIC™, % en vol.	1.0-3.0	1.0-3.0	1.0-3.0	1.0-3.0

\* Hasta pH = 10,5 /\*\* Prehidratado en agua dulce/\*\* Prehidratado en pre-mezcla

† Para alta temperatura/alta presión (HT/HP)

### Determinación de NEW-DRILL HP, NEW-DRILL o NEW-DRILL PLUS en el filtrado de fluido

#### Aparato

La prueba del Tren de Gas de Clapper comprende la medición de la tasa de generación de amoníaco mientras se calienta el filtrado de fluido en la presencia de la solución de hidróxido de sodio. El amoníaco se saca del recipiente de la reacción con una lenta purga de aire y se detecta mediante un tubo Dräger. La concentración aproximada de NEW-DRILL<sup>®</sup> se determina midiendo el tiempo requerido para que el tubo Dräger tome una coloración azul. El procedimiento se puede emplear para analizar todos los filtrados, excepto los que contengan lignosulfonatos y los aditivos de control de la filtración que contienen acrilamida.

1. Cilindros de hidrómetro no graduados: 2
  - Alto - 250 mm
  - Diámetro - 38 mm
2. Plancha caliente
3. Medidor de flujo
4. Bomba de aire
5. Tapones de goma con tubos de vidrio: dos
6. Tubos Dräger: dos cajas, Pieza No. CH20501
7. Cable de potencia
8. Vaso de precipitados de acero inoxidable: 1200 cm<sup>3</sup>
9. Caja de soporte
10. Termómetro: 500°F (260°C)
11. Temporizador
12. Botella de lavado
13. Papel de filtro: Whatman No. 50 o equivalente
14. Solución de NaOH al 20% (peso/peso): en botella de 500 cm<sup>3</sup><sup>1</sup>

---

1. Se puede preparar una solución adicional al 20% (peso/peso) de hidróxido de sodio (esferas u hojuelas) en agua desionizada o destilada en una relación de 20 g de hidróxido por cada 80 g (80 cm<sup>3</sup>) de agua.

15. Jeringa: 20 cm<sup>3</sup>
16. Jeringa: 50 a 60 cm<sup>3</sup>
17. Cilindro graduado: 50 cm<sup>3</sup>
18. Lima
19. Cepillo

### Procedimiento

1. La [Figura 2-1](#) muestra el ensamblaje apropiado del Tren de Gas de Clapper.
2. Se deberá calibrar la unidad para obtener resultados exactos
3. Asegúrese de que el equipo está limpio y seco
4. Obtenga 5 a 10 cm<sup>3</sup> del filtrado de fluido utilizando un filtro prensa API (ver API RP1B para una descripción del filtro prensa)
5. Saque el cilindro de la reacción (dentro de vaso de precipitados) que viene con el kit. Llene el vaso de precipitados de acero inoxidable con unos 800 cm<sup>3</sup> de agua. Coloque el vaso de precipitados con el agua sobre la plancha caliente. Caliente el agua hasta 190<sup>o</sup> a 194<sup>o</sup> F (88<sup>o</sup> a 90<sup>o</sup> C). La temperatura se puede controlar con el termostato de la plancha y agregando agua (al baño de agua) utilizando la botella de lavado.
6. Rompa ambos extremos del tubo Dräger e introdúzcalo (con los números de manera ascendente desde abajo hacia arriba) en el soporte y conecte el tubo de salida desde el cilindro 3. Llene la jeringa de 50 cm<sup>3</sup> con 40 cm<sup>3</sup> de solución de hidróxido de sodio al 20%.
7. Inyecte el hidróxido de sodio en el cilindro de reacción. Agregue el filtrado al cilindro 4. Conecte el cilindro al aparato. Ponga en funcionamiento la bomba de aire, ajuste a 100 cc/min y ponga en funcionamiento el temporizador.
8. Registre el tiempo requerido para que la coloración azul llegue hasta la línea marcada como “70” en el tubo Dräger.
9. Compare el tiempo requerido para que el color azul llegue a la marca de “70” con los tiempos en la tabla de

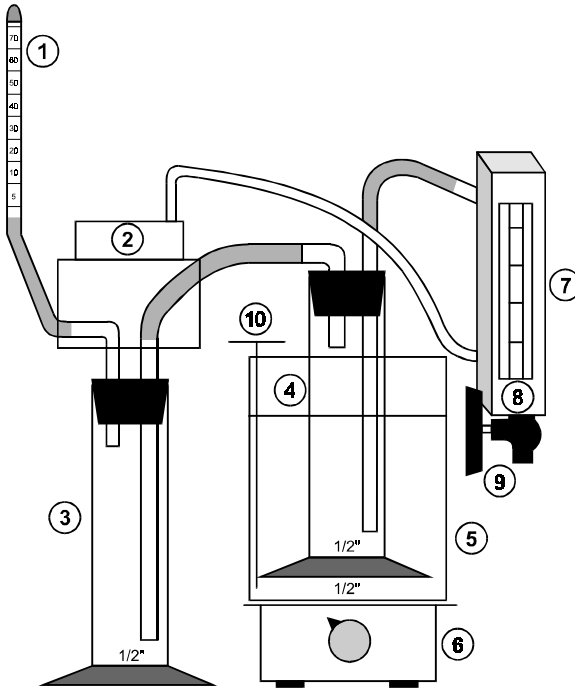
## Sistemas de fluidos de base agua

---

calibración. Registre la concentración del NEW-DRILL<sup>®</sup> disponible como lb<sub>m</sub>/bbl del producto.

10. Si el tiempo de prueba hasta que el color azul llega a "70" es menos de 11 minutos, reduzca el tamaño de la muestra en un 50% y registre la concentración de NEW-DRILL como el doble de lo que indica la tabla de calibración.
11. Para limpiar el tren de gas, saque el cilindro de reacción y enjuague bien con agua. El otro cilindro se puede conectar directamente a la bomba de aire. Después se hace pasar aire por él durante varios minutos. Será necesario secar ambos cilindros antes de volver a utilizarlos

Figura 2-1 Kit de análisis polimérico del Tren de Gas de Clapper



1304-040

## ENSAMBLAJE APROPIADO DEL KIT DE ANALISIS POLIMERICO DEL TREN DE GAS DE CLAPPER

- (1) Tubo Dräger
- (2) Bomba de aire
- (3) Cilindro de hidrómetro (trampa de humedad)
- (4) Cilindro de hidrómetro (cilindro de reacción)
- (5) Vaso de precipitados de acero inoxidable
- (6) Plancha caliente
- (7) Medidor de flujo
- (8) Ajuste del flujo de aire
- (9) Ajuste del flujo de aire
- (10) Termómetro

# Sistemas de fluidos de base agua

## Calibración

El procedimiento se realiza con una solución acuosa que contenga los  $\text{lb}_m/\text{bbl}$  de NEW-DRILL requeridos según la tabla de calibración (ver [Tabla 2-2](#)). Se ajustará el flujo de aire con el dispositivo de ajuste que se encuentra en la base del medidor de flujo y la válvula del exceso de flujo, de manera tal que el tiempo requerido para que el color azul llegue a la marca de “70” sea 24 a 25 minutos. Esto requerirá un flujo de, aproximadamente,  $100 \text{ cm}^3/\text{min}$ .

Si bien existen ciertas variaciones de un lote a otro en los tubos Dräger, una calibración es suficiente para todos los tubos con longitudes de escala de 51 a 56 mm. Sin embargo, la unidad deberá ser recalibrada en el caso de tubos Dräger con longitudes de escala de menos de 51 mm. o mayores que 56 mm. Cuando sea posible, utilice tubos Dräger de un solo lote, para obtener más exactitud. Los números de lote de los tubos Dräger se encuentran en la parte exterior de cada caja.

Para cualquier producto de acrilamida, se deberá preparar una nueva tabla de calibración.

**Tabla 2-2 Concentración de NEW-DRILL en el filtrado**

Tiempo hasta la marca de “70” (min-seg)	Concentración de NEW-DRILL® o NEW-DRILL HP ( $\text{lb}_m/\text{bbl}$ ) <sup>a</sup> 10 $\text{cm}^3$ de filtrado	Concentración de NEW-DRILL PLUS ( $\text{lb}_m/\text{bbl}$ ) <sup>b</sup> 5 $\text{cm}^3$ de filtrado
Menos de 11'	Mayor que 1	0.60
11' a 13'	1.0	0.60
13'-01" a 15'-59"	0.9	0.55
16' a 19'	0.8	0.50
19'-01" a 21'-59"	0.6	0.40
22' a 27'	0.5	0.30
Mayor que 30'	Menor que 0.2	0.10

a. Calibrar con 0,5  $\text{lb}_m/\text{bbl}$  de solución de NEW-DRILL

b. Calibrar con 0,3  $\text{lb}_m/\text{bbl}$  de solución de NEW-DRILL PLUS.

## Sistema de fluidos para perforación en aguas profundas

La perforación en profundidades de agua desde 500 a más de 7000 pies (152 m hasta más de 2134 m) presenta diferentes retos operativos. Uno de ellos es el potencial de formación



de hidratos de gas natural en la línea de lodo y ligeramente por debajo de la misma, en el tubo conductor y en el equipo VIR (Válvula Impide Reventones). Los hidratos de gas son sólidos cristalinos similares al hielo que se forman por la reacción del gas y el agua a elevadas presiones. Estos hidratos se pueden formar en sistemas acuosos a temperaturas bastante por encima del punto de congelación del agua. Las bajas temperaturas, junto con las presiones que se encuentran durante las operaciones de control de pozos en aguas profundas, crean un ambiente que favorece la formación de hidratos de gases, los cuales han llegado a taponar tubos conductores, dificultando la circulación y haciendo de las VIR dispositivos inoperables.

Las exhaustivas investigaciones relacionadas con los hidratos de gas han demostrado que la formación de los mismos se puede detener utilizando fluidos de perforación que contengan elevadas concentraciones de sal. Existen diferentes alcoholes y otros compuestos que forman un enlace químico entre el hidrógeno y el agua y que también detienen la formación de hidratos. Teniendo en cuenta estos factores, se desarrolló un sistema de fluidos de cloruro de sodio/NEW-DRILL<sup>®</sup> (sal/PHPA) que contiene un aditivo de glicol de propiedad exclusiva. Este sistema, según se ha demostrado, tiene excelentes características de supresión de la formación de hidratos. La estabilidad del hoyo, junto con hoyos casi calibrados, son beneficios adicionales del sistema. En la [Tabla 2-3](#) se muestra una formulación típica para la perforación en aguas profundas.

## Sistemas de fluidos de base agua

**Tabla 2-3 Formulación para la perforación en aguas profundas**

Función	Producto	Concentración
<b>Electrolito</b>	NaCl, % en peso NaOH	Hasta 20% pH = 10.5 - 11.0
<b>Viscosificante</b>	MIL-GEL®, lb <sub>m</sub> /bbl	10 - 15
<b>Pérdida de fluido</b> (lb <sub>m</sub> /bbl)	MIL-PAC™ o MIL-PAC LV, PERMA-LOSE® o BIO-LOSE™ BIO-PAQ™ CHEMTROL® X LIGCO®	0.5 - 2.0 4.0 - 6.0 2.0 - 4.0 2.0 - 4.0 2.0 - 8.0 2.0 - 8.0
<b>Reología</b>	UNI-CAL®, lb <sub>m</sub> /bbl	2.0 - 6.0
<b>Control de lutitas</b>	NEW-DRILL®, lb <sub>m</sub> /bbl o NEW-DRILL PLUS, lb <sub>m</sub> /bbl	0.25 - 4.0 0.10 - 1.5
<b>Antiespumante</b>	LD-8®	Según se requiera
<b>Inhibición de hidratos de gas/lutitas</b>	AQUA-COL™, % V/V	Hasta 30% según se requiera
<b>Inhibición de hidratos de gas</b>	NF-2®, % V/V	10 - 40% según se requiera

### AQUA-DRILL: fluidos de base glicol

El sistema AQUA -DRILL<sup>SM</sup> de INTEQ es un fluido de perforación a base de glicol, el cual ha sido concebido como una alternativa ambientalmente segura en comparación con los fluidos de base aceite y sintética.

#### Componentes del sistema

El sistema se encuentra compuesto por lo siguiente:

1. Una fase acuosa primaria que puede estar compuesta por agua dulce o una salmuera de las salmueras siguientes:
  - Bromuro de calcio
  - Cloruro de calcio
  - Nitrato de calcio
  - Acetato de potasio

- Cloruro de potasio
  - Formiato de potasio (CLEAR-DRILL™ K)
  - Acetato de sodio
  - Bromuro de sodio
  - Cloruro de sodio
  - Formiato de sodio (CLEAR-DRILL™ N)
2. El tipo y concentración de la salmuera seleccionada puede utilizarse para ajustar el punto de niebla, reducir la actividad de la fase acuosa y lograr una estabilidad adicional de las lutitas. Además, en las aplicaciones en aguas profundas costa afuera, la fase de salmuera es, generalmente, el agente primario para la supresión de los hidratos de gas.
  3. Uno o una combinación de varios glicoles (AQUA-COL™, AQUA-COL B, AQUA-COL D, AQUA-COL S, AQUA-COL XS) seleccionado según el punto de niebla deseado y la compatibilidad con la salmuera. Además, en las aplicaciones en aguas profundas, la fase de glicol contribuirá con la supresión de los hidratos de gas.
  4. Inhibidores poliméricos de lutitas complementarios (AQUA-SEAL™, NEW-DRILL PLUS®)
  5. Biopolímeros para el control reológico
  6. (XANPLEX® D de INTEQ, Xanvis)
  7. PAC y productos de almidón (PERMA-LOSE™ HT, BIO-LOSE™, BIO-PAC™, MILSTARCH®), para el control de filtración.
  8. Agentes mejoradores de la tasa de penetración (PENETREX®)
  9. Componentes adicionales para lograr una reducción ulterior de la Transmisión de Presión de Poro a través de los mecanismos de precipitación en la zona cercana a la cara del pozo (ALPLEX™).

### Aplicación del sistema

La aplicación principal de los glicoles solubles en agua y de bajo peso molecular es la perforación de lutitas reactivas. La estabilidad del pozo mejora significativamente a través de los mecanismos de inhibición que se piensan son múltiples en cuanto a número y naturaleza.

Como resultado del mecanismo de punto de niebla, a medida que el filtrado con el glicol disuelto comienza a invadir la formación *más caliente*, la temperatura del filtrado aumenta y el glicol disuelto sale de la solución y se adsorbe sobre la matriz de lutita. De esa manera, se bloquea de manera efectiva una invasión ulterior de filtrado a través de la red porosa de la lutita.

Además, el glicol que permanece disuelto en el filtrado sigue siendo un componente del mismo a medida que se van invadiendo las lutitas en el momento del contacto en la perforación. Debido a que es un agente viscoso, el glicol disuelto impide una ulterior invasión del filtrado, a través del mecanismo de una mayor viscosidad del dicho filtrado.

Otro mecanismo útil es la adhesión directa entre el glicol que ha salido de la solución a los recortes, a medida que éstos van apareciendo en la cara de la roca/mecha. Los recortes, calentados por su reciente encuentro energético con la mecha, enturbian el glicol que está en el fluido que ellos encuentran en su estado de *alta temperatura*, y de esa manera habrá más glicol libre a disposición para ser adsorbido en el ripio a través de la transferencia de calor casi instantánea. Debido a la atracción entre el glicol ligeramente aniónico y los sitios de carga positiva en las partículas de arcilla que se encuentran dentro de los recortes, el glicol libre es atraído hacia la arcilla y adsorbido sobre la superficie del ripio. Esta película protectora del glicol permanece asociada a los ripios hasta que éstos son transportados bastante hacia arriba en el pozo, a un ambiente más frío, donde el glicol se vuelve a disolver y no es desechado junto con los ripios.

Esto reduce significativamente la degradación de dichos ripios, lo cual permite lograr tasas de dilución mucho más bajas (en comparación con otros sistemas de base agua) para mantener las propiedades del fluido. Así, los volúmenes de desecho no solamente se reducen, sino que también son ambientalmente aceptables. La selección del glicol apropiado permite el uso de sistemas de salmuera hasta la saturación. Consulte el **Manual de Referencia del Sistema AQUA-DRIL<sup>SM</sup>** (Número de parte 750-500-068), para una

explicación detallada de la química del glicol y las características de inhibición.

## Preparación del sistema

1. Determine o estime la temperatura circulante de fondo. Observe que la temperatura estática no es un valor apropiado en el cual se pueden basar los cálculos.
2. Utilice GLY-CAD<sup>®</sup> 2.0 para determinar la combinación apropiada de glicol y salmuera para esta temperatura. La [Tabla 2-4](#) es una combinación de varios puntos de niebla de glicol y diferentes salmueras. Esta tabla se puede utilizar para la planificación, en lugar del GLY-CAD. Sin embargo, la formulación del sistema final se realizará con GLY-CAD.
3. Precaliente el agua con cáustico y bicarbonato para remover la dureza.
4. Mezcle el viscosificante en el agua para lograr una hidratación apropiada.
5. Agregue la cantidad de estabilizador complementario de lutita, según se requiera.
6. Ajuste el pH del sistema al intervalo entre 8,5 a 9, si es necesario.
7. Agregue sal suficiente al agua para lograr el nivel determinado en el Paso 2. Observe que podría ser necesario agregar la sal antes de los polímeros viscosificantes, pues éstos pueden desacelerar significativamente la humectación de la sal durante la mezcla.
8. Mezcle los materiales para pérdida de fluido.
9. Agregue el agente densificante.
10. Agregue el volumen apropiado del glicol al punto de niebla que se haya seleccionado. El volumen de glicol se calcula solamente en base al volumen total de líquido que tiene el sistema.
11. Agregue modificadores adicionales de la reología (viscosificantes o desfloculantes), según sea necesario para lograr las propiedades reológicas deseadas.

## Sistemas de fluidos de base agua

---

Las concentraciones apropiadas de los modificadores de la reología, los agentes adicionales para el control de las lutitas y los agentes para el control de la pérdida de fluido se pueden determinar mejor a través de pruebas piloto. El orden de las adiciones es importante para un desarrollo óptimo de las propiedades de los fluidos. La [Tabla 2-5](#) muestra las pautas generales en relación a las propiedades del fluido.

## Sistemas de fluidos de base agua

Tabla 2-4 Intervalos de puntos de niebla del glicol en diferentes salmueras

Producto	Salmuera	Sal, %	CPT, °F
<b>AQUA-COL, 1-10% en peso.</b>	Agua DI	N/A	107 - 165
	CaBr <sub>2</sub>	5 - 9	93 - 145
	CaCl <sub>2</sub>	5 - 9	72 - 120
	K <sub>2</sub> CO <sub>3</sub>	5 - 10	41 - 116
	KCl	5 - 20	42 - 130
	KHCO <sub>2</sub>	5 - 10	54 - 116
	NaCl	5 - 26	25 - 124
	NaHCO <sub>2</sub>	5 - 10	58 - 123
<b>AQUA-COL B, 1-10% en peso.</b>	Agua DI	N/A	218 - 425
	CaBr <sub>2</sub>	9 - 39	172 - 225
	CaCl <sub>2</sub>	5 - 37	128 - 212
	Ca(NO <sub>3</sub> ) <sub>2</sub>	7 - 28	186 - 240
	KCl	5 - 20	104 - 241
	NaBr	5 - 40	112 - 255
	NaC <sub>2</sub> H <sub>3</sub> O <sub>2</sub>	5 - 10	131 - 270
	NaCl	5 - 26	62 - 225
<b>AQUA-COL D, 1-10% en peso.</b>	Agua DI	N/A	182 - 425
	CaBr <sub>2</sub>	29 - 39	213 - 270
	CaCl <sub>2</sub>	5 - 37	132 - 425
	Ca(NO <sub>3</sub> ) <sub>2</sub>	7 - 28	135 - 425
	KCl	5 - 20	92 - 242
	KHCO <sub>2</sub>	5 - 10	107 - 164
	NaBr	5 - 40	130 - 425
	NaHCO <sub>2</sub>	5 - 10	147 - 270
	NaC <sub>2</sub> H <sub>3</sub> O <sub>2</sub>	5 - 10	147 - 425
	NaCl	5 - 26	74 - 425
	NaHCO <sub>2</sub>	25 - 40	108 - 196

## Sistemas de fluidos de base agua

**Tabla 2-4. Intervalos de puntos de niebla del glicol en diferentes salmueras (cont.)**

Producto	Salmuera	Sal %	CPT, °F
<b>AQUA-COL S, 1-10% en peso</b>	CaBr <sub>2</sub>	39 - 44	304 - 425
	CaCl <sub>2</sub>	37 - 41	294 - 308
	Ca(NO <sub>3</sub> ) <sub>2</sub>	21	450
	KCl	15 - 20	195 - 286
	KHCO <sub>2</sub>	30 - 50	22 - 139
	NaBr	40	269 - 288
	NaC <sub>2</sub> H <sub>3</sub> O <sub>2</sub>	20 - 30	136 - 230
	NaCl	15 - 26	146 - 262
	NaHCO <sub>2</sub>	25 - 40	52 - 178
<b>AQUA-COL XS, 1-10% en peso</b>	CaBr <sub>2</sub>	5 - 44	412 - 450
	CaCl <sub>2</sub>	28 - 41	272 - 333
	K <sub>2</sub> CO <sub>3</sub>	10	208
	KHCO <sub>2</sub>	30 - 50	30 - 140
	NaBr	40	334 - 374
	NaC <sub>2</sub> H <sub>3</sub> O <sub>2</sub>	30 - 35	172 - 200
	NaCl	20 - 26	200 - 425
	NaHCO <sub>2</sub>	30 - 40	30 - 165

**Tabla 2-5 Pautas para las propiedades del fluido AQUA-DRILL**

Tamaño de hoyo	Punto cedente lb/100 ft <sup>2</sup>	Gel inicial lb/100 ft <sup>2</sup>	Gel de 10 Minl lb/100 ft <sup>2</sup>
17.5" / 16"	25 - 40	5 - 10	9 - 20
12.25"	18 - 25	4 - 8	7 - 15
8-3/8" / 8"	10 - 15	4 - 8	7 - 15



## Procedimientos de prueba

Existen dos pruebas sencillas y efectivas para la línea de productos AQUA-COL™.

### **Método colorimétrico (GLY-KIT®)**

Este es el método estándar para la determinación de AQUA-COL en los filtrados de los fluidos de perforación. El AQUA-COL se extrae en diclorometano utilizando un agente de complejación azul. El color azul resultante del diclorometano se compara con las soluciones valoradas y se determina la concentración.

#### *Equipo*

- Pipeta de volumen variable de Eppendorf, 100 (  $\mu$ L)
- Boquillas de pipeta, 10 a 100 (intervalo  $\mu$ L)
- Frascos pequeños de la solución de prueba
- Rueda de colores para ver las muestras y sostener los frascos.
- Cajita de Kemwipes (servilletas suaves)

#### *Procedimiento*

1. Determine el volumen apropiado de filtrado para la prueba, según las instrucciones GLY-KIT.
2. Conecte la boquilla a la pipeta.
  - Presione el botón de control amarillo hasta su primera parada.
  - Sostenga la pipeta verticalmente y sumerja la boquilla unos 3 mm en el filtrado.
  - Deje que el botón amarillo suba lentamente para que se llene la boquilla con el líquido.
  - Deslice la boquilla para sacarla del filtrado, a lo largo de la pared del recipiente.
  - Utilizando una servilleta, limpie cualquier gotita que haya quedado en la parte exterior de la boquilla.

3. Abra el frasco con la solución de prueba y saque el filtrado
  - Sostenga la boquilla de la pipeta de manera inclinada, contra la parte interior del frasco.
  - Presione el botón amarillo de control lentamente, hasta llegar a la primera parada, y espere unos 3 segundos.
  - Presione el botón aún más para llegar a la segunda parada y vaciar la boquilla completamente.
  - Mantenga el botón abajo y deslice la punta de la boquilla a lo largo de la pared del frasco, para sacarla.
  - Deje que el botón de control regrese a su posición de reposo.
  - Saque la boquilla presionando el botón de expulsión.
4. Tape el frasco y sacuda durante 1 minuto.
5. Deje reposar durante 2 a 3 minutos mientras se separan las fases.
6. Coloque el frasco en la parte superior del visor de la rueda de colores, para comparar su color con el de las soluciones patrón. Incline la rueda hacia adelante y observe el % en volumen de AQUA-COL™ de la fase acuosa, en la escala que se ve a través del pequeño orificio situado en la parte de arriba de la rueda. Registre.

**Nota:** *Si bien el procedimiento GLY-KIT® es básicamente el mismo para todos los tipos y concentraciones de AQUA-COL, se requieren algunas variaciones en la cantidad de filtrado necesario. Consulte las instrucciones detalladas que acompañan al GLY-KIT.*

### **Método del punto de niebla**

En este método se emplean las propiedades del punto de niebla de AQUA-COL. Una muestra de filtrado se recoge en un cilindro graduado o frasco pequeño y se coloca en un vaso de precipitado con agua, sobre un dispositivo de calentamiento. La temperatura se aumenta hasta que el AQUA-COL™ en el filtrado *salga de la solución*. En este momento, se producirá una separación de fases inicialmente

caracterizada por un aumento brusco en la turbiedad. Si esta turbiedad no se presenta a una temperatura lo suficientemente baja, entonces se puede reducir el punto de niebla aumentando la salinidad del filtrado mediante la adición de una cantidad medida de la sal que se está utilizando.

La temperatura del punto de niebla (conocido también como punto de opacidad o turbiedad), el tipo de AQUA-COL y la variedad y concentración de la sal pueden ser ingresados en el programa GLY-CAD<sup>®</sup> 2.0, y la concentración del AQUA-COL se determinará a través de un cálculo “hacia atrás”.

### *Mantenimiento del punto de niebla*

Bajo circunstancias de perforación normales, existe un diferencial de temperatura entre la *Temperatura Circulante de Fondo* (BHCT) y la temperatura de la formación. Para lograr un desempeño óptimo de los glicoles al punto de niebla, este punto de los fluidos deberá mantenerse cerca, o un poquito por debajo, de la BHCT.

Los tipos de AQUA-COL de Baker Hughes INTEQ permiten lograr cualquier punto de niebla entre unos 20° C (68°F) y 120°C (248°F). También se pueden lograr valores menores y mayores, pero éstos no son con frecuencia necesarios.

Es posible combinar los glicoles, pero entonces la determinación del punto de niebla se dificulta, pues cuando un glicol se enturbia y separa tiende a “enmascarar” el punto de niebla del segundo glicol.

Generalmente, los diferentes tipos de AQUA-COL son efectivos a concentraciones tan bajas como 2% a 3%. Cuando sea posible, el diseño de ingeniería del sistema AQUA-DRILL<sup>™</sup> deberá ser tal que dicho sistema contenga al menos un 3% de AQUA-COL en volumen.

## **Logística**

Para minimizar la cantidad de material transportado al taladro, es posible enviar el fluido como un líquido concentrado. Las concentraciones, bastante elevadas, de AQUA-COL, sal y polímeros en la premezcla son tales que, cuando la salmuera se diluye con el agua de perforación o el agua de mar, se obtiene la concentración deseada para todos los productos. Este proceso tiene una limitación potencial. Si los niveles de AQUA-COL<sup>™</sup> o de sal son demasiado altos, el glicol podría enturbiarse y salir de la solución, por lo cual la premezcla desarrollaría diferentes fases. El análisis de las

## Sistemas de fluidos de base agua

---

concentraciones de premezcla propuestas, con la ayuda de GLY-CAD<sup>®</sup> 2.0, y las temperaturas esperadas que el fluido encontrará durante su transporte, permitirá determinar si el glicol permanecerá o no disuelto.

La [Tabla 2-6](#) muestra las composiciones y propiedades típicas para diferentes fluidos AQUA-DRILL<sup>SM</sup> utilizados en el Mar del Norte.

# Sistemas de fluidos de base agua

**Tabla 2-6 Composiciones y propiedades típicas del fluido**

Concentraciones del producto					
Pozo	1	2	3	4	5
KCL, lpb	37.60	39.58	35.52	33.83	30 - 32
MIL-PAC™ REG, lpb	0.87	1.07	0.58	1.03	–
MIL-PAC™ LV, lpb	2.01	3.91	1.00	1.10	1 - 2
NEW-DRILL® L, lpb	1.99	1.78	1.17	1.65	–
XANPLEX® D, lpb	0.31	0.47	0.49	0.80	0.75 - 1.25
AQUA-COL™, % en vol.	3.40	3.94	3.10	3.11	–
Soda cáustica, lpb	0.94	0.57	N	0.80	0.25 - 0.5
MIL-BAR®, lpb	223.90	282.30	141.89	120.0	–
AQUA-COL D, % en volumen	–	–	–	–	10
PERMA-LOSE® HT	–	–	–	–	2 - 4
Dolomita triturada	–	–	–	–	30 - 60
Carbonato de sodio anhidro	–	–	–	–	0.25 - 0.5
Propiedades típicas del fluido de perforación					
Peso del fluido, lpg	12.5 - 13.2	13.1	11.4	9.8 - 11.1	9.6
Viscosidad plástica, cP	30 - 35	25 - 35	20 - 25	18 - 25	15 - 20
Punto cedente, lbs/100 ft <sup>2</sup>	25 - 30	28 - 32	20 - 27	20 - 34	14 - 18
Resistencia gel, lbs/100 ft <sup>2</sup>	4-7 / 5-14	3-5 / 7-8	4-5 / 6-9	6 / 12	–
MBT, lpb	5 - 22.5	5 - 15	5 - 11.5	5 - 20	< 10
KCL, lpb	33 - 36	25 - 35	30 - 35	35	30 - 32
Cloruros, g/L	45 - 57	35 - 45	40 - 46	55	50 - 80
Filtrado API, cc	3.0 - 5.6	4.0 - 4.8	5.0 - 6.4	5.0	< 5.0
P <sub>f</sub> / M <sub>f</sub> , cc	0.2 / 0.6	0.4 / 1.2	0.2 / 0.4	0.3 / 1.0	–
pH	9.0 - 9.5	9.5	9.5 - 10	9.5 - 10	8.5 - 9.5

## BIO -DRILL

El sistema de fluido BIO-DRILL® contiene un poliol insoluble en agua. El sistema ha sido diseñado para mejorar la Tasa de Penetración eliminando la adhesión de ripios de lutitas hidratadas a la superficie de las mechas PDC. El resultado es un sistema que constituye una alternativa ambientalmente segura a los fluidos de base aceite y permite el uso de una mecha PDC en formaciones más blandas que,

## Sistemas de fluidos de base agua

---

tradicionalmente, se han considerado difíciles de perforar con fluidos de base agua.

**Tabla 2-7 Sistema de fluido de base agua BIO-DRILL**

Características	Ventajas
Cubre las superficies metálicas con una capa hidrofóbica.	Mejora la Tasa de Penetración (ROP)
Estabilidad del hoyo	Evita el embolamiento de la mecha
Térmicamente estable	Reduce problemas de torque y arrastre
No es dañino para las formaciones productoras	Ambientalmente seguro

BIO-DRILL cubre el metal con un revestimiento hidrofóbico mediante el desplazamiento del agua que se encuentra en la superficie de metal. Este revestimiento de poliol evita la adherencia al metal de ripios pegajosos. Los enlaces que se forman por la adsorción del poliol en el metal no se rompen fácilmente. En consecuencia, bajas concentraciones de BIO-DRILL pueden producir mejoras radicales en la tasa de penetración.

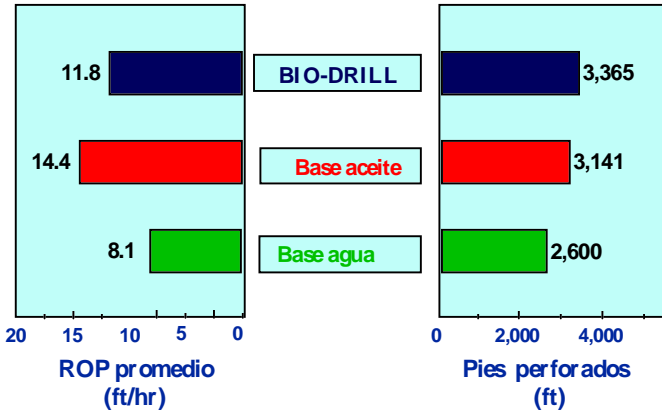
El sistema BIO-DRILL se recomienda para las condiciones siguientes:

- Perforación en lutitas “pegajosas”
- Preferencia del operador por el uso de mechas PDC
- Elevado torque
- Formaciones que, históricamente, han presentado bajas tasas de penetración con fluidos de base agua.
- Problemas de deslizamiento

La [Figura 2-2](#) nos muestra una comparación de las tasas de penetración logradas con el sistema BIO-DRILL en las alternativas de base agua y de base aceite.

# Sistemas de fluidos de base agua

Figura 2-2 Comparación de Tasas de Penetración: Pozos en el Sur de Texas



## Preparación del sistema

El sistema BIO-DRILL<sup>®</sup> se basa en los productos que se indican en la [Tabla 2-8](#). Además, el componente BIO-DRILL puede ser agregado a cualquier otro sistema de fluido de base agua de Baker Hughes INTEQ, incluyendo AQUA-DRILL<sup>SM</sup>. BIO-DRILL se agrega a través de la tolva o con una bomba de químicos. BIO-DRILL es un poliol insoluble, con una Densidad Específica de 1 y un pH de 6,8 a 7. El efecto de la adición de BIO-DRILL en las propiedades del sistema es mínimo. Es posible que se observe un aumento en la viscosidad plástica, dependiendo de la cantidad de BIO-DRILL utilizada.

## Sistemas de fluidos de base agua

---

Tabla 2-8 Componentes del sistema BIO-DRILL

Producto	Cantidad
PYRO-TROL®	1 - 2 lb <sub>m</sub> /bbl
MIL-PAC™ LV	0.5 - 1.0 lb <sub>m</sub> /bbl
NEW-THIN™	0 - 0.75 lb <sub>m</sub> /bbl
XANPLEX® D	para viscosidad complementaria
MIL-BAR®	según se requiera
Soda cáustica	hasta pH de 8.5 - 9.5
BIO-DRILL®	1% - 5%

La cantidad de BIO-DRILL® que se agregará al sistema deberá determinarse mediante pruebas piloto, antes del inicio de la perforación. Todo el BIO-DRILL deberá agregarse al sistema antes del intervalo donde se esperan problemas.

### Mantenimiento del sistema

La concentración del componente BIO-DRILL se determina mediante el análisis con un instrumento de retorta. El BIO-DRILL aparecerá, en el cilindro colector de la retorta, como una capa de apariencia aceitosa. Al multiplicar 1,5, que es el factor de corrección, por el % en volumen del componente BIO-DRILL, determinado con la retorta, obtenemos la concentración real de BIO-DRILL en el fluido de perforación. El porcentaje en volumen de los sólidos se corregirá, tomando en cuenta el componente BIO-DRILL, restando el aumento del % en volumen de BIO-DRILL del % total de los sólidos, en volumen, que se obtiene con la retorta.

Mantenga la concentración de los sólidos de baja gravedad (LGS) siempre por debajo de 5%. Asegúrese de que la concentración de dichos sólidos está por debajo de 3%, antes de iniciar la adición del componente BIO-DRILL al fluido.

El tipo de fluido de base agua original seguirá siendo la base para la identificación de los problemas en el sistema y la toma de decisiones sobre acciones correctivas. El componente BIO-DRILL le ofrecerá al operador el beneficio de una mayor Tasa de Penetración y una reducción del torque, siempre que se mantenga la concentración de BIO-DRILL®.



El BIO-DRILL es inmune a la dureza y puede tolerar un pequeño aumento en el pH. Es necesario hacer todos los esfuerzos para mantener el pH del fluido de perforación entre 8,5 a 9,5. Las pruebas realizadas con BIO-DRILL han demostrado que es estable hasta 475° F. A temperaturas más altas, se realizarán pruebas de laboratorio para determinar el contenido óptimo de BIO-DRILL.

### **AQUA-MAGIC**

AQUA-MAGIC™ es un aditivo para fluidos de perforación basado en poliol y ha sido diseñado para evitar el pegamiento o atascamiento diferencial en zonas agotadas o con presión por debajo de lo normal. AQUA-MAGIC no daña el ambiente, no es tóxico y no contiene aceite.

AQUA-MAGIC ha sido diseñado para el puenteo en las arenas agotadas, reduciendo el torque y permitiendo que se corra la tubería de revestimiento y se realice el perfilaje sin problemas. Esto se logra mediante la formación de un revoque delgado y resistente, bajo condiciones dinámicas. Las características del revoque son tales que se reduce el torque y el arrastre para las operaciones de perforación y corrida de la tubería de revestimiento.

El sistema se recomienda cuando están presentes las condiciones siguientes:

- Perforación en arenas agotadas
- Perforación en áreas con presión por debajo de lo normal
- Elevado torque
- Bajas tasas de penetración
- Problemas de deslizamiento

## Sistemas de fluidos de base agua

Tabla 2-9 Aplicaciones de AQUA-MAGIC

Aplicación	Descripción	Concentración
Perforación	Reducir torque y prevenir el pegamiento diferencial, especialmente a través de arenas agotadas y con presión por debajo de lo normal	2% a 3% en volumen
Correr revestimiento	Correr revestimiento y liners a través de arenas agotadas y con presión por debajo de lo normal	10% al 15% en volumen

### Preparación del sistema

El fluido base se prepara in-situ o se transporta al sitio. Después de ajustar las propiedades del fluido al intervalo del programa, se puede agregar el AQUA-MAGIC™, a través de la tolva o con una bomba de químicos. La adición se puede hacer a cualquier sistema de fluido de base agua Baker Hughes INTEQ, sin más pre-tratamiento. AQUA-MAGIC es soluble, tiene una Densidad Específica de 1,06 y un pH de 7. El efecto de AQUA-MAGIC en las propiedades del sistema del fluido de perforación es mínimo.

La cantidad de AQUA-MAGIC que se agrega al sistema se establecerá mediante pruebas piloto, antes del inicio de la perforación. Todo el AQUA-MAGIC se deberá agregar al sistema antes del intervalo donde se espera el problema.

La adición de AQUA-MAGIC ha causado formación de espuma en los fluidos de base agua de mar y se ha observado cierto taponamiento de las zarandas. Asegúrese siempre de tener en la locación un antiespumante, como el LD-9®.

Tabla 2-10 Estadísticas de aplicación de AQUA-MAGIC

Intervalo de concentración % en volumen	Intervalo de densidad, lpg	Profundidad (pies)	Angulo del hoyo	Presión diferencial
1¼ - 15%	9.3 - 17.6	6000 a 17.000 TVD	0° a 55°	4¾ - 12¼

## Mantenimiento del sistema

Para poder aprovechar los beneficios de AQUA-MAGIC™, es necesario asegurar que se mantenga la concentración correcta en el sistema y la mejor manera de hacerlo es ajustando el volumen de reposición de AQUA-MAGIC a la tasa de dilución.

El fluido al cual se agrega AQUA-MAGIC seguirá siendo la base para la identificación de los problemas del sistema y para decidir las acciones correctivas. El operador contará con los beneficios que AQUA-MAGIC ofrece en cuanto a reducción del torque y una mejor calidad del revoque, siempre y cuando se mantenga la concentración.

AQUA-MAGIC es inmune a la dureza y tolera un pH alto. Las pruebas con AQUA -MAGIC han demostrado que es estable hasta 250°F. El punto de niebla del glicol variará con la salinidad. El uso de AQUA-MAGIC no se recomienda en aplicaciones de alta presión/alta temperatura (HP/HT) y con herramientas de perforación MWD en hoyo reducido (<3½"), pues puede taponar los orificios y los canales internos de flujo. Las pruebas de laboratorio deberán realizarse siempre para optimizar el contenido de AQUA-MAGIC.

## Fluidos de base aluminio ALPLEX

ALPLEX™ es un complejo de aluminio seco diseñado para controlar los problemas de la perforación asociados con la inestabilidad del hoyo. Este producto es soluble en todos los fluidos de perforación de base agua, siempre y cuando el pH se encuentre por encima de 10,5. Si bien se produce algún intercambio, la función principal de ALPLEX es la de minimizar la transmisión de la presión de poro. Esta capacidad de evitar la transmisión de la presión de poro permite que el fluido de perforación mantenga una presión diferencial con la cara del pozo, con lo cual se logra la estabilidad del pozo (consulte la sección sobre [Transmisión de la presión de poro](#), para detalles sobre la interacción de ALPLEX con las lutitas).

ALPLEX posee un pH alcalino y, por esa razón, no requiere soda cáustica para neutralización. En los sistemas de agua dulce, se puede aplicar directamente a través de la tolva de mezclado. Para mejorar su desempeño en sistemas de agua salada, se recomienda la presolubilización del ALPLEX.

Debido a que ALPLEX reduce la hidratación de las arcillas, hay más agua disponible, por lo cual se requiere menos

## Sistemas de fluidos de base agua

desfloculante, especialmente en sistemas poliméricos. Debido a que los sólidos de la arcilla están menos hidratados, las propiedades reológicas del fluido son muy estables. Las arcillas con menos hidratación tienen una viscosidad menor, lo cual permite que los sistemas a base de polímeros sean más tolerantes a los contaminantes.

La estabilización de las lutitas, inducida por ALPLEX, aumenta la inhibición de las mismas en los sistemas de lignosulfonato UNI-CAL®, así como en los sistemas de poliácridamida NEW-DRILL® donde se emplea agua de mar, agua salada, iones potasio y agua dulce. ALPLEX se puede utilizar para substituir los iones potasio que resultan efectivos para limitar la hidratación, debido a su tamaño y al intercambio catiónico que se produce en la estructura de la arcilla.

Las preocupaciones ambientales relacionadas con la contaminación por cloruro limitan el uso de los cationes provenientes de sales simples como KCl y NaCl. Afortunadamente, la química del aluminio reduce o elimina la necesidad de agregar estos cationes. Sin embargo, las arcillas extremadamente reactivas pueden ser inhibidas utilizando una combinación de iones de potasio, provenientes del acetato de potasio, y ALPLEX.

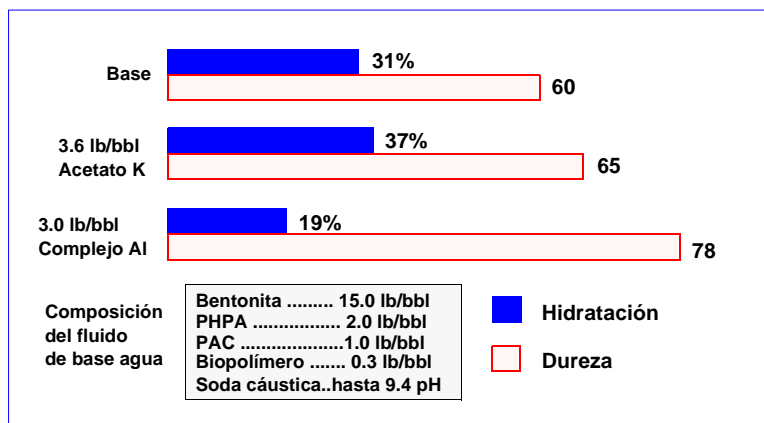


Figura 2-3 ALPLEX substituye los iones de potasio de manera económica, sin floculación

## Pautas de aplicación

### Formulación básica

Esta formulación básica puede emplearse en pozos con temperaturas de fondo que no excedan los 300°F. Para BHT mayores, se pueden desarrollar formulaciones especiales..

<b>Agua, lpb</b>	Dulce a saturada con NaCl
<b>MILGEL<sup>®</sup>, lpb</b>	5 - 15
<b>NEW-DRILL<sup>®</sup> HP, lpb</b>	1 - 3
<b>BIO-PAQ<sup>™</sup>, lpb</b>	2 - 3
<b>XANPLEX<sup>®</sup> D, lpb</b>	Según se requiera para el Punto Cedente deseado
<b>ALPLEX<sup>™</sup>, lpb</b>	1 - 6 dependiendo de la reactividad de las lutitas

### Procedimiento de mezcla

#### *Sistema de agua dulce*

Se puede agregar ALPLEX directamente al sistema circulante, a través de la tolva. Para lograr una eficacia máxima, se tratará cualquier dureza posible del agua.

#### *Sistema de agua de mar*

1. El sistema de agua de mar será sometido a un pretratamiento con NaOH y Na<sub>2</sub>CO<sub>3</sub>, para precipitar el magnesio y el calcio. El pH del agua de mar deberá ser de 10,5 para que la mayor parte del magnesio precipite. Esto aumentará el desempeño de la poliacrilamida parcialmente hidrolizada (PHPA) y eliminará la reducción del pH debida al magnesio.

ALPLEX<sup>™</sup> se debe presolubilizar en agua dulce a una elevada concentración (80 a 120 lpb) en una fosa de píldoras u otra, y después se introduce lentamente en el sistema activo (10 bbls/hora + dependiendo del tiempo total de circulación).

**Nota:** *No agregue ALPLEX directamente al agua de mar sin tratar, porque no se disolverá apropiadamente.*

2. La PHPA, MIL-PAC™ o BIO-PAQ™ se premezclarán en la salmuera pretratada y someterán a corte lo suficiente como para mejorar el desempeño de los polímeros y evitar cualquier obstrucción posible de los tamices de las zarandas.
3. MILGEL® se prehidratará en agua dulce para asegurar una buena calidad del revoque.
4. La PHPA puede ser NEW-DRILL® HP (líquido o Plus). Sin embargo, para evitar cualquier posible obstrucción de las zarandas y para un mejor desempeño, es necesario someter la PHPA a corte de manera suficiente, antes de perforar.
5. Se puede utilizar MIL-PAC™ LV (0,75 hasta 1,0 lpb) en lugar de BIO-PAQ™ (2 a 3 lpb).
6. MIL-PAC R se puede emplear en combinación con XANPLEX® D con el objetivo de aumentar el punto de cedencia para una mejor limpieza del hoyo.

**Nota:** *Debido a su fuerte capacidad de inhibición, el tratamiento con ALPLEX inicial dependerá de la cantidad de sólidos en el fluido inicial. En un fluido no densificado con una CEC (Cation Exchange Capacity: Capacidad de Intercambio Catiónico) <10 meg./100 g y menos del 2% de sólidos de baja gravedad, el tratamiento inicial con ALPLEX deberá ser de, aproximadamente, 1 lpb. A medida que avanza la perforación, se aumentará la concentración deseada de ALPLEX en el sistema total. Esta medida permitirá evitar una caída brusca en las propiedades reológicas, especialmente cuando se requiere una buena limpieza del hoyo.*

### Tratamiento y mantenimiento

La absorción de ALPLEX™ en la formación generalmente está determinado por, y es también directamente proporcional a, la reactividad de la lutita que se perfora y la magnitud de las microfracturas presentes. Las siguientes son pautas de mantenimiento para un sistema ALPLEX:

1. Para una eficacia máxima, el pH del fluido se mantendrá entre 10,5 y 11,5. Regímenes de tratamiento más elevados para ALPLEX causarán alcalinidades mayores del fluido. Para tratamientos sumamente elevados (>8lb/

bb), el pH del fluido podría desplazarse ocasionalmente a valores por encima de 11. Es necesario evitar la adición de elevadas concentraciones de LIGCO® con ALPLEX, porque entonces será difícil mantener el pH por encima de 10. Los aumentos en la viscosidad, a causa de la adición del ALPLEX a un fluido de bajo pH, pueden ser minimizados ajustando el pH del fluido a 10, antes de la introducción de ALPLEX. El pH del fluido se deberá mantener por encima de 10 mediante pequeñas adiciones de ALPLEX.

El pH normal de un fluido se encuentra entre 10 y 11,5, dependiendo de la concentración del ALPLEX.

2. Si bien el sistema ALPLEX es tolerante a los sólidos, será necesario mantener la concentración de los sólidos de baja gravedad en menos de 6%.
3. Utilice MIL-PAC™ R Y XANPLEX® D para barridos, en lugar de MILGEL®.
4. En sistemas ALPLEX de agua salada o elevado contenido de sal, utilice lignito presolubilizado para un control adicional de la filtración. Para evitar la caída del pH debido al lignito adicional, compense con soda cáustica, utilizando una relación de 4:1 (lignito:soda cáustica). Si está mezclando en la misma fosa, agregue la soda cáustica al lignito y después añada ALPLEX.
5. Cuando se agota el ALPLEX en el sistema de fluido, se producirá cualquiera de los acontecimientos siguientes, o una combinación de los mismos:
  - El pH del fluido caerá por debajo de 9,5.
  - Los recortes en las zarandas serán blandos y pegajosos. Es posible que se obstruyan los tamices de las zarandas.
  - La viscosidad del fluido y las propiedades reológicas generalmente aumentarán.
  - Se puede producir embolamiento de la mecha, problemas de torque y arrastre excesivo y hoyos apretados.

- Debido a que el consumo de ALPLEX está directamente relacionado con el área superficial de los sólidos de perforación introducidos, el uso de lignosulfonato puede aumentar el consumo de ALPLEX.
- Un ingrediente de ALPLEX reacciona con el calcio y el magnesio para formar precipitados inertes. Esta reacción explica la capacidad de los fluidos ALPLEX para tolerar la contaminación por cemento. Sin embargo, cuando introduzca ALPLEX en sistemas que contienen más de 400 mg/L de dureza, se deberá someter el sistema a tratamiento para reducir ésta, antes de la adición de ALPLEX.

### Determinación del aluminio mediante un electrodo de fluoruro

#### Equipo y reactivos

- Medidor de pH/mv (Orion u otro instrumento que pueda utilizar un electrodo de fluoruro y con capacidades de modo de concentración).
- Electrodo de fluoruro combinado, con conector BNC - Orion 9609BN (actualmente se suministra con solución de llenado Ionplus A Optimum Results).
- Solución de llenado del electrodo de referencia - solución de llenado Orion Ionplus A Optimum Results (Orion 900061) o solución de llenado del electrodo de referencia IONALIZER (Orion 900001).
- Pipeta de **plástico** - 0,5 mL
- Vasos de precipitados de **plástico** (2) - 150 mL
- Cilindros graduados de **plástico** (2) - 50 mL
- Pipeta (3 mL) o jeringa de plástico de 10cc
- Solución de fluoruro de potasio - 0,0010 M (patrón 10)
- Solución de fluoruro de potasio - 0,010 M (patrón 100)
- Acido acético/acetato de potasio



## Preparación de los patrones para la calibración del instrumento

**Nota:** *Los cilindros graduados, vasos de precipitados y pipetas se enjuagarán con agua destilada y se secarán, antes de cada uso.*

1. Coloque 30 mL de solución de fluoruro de potasio 0,0010 M (patrón 10) en un cilindro graduado **plástico**.
2. Vierta los 30 mL de solución de fluoruro de potasio 0,0010 M en un vaso de precipitados de **plástico**.
3. Lleve 3 mL del amortiguador de acetato de potasio/ácido acético al vaso de precipitados **plástico** que contiene la solución de fluoruro de potasio 0,0010 M, utilizando una pipeta o una jeringa plástica de 10cc.
4. Agite el contenido del vaso de precipitados para asegurar una mezcla apropiada. *Deje reposar durante 5 minutos.*
5. Coloque 30 mL de solución de fluoruro de potasio 0,010 M (patrón 100) en un cilindro graduado de **plástico**.
6. Vierta los 30 mL de la solución de fluoruro de potasio 0,010M en un vaso de precipitados de **plástico**.
7. Utilizando una pipeta o una jeringa de plástico de 10 cc, lleve 3 mL del amortiguador de acetato de potasio/ácido acético al vaso de precipitados **plástico** que contiene el fluoruro de potasio 0,010 M.
8. Agite el contenido del vaso de precipitado para asegurar una mezcla apropiada. *Deje reposar durante 5 minutos.*

## Calibración del instrumento, medición y cuidado del electrodo

### *Preparación del electrodo*

El electrodo se envía sin la solución de llenado en la cámara de referencia. Para llenarlo utilizando la botella de surtidor:

1. Lleve la boquilla a su posición vertical.
2. Introduzca la boquilla en el orificio de llenado del forro exterior y lleve una pequeña cantidad de solución a la cámara. Incline el electrodo para humedecer el O-ring en la parte superior y después regrese el electrodo a su posición vertical.

## Sistemas de fluidos de base agua

---

3. Sosteniendo el electrodo por su cuerpo, con una mano, utilice el pulgar para empujar hacia abajo la tapita del electrodo, dejando que unas pocas gotas de la solución humedezcan el cono interior.
4. Libere el forro. Si éste no regresa a su posición original inmediatamente, verifique si el O-ring está lo suficientemente húmedo y repita los pasos 2 al 4 hasta que el forro haya regresado a su posición original. Agregue la solución hasta el orificio de llenado.
5. La sonda ya está lista para ser utilizada.

**Nota:** *Agregue la solución de llenado cada día, antes de utilizar el electrodo. Esta solución deberá encontrarse, al menos, a una pulgada por encima del nivel de la muestra en el vaso de precipitado, para asegurar una tasa de flujo adecuada. Si la solución de llenado está por debajo de una pulgada en relación al nivel de la solución de muestra, el potencial de los electrodos puede ser errático.*

6. Ajuste el electrodo en el enchufe apropiado, en el medidor.
7. Ponga en funcionamiento el instrumento y espere aproximadamente un minuto.
8. Calibre el medidor en base a las instrucciones del manual que viene con el instrumento.

### *Preparación de las muestras para su análisis*

1. Coloque 430 mL de solución 0,010 M (patrón 100) en un cilindro graduado **plástico**.
2. Transfiera los 30 mL de solución a un vaso de precipitados **plástico**.
3. Con una pipeta **plástica**, agregue 0,5 mL de la muestra (filtrado del fluido) al vaso de precipitados y agite el contenido para asegurar la mezcla apropiada.
4. Utilizando una pipeta de 3 mL o una jeringa de plástico de 10 cc, lleve 3 mL del amortiguador de acetato de potasio/ácido acético al vaso de precipitados.
5. Agite la solución para asegurar una mezcla apropiada. *Deje reposar durante 5 minutos, antes de la medición.*

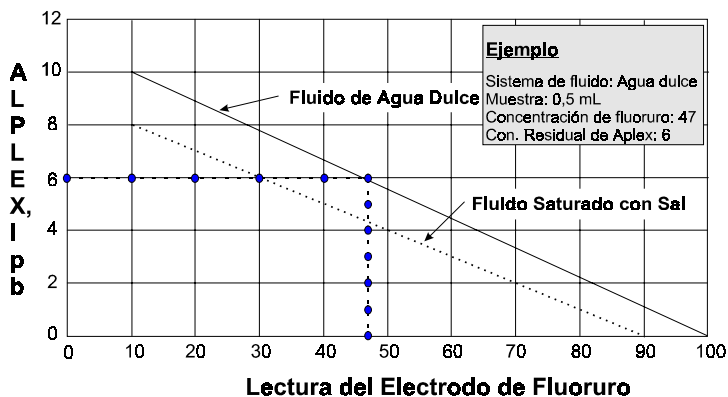
6. Para cada muestra, repita los pasos 1 al 5.

### *Análisis de las muestras*

1. Enjuague el electrodo con agua destilada.
2. Seque la sonda con un papel suave, no la *frote*.
3. Prepare las muestras como se describió anteriormente. Coloque la sonda en la muestra y registre las lecturas después de un minuto.
4. Verifique la calibración cada 4 horas analizando el Patrón 100. Recalibre si el patrón se diferencia en más de  $\pm 3$ .
5. Enjuague la sonda con agua destilada y seque con papel suave, entre cada prueba.

**Nota:** *Si las lecturas de las concentraciones son superiores a 100, es posible que Ud. haya olvidado el amortiguador!*

Figura 2-4 Tabla de correlación del electrodo de fluouro



**Nota:** La curva para el fluido saturado con sal se utilizará cuando la concentración de NaCl sea > 18%

## Fluido para altas temperaturas PYRO-DRILL

El sistema PYRO-DRILL<sup>SM</sup> consiste en un fluido de perforación de base agua muy flexible que se emplea cuando la temperatura y/o los contaminantes hacen que los sistemas convencionales de base agua sean inestables o poco rentables. Un fluido de perforación inestable puede originar problemas como pérdida de circulación, atascamiento de tubería e inestabilidad del pozo.

PYRO-DRILL ha sido diseñado para que pueda ser térmicamente estable y resistente a los contaminantes. El producto ha sido empleado en pozos geotérmicos con temperaturas de fondo (BHT) por encima de 600° F. Se han utilizado fluidos densificados de agua dulce o de agua salada, con temperaturas que se acercan a los 500° F.

Los fluidos PYRO-DRILL<sup>SM</sup> se han preparado en salmueras con concentraciones de magnesio superiores a 30.000 mg/L

La [Tabla 2-11](#), la [Tabla 2-12](#) y la [Tabla 2-13](#) presentan las formulaciones típicas de PYRO-DRILL para los fluidos preparados con agua a diferentes salinidades.

## Sistemas de fluidos de base agua

**Tabla 2-11 Formulación de PYRO-DRILL con agua dulce**

Producto (lb/bbl)	Densidad, lb/gal.			
	10 - 12	12 - 14	14 - 16	16 - 18
MILGEL®	10 - 20	7.0 - 15	5.0 - 15	5.0 - 10
Soda cáustica	.25 - .50	.25 - .50	.50 - .75	.50 - .75
MIL-TEMP®, ALL-TEMP™	.25 - .50	.50 - .75	.75 - 1.5	1.0 - 2.0
CHEMTROL® X	1.0 - 5.0	1.0 - 5.0	3.0 - 8.0	4.0 - 10
PYRO-TROL®	.25 - 2.0	0.5 - 1.0	1.0 - 2.0	1.0 - 2.0
KEM-SEAL™	0.5 - 2.0	0.5 - 2.0	0.5 - 2.0	0.5 - 2.0
Propiedades				
VP, cP	10 - 25	15 - 30	15 - 30	20 - 45
PC, lb <sub>f</sub> /100 ft <sup>2</sup>	10 - 15	10 - 15	10 - 15	10 - 15
HT/HP, cc/30 min.	10 - 25	10 - 25	10 - 25	10 - 25

**Tabla 2-12 Formulación de PYRO-DRILL con agua de mar y salmuera ligera**

Producto (lb/bbl)	Densidad, lb/gal.			
	10 - 12	12 - 14	14 - 16	16 - 18
MILGEL	10 - 20	7.0 - 15	5.0 - 15	5.0 - 10
Soda cáustica	.25 - .50	.25 - .50	.50 - .75	.50 - .75
MIL-TEMP, ALL-TEMP	.25 - .50	.50 - .75	.75 - 1.5	1.0 - 2.0
CHEMTROL X	1.0 - 5.0	1.0 - 5.0	3.0 - 8.0	4.0 - 10
PYRO-TROL	.25 - 2.0	0.5 - 2.0	1.0 - 2.0	1.0 - 2.0
KEM-SEAL	0.5 - 2.0	0.5 - 2.0	0.5 - 2.0	0.5 - 2.0
Propiedades				
Viscosidad plástica, cP	10 - 25	15 - 30	15 - 30	20 - 45
Punto cedente, lb <sub>f</sub> /100 ft <sup>2</sup>	10 - 15	10 - 15	10 - 15	10 - 15
HT/HP, cc/30 min.	10 - 25	10 - 25	10 - 25	10 - 25

## Sistemas de fluidos de base agua

Tabla 2-13 Formulación de BIO-DRILL con agua salada

Producto (lb/bbl)	Densidad, lb/gal.		
	10 - 12	12 - 14	14 - 16
MILGEL®	10 - 20	7.0 - 15	5.0 - 15
Soda cáustica	.25 - .50	.25 - .50	.50 - .75
MIL-TEMP®, ALL-TEMP™	.25 - .50	.50 - .75	.75 - 1.5
CHEMTROL® X	1.0 - 5.0	1.0 - 5.0	3.0 - 5.0
PYRO-TROL®	.25 - 2.0	0.5 - 2.0	1.0 - 2.0
POLY-DRILL®	5.0 - 10	5.0 - 10	5.0 - 10
KEM-SEAL™	0.5 - 2.0	0.5 - 2.0	0.5 - 2.0
Propiedades			
Viscosidad plástica, cP	10 - 25	15 - 30	15 - 30
Punto cedente, lb <sub>f</sub> /100 ft <sup>2</sup>	10 - 15	10 - 15	10 - 15
HT/HP, cc/30 min.	10 - 25	10 - 25	10 - 25

### Preparación del sistema

1. Para todos los sistemas de salmuera, prehidrate el MIL-GEL en agua dulce antes de su adición a la salmuera. El tiempo de prehidratación mínimo dependerá del equipo de mezclado disponible. Con una tolva estándar, se recomienda un mínimo de 6 horas.
2. Para una salinidad mayor que 50.000 mg/L, se recomienda la presolubilización de CHEMTROL X en agua dulce de alto pH.
3. Mezcle los componentes en el orden indicado en las tablas.
4. Todos los componentes se mezclan a través de la tolva. Cada uno de los componentes poliméricos (MIL-TEMP®, ALL-TEMP™, PYRO-TROL®, POLY-DRILL® y KEM-SEAL™) se agregarán lentamente para asegurar la distribución uniforme en todo el fluido y una dispersión completa, además de la eficacia de los materiales.
5. El pH de todos los fluidos que contienen PYRO-TROL se mantendrá por debajo de 10,5. A valores de pH más

altos, la hidrólisis alcalina del PYRO-TROL reducirá su eficacia en el sistema.

### Mantenimiento y tratamiento del sistema

El mantenimiento y tratamiento del sistema está determinado por los resultados de las pruebas piloto de envejecimiento bajo las condiciones de fondo. Después del envejecimiento estático o dinámico a la temperatura de fondo estática esperada, la viscosidad y la pérdida de fluido en el sistema deberían permanecer dentro del intervalo indicado en las tablas. Si no es así, se somete el sistema a un tratamiento con una premezcla, la cual consiste en el fluido PYRO-DRILL<sup>SM</sup> base completamente formulado. Debido a que el sistema es balanceado, el mantener la relación adecuada de sus componentes es un elemento clave para la estabilidad reológica.

#### Pautas

1. Siempre someta a tratamiento con una premezcla completamente formulada. Realice pruebas piloto a la temperatura estática de fondo esperada, para establecer el nivel de tratamiento adecuado.
2. Controle el contenido de sólidos de baja gravedad en el fluido, de manera cuidadosa. Los niveles sugeridos para varias temperaturas son los indicados en la [Tabla 2-14](#).
3. Si se encuentra una contaminación grave por carbonato, realice pruebas piloto con cal, yeso y cáustico, para establecer el programa de tratamiento óptimo.

**Tabla 2-14** Contenido sugerido de sólidos de baja gravedad para los fluidos PYRO-DRILL

Temperatura, °F	Sólidos de baja gravedad, % en vol.
Hasta 300	6
300 - 350	4
> 350	3

# Sistemas de fluidos de especialidad

## Sistemas de base silicato

### Antecedentes

Los sistemas de perforación de base silicatos solubles fueron utilizados por primera vez en la década de los años 30 para el control de las lutitas desmoronables (lutitas que se desmoronan hacia el pozo en cantidades suficientes como para interferir con la operación de perforación). Los primeros fluidos de base silicato de sodio contenían elevadas concentraciones de silicatos (20% a 50% en volumen) y se utilizaron con éxito para perforar más de 100 pozos en el área de la Costa del Golfo de los Estados Unidos. El sistema realmente permitió la estabilización de las lutitas, pero su reología era sumamente difícil de controlar. A inicios de la década de los años cuarenta, el sistema fue substituido por fluidos de cal-quebracho, los cuales permitieron un control reológico mucho más sencillo.

Los fluidos de base silicato fueron reintroducidos por Darley a finales de los sesenta, pues se descubrió que era posible estabilizar la mayoría de las lutitas mediante el uso de soluciones más diluidas (generalmente 5% a 10% en volumen) de silicato de potasio o sodio. Este último parecía ser el más eficaz. La adición de sales (como el KCl y el NaCl) contribuyó de manera importante con la estabilidad de las lutitas. Este efecto estabilizador adicional se debía a la deshidratación de las lutitas a través del gradiente osmótico generado por los solutos. Se perforaron tres pozos con la formulación sugerida por Darley.

Recientemente, los estudios sobre la Transmisión de la Presión de Poro (PPT) han llevado a un interés renovado en los fluidos de perforación de base silicato. Para información adicional sobre la PPT, consulte la sección sobre Problemas de hoyo en este capítulo.

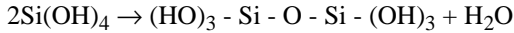
### Estructura de las soluciones de silicatos

Las soluciones comercialmente disponibles de silicato de potasio o sodio se pueden dividir en dos fracciones:

1. Iones disueltos, como cationes de sodio o potasio, iones hidróxido e iones silicato ( $\text{SiO}_4^{4-}$ )
2. Una fracción coloidal



En una solución concentrada de silicato de sodio, hasta el 75% del sílice está presente en forma polimerizada o coloidal. El elemento básico de los polímeros de sílice es el ácido monosilícico Si (OH<sub>4</sub>). Este es un compuesto inestable y se polimeriza al compartir grupos OH<sup>-</sup> entre átomos Si, lo cual origina la formación de enlaces de siloxano (Si-O-Si) y la eliminación del agua como se indica en la ecuación siguiente:



Las especies poliméricas no son de tamaño uniforme y pueden ser lineales o cíclicas. Se han identificado especies de polisilicatos con hasta doce átomos de Si.

### Mecanismo para la estabilización del pozo

Las lutitas perforadas requieren un esfuerzo eficaz de soporte radial para su estabilidad. Esto se logra mediante el sobrealance de fluido, el cual empuja el filtrado y la presión del fluido hacia las lutitas, causando diferentes efectos desestabilizadores. El más profundo consiste en el aumento de la presión de poro en la zona cercana a la cara del pozo (transmisión de la presión de poro) lo cual anula el soporte ofrecido por la presión de fluido. Cuando esto sucede, los esfuerzos in-situ pueden vencer la resistencia de la lutita, lo cual causa la deformación plástica y derrumbe de la misma.

Mejorar las características de los fluidos de perforación en cuanto a la estabilización de las lutitas implica reducir el flujo de filtrado hacia las mismas. Existen cuatro mecanismos posibles para reducir este flujo:

1. Aumentar la viscosidad del filtrado
2. Reducir la permeabilidad de las lutitas
3. Equilibrar el flujo del filtrado de fluido hacia la lutita, mediante un contraflujo de agua de poro empujado por la presión osmótica.
4. Una combinación de los tres mecanismos

Las interfaces lutita/fluido se pueden comportar como una membrana, la cual es *semipermeable*, si no deja pasar los iones de soluto pero sí las moléculas de agua. Este flujo de agua preferencial es lo que se denomina *osmosis*. El término también se emplea para el movimiento preferencial o flujo de agua a través de una interfaz lutita/fluido. El agua siempre fluirá a través de esta membrana para igualar la actividad. La

capacidad que tiene la membrana en cuanto a dejar pasar el agua puede reducirse mediante el uso de aditivos que taponan las gargantas de poro.

Los fluidos de silicato estabilizan las lutitas mediante una combinación de mecanismos. Las estructuras de silicatos (a un pH de 11 a 12,5) son lo suficientemente pequeñas como para entrar en los poros de la lutita mediante el flujo hidráulico o por difusión. Al entrar en estos poros, se puede esperar que ocurra lo siguiente:

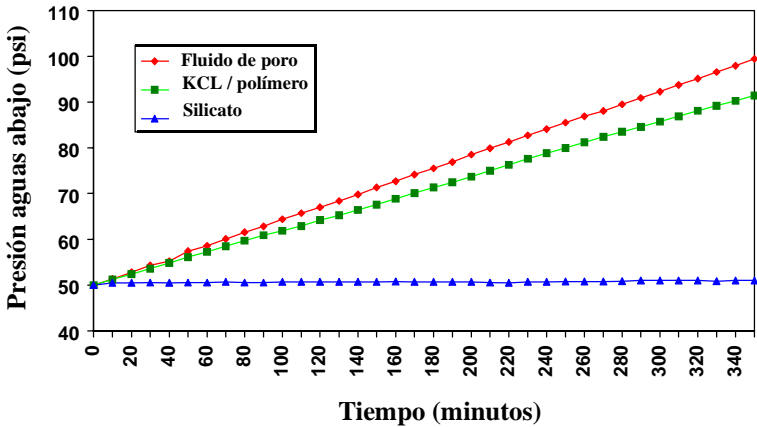
- El pH del fluido de poro es casi neutro (pH ~7). Cuando los silicatos se diluyen y el pH cae, los silicatos se gelifican.
- El agua de poro contiene generalmente cationes divalentes (como  $\text{Ca}^{+2}$  y  $\text{Mg}^{+2}$ ), que rápidamente inducirán la precipitación de silicatos.

Los silicatos gelificados y/o precipitados estabilizarán las lutitas mediante:

- la formación de una barrera física que evita una invasión ulterior del filtrado y la penetración de la presión. Así, la formación de lutita y la cara del pozo se encontrarán aisladas ante la presión. El proceso de gelificación/ precipitación ocurre rápidamente y termina antes que se haya producido una pérdida significativa de fluido e invasión de la presión;
- el mejoramiento de la eficiencia de la membrana osmótica. Para evitar el flujo de agua desde el fluido hacia la lutita, la actividad del fluido de base silicato debería al menos equilibrar la actividad de la lutita.

La [Figura 2-5](#) muestra cómo un fluido de base silicato detuvo la transmisión de la presión de poro en una lutita, mientras que un fluido KCl/polimérico tuvo poco efecto.

Figura 2-5 Comparación de resultados de la prueba de Transmisión de la Presión de Poro con un fluido de perforación de base silicato



## Aplicaciones

### Lutitas

Los fluidos de perforación de base silicato son más apropiados para la perforación de lutitas altamente dispersivas. Estos fluidos pueden ofrecer más estabilidad que los sistemas de base aceite o base sintética. El mecanismo principal de protección es la generación de una película que reduce el filtrado y la invasión de presión entre las partículas de lutita.

### Lutitas y tizas microfracturadas

Las lutitas con pequeñas fracturas se desestabilizan rápidamente cuando los fluidos de perforación invaden las grietas y elevan la presión de fluido en ellas. Los silicatos solubles tienen la capacidad de llenar las grietas pequeñas y sellarlas. El mecanismo es nuevamente la gelificación rápida y la precipitación de los compuestos de silicato cuando el filtrado se encuentra con el fluido de poro neutro que contiene iones polivalentes, en las microfracturas.

Los reportes indican que grietas de hasta 0,5 mm de diámetro han sido *curadas* en el laboratorio utilizando fluidos de base silicato. Se determinó que la concentración mínima de  $\text{SiO}_2$ , para lograr la obturación de las grietas, era de 10.000 mg/L.

Las tizas fracturadas pueden ser selladas por el sistema de silicato de la misma manera que las lutitas fracturadas. Los informes de campo indican que la pérdida de circulación en las tizas se ha detenido rápidamente sin requerimientos adicionales de materiales para pérdida de circulación.

### Tizas

Algunas tizas ( $\text{CaCO}_3$ ) son blandas y fácilmente dispersibles. Estas tizas tienden a derrumbarse y dispersarse rápidamente en el fluido de perforación, requiriendo elevadas tasas de dilución. Los silicatos evitan la dispersión de los recortes y los derrumbes del pozo que generalmente se observan cuando se perfora una tiza blanda con fluidos de base agua. Esto se logra mediante la reacción del silicato con los iones  $\text{Ca}^{+2}$  presentes en las superficies de la tiza.

### Limitaciones

#### Temperatura

Se ha desarrollado un sistema de fluido estable hasta 225° F (107° C). Actualmente se está trabajando para llegar hasta 250° F (121° C). La estabilidad del sistema de fluido se encuentra actualmente limitada por la estabilidad de los polímeros utilizados para el control reológico y de la pérdida de fluido en el ambiente de alto pH del sistema.

#### Densidad

La densidad máxima del fluido que ha sido exitosamente formulada en el laboratorio es de 15 lb/gal (1,8 de densidad específica). Fuentes externas han informado sobre el uso de fluidos de base silicato hasta 18 lb/gal.

#### Daño a la formación

Los estudios del flujo en núcleos, realizados en el laboratorio, han indicado una considerable reducción en la permeabilidad. Hasta que se puedan comprender mejor los mecanismos del daño, no se deberían exponer las formaciones productoras a fluidos que contengan silicatos. Esto se puede lograr dejando que el silicato se agote antes de penetrar en la formación productora o cambiando a un fluido *drill-in* como **PERFFLOW**. Actualmente se está estudiando la magnitud del daño a la formación y las posibilidades de limpieza, estimulación o desvío lejos del daño.

### Formulaciones y propiedades de los fluidos

La [Tabla 2-15](#) muestra tres formulaciones típicas de fluidos de base silicato. La formulación #1 y la #2 contienen agua dulce, mientras que la #3 es con agua de mar. Se requieren concentraciones más elevadas de soda cáustica y sosa para precipitar los iones divalentes en las formulaciones con agua de mar.

## Sistemas de fluidos de base agua

**Table 2-15 Formulaciones y propiedades típicas de fluidos de base silicato**

Formulación	#1	#2	#3
Agua dulce, bbl/bbl	0.64	0.74	—
Agua de mar, bbl/bbl	—	—	0.78
KCl, lb/bbl	27.03	31.10	35.71
Carbonato de sodio anhidro, lb/bbl	0.10	0.10	0.50
Soda cáustica, lb/bbl	0.20	0.20	1.60
Silicato de sodio, bbl/bbl	0.09	0.11	0.60
XANPLEX® D, lb/bbl	0.40	0.75	0.75
MIL-PAC™ LV, lb/bbl	5.00	5.00	5.00
MIL-BAR®, lb/bbl	334.7	163.7	157.8
NOXYGEN™, lb/bbl	1 - 2	1 - 2	1 - 2
Propiedades	#1	#2	#3
Densidad del fluido, lb/gal (S.G.)	15 (1.8)	12.1 (1.456)	12.1 (1.456)
Viscosidad plástica, cP	alap	alap	alap
Punto cedente, lb/100 ft <sup>2</sup>	18 - 22	24 - 28	24 - 28
Pérdida de fluido A.P.I. , cc/30 min	< 7	< 7	< 7
pH	11.5-12.5	11.5-12.5	11.0-12.0
Contenido de silicato( como SiO <sub>2</sub> ), g/L	50	50	30
KCl, lpb	35	35	40

Las tres formulaciones anteriores fueron desarrolladas utilizando una formulación que puede correr en MS Excel® 5.0. El archivo está disponible a través de **In Source** como **SILCOM.xls**. Se puede encontrar información adicional

sobre los fluidos de base silicato en el Manual de Silicatos, y también a través de *InSource*.

### Sistemas de base carbonato

INTEQ ha sido pionera en el desarrollo de fluidos de base carbonato de potasio para su uso en situaciones de perforación específicas. La fase de salmuera permite tener densidades de hasta 13 lbs/gal (1,56 de densidad específica) que se logran sin la adición de materiales densificantes no solubles. Esta característica hace que estos fluidos sean especialmente idóneos para hoyos reducidos y perforación con tubería continua (*coiled tubing*) y como base para los fluidos de perforación de la zona productora (*drill-in*). También se emplean en áreas ambientalmente sensibles donde se requiere el ión potasio para el control de las lutitas, y el ión cloruro, proveniente del cloruro de potasio, se considera ambientalmente inaceptable. La densidad de cualquiera de los fluidos se puede aumentar ulteriormente mediante la adición de barita, carbonato de calcio o dolomita triturada. Los fluidos se preparan y mantienen con aditivos comunes de los campos petroleros.

Debido a que el carbonato de potasio es una sal alcalina, los fluidos preparados con este carbonato tendrán propiedades considerablemente diferentes en comparación con los fluidos preparados con otras sales. El tratamiento de estos fluidos en relación a los contaminantes más comunes será algo diferente. Las secciones siguientes ofrecen una explicación de estas diferencias.

### Alcalinidad del fluido

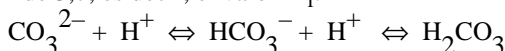
El carbonato de potasio es una base débil. El pH de la salmuera puede llegar a 13,5 en una solución saturada. Sin embargo, el pH normal en un fluido preparado con agua de mar es 10,2 a 10,8. El cemento puede originar un aumento del pH hasta más de 12,5. Bajo estas condiciones, la viscosidad y filtración se pueden ver afectadas. La contaminación con cemento debería tratarse con ácido cítrico para reducir el pH. Si se van a perforar grandes cantidades de cemento, se recomienda el pretratamiento.

El  $P_m$  algunas veces se utiliza para calcular el exceso de cal en los fluidos de perforación. Los fluidos de carbonato tienen un  $P_m$  naturalmente alto que es el resultado de la naturaleza alcalina de la sal. En consecuencia, el  $P_m$  no se puede usar para determinar la cal en exceso o el contenido de cemento de un fluido de base carbonato.

### Alcalinidad del filtrado

El método  $M_f/P_f$  es bastante satisfactorio para estos sistemas. El método P1/P2 estándar funcionará si la concentración de la solución de cloruro de bario se duplica debido a la elevada concentración de iones carbonato en estos sistemas.

$P_f$  y  $M_f$  se determinan mejor con un medidor de pH. El punto de equivalencia para la formación de bicarbonato se encuentra en un pH igual a 8,3, es decir, el  $P_f$ . Una titulación ulterior con ácido conduce a la formación de carbónico a un pH de 3,7, es decir, el valor  $M_f$ .



Las concentraciones de iones carbonato y bicarbonato pueden ser determinadas con las ecuaciones que se presentan más adelante. A menos que exista una entrada de un gas ácido, el  $M_f$  debería ser casi siempre más elevado que el doble de  $P_f$ . Por lo tanto, la concentración del ión carbonato está dada por  $1200 \times P_f$ , y la de ión bicarbonato es  $1220 (M_f - 2 \times P_f)$ , ambos en mg/L.

Ejemplos típicos de un sistema de carbonato de potasio con agua dulce sería un  $P_f$  de 12 y un  $M_f$  de 26, para una concentración de 15 lb/bbl ( $42 \text{ kg/m}^3$ ) de carbonato de potasio. En una nueva preparación, el  $P_f$  podría ser igual a  $M_f$ , porque solo existirán iones carbonato en la solución.

El contenido de ión hidróxido puede calcularse utilizando la ecuación  $17.000 \times 10^{\text{pH}-14}$ . Esta sería una sobreestimación. Un pH de carbonato normal no excederá un valor de 11. Si este pH se debe únicamente a los iones hidroxilo, representa un equivalente de 85 mg/L de iones hidroxilo. Este número se puede sustraer del valor antes obtenido para tener una estimación más precisa.

**Ejemplo:** Para el cemento con un pH de 12,9, el contenido de iones hidroxilo es:

$$17.000/10^{1,1} = (17.000 \div 12,58) - 85 = 1266 \text{ mg/L.}$$

### Determinación del calcio

Debido a que existe un exceso de iones carbonato disueltos, los iones calcio se precipitarán y saldrán de la solución rápidamente. Algunos iones de magnesio también se precipitarán. La cantidad depende de la concentración de los iones carbonato e hidroxilo. Si se realiza la prueba estándar de dureza durante la perforación, se obtendrán valores



erróneamente elevados para la dureza, debido a las interferencias no identificadas en la titulación. Este también será el caso cuando se perfora el cemento. Debido a que un fluido de base carbonato ya es un sistema sumamente floculado, la adición de la dureza total al sistema tiene efectos menores sobre el desempeño total del fluido, y la titulación de la dureza total no tiene mucha relevancia en estos sistemas.

### Determinación del cloruro

En los sistemas tratados con sal o agua de mar, el punto final de la titulación se puede mejorar agregando 1 mL de indicador de cromato de potasio a cada milímetro de filtrado utilizado. Esto permite una mayor reproducibilidad del punto final. No se han identificado problemas de titulación de cloruro en los sistemas de agua dulce.

### Determinación del potasio

Como se sabe, el método de centrifuga API es poco preciso a concentraciones de sal de potasio por debajo de 2% en peso y también por encima del 7%. Es posible determinar concentraciones más elevadas mediante dilución, pero algunos fluidos de base carbonato de potasio pueden tener niveles de potasio en el límite inferior de la sensibilidad de esta prueba. Para estos fluidos, se puede emplear un electrodo sensible a los iones o el método STPB. Consulte [Procedimientos misceláneos de prueba](#) en el Capítulo 1, en relación a los métodos de la centrifuga y STPB.

### Esmectitas y contaminación por carbonato

Aquellas personas que están familiarizadas con los fluidos de base agua conocerán también los problemas que causa la contaminación por carbonato o bicarbonato. Estos “problemas” se originan del hecho de que la mayoría de los fluidos de perforación de base agua contienen sólidos de arcilla hidratados y bentonita comercial. El efecto de los iones de carbonato y bicarbonato sobre las arcillas hidratadas está ampliamente documentado y se sabe que producen un aumento significativo en las resistencias gel y el punto cedente.

Estos problemas se superaron en gran parte mediante el uso de una formulación polimérica (AQUA-SEAL™), especialmente diseñada para su uso en fluidos de carbonato de potasio. Como resultado de ello, se pueden incorporar

grandes cantidades de sólidos de arcillas reactivas en el sistema, sin un aumento demasiado grande en la reología.

La experiencia ha demostrado que los fluidos de base agua dulce para la parte superior del hoyo se pueden convertir a fluidos de base carbonato de potasio mediante la adición de éste y AQUA-SEAL. Sin embargo, a medida que MBT aumenta, también se observa un aumento en la viscosidad, punto cedente y resistencia gel del fluido. A un cierto punto, se requiere una dilución importante o la adición de AQUA-COL™. Una concentración de AQUA-COL de 1% a 2% en volumen es suficiente para desflocular el sistema y restaurar unas buenas propiedades del fluido.

La [Tabla 2-16](#) contiene formulaciones y propiedades típicas para fluidos preparados en el laboratorio. La [Tabla 2-17](#) presenta propiedades típicas de los fluidos. La sección de *Tablas de Sales*, en el [Capítulo 5](#), presenta una tabla para la formulación de una salmuera de carbonato de potasio.

## Sistemas de fluidos de base agua

**Tabla 2-16 Fórmulas y propiedades típicas con agua dulce**

	Densidad		
Componente, lb/bbl	9 lb/gal	11.4 lb/gal	13.5 lb/gal
Carbonato de potasio	15.0	15.0	15.0
AQUA-SEAL™	2.25	2.50	2.75
XANPLEX® D	2.0	1.0	0.6
Barita	—	115.0	225.0
Sólidos de arcilla OCMA	—	35.0	35.0
Sólidos de lutita triturados	—	25.0	25.0
	Densidad		
Propiedad	9 lb/gal	11.4 lb/gal	13.5 lb/gal
Viscosidad plástica, cP	9	15	39
Punto cedente, lb/100 ft <sup>2</sup>	18	25	18
Geles, lb/100 ft <sup>2</sup>	7 / 12	7 / 11	6 / 12
Filtrado API , cc/30 min	12.4	8.5	8.0
pH	10.0	9.4	9.4
P <sub>m</sub>	8.0	7.5	7.2
P <sub>f</sub>	8.2	8.6	11.1
M <sub>f</sub>	23.7	24.2	29.6

## Sistemas de fluidos de base agua

Table 2-17 Propiedades típicas de los fluidos de campo

Propiedad	Fluido de agua de mar	Fluido de agua dulce
Densidad, lb/gal	10.5	8.7 - 11.7
Viscosidad plástica, cP	18 - 27	15 - 35
Punto cedente, lb/100 ft <sup>2</sup>	20 - 54	14 - 25
Gel inicial, lb/100 ft <sup>2</sup>	5 - 6	3 - 7
Gel 10-Min., lb/100 ft <sup>2</sup>	10 - 30	5 - 10
Filtrado API, cc/30 min	3.2 - 4.7	5 - 10
Revoque, 1/32 pulgadas	1/32	1/32
pH	10 - 10.5	11 - 11.8
P <sub>m</sub>	20 - 24	8 - 12
P <sub>f</sub>	17 - 25	8 - 12
M <sub>f</sub>	34 - 50	17 - 27
Cloruros, mg/L	22,000 - 28,000	1500 - 2500

## Sistemas de fluidos para perforación de la zona productora (*Drill-In*)

### El sistema **PERFFLOW**

Los fluidos **PERFFLOW**<sup>®</sup> han sido diseñados para ser utilizados como fluidos *drill-in*, es decir, para perforación de la zona productora. Los mismos se caracterizan por poseer las propiedades de un buen fluido de perforación, al mismo tiempo que tienen los atributos de un fluido de completación. En este sentido, el fluido **PERFFLOW** debería ser el único al cual estuviera expuesta la formación productora durante la operación final de perforación.

Baker Hughes INTEQ ha desarrollado el sistema **PERFFLOW** en base a una técnica de puenteo que controla efectivamente la fuga del fluido hacia la formación

productora y ofrece una zona de puenteo (revoque) que puede ser removida, de manera fácil y eficaz, por el fluido producido. El sistema **PERFFLOW** ofrece un control eficaz de estas pérdidas lentas en un intervalo amplio de permeabilidades de formación. Dependiendo del tipo de completación programada para el pozo, es posible que no se requieran rompedores o fluidos para disolver los sólidos puenteantes. La remoción del revoque, que está en la cara de la formación, se logra al hacer fluir el pozo.

El mecanismo de control de la pérdida de fluido, que se aplica en **PERFFLOW**, es el resultado directo del puenteo mecánico de partículas de carbonato de calcio apropiadamente micronizadas, que se encuentran en las gargantas de poro. El gráfico en la [Figura 2-6](#) muestra la distribución del tamaño de las partículas del carbonato de calcio micronizado que se utiliza en **PERFFLOW**. Observe que se emplea una amplia distribución de los tamaños de partículas para puentear una amplia gama de tamaños de poro.

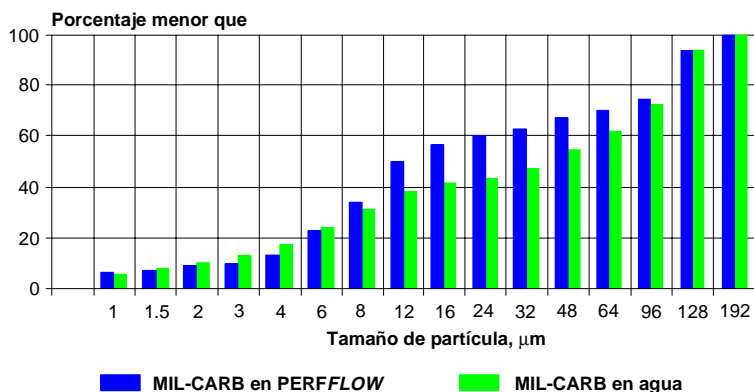


Figura 2-6 Distribución del tamaño de las partículas (PSD) del carbonato de calcio micronizado utilizado en PERFFLOW

## Aplicación del sistema

En la preparación del fluido **PERFFLOW**<sup>®</sup> se utiliza uno de tres productos. **W-306**<sup>™</sup> y **PERFFLOW DIF** se emplean en la preparación de los fluidos **PERFFLOW** con cloruro de potasio, cloruro de sodio, cloruro de calcio, bromuro de calcio, bromuro de zinc, salmueras de formiato o mezclas de estas salmueras.

**PERFFLOW 100** ha sido específicamente diseñado para ser utilizado allí donde se espera que la temperatura del yacimiento se encuentre cerca o por debajo de 100<sup>o</sup>F, y se utilizará ácido para estimular el yacimiento. Como resultado de la temperatura, solamente se emplea en sistemas de salmuera de baja densidad (cloruro de calcio, sodio y potasio).

**PERFFLOW DIF** y **PERFFLOW 100** son productos en polvo que contienen todos los polímeros y agentes puenteantes necesarios para el sistema de salmuera seleccionado. **W-306**<sup>™</sup> es una suspensión líquida de los polímeros. Se recomienda la adición de cloruro de potasio desde 2% hasta 4%, a todas las salmueras de baja densidad, como agente de estabilización de la arcilla.

**MIL-CARB**<sup>™</sup> es el material puenteante que se emplea con **W-306** y como material de ajuste de la densidad. Sin embargo, la densidad del fluido se encuentra básicamente determinada por la fase de salmuera.

## Formulación estándar del sistema

FLUIDOS DE BAJA DENSIDAD **PERFFLOW** (9,2 a 10,5 lpg)

1. *Formulación por barril preferida:*

- 0,94 bbl de salmuera (incluyendo KCl 2% a 4% )
- 1 **PERFFLOW** DIF o 100 (55 lb/saco de 25 kg)
- 1 gal/100 bbls de X-CIDE® 102

2. *Formulación por barril opcional:*

- 0,89 bbl de salmuera (a la cual se ha añadido KCl al 2% a 4%)
- 2 galones de W-306 (hasta un punto cedente  $K \cong 20$ )
- 1 MIL-CARB (saco de 50 lb)
- 1 gal/100 bbls de X-CIDE 102

FLUIDOS **PERFFLOW** DE ALTA DENSIDAD (> 10,5 lpg)

1. *Formulación por barril preferida:*

- 0,94 bbl de salmuera (sin KCl)
- 1 **PERFFLOW** DIF (55 lb/saco de 25 kg). Punto cedente  $\cong 20$
- 2 a 3 lpb de óxido de magnesio para amortiguar el pH  $\cong 8$ .
- 1 gal/100 bbls de X-CIDE 102

2. *Formulación por barril opcional:*

- salmuera 0,95 bbl
- 2 galones de W-306™ (a un punto cedente  $\cong 20$ )
- 1 saco de 50-lb de MIL-CARB™
- 1 gal/100 bbls de X-CIDE® 102

Tabla 2-18 Aplicaciones con PERFFLOW

P r o d u c t o	Píldoras FLC & Con- trol pérdi- das lentas en rejilla		FLCM después cañoneo- pre-empaque		Fluido de toma de núcleos		Fluido drill- in		Fluido de ensan- chamiento		Fluido de matar-Pozo de gas*	
	≤10 lpg	>10 lpg	≤10 lpg	>10 lpg	≤10 lpg	>10 lpg	≤10 lpg	>10 lpg	≤10 lpg	>10 lpg	≤10 lpg	>10 lpg
W-306	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
PERFFLOW DIF	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
PERFFLOW 100***	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X

**Nota:** Para otras aplicaciones o variaciones de los procedimientos usuales de mezclado, comuníquese con Servicios Técnicos de BHI.

\* Aplicación a ser discutida con Servicios Técnicos antes de su implementación.

\*\* PERFFLOW® 100 se recomienda en salmueras monovalentes y CaCl<sub>2</sub> hasta 10.5 lpg.

## Pautas generales de ingeniería

Los fluidos de perforación para los pozos verticales se seleccionan, básicamente, por su capacidad para estabilizar o controlar la formación que rodea el yacimiento. Al modificar las propiedades del fluido y su dinámica, estos mismos fluidos, en muchos casos, han sido empleados para perforar horizontalmente. Los problemas de hoyo potencialmente



graves, que son intrínsecos a la perforación horizontal, pueden ser reducidos a un mínimo al seleccionar un sistema de fluido de perforación que no sea dañino y tenga propiedades de limpieza y lubricación óptimas.

El fluido *drill-in* debe estar diseñado para minimizar el daño al yacimiento. Si el diseño propuesto para el fluido *drill-in* está en conflicto con los diseños hoyo arriba, entonces es posible que se requiera un cambio en el programa de fluidos. La capacidad de acarreo, inhibición y lubricidad del fluido deberá ajustarse a las formaciones perforadas y el perfil de pozo esperado.

Es importante dedicar atención especial a la capacidad de limpieza, lubricación y protección de la zona productora que el sistema de fluidos ofrece. Para las completaciones con empaque de grava, la protección de la zona productora es de suma importancia. El daño a la formación inhibirá el proceso de relleno de las perforaciones y reducirá la productividad del pozo. Es sumamente importante obtener una interfaz limpia entre la arena del empaque de grava y la arena de la formación.

Como en el caso de los pozos verticales, la decisión en cuanto a cuál sistema de fluido, o combinación de sistemas, se utilizará en una aplicación horizontal depende de la geología del prospecto, los éxitos y fracasos históricos, las limitaciones ambientales y la experiencia de la compañía del fluido y el operador.

Si bien un fluido **PERFFLOW**<sup>®</sup> se puede formular de manera tal que sea posible manejar la mayoría de las condiciones del hoyo durante la operación de perforación, puede resultar más económico y eficaz utilizar fluidos convencionales como los de base aceite, los sistemas PHPA o fluidos sencillos de base bentonita, durante la mayor parte de la operación de perforación. El problema de cuándo introducir el fluido **PERFFLOW** es una cuestión de criterio por parte de los ingenieros de producción y perforación. Las pautas y comentarios siguientes facilitan la toma de esta decisión.

### **Operación de ensanchamiento por debajo del casing**

- *Cuando hay un hoyo revestido hasta el tope de la zona productora y se desea perforar y ampliar para una completación en hoyo descubierto.*

Se puede introducir **PERFFLOW**<sup>®</sup> para perforar el hoyo piloto, pero *debe* utilizarse antes de iniciar la operación de ensanchamiento, de manera tal que la formación productora

que queda expuesta sólo tenga contacto con el fluido drill-in. En la mayoría de los casos, lo mejor es cambiar al fluido drill-in mientras nos encontramos en la tubería de revestimiento, para evitar demoras una vez que se inicie la operación de perforación. El desplazamiento también será más eficiente en el hoyo revestido y se evitará la exposición de la formación a dos fluidos diferentes.

- *Cuando hay un hoyo revestido y cañoneado anterior a través de la zona productora y se desea cortar una sección a través de la misma y ensanchar.*

La reología y la capacidad de limpieza del hoyo del sistema **PERFFLOW** pueden ajustarse (si se requiere) para sacar del hoyo, de manera eficiente, los ripios de acero. En una operación de fresado, puede resultar más económico utilizar un fluido específicamente diseñado para fresar o una versión modificada del fluido existente. Cambie al sistema **PERFFLOW** antes de iniciar la operación de ensanchamiento del hoyo.

### **Perforación y completación de la sección horizontal**

El fluido **PERFFLOW** se puede emplear para cortar una ventana y perforar la sección de incremento del ángulo del pozo horizontal. Si se considera que el fluido existente es satisfactorio para la operación de fresado y estabilizará eficazmente la formación que será perforada de inmediato, entonces puede resultar más económico utilizar ese fluido. Si el fluido existente requiere un tratamiento amplio o un cambio total, entonces se deberá considerar la posibilidad de utilizar el fluido **PERFFLOW** con tal propósito.

### **Cuando se requiere una perforación de largo alcance desde la profundidad de revestimiento o punto de inicio de la desviación.**

Debido a que **PERFFLOW** se emplea como un fluido drill-in, éste no contiene sólidos de perforación altamente activos como las arcillas. Por lo tanto, utilizar el sistema **PERFFLOW** para perforar varios miles de pies de hoyo antes de encontrar la formación productora no es la opción óptima, a menos que el sistema utilizado se substituya con un fluido **PERFFLOW** limpio antes de perforar en la zona productora.

### **Procedimientos de mezclado**

Asegúrese de que todas las fosas, líneas y bombas estén limpias y hayan sido lavadas con agua/agua de mar abundante antes de la mezcla. La secuencia de mezclado

## Sistemas de fluidos de base agua

---

depende de los productos utilizados. Cuando se emplea W-306™, se recomienda el siguiente orden de mezclado:

<b>Agua/salmuera</b>	0.87 - .90 bbls
<b>W-306</b>	2.0 gals/bbl
<b>MIL-CARB™</b>	50 lbs/bbl
<b>X-CIDE® 102</b>	0.01 - 0.015 gals/bbl
<b>KCl*</b>	1% - 3%

*\* Recomendado en aplicaciones de salmueras de más baja densidad, especialmente cuando se espera encontrar lutitas o arcillas reactivas*

Para más altas densidades de salmuera (por encima de 12,5 lpg), W-306 es el producto que se prefiere. Cuando se mezcla W-306 en salmuera (por encima de 11 lpg de  $\text{CaCl}_2$ ), se recomienda emplear un dispositivo de corte que también aumente la temperatura del agua de mezcla entre 120°F a 130°C. De esta manera, se mejorará la hidratación de los polímeros y se logrará un desarrollo óptimo de las propiedades del fluido.

Las adiciones de KCl se recomiendan para lograr una mayor inhibición si se encuentran cordones de lutitas mientras se perfora la zona productora. Además, se deberá permitir que el W-360 se disperse en la salmuera de mezcla durante 1 a 2 horas, antes de añadir el MIL-CARB™.

Se recomienda el siguiente orden de mezcla, si se emplea **PERFFLOW DIF**:

<b>Agua/salmuera</b>	.94 bbls
<b>PERFFLOW® DIF</b>	55 lbs/bbl
<b>X-CIDE® 102</b>	0.01 - 0.015 gals/bbl
<b>Oxido de magnesio</b>	3 lbs/bbl
<b>KCl</b>	1% - 3%

**PERFFLOW DIF** puede mezclarse en todos los tipos y densidades de salmuera. Cuando se emplean sales divalentes como el  $\text{CaCl}_2$  para preparar un sistema **PERFFLOW**, se recomienda utilizar 3 lbs/bbl de óxido de magnesio como amortiguador de pH. Una vez mezclado el sistema, y si se requiere viscosidad adicional, es posible añadir pequeñas cantidades de W-306. Antes de estas adiciones, se realizarán

## Sistemas de fluidos de base agua

pruebas piloto para determinar la cantidad exacta requerida para lograr los resultados deseados.

Si se mezclan los volúmenes de desplazamiento en la locación, es necesario tomar precauciones al mezclar el volumen inicial. Se recomienda la mezcla inicial por lotes pequeños, para evitar la sedimentación del carbonato de calcio debido a un tanque de fluido con agitación deficiente.

Si, debido a limitaciones de tiempo, no se pueden mezclar lotes pequeños del fluido, es necesario considerar la posibilidad de agregar una pequeña cantidad ( $\frac{1}{8}$  a  $\frac{1}{4}$  lb/bbl) de Xanvis<sup>®</sup> o XANPLEX<sup>®</sup>, al agua de mezcla inicial, antes de iniciar la adición de **PERFFLOW**<sup>®</sup>. De esta manera se evitará que el carbonato de calcio se sedimente.

### Propiedades típicas del sistema **PERFFLOW**

Salmuera	KCl	NaCl	CaCl <sub>2</sub>	CaCl <sub>2</sub> /CaBr <sub>2</sub>
Peso del fluido	9.2	9.7	11.4	13.5
Viscosidad Marsh	40 - 50	40 - 50	40 - 50	55 - 65
Viscosidad plástica	10 - 20	15 - 25	20 - 30	60 - 70
Punto cedente (PC)	20 - 25	20 - 25	20 - 30	20 - 30
Resistencia gel	4 / 7	4 / 7	4 / 7	5 / 8
Pérdida de fluido API	< 4	< 4	< 4	< 4
pH	8.5 - 9.0	8.5 - 9.0	7.5 - 8.5	7.5 - 8.5

### Mantenimiento y tratamiento de los sistemas **PERFFLOW**

Un fluido **PERFFLOW** es, básicamente, un fluido de base polimérica con un contenido de sal que puede variar y, por lo tanto, el tratamiento y mantenimiento son similares entre estos fluidos. Sin embargo, existe una excepción importante. Se deberá mantener la integridad de la composición del fluido para conservar las propiedades que tiene el mismo en relación a la protección de la formación.

Al preparar volúmenes nuevos de **PERFFLOW**, se deberá seguir estrictamente la cantidad recomendada de cada aditivo. Prepare el volumen de dilución total o el volumen de desplazamiento para el sistema. No agregue simplemente la salmuera pura. En el mismo sentido, es necesario realizar pruebas piloto con los aditivos de los fluidos de perforación

que generalmente no se emplean en el sistema, antes de su uso, para determinar si tienen algún efecto adverso en las propiedades de puenteo del fluido y aumentan el daño a la formación.

**Densidad** - La densidad final del fluido dependerá, principalmente, de la densidad de la salmuera inicial. La adición de los componentes de **PERFFLOW**<sup>®</sup> a la salmuera aumentará la densidad final del fluido en 0,5 a 0,6 lbs/gal. Por lo tanto, la densidad de la salmuera inicial se seleccionará tomando en cuenta este aumento. Si se requieren aumentos en la densidad del fluido, existen tres opciones posibles:

- densificar el sistema con la sal que se está utilizando (NaCl, CaCl<sub>2</sub>, etc.)
- densificar el sistema con MIL-CARB<sup>TM</sup>
- agregar un fluido **PERFFLOW** de mayor densidad

**Nota:** *Recuerde que el uso de MIL-CARB para densificar el sistema puede comprometer la eficacia del mismo, pues el diseño original de dicho sistema se basa en 50 lbs/bbl de carbonato de calcio especialmente micronizado.*

**Reología** - En circunstancias normales, en el sistema no se requiere un tratamiento del fluido para aumentos de la reología. Sin embargo, si se necesitan valores reológicos más altos, es posible utilizar pequeñas adiciones de W-306<sup>TM</sup> (dependiendo de la composición inicial del sistema) u otros productos, como Xanvis<sup>®</sup> o XANPLEX<sup>®</sup>.

**Nota:** *Observe que las adiciones de W-306 disminuirán la pérdida de fluido a la vez que aumentan los valores reológicos. Antes de estas adiciones, realice pruebas piloto para determinar la cantidad exacta requerida.*

**Pérdida de fluido** - La pérdida de fluido API inicial en los sistemas **PERFFLOW** debería ser  $\leq 5$  cc y, en la mayoría de los casos,  $\leq 4$  cc por 30 minutos, y no se debería requerir un ajuste. Sin embargo, si es necesario reducir la pérdida de fluido, es posible utilizar pequeñas adiciones de W-306 (dependiendo de la composición inicial del sistema).

**pH** - El pH del fluido se deberá mantener en el intervalo de 7,5 a 9. La selección de la fase de salmuera del sistema determinará el producto utilizado para hacer ajustes. La mayoría de las sales, como el NaCl o el KCl entran en ese intervalo de pH y, por esa razón, los agentes de control de la

alcalinidad, como la soda cáustica o la potasa cáustica, no se añaden a las preparaciones, inicialmente. Sin embargo, es posible utilizar dichos agentes, si se requiere. El pH de la salmuera a ser utilizada en la preparación del fluido puede dictar un ambiente ácido, como en el caso del  $ZnBr_2$  o, algunas veces, un pH en el intervalo de 11, como se observa para algunas salmueras de  $CaCl_2$  comerciales. En una salmuera de calcio, se recomienda el óxido de magnesio. Antes de la adición, realice una prueba piloto para determinar la cantidad exacta requerida.

Los polímeros empleados en los fluidos **PERFFLOW**<sup>®</sup> son razonablemente tolerantes a los extremos en el pH; sin embargo, cuando el fluido se utilizará por un período largo de tiempo, se requiere monitorear más las propiedades de control de la filtración y la viscosidad. En el caso de contaminación por cemento, se deberá permitir que el pH del fluido disminuya lo más rápidamente posible. Cuando se presenta esta contaminación de manera repetitiva, o el cemento está bastante húmedo o “verde”, podría ser necesario un tratamiento con un ácido suave como el ácido cítrico o el acético. Estos ácidos deberán emplearse sólo para moderar el elevado pH, reduciendo un pH de 12 hasta el intervalo de 10,5 a 11, por ejemplo. Nunca trate de ajustar un pH del fluido por debajo de 10, pues el ácido se gastará en el carbonato de calcio del sistema. Un fluido alternativo se utilizará para perforar los tapones de cemento y las zapatas guía, para conservar la pureza del fluido **PERFFLOW** en la operación de perforación de la zona productora.

**MBT** (*Methylene Blue Titration*: Titulación con Azul de Metileno)- Los valores MBT se deberán monitorear muy de cerca a medida que se prepara el sistema inicial, sin arcillas reactivas. Un aumento en el valor MBT indica que se están perforando cordones de lutita en la formación productora. Estos aumentos ayudarán a determinar cuándo se requieren volúmenes de desplazamiento para mantener el sistema dentro de intervalos óptimos. Los datos del laboratorio indican una fuerte reducción en la permeabilidad de retorno, cuando se permite que los valores MBT aumenten por encima de 5 lbs/bbl. Se deberá realizar un desplazamiento parcial con fluido fresco para mantener el MBT por debajo de 5 lbs/bbl.

## Guía para la detección de fallas en el sistema

Problema	Causa posible	Acción recomendada
Aumento en la pérdida de fluido	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Cambio en el tamaño de partícula</li> <li>2. Degradación de polímeros</li> <li>3. Problemas por bacterias</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Pruebas piloto para determinar el volumen de desplazamiento requerido</li> <li>2. Pruebas piloto con W-306™</li> <li>3. Pruebas piloto con 1 galón de X-CIDE® 102 por cada 100 bbls de fluido.</li> </ol>
Aumento en valores reológicos	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Cambio en el tamaño de las partículas</li> <li>2. Sólidos incorporados</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Pruebas piloto para determinar el volumen de desplazamiento requerido</li> <li>2. Aumento en MBT, prueba piloto para determinar volumen de desplazamiento.</li> </ol>
Disminución en valores reológicos	Degradación de los polímeros	Pruebas piloto con W306, Xanvis® o XANPLEX, para determinar el nivel de tratamiento.
Píldora pesada en viajes	Aire atrapado	<p>Agregar 1/8 a 1/4 galón de LD-8® por cada 10 bbls de volumen de píldora</p> <p>Utilizar sal por una porción del peso de la píldora</p>
Formación de espuma	Elevada tensión superficial	Elevar el pH a 9.0. Agregar antiespumante LD-8
Atascamiento de tubería	Tasa agresiva de incremento de ángulo.	Usar ácido acético. Antes consultar con Servicios Técnicos

### Control de sólidos

Es necesario limitar la cantidad de sólidos de la perforación reactivos y no reactivos en el fluido **PERFFLOW**<sup>®</sup>, especialmente justo antes de perforar la zona productora. Por lo tanto, se utilizará el tamaño de tamiz de zaranda más eficaz, cuando se usa el fluido para la perforación.

Aproximadamente un 95% de las partículas de carbonato de calcio en un fluido **PERFFLOW** son menores que 128 µm. Una buena zaranda de movimiento lineal debería poder utilizar un tamiz de malla 80 a 100, sin una pérdida excesiva de fluido o componentes puenteantes.

En esta etapa de la perforación, se deberá tener un desvío fuera de los desarenadores y removedores de limo. Si el contenido de arena en el sistema es un problema, verifique que las lecturas se refieran, verdaderamente, a la arena. Agregue una pequeña cantidad de ácido HCl al tubo donde se encuentra la arena. Si hay efervescencia en la muestra, se trata de carbonato de calcio y no de arena.

Si la muestra es realmente arena, se recomienda instalar tamices de malla menor (hasta 100), antes de usar el desarenador. Si sigue aumentando el contenido de arena, utilice el desarenador periódicamente, hasta que los niveles de arena sean aceptables.

**Nota:** *No se recomienda el uso de centrífugas.*

### Comportamiento de la perforación y del pozo

Como fluido de perforación, el sistema **PERFFLOW** presenta un desempeño similar a los fluidos de base polimérica los cuales, debido a que poseen una reología de adelgazamiento por corte, deberían mejorar la tasa de penetración. Sin embargo, el uso de salmueras de mayor densidad, como el cloruro de calcio o el bromuro de calcio, conducirá a una viscosidad aparente más elevada, lo cual podría retardar la tasa de penetración en cierta medida. Los fluidos **PERFFLOW** tienen una lubricidad inherente y deberían ser suficiente para la mayor parte de las condiciones de pozo. Es necesario verificar el potencial de daño a la formación de los lubricantes, antes de agregarlos al sistema de fluido **PERFFLOW**.

### Desplazamiento de los sistemas drill-in **PERFFLOW**

Una vez que el pozo ha llegado a la profundidad verdadera (TD), haga circular un mínimo de un fondo arriba, un viaje corto en la tubería de revestimiento. Regrese al fondo, circule un mínimo de un fondo arriba. Si las condiciones del



## Sistemas de fluidos de base agua

---

pozo son estables, desplace el sistema **PERFFLOW** DIF con una salmuera de completación o sistema **PERFFLOW** “virgen” (no contiene carbonato de calcio. Tiene el mismo peso que el sistema **PERFFLOW** estándar), de la manera siguiente:

*Salmuera* (el mismo peso que el sistema **PERFFLOW**), volumen = hoyo abierto + 500 pies dentro de revestimiento

*Salmuera de completación y W-306<sup>TM</sup>*- Salmuera de densidad equivalente o salmuera con 2 gal/bbl de W-306.

- Una vez que se ha colocado la salmuera de completación o píldora “virgen” en el hoyo, hale 500 pies dentro de la tubería de revestimiento.
- Monitoree las condiciones del pozo para asegurar la estabilidad. Si no se observan pérdidas, bombee la siguiente píldora de desplazamiento, seguida por el fluido de completación.

*Salmuera* (el mismo peso que el sistema **PERFFLOW**®) - 50 bbls; W-306 a 3 gpb.

- Bombee para sacar del hoyo y levante el equipo de completación
- Después de sacar todo el equipo, circule a través del mismo para asegurarse de que no haya problemas de restricción del flujo.
- Una vez que el equipo esté en el fondo, circule el **PERFFLOW** “virgen” para sacarlo del hoyo abierto y por encima del obturador, con una píldora de alta viscosidad, como se explica a continuación, si se utilizó la píldora de **PERFFLOW** “virgen”.

*Salmuera* (el mismo peso que el sistema **PERFFLOW**) - 50 bbls; W-306 a 3 gpb.

- La tasa de circulación será la máxima permitida, pero se deberán tomar precauciones pues la sobrepresión puede hacer que el obturador se asiente prematuramente.
- Una vez que la píldora de alta viscosidad haya circulado por encima del obturador, vuelva a asentar la herramienta de corrida e invierta la circulación de

## Sistemas de fluidos de base agua

---

la píldora de alta viscosidad y **PERFFLOW**, para sacarlos del pozo.

El operador es quien decide si se va a bombear ácido. Sin embargo, normalmente no se requiere un lavado ácido, si se realiza un trabajo de empaque de grava. Si se corren rejillas pre-empacadas, ponga a producir el pozo y evalúe su productividad. Si el desempeño no cumple con las expectativas, acidifique.

**Nota:** *Nunca utilice HEC (Hydroxyethylcellulose: Hidroxietilcelulosa) junto con un sistema **PERFFLOW**.*

### Recomendaciones de limpieza con ácido

**Caso 1** - Entrar en el hoyo con el ensamblaje del empaque de grava (rejilla) sin desplazar el fluido completo en la sección del hoyo abierto.

**Nota:** *Se recomienda **no** utilizar este método.*

Una de las primeras metas de una completación exitosa consiste en llegar al fondo con un ensamblaje de empaque de grava limpio. Al correr la rejilla del empaque en y a través del fluido completo, esto significará, básicamente, que la rejilla se taponará o será obstruida por partículas.

**Caso 2** - Entrar en el hoyo con el ensamblaje de empaque de grava con el **PERFFLOW**<sup>®</sup> “virgen”, sin MIL-CARB<sup>™</sup>.

Esta situación podría presentarse si el **PERFFLOW** “virgen” captura partículas, lo cual ocasionaría la obstrucción parcial. Ponga a producir el pozo. Si éste no responde, utilice ácido.

**Caso 3** - Correr el ensamblaje de empaque de grava en un hoyo abierto que ha sido desplazado con salmuera limpia.

Este es el método que se prefiere. Se recomienda que se ponga a producir el pozo antes de cualquier acidificación, la cual sólo deberá emplearse como un medio de limpieza secundario.

### Pozos de petróleo

Con una tubería continua o “coiled tubing”, debe reciprocarse el siguiente tratamiento ácido a la tasa necesaria, para lograr esta cobertura de volumen:

- 5 a 10 galones/pie de HCl al 10%, que contenga A-100 (la concentración depende de la temperatura),

junto con uno de los siguientes aditivos intensificadores del inhibidor de corrosión (si la temperatura excede los 200°F o si el tiempo de contacto con el ácido excede las 6 horas):

- Intensificador del inhibidor de corrosión A-101 (depende de la temperatura y el tiempo de contacto)
- Intensificador del inhibidor de corrosión A-107 (depende de la temperatura y la duración, si se superan las 6 horas).

Si la temperatura es menor que 200°F, añade A-100 solamente, en la carga apropiada para esa temperatura, además de lo siguiente:

- No emulsionante A-264 0,2 %
- Solvente Mutuo S-90 10 %
- Agente Reductor de Hierro A-400 25 pptg
- Rompedor de Polímero W-326 24 pptg

**Nota:** *Deje que el ácido impregne durante 1 hora después de reciprocarse con la tubería continua, antes de poner a producir el pozo.*

### Pozos de gas/condensado

Con la tubería continua, realice la reciprocación del siguiente tratamiento ácido a la tasa necesaria para alcanzar esta cobertura de volumen:

- 5 a 10 galones/pie de HCl al 10%, que contenga A-100 (la concentración depende de la temperatura), junto con uno de los siguientes aditivos intensificadores del inhibidor de corrosión (si la temperatura excede los 200°F o si el tiempo de contacto con el ácido excede las 6 horas).
- Intensificador del inhibidor de corrosión A-101 (depende de la temperatura y el tiempo de contacto)
- Intensificador del inhibidor de corrosión A-107 (depende de la temperatura y la duración, si se superan las 6 horas).

## Sistemas de fluidos de base agua

---

Si la temperatura es menor que 200°F, añada A-100 solamente, en la carga apropiada para esa temperatura, además de lo siguiente:

- No emulsionante A-264 0,2 %
- Solvente Mutuo S-90 10 %
- Metanol S-70 20%
- Reductor de tensión superficial W-340 0,2%
- Agente reductor de hierro A-400 25 pptg
- Rompedor de polímero W-326 24 pptg

**Nota:** *Permita que el ácido impregne durante 1 hora después de reciprocación con la tubería continua, antes de poner a producir el pozo.*

### Pozos de gas

Con la tubería continua, realice la reciprocación del siguiente tratamiento ácido a la tasa necesaria para alcanzar esta cobertura de volumen:

- 5 a 10 galones/pie de HCl al 10%, que contenga A-100 (la concentración depende de la temperatura), junto con uno de los siguientes aditivos intensificadores del inhibidor de corrosión (si la temperatura excede los 200°F o si el tiempo de contacto con el ácido excede las 6 horas):
- Intensificador del inhibidor de corrosión A-101 (depende de la temperatura y el tiempo de contacto)
- Intensificador del inhibidor de corrosión A-107 (depende de la temperatura y la duración, si se superan las 6 horas).

Si la temperatura es menor que 200°F, añada A-100 solamente, en la carga apropiada para esa temperatura, además de lo siguiente:

- Metanol S-70 20%
- Reductor de tensión superficial W-340 0,2%
- Agente reductor de hierro A-400 25 pptg
- Rompedor de polímero W-326 24 pptg

**Nota:** *Permita que el ácido impregne durante 1 hora después de reciprocarse con la tubería continua, antes de poner a producir el pozo.*

## BIO-LOSE 90

### Introducción

El sistema BIO-LOSE™ 90 fue desarrollado por Baker Hughes INTEQ para su uso como un fluido de perforación horizontal con bajo contenido de sólidos, el cual ofrece una baja pérdida de fluido en condiciones dinámicas y parámetros reológicos compatibles con las secciones horizontales largas. Su uso principal es en formaciones fracturadas, tanto de arena como calcáreas.

El principal viscosificante utilizado es DRISPAC®, y BIO-LOSE™ se agrega para controlar la pérdida de fluido. BIO-LOSE es un almidón químicamente modificado que no se fermenta y no requiere biocidas. Además, puede ser utilizado en un amplio intervalo de valores de pH, en la mayoría de los fluidos de base agua. El tercer producto requerido en la composición de un sistema BIO-LOSE™ 90 es MILBREAK®, el cual evita la emulsificación a medida que avanza la perforación. Si Ud. realiza la mezcla según las instrucciones, no se requerirán otros aditivos.

### Reología

El sistema BIO-LOSE 90 se puede ajustar fácilmente a las especificaciones de los operadores, si se requieren cambios en la reología. El Punto Cedente se mantiene generalmente en 3 a 4 Pa (6 a 8 lbs/100 ft<sup>2</sup>), para asegurar que el sistema se encontrará en flujo turbulento.

### Pérdida de fluido

En condiciones normales, la pérdida de fluido es < 6 cc/30 min. Se formará un revoque muy compacto y las pruebas de laboratorio han demostrado que la pérdida de fluido en condiciones dinámicas es muy baja. La concentración requerida de BIO-LOSE es 13 a 14 kg/m<sup>3</sup> (4 a 5 lb/bbl).

### Consideraciones relacionadas con el yacimiento

Después de perforar más de 180 pozos con el sistema BIO-LOSE 90, Baker Hughes INTEQ considera que este sistema de fluido es muy compatible con los fluidos de la formación.

Existen pruebas de laboratorio disponibles y también se han realizado pruebas de permeabilidad de retorno, las cuales han arrojado resultados muy favorables. La presencia de un inhibidor de la emulsificación asegura que se producirá un daño mínimo a la formación, a medida que se penetra el yacimiento.

### Densidad del fluido

La densidad del sistema BIO-LOSE 90 puede mantenerse en el intervalo de 1020 a 1030 kg/m<sup>3</sup> (8,5 a 8,6 lpg), si se cuenta con un equipo de control de sólidos adecuado. El contenido de sólidos del fluido se monitoreará muy de cerca y, si el nivel aumenta por encima del 2%, es necesario considerar la posibilidad de descartar el fluido. En la mayoría de los casos, el volumen del hoyo se desplazará con fluido fresco cada 175 a 200 m (575 a 650 pies) de hoyo nuevo.

### Herramientas direccionales

En el sistema BIO-LOSE 90, no hay aditivos que puedan ser perjudiciales para el equipo de perforación direccional. Si se requiere un agente puenteante, Baker Hughes INTEQ recomienda la adición de varios grados de carbonato de calcio, lo cual no afectará el desempeño de las herramientas de fondo. Al utilizar el sistema BIO-LOSE 90, sin agente puenteante, las pérdidas del fluido de perforación han resultado mínimas, incluso cuando se perfora una zona de carbonato donde la porosidad proviene, principalmente, de la presencia de microfracturas.

## Propiedades recomendadas del fluido

<b>Densidad del fluido</b>	1020 - 1030 kg/m <sup>3</sup> (8.5 - 8.6 lbs/gal)
<b>Viscosidad Marsh</b>	35 - 45 seg/L (33 - 43 seg/cuarto de galón)
<b>Punto cedente</b>	2 - 4 Pa (4 - 8 lbs/ft <sup>2</sup> )
<b>pH</b>	7.5 - 8.0
<b>Pérdida de fluido</b>	4.0 - 6.0 cc/30 min.
<b>MILBREAK</b>	0.5% - 1.0% en volumen

## Ejemplo de pozo

### Uso estimado de los productos

A continuación se indica la concentración recomendada de los productos que se requieren para la preparación de un metro cúbico o un barril de fluido de perforación horizontal BIO-LOSE 90.

- BIO-LOSE — 14,0 kg/m<sup>3</sup> (5,0 lbs/bbl)
- DRISPAC<sup>®</sup> — 1,4 kg/m<sup>3</sup> (0,5 lbs/bbl)
- MILBREAK<sup>®</sup> — 5,0 L/m<sup>3</sup> (0,2 gal/bbl)

El uso total del producto ha sido estimado suponiendo que el volumen del hoyo será substituido con fluido fresco cada 175 a 200 m (575 a 650 ft). El sistema superficial se ha estimado en 80 m<sup>3</sup> (500 bbl). Esto arroja un volumen total de 430 m<sup>3</sup> (2.700 bbl) cuando se perfora una sección lateral de 1200 m (3900 ft).

*Requerimiento para la sección horizontal:*

- BIO-LOSE - 265 sacos (sacos # 55)
- DRISPAC - 27 sacos (sacos # 55)
- MILBREAK - 2100 litros (diez barriles de 55 galones)

# Sistemas de fluidos convencionales

## Fluidos para el inicio de la perforación

Estos fluidos se emplean para iniciar las operaciones de perforación y tienen óptimas características de limpieza. Además, se pueden preparar rápidamente. Con frecuencia, se emplean para soportar formaciones no consolidadas. La [Tabla 2-19](#) muestra la formulación típica de un fluido para inicio de la perforación.

**Tabla 2-19 Formulaciones de fluidos para inicio de la perforación**

Tipo de fluido	Producto	Concentración (lb <sub>m</sub> /bbl)
Fluidos de agua dulce para inicio de la perforación	MILGEL <sup>®</sup> MIL-LIME <sup>™</sup> SUPER-COL Carbonato de sodio anhidro	20 - 25 1 - 2
SUPER-COL <sup>®</sup> / Agua dulce	SUPER-COL Carbonato de sodio anhidro	10 - 12 Para reducir la dureza por debajo de 150 mg/L
Agua salada	SALT WATER GEL <sup>®</sup>	25 - 35
Agua de mar/gel prehidratado (Mezclar agua de mar y gel prehidratado en 50:50)	MILGEL Cáustico Cal	30 - 40 (prehidratado en agua dulce) 0.5 - 1.0 0.5 - 1.5

## Mantenimiento y recomendaciones

1. Prepare un volumen fresco a medida que se va perforando el hoyo
2. Agregue SUPER-COL o MILGEL, según se requiera para la viscosidad
3. Utilice agua para reducir la viscosidad. Generalmente no se emplean adelgazadores con los fluidos para inicio de la perforación.



4. Se pueden añadir pequeñas cantidades de cal, junto con SALT WATER GEL, para aumentar la cedencia de la arcilla

### Contaminantes

Generalmente, los contaminantes no constituyen un problema, pero no se deberá emplear SUPER-COL cuando haya cloruros por encima de 2000 mg/L o si la dureza no puede reducirse hasta menos de 150 mg/L.

### Perforación con agua clara

En áreas donde resulta práctico perforar con agua clara, se ha establecido que incluso pequeñas concentraciones de sólidos de arcilla pueden causar reducciones significativas en la tasa de penetración. El método más usual para remover los sólidos perforados consiste en agregar un floculante como el MF-1 (un polímero orgánico soluble en agua), en la línea de flujo. El agua de perforación se hace circular a través de grandes fosas de sedimentación donde los sólidos floculados caen al fondo y el agua clarificada se recupera para la perforación. El floculante se agrega de manera continua como una solución acuosa, durante la perforación. La [Tabla 2-20](#) muestra la cantidad de material que se utilizará. Si no se obtiene agua clara con estas cantidades, aumente el tratamiento en incrementos de 1 lbm por turno.

**Tabla 2-20** Uso de floculantes en la perforación con agua clara

	Tasa de Penetración (ft / hr)				
	50	100	150	200	250
Tamaño de hoyo	lb <sub>m</sub> por turno				
Hasta 7"	1	2	3	4	5
8" a 10"	2	3	5	6	8
11" a 13"	2	4	6	8	10

### Fluidos no dispersos con bajo contenido de sólidos

Los fluidos no dispersos con bajo contenido de sólidos se utilizan, principalmente, para obtener una mejor tasa de penetración y limpieza del hoyo en áreas donde los sistemas de fluidos químicos /de gel convencionales sólo permiten un

## Sistemas de fluidos de base agua

---

desempeño deficiente a moderado. Este tipo de sistema emplea diferentes materiales para *extender* la cedencia de las arcillas, lo cual conduce a un contenido de sólidos total bastante más bajo. Los datos de laboratorio y de campo indican una fuerte correlación entre el uso de los fluidos con *bajo contenido de sólidos* y las mejores tasas de penetración. Además, el uso apropiado de estos *extensores* poliméricos conduce a la floculación de sólidos de baja cedencia (sólidos de la perforación) y una efectividad óptima del equipo de remoción mecánica. Los beneficios secundarios que se derivan de este sistema incluyen los siguientes:

- Menores requerimientos de agua
- Menor costo total de transporte
- Menor desgaste en las bombas y el equipo superficial
- Mayor vida útil de las mechas de perforación

### Fluidos con bajo contenido de sólidos (agua dulce)

El sistema básico es agua dulce, bentonita y un extensor-floculante como el BEN-EX. La concentración depende de las propiedades de suspensión requeridas para la limpieza del hoyo.

Un sistema típico contiene lo siguiente:

- 8 a 14 lb<sub>m</sub>/bbl (22,8 a 39,9 kg/m<sup>3</sup>) de MILGEL
- 0,05 a 0,1 lb<sub>m</sub>/bbl (0,14 a 0,29 kg/m<sup>3</sup>) de BEN-EX
- pH de 9,5 (ajustado con soda cáustica)
- Ca<sup>++</sup> por debajo de 150 mg/L (control con sosa)

Esta composición, típicamente, presenta las propiedades siguientes:

Propiedad	Valor
Viscosidad Marsh	34 - 38 seg/cuarto de galón
Viscosidad plástica	5 - 7 cp
Punto cedente	6 - 9 lb <sub>f</sub> /100 ft <sup>2</sup>
Geles	4 - 6 lb <sub>f</sub> /100 ft <sup>2</sup>
Filtrado	12 - 15 cm <sup>3</sup>

## Sistemas de fluidos de base agua

---

Si se requiere un control adicional del filtrado, se pueden utilizar 0,5 a 1,0 lb<sub>m</sub>/bbl (1,4 a 2,8 kg/m<sup>3</sup>) de poliacrilato soluble en agua, como el SPA.

El mantenimiento de este sistema resulta bastante sencillo, como se explica a continuación:

1. La densidad del fluido no debe exceder 9 lb<sub>m</sub>/gal (6% de sólidos en volumen) y, para tasas de penetración máximas, la densidad del fluido deberá controlarse a 8,8 lb<sub>m</sub>/gal (3%) o menos sólidos.
2. Cantidades típicas de BEN-EX requerido por pie de hoyo perforado, para flocular los sólidos perforados, como sigue:

Tamaño de hoyo	6"	6" a 7"	7" a 8"	9" a 11"	11" a 13"
BEN-EX (lb <sub>m</sub> /ft)	0.02	0.02	0.03	0.04	0.04

3. Siempre agregue la cantidad apropiada de extensor cuando esté utilizando bentonita o barita en el sistema.
  - 2 lb<sub>m</sub> de extensor por cada 500 lb<sub>m</sub> de bentonita
  - 2 lb<sub>m</sub> de extensor por cada 4000 lb<sub>m</sub> de barita
4. Utilice el equipo de control de sólidos disponible o diluya con agua, para controlar la relación sólidos de perforación a bentonita en 2:1 o menos.
5. Trate el nuevo volumen (resultante de la adición de agua) con el extensor y los químicos, de manera diaria.
6. Con los fluidos densificados, a medida que el peso va aumentando, mantenga una concentración de bentonita más baja. Ver [Tabla 2-21](#).

## Sistemas de fluidos de base agua

---

**Tabla 2-21 Materiales requeridos para la preparación de fluidos densificados no dispersos: para 100 bbl de fluido terminado**

Peso del fluido(lb <sub>m</sub> /gal)	Agua (bbl)	MILGEL® (sacos)	BEN-EX o LO-SOL (lb <sub>m</sub> )	MIL-BAR® (sacos)	SPA (lb <sub>m</sub> )
9.0	96	14	7	38	10
9.5	94	14	8	56	15
10.0	92	14	9	83	20
10.5	90	14	10	110	25
11.0	88	14	12	138	30
11.5	86	14	13	166	35
12.0	84	13	15	194	40
12.5	82	13	15	221	45
13.0	80	12	17	249	50
13.5	78	11	19	277	55
14.0	76	10	20	304	60
14.5	75	10	22	332	65
15.0	74	9	23	360	70
15.5	72	9	24	385	75
16.0	70	8	25	412	80

La [Tabla 2-22](#) muestra intervalos aceptables para MIL-GEL y los sólidos de baja gravedad.

**Tabla 2-22 Intervalos aceptables para MILGEL y los sólidos perforados en fluidos densificados no dispersos**

Peso del fluido (lb <sub>m</sub> /gal)	MILGEL® (lb <sub>m</sub> /bbl)	% Total sólidos	MIL-BAR® (lb <sub>m</sub> /bbl)	Sólidos perforados (lb <sub>m</sub> /bbl)
9.0	14	3 - 4	29 - 13	0 - 28
10.0	14	7 - 8	83 - 64	0 - 28
11.0	14	11 - 12	138 - 115	0 - 28
12.0	13	14 - 16	194 - 166	0 - 26
13.0	12	18 - 20	249 - 218	0 - 24
14.0	10	22 - 24	300 - 269	0 - 20
15.0	9	25 - 27	360 - 335	0 - 18
16.0	8	29 - 30	420 - 400	0 - 16

### Contaminantes

Los fluidos no dispersos con bajo contenido de sólidos son bastante sensibles a los contaminantes químicos como  $\text{Ca}^{++}$ ,  $\text{Mg}^{++}$ ,  $\text{Cl}^-$ ,  $\text{HCO}_3^-$ ,  $\text{SO}_4^-$ . Además, los sólidos de perforación que no han sido tratados apropiadamente, e incluso la bentonita y la barita, pueden actuar como contaminantes. El problema más común relacionado con la viscosidad del fluido es un tratamiento no apropiado con un extensor.

Los niveles específicos de contaminación química son los siguientes:

- $[\text{Ca}^{++}]$  máximo, 100 mg/L: tratar con sosa o bicarbonato de sodio.
- $[\text{Cl}^-]$ , 5.000 a 10.000 mg/L: diluir con agua dulce
- $[\text{HCO}_3^-]$ ,  $[\text{CO}_3^{=}]$ : se deberá minimizar

Consulte en la [Tabla 2-23](#) y la [Tabla 2-24](#) los problemas relacionados con los fluidos no dispersos con bajo contenido de sólidos, densificados y no densificados, respectivamente.

**Nota:** En las Tablas 2-23 y 2-24, N= normal, B = bajo, y A = alto

## Sistemas de fluidos de base agua

**Tabla 2-23 Lista de verificación para fluidos no densificados (bajo contenido de sólidos, no dispersos)**

Problema	Wt <sup>1</sup>	Vis-cosidad	MBT <sup>2</sup>	Sólidos de baja densidad	Ca <sup>3</sup>	Tratamiento
Peso demasiado alto	—	N	N	H	N	Aumentar tiempo de asentamiento Agregar extensor o floculante
	—	H	H	H	N	Formación potencial de bentonita. Diluir, agregar extensor
Vis-cosidad demasiado alta	N	—	H	N	N	Diluir, agregar extensor Detener adición de bentonita
	N	—	L	H	N	Agregar extensor y bentonita. Revisar equipo de sólidos
	H	—	H	H	N	Usar equipo de control de sólidos Agregar extensor y agua
	N	—	N	N	N	Agregar extensor
	N	—	N	H	H	Agregar sosa y extensor o floculante
Vis-cosidad demasiado baja	N	—	L	N	N	Agregar bentonita y extensor
	N	—	H	N	N	Pruebas piloto con extensor. Agregar extensor o reducir tratamiento
	N	—	H	N	H	Tratar calcio con sosa
Pérdida de fluido demasiado alta	—	N	L	N	N	Agregar bentonita y extensor
	—		N	N	N	Agregar WL-100, SPA, o CMC.
	—	H	N	N	H	Remover el calcio con sosa o bicarbonato de sodio

<sup>1</sup> Wt = Peso

<sup>2</sup> MBT = Titulación con azul de metileno

<sup>3</sup> Ca = Calcio

## Sistemas de fluidos de base agua

**Tabla 2-24 Lista de verificación para fluidos densificados (bajo contenido de sólidos, no dispersos)**

Problema	Wt	Viscosidad	MBT	Sólidos de baja densidad	Ca	Tratamiento
Viscosidad demasiado baja	N	—	L	N	N	Agregar extensor y bentonita
	N	—	N	N	N	MBT, debido a sólidos de perforación, diluir, agregar gel y extensor.
Viscosidad demasiado alta	N	—	H	N	N	Agregar extensor oWL-100, SPA, o CMC
	N	—	N	N	N	Agregar extensor o WL-100, SPA, o CMC
	N	—	N	N	H	Tratar con sosa o bicarbonato de sodio (alto pH)
Pérdida de fluido HT / HP demasiado alta	N	N	N	N	N	Agregar agente puenteante o de revestimiento (como asfáltico)
	N	N	L	N	N	Agregar bentonita-extensor, y WL-100 o SPA
	N	N H	N	N	H	Remover calcio

### Fluidos dispersos

#### Fluidos tratados con fosfato

Los fosfatos se utilizan para desfloccular los fluidos de perforación. Los más comúnmente utilizados son el tetrafosfato de sodio (OILFOS<sup>®</sup>), con un pH de 7, aproximadamente, y el pirofosfato ácido de sodio (SAPP), con un pH de 4, aproximadamente. Estos fosfatos se utilizan para controlar las propiedades reológicas en sistemas de agua dulce y sistemas con bajo contenido de sólidos. Los tratamientos de 0,1 a 0,2 lb<sub>m</sub>/bbl (0,3 a 0,6 kg/m<sup>3</sup>) son generalmente suficientes cuando el sistema se mantiene en el intervalo de pH entre 8 a 9. Procure evitar el sobreatamiento, lo cual conduciría a una viscosidad excesiva.

Debido a que el SAPP actúa secuestrando al calcio y reduciendo el pH, con frecuencia se emplea para combatir la

contaminación por cemento. La cantidad requerida depende de la gravedad de la contaminación. Sin embargo, como una pauta general, podemos decir que se pueden utilizar 0,2 lb<sub>m</sub>/bbl (0,6 kg/m<sup>3</sup>) de SAPP para tratar aproximadamente 200 mg/L de ión calcio.

Controle las propiedades químicas del fluido (P<sub>m</sub>, pH, P<sub>f</sub>, Ca<sup>++</sup>), de manera cuidadosa. Cuando la relación P<sub>m</sub> a P<sub>f</sub> se acerque a 3:1, abandone el uso de SAPP para evitar el sobretratamiento.

### Tanino y lignito

Los aditivos ricos en tanino, es decir quebracho, solían utilizarse como adelgazadores antes de la llegada de los lignosulfonatos. El material se deriva del árbol conocido como “quebracho” y generalmente su pH es de 3,8.

Las mayoría de los productos del quebracho son una mezcla de extractos. Fundamentalmente, se emplean como adelgazadores en los fluidos de perforación de agua dulce, para los pozos de profundidad moderada. El producto es inestable a temperaturas por encima de 240°F (114°C). Además, pierde su eficacia en ambientes que contienen sal en exceso (6000 a 7000 mg/L) o ión calcio (240 mg/L). El sistema puede mantenerse en un pH tan bajo como 9, pero puede tolerar una mayor contaminación por sal y calcio en intervalos de pH entre 10,5 a 11,5. Cuando se utiliza como adelgazador para los fluidos de agua dulce, generalmente es suficiente agregar 1 a 2 lb<sub>m</sub>/bbl (2,8 a 5,7 kg/m<sup>3</sup>).

El tanino que se utiliza con mayor frecuencia es DESCO<sup>®</sup>, el cual consiste en un quebracho sulfometilado, que se utiliza en un amplio intervalo de valores de pH, siendo el óptimo 9 a 11. DESCO tiene una elevada tolerancia frente a la salinidad y se emplea en salmueras de cloruro de sodio. DESCO CF es una versión de DESCO libre de cromo.

Los materiales de lignito (LIGCO<sup>®</sup>, LIGCON<sup>®</sup> y CHEMTROL<sup>®</sup> X) generalmente se emplean para el control de la filtración y, algunas veces, también en los fluidos de perforación de agua dulce y bajo contenido de sólidos, como adelgazador. Al utilizar materiales ligníticos, agregue suficiente soda cáustica para obtener un pH de 9,5 a 10,5. Generalmente, se requiere 1 lb de cáustico por cada 2 a 4 lbs de lignito utilizado. Se suelen recomendar tratamientos de 1 a 2 lb<sub>m</sub>/bbl (2,8 a 5,7 kg/m<sup>3</sup>), cuando estos materiales se emplean como adelgazadores en los fluidos de agua dulce.



## Fluidos de lignosulfonato

Los fluidos de lignosulfonato de agua dulce se utilizan comúnmente para la perforación en áreas donde prevalecen las formaciones “*productoras de lodo*”. Estos fluidos ofrecen control reológico e inhibición de los sólidos de la perforación. La [Tabla 2-25](#) representa una formulación típica de un fluido de lignosulfonato de agua dulce/agua de mar.

**Tabla 2-25 Formulación de fluido de lignosulfonato con agua dulce/agua de mar**

Tipo de fluido	Producto	Concentración (lb <sub>m</sub> /bbl)
UNI-CAL <sup>®</sup>	MILGEL <sup>®</sup>	12 - 20
	UNI-CAL <sup>®</sup>	2 - 8
	Soda cáustica	(para pH de 10-10,5)
	LIGCO <sup>®</sup>	Según se requiera
	MIL-TEMP <sup>®</sup> /ALL-TEMP <sup>™</sup>	Según se requiera
	CHEMTROL <sup>®</sup> X	Según se requiera

### Mantenimiento y recomendaciones

1. Agregue UNI-CAL diariamente o en cada turno para controlar el punto cedente. Será suficiente utilizar intervalos de tratamiento entre 0,5 y 1 lb<sub>m</sub>/bbl para obtener tasas de penetración promedio, si se sigue un buen programa de remoción de sólidos.
2. Se debería agregar MILGEL según se requiera para mantener las tasas de filtración deseadas y lograr las propiedades de suspensión necesarias. MILGEL deberá prehidratarse antes de ser añadido al sistema activo.
3. Es necesario agregar agua para mantener la viscosidad plástica en el intervalo deseado. Dependiendo de la densidad del fluido, usualmente se requiere tanto UNI-CAL como agua.
4. Los sólidos de perforación pueden ocasionar problemas excesivos en relación con la reología del fluido y, por lo tanto, su nivel deberá mantenerse lo más bajo posible utilizando dispositivos de control mecánico y agua.
5. Es posible utilizar CHEMTROL X y MIL-TEMP (o también ALL-TEMP) cuando se requiere un control de

## **Sistemas de fluidos de base agua**

---

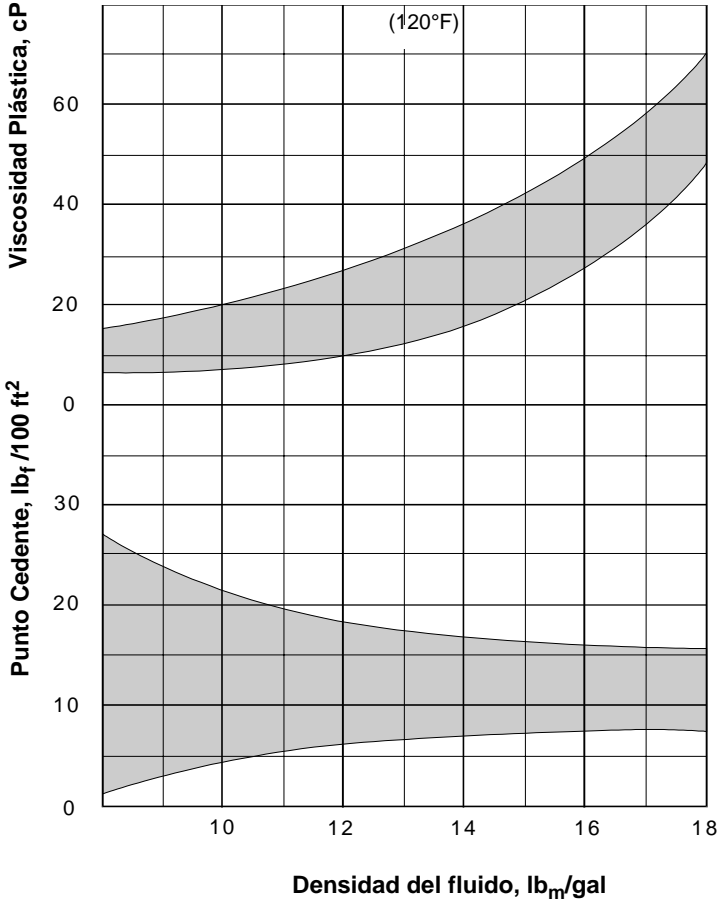
la pérdida de fluido y estabilización reológica a altas temperaturas.

### **Fluidos de agua de mar**

El agua de mar con frecuencia se emplea en la composición de los fluidos y el mantenimiento en operaciones de perforación en tierra firme y mar adentro, principalmente por su disponibilidad y características de inhibición de las lutitas.

# Sistemas de fluidos de base agua

Figura 2-7 Intervalo promedio de Viscosidad Plástica y Punto Cedente en fluidos dispersos de base agua



## Sistemas de fluidos de base agua

---

La composición de una muestra típica de agua de mar es la siguiente:

Componente	mg/L
Sodio	10.400
Potasio	375
Magnesio	1.270
Calcio	410
Cloruro	18.970
Sulfato	2.720
Dióxido de carbono	90
<i>(Densidad – 8,5 lb<sub>m</sub>/gal)</i>	

Las mezclas de bentonita prehidratada se pueden preparar mezclando 30 a 35 lb<sub>m</sub>/gal de MILGEL® en agua dulce, con 4 lb<sub>m</sub>/bbl de UNI-CAL® y 0,2 a 0,4 lb<sub>m</sub>/bbl de soda cáustica. Esta mezcla generalmente se agrega al agua de mar a una concentración inicial de 25% a 30% del volumen circulante, y después se va añadiendo según se requiera durante la perforación. Es posible que se necesite un antiespumante, como el LD-8® (0,5 a 1,5 gal/100 bbl de volumen), para controlar la formación de espuma.

A medida que avanza la perforación, usualmente es necesario dispersar o desflocular los sólidos y reducir la pérdida de fluido. Se requiere agregar 3 a 6 lb<sub>m</sub>/bbl de UNI-CAL, 1,5 a 3 lb<sub>m</sub>/bbl de LIGCON® o CHEMTROL® X, 0,25 a 1 lb<sub>m</sub>/bbl de MIL-PAC™ y soda cáustica, según se requiera, para un P<sub>f</sub> de 1 a 1,5 (pH de 10 a 10,5). Estas concentraciones permiten obtener un fluido con propiedades de flujo excelentes y un valor de filtrado en el intervalo de 4 a 8 cm<sup>3</sup>.

Para facilitar el control del filtrado y la calidad del revoque, es necesario mantener la bentonita (mediante la Prueba del Azul de Metileno) en el intervalo de 15 a 25 lb<sub>m</sub>/bbl. Si se desea la inhibición del magnesio, el pH se deberá mantener por debajo de 10 (el magnesio comienza a precipitarse como hidróxido de magnesio a un valor de pH más alto). Sin embargo, el control de la filtración y la reología será menos difícil si el magnesio se precipita.

Los fluidos de agua de mar requieren una mayor adición de soda cáustica para el control de la alcalinidad. Esto se debe, en parte, a la pérdida del ión hidroxilo por la reacción con el magnesio.

MIL-PAC™, MIL-PAC LV, BIO-LOSE™, UNI-CAL® , LIGCO® y/o LIGCON® generalmente se emplean para el control de la filtración.

### Fluidos saturados de agua salada

Los fluidos saturados de agua de salada se utilizan, generalmente, sólo en las operaciones de perforación en formaciones salinas y en las operaciones de rehabilitación de pozos. Los fluidos saturados de sal se preparan agregando NaCl al agua hasta saturación y después se añaden los viscosificantes adecuados y los agentes de control de la pérdida de fluido.

### Características

1. En circunstancias normales, se utiliza una base de salmuera de NaCl saturada o casi saturada (también KCl)
2. Se requieren buenas condiciones de mezclado (alto corte) o tiempo de circulación para el desarrollo de buenas propiedades de suspensión.
3. Posee elevadas resistencias gel y punto cedente.
4. MILSTARCH® o PERMA-LOSE™ HT comienzan a degradarse a temperaturas por encima de 250° F (121°C). BIO-PAQ™ es eficaz hasta 300° F (149° C). MIL-PAC o MIL-PAC LV pueden emplearse como un agente complementario para el control de la filtración, en estas aplicaciones a más elevadas temperaturas.
5. A una mayor alcalinidad, la corrosión es menor y, cuando  $P_f = 1$  o mayor, se reduce la tendencia a la formación de espuma.
6. LD-8® o W.O.™ DEFOAM contribuyen a reducir la formación de espuma. Estos materiales son más eficaces cuando se agregan a la salmuera antes de mezclar con otros materiales.
7. La fermentación del almidón no suele ser un problema, si el sistema está saturado con sal o si el pH es de 11,5 o más. Sin embargo, para proteger contra dicha fermentación, es posible agregar un biocida apropiado. BIO-LOSE o BIO-PAQ también se pueden utilizar en lugar de almidón y, en ese caso, no se requiere el biocida.

## Sistemas de fluidos de base agua

8. Se deberá corregir el contenido de sólidos (análisis con retorta) de estos fluidos para compensar el efecto de las sales solubles.

La [Tabla 2-26](#) muestra una formulación típica de un fluido saturado de sal.

**Tabla 2-26 Formulación de un fluido saturado de sal I**

Producto	Concentración
NaCl, lb <sub>m</sub> /bbl	110
MILGEL <sup>®</sup> prehidratado, lb <sub>m</sub> /bbl	10 - 15
MIL-PAC <sup>™</sup> , lb <sub>m</sub> /bbl	0.5 - 2.0
MIL-PAC LV, lb <sub>m</sub> /bbl	0.5 - 2.0
BIO-LOSE <sup>™</sup> , BIO-PAQ <sup>™</sup> , lb <sub>m</sub> /bbl	1.5 - 3.0
o	
PERMA-LOSE <sup>™</sup> HT, lb <sub>m</sub> /bbl	4.0 - 6.0
NEW-DRILL <sup>®</sup> HP, lb <sub>m</sub> /bbl	0.25 - 4.0
LID-8	Según se requiera para espuma
UNI-CAL <sup>®</sup> , lb <sub>m</sub> /bbl	2.0 - 6.0
Soda cáustica	pH = 10.5 - 11.0
CHEMTROL <sup>®</sup> X, lb <sub>m</sub> /bbl	1.0 - 8.0
LIGCO <sup>®</sup> prehidratado, lb <sub>m</sub> /bbl	2.0 - 8.0

### Fluidos de base calcio

Con frecuencia, los fluidos de base calcio se utilizan en áreas donde la hidratación y el hinchamiento de las lutitas causan una significativa inestabilidad del hoyo (es decir, derrumbe y desmoronamiento). En estos fluidos se mantienen mayores niveles de calcio soluble, para lograr un ambiente inhibitorio y minimizar el hinchamiento de las arcillas.

Existen dos tipos básicos de fluidos de base calcio:

- Cal [Ca(OH)<sub>2</sub>]
- Yeso [CaSO<sub>4</sub> • 2H<sub>2</sub>O]

## Sistemas de fluidos de base agua

La [Tabla 2-27](#) muestra la formulación de un fluido de base calcio.

**Tabla 2-27 Formulación de un fluido de base calcio**

	<b>Producto</b>	<b>Concentración (lb<sub>m</sub>/bbl)</b>
<b>Conversión a fluido de CAL<sup>1</sup></b>	UNI-CAL <sup>®</sup>	2.0 - 4.0
	Soda cáustica	1.0
	Cal	4.0 - 8.0
	MIL-PAC <sup>™</sup>	0.5 - 1.0
<b>Conversión a fluido de YESO<sup>1</sup></b>	UNI-CAL	3.0 - 6.0
	Yeso	4.0 - 6.0
	Soda cáustica	1.0
	MIL-PAC	0.5 - 1.0

Consulte la [Tabla 2-28](#) en relación a las propiedades de los fluidos de cal y yeso.

**Tabla 2-28 Propiedades típicas de los fluidos de cal y yeso**

<b>Bajo contenido de cal<sup>2</sup></b>		<b>Yeso<sup>2</sup></b>	
<b>Peso</b>	10.0 lb <sub>m</sub> /gal	<b>Peso</b>	10.0 lb <sub>m</sub> /gal
<b>Viscosidad</b>	40 - 44 seg/qt	<b>Viscosidad</b>	40 - 44 seg/qt
<b>VP</b>	18 cP	<b>VP</b>	18 cP
<b>PC</b>	6 lb <sub>f</sub> /100 ft <sup>2</sup>	<b>PC</b>	6 lb <sub>f</sub> /100 ft <sup>2</sup>
<b>Geles</b>	0/0 lb <sub>m</sub> /ft <sup>2</sup>	<b>Geles</b>	2/10 lb <sub>m</sub> /ft <sup>2</sup>
<b>Filtrado API</b>	6 - 12 mL	<b>Filtrado API</b>	4 - 8 mL
<b>Calcio</b>	75 - 200 mg/L	<b>Calcio</b>	600 - 1200 mg/L
<b>pH</b>	11.5 - 12.0	<b>pH</b>	9.5 - 10.5
<b>P<sub>f</sub></b>	1.0 - 2.0 mL	<b>P<sub>f</sub></b>	0.2 - 0.7 mL
<b>P<sub>m</sub></b>	5.0 - 10.0 mL	<b>P<sub>m</sub></b>	
<b>Cal en exceso</b>	1 - 2 lb <sub>m</sub> /bbl	<b>Cal en exceso</b>	2 - 4 lb <sub>m</sub> /bbl

1. La concentración puede variar con la condición del fluido y su contenido total de sólidos antes de la conversión. Cuando dicho contenido es alto, una dilución en agua del 10% al 15% contribuirá a reducir la severidad de la "cresta de viscosidad".

2. Estos números son estimaciones y pueden variar debido a la naturaleza y cantidad de los sólidos en el fluido convertido.

### Mantenimiento y recomendaciones

1. La conversión a un fluido de cal o yeso se logra mejor después de un viaje de mecha en la tubería de revestimiento, antes perforar más adelante.
2. Guarde los químicos necesarios (yeso o cal, desfloculante, soda cáustica) cerca de su punto de uso. Agregue yeso y desfloculante a través de la tolva. Agregue soda cáustica directamente al fluido, en la fosa de mezcla.

### **PRECAUCION:**

*No añade soda cáustica a través de la tolva*

3. Los materiales de la conversión deberán agregarse a intervalos de tiempo determinados, durante una o dos circulaciones completas.
4. Se deberá mantener un máximo de agitación en la fosa de succión y/o mezcla.
5. Evite la adición de yeso o cal y DRISPAC® de manera simultánea, a través de la tolva, debido a los aumentos drásticos de la viscosidad.
6. En cada turno generalmente se requieren tratamientos de yeso o cal, soda cáustica, UNI-CAL® y un agente de control de la pérdida de fluido.
7. Se agrega cal o yeso para mantener el calcio del filtrado. También se puede agregar cloruro de sodio para aumentar la concentración de calcio soluble.
8. En ausencia de cloruro de sodio, la solubilidad de la cal o del yeso se controlará mediante el pH del sistema. Las solubilidades de la cal y el yeso, así como también el correspondiente contenido de calcio soluble, disminuyen a medida que el pH aumenta (este efecto es más pronunciado en los fluidos de cal). Por lo tanto, el control del pH es importante para mantener el nivel apropiado de calcio libre.



9. Los fluidos de cal generalmente se consideran en buenas condiciones cuando las resistencias gel son bajas y uniformes ( $\frac{1}{2}$  a  $\frac{2}{5}$ ), y las adiciones de cal no causan aumentos de la viscosidad

10. Clasificación de los fluidos de base calcio:

*Fluido con elevado contenido de cal*

- 5 a 10 de  $P_f$
- 5 a 15  $lb_m/bbl$  (14,3 a 42,3  $kg/m^3$ ) de cal en exceso
- 100 a 300 mg/L de calcio

*Fluido con bajo contenido de cal*

- 0,8 a 2,0 mL de  $P_f$
- 1,0 a 2,5  $lb_m/bbl$  (2.85 a 7.1  $kg/m^3$ ) de cal en exceso
- 100 a 300 mg/L de calcio

*Fluido de yeso*

- 0,2 a 0,7 de  $P_f$
- 2 a 4  $lb_m/bbl$  (5,7 a 11,4  $kg/m^3$ ) de cal en exceso
- 600 a 1200 mg/L de calcio

## Contaminación del fluido y tratamiento

La [Tabla 2-29](#) es un resumen de los diferentes contaminantes y metodologías de tratamiento de los sistemas de base agua.

Tabla 2-29 Contaminantes comunes de los fluidos y tratamiento

Contaminante	Iones	Fuente	Método de medición	Efecto posible en los fluidos	Curso de acción
Anhidrita, yeso,	CaSO <sub>4</sub> , CaSO <sub>4</sub> • 2H <sub>2</sub> O / Ca <sup>++</sup> , SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	Formación, yeso comercial	Titulación Ca <sup>++</sup>	Elevado punto cedente. Elevada pérdida de fluido. Elevados geles. Revoque grueso. Aumento Ca <sup>++</sup>	Tratar con carbonato de sodio (sosa) Ca <sup>++</sup> (mg/L) × 0.00093 ≡ Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> (lb <sub>m</sub> /bbbl) Convertir a fluido de yeso.
MgCl <sub>2</sub>	MgCl <sub>2</sub> / Mg <sup>++</sup> , Cl <sup>-</sup>	Formación, agua de mar	Dureza total, titulación Cl <sup>-</sup>	Elevado punto cedente. Elevados geles. Elevada pérdida de fluido. Revoque grueso. Aumento en dureza total Disminución de pH Disminución P <sub>f</sub> Aumento Cl <sup>-</sup>	Tratar con soda cáustica, NaOH (pH ≥ 10.0) si la contaminación es moderada, ej. agua de mar Mg <sup>++</sup> (mg/L) × 0.00116 ≡ NaOH (lb <sub>m</sub> / bbbl) Tratar con adelgazador adicional y químicos para pérdida de fluido. Convertir a fluido de MgCl <sub>2</sub> si la contaminación es grave. <b>NOTA:</b> Para una contaminación grave, las adiciones de Na(OH) o Ca(OH) <sub>2</sub> causarán un aumento inaceptable de la viscosidad..

Tabla 2-29 Contaminantes comunes de los fluidos y tratamiento (continuación)

Contaminante	Iones	Fuente	Método de medición	Efecto posible en el fluido	Curso de acción
Cemento, cal	Ca(OH) <sub>2</sub> / Ca <sup>++</sup> , OH <sup>-</sup>	Cemento cal comercial Barita contaminadae	Titulación para Ca <sup>++</sup> , P <sub>m</sub>	Alto punto cedente. Elevada pérdida de fluido. Revoque grueso. Aumento de pH Aumento de P <sub>m</sub> Aumento de Ca <sup>++</sup> .	Tratar con bicarbonato de sodio Ca <sup>++</sup> (mg/L) × 0.00074 ≡ NaHCO <sub>3</sub> (lb <sub>m</sub> /bbl)
					Tratar con SAPP Ca <sup>++</sup> (mg/L) × 0.00097 ≡ Na <sub>2</sub> H <sub>2</sub> P <sub>2</sub> O <sub>7</sub> (lb <sub>m</sub> /bbl)
					Trastar con lignito, 7 to 8 lb <sub>m</sub> /bbl precipita 1 lb <sub>m</sub> /bbl de Ca(OH) <sub>2</sub> para formar Ca <sup>++</sup> , sal de ácido húmico.
					Adelgazador adicional/químicos para pérdida de fluido.
					Centrifugar para remover las partículas contaminantes.
					Dilución
					Desechar si no se puede controlar la floculación
					Dejar que permanezca el Ca(OH) <sub>2</sub> y convertir a fluido de cal o dejar que el Ca(OH) <sub>2</sub> se agote con el tiempo.
					En algunos casos, utilice ácidos como HCl, fosfórico.
					Tratar con sosa si la contaminación es ligera. Ca <sup>++</sup> (mg/L) × 0.00093 = Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> (lb <sub>m</sub> /bbl)

Tabla 2-29 Contaminantes comunes de los fluidos y tratamiento (continuación)

Contaminantes	Iones	Fuente	Método de medición	Efecto posible en el fluido	Curso de acción
Cemento, cal					Debido a que los efectos del pH son, con frecuencia, más perjudiciales para el fluido, el tratamiento químico debería ser: 1. Bicarbonato de sodio 2. Lignito 3. SAPP 4. Sosa
					Se prefiere tratar con bicarbonato de sodio
Sal	NaCl / Na <sup>+</sup> , Cl <sup>-</sup>	Formación, es decir: domos salinos, agua salada, agua agregada.	Titulación Cl <sup>-</sup>	Alto punto cedente. Elevada pérdida de fluido. Elevados geles Revoque grueso Aumento Cl <sup>-</sup> .	Dilución con agua dulce. Adición de diluyente/químicos para pérdida de fluido razonablemente tolerantes a NaCl. Convertir a fluido salino utilizando químicos diseñados para la sal. Presolubilizar los químicos cuando sea posible. Desechar si la floculación es muy grave como para permitir una recuperación económica.

Tabla 2-29 Contaminantes comunes de los fluidos y tratamiento (continuación)

Contaminante	Iones	Fuente	Método de medición	Efecto posible sobre el fluido	Curso de acción
Carbonato, Bicarbonato	$\text{CO}_3^{-2}$ , $\text{HCO}_3^{-}$	Gas $\text{CO}_2$ de la formación, degradación térmica de orgánicos, barita contaminada, sobretratamiento con sosa o bicarbonato.	Tren de gas Garrett, método pH/ $P_f$ , P1/P2, titulación $P_f/M_f$	Alto punto cedente. Elevados geles de 10-min. Elevada pérdida de fluido HT/ HP Disminución de $\text{Ca}^{++}$ . Aumento de $M_f$ . Disminución de pH	Tratamiento con cal $\text{HCO}_3^{-}$ (mg/L) $\times$ 0.00021 $\equiv$ $\text{Ca(OH)}_2$ (lb <sub>m</sub> /bbl) y $\text{CO}_3^{-2}$ (mg/L) $\times$ 0.00043 $\equiv$ $\text{Ca(OH)}_2$ (lb <sub>m</sub> /bbl)
					Tratamiento con yeso $\text{CO}_3^{-2}$ (mg/L) $\times$ 0.001 $\equiv$ $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ (lb <sub>m</sub> /bbl) y soda cáustica $\text{HCO}_3^{-} \times 0.0025 \equiv \text{NaOH}$ (lb <sub>m</sub> /bbl)
Sulfuro de hidrógeno	$\text{H}_2\text{S}$ / $\text{H}^+$ , $\text{S}^-$	$\text{H}_2\text{S}$ del gas de formación, degradación térmica de orgánicos, bacterias.	Tren de gas Garrett (cuantitativo). equipo automático de monitoreo de $\text{H}_2\text{S}$ (cuantitativo). Prueba de acetato de plomo	Alto punto cedente. Elevada pérdida de fluido. Revoque grueso. Disminución de pH. Disminución de $P_m$ . Aumento de $\text{Ca}^{++}$	El curso de acción debe tomar en cuenta los requerimientos de seguridad.
					Pretratamiento/tratamiento con MIL-GARD o MIL-GARD R.
					Aumento de pH $\geq$ 11.0 con $\text{Ca(OH)}_2$ , o NaOH.
					Acondicionar los fluidos para bajar los geles para una retención mínima de $\text{H}_2\text{S}$
					Operar el desgasificador, posiblemente con mecurrio.
Desplazar con fluido de base aceite. Agregar exceso de $\text{Ca(OH)}_2$ para precipitar $\text{S}^-$ y neutralizar el ácido.					

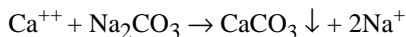
### Contaminación por calcio/magnesio

La contaminación por calcio/magnesio causa aumentos en la viscosidad y la pérdida de fluido en los sistemas de agua dulce y arcilla. El calcio/magnesio puede provenir del agua añadida, del agua de formación o de formaciones de evaporita.

#### Tratamientos

1. Contaminación por calcio proveniente del agua de formación/agregada. [El calcio soluble que se origina de esta fuente generalmente se somete a tratamiento con sosa( $\text{Na}_2\text{CO}_3$ )].

*Tratamiento con sosa*



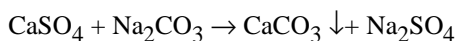
(0,000931 lb<sub>m</sub>/bbl por cada 1 mg/L de  $\text{Ca}^{++}$ )

Aumentar el pH también contribuirá con la disminución de la solubilidad del calcio (ver [Capítulo 5](#)).

2. Contaminación por anhídrita/yeso

Las formaciones de anhídrita/yeso ( $\text{CaSO}_4/\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ ) pueden tener unas pocas pulgadas de espesor o varios miles de pies. Problemas de floculación y control de filtración se originan de la perforación de estas formaciones. El problema es causado por una mayor concentración de calcio. Si los lechos no son masivos, lleve a cabo un tratamiento con sosa.

*Tratamiento con sosa*



(0,000931 lb<sub>m</sub>/bbl por cada 1 mg/L de  $\text{Ca}^{++}$ )

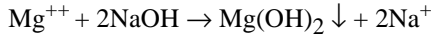
Puede ser necesario lograr un control adicional de la filtración con polímeros como PERMA-LOSE<sup>®</sup>HT o MIL-PAC<sup>™</sup>. Puede lograr una disminución adicional de la viscosidad con UNI-CAL<sup>®</sup>. En el caso de lechos masivos, se requerirá la conversión a un sistema compatible. Esto se logra cambiando a un fluido de yeso con la adición de UNI-CAL, soda cáustica y productos para el control de la filtración.

3. Contaminación por magnesio

El magnesio se encuentra, con mayor frecuencia, cuando se emplea agua de mar como agua agregada. Sus efectos sobre el sistema de fluido son similares a los del calcio. El

magnesio se suele tratar con soda cáustica (NaOH). La mayor parte del magnesio en el sistema se precipitará como  $Mg(OH)_2$  insoluble, cuando el pH es mayor que 10,5

*Tratamiento con soda cáustica*



(0,00116 lb<sub>m</sub>/bbl de soda cáustica por cada 1 mg/L de Mg<sup>++</sup>)

### Contaminación por cemento/cal

La contaminación por cemento ocurre cuando la tubería de revestimiento se cementa y los tapones de cemento se perforan. La gravedad de la contaminación depende de una serie de factores relacionados con el fluido (contenido de sólidos, concentración de defloculantes, etc.) y el estado del cemento (“verde” o curado). El cemento “verde” plantea más problemas que el curado. El cemento contiene varios compuestos complejos de calcio, todos los cuales reaccionan con el agua para formar hidróxido de calcio [ $Ca(OH)_2$ ]. Una cantidad de 100 lb<sub>m</sub> de cemento puede producir hasta 79 lb<sub>m</sub> de cal, la cual flocula los sistemas de bentonita y agua dulce, causando aumentos en los valores reológicos y la pérdida de fluido. El tratamiento de la contaminación por cal implica reducir el pH y controlar la concentración de calcio.

### Medición del cemento

El volumen de un saco de cemento (94 lb<sub>m</sub>) endurecido es 1,1 ft<sup>3</sup>. Si el volumen de hoyo es 8,5 pulgadas, cada pie de hoyo contiene 26,5 lb<sub>m</sub> de cal.

- 1 ft de hoyo de 8,5 pulgadas = 0,394 ft<sup>3</sup>
- 1 ft<sup>3</sup> de cemento = 85,5 lb<sub>m</sub> de cemento
- 85,5 lb<sub>m</sub> x 0,394 = 33,7 lb<sub>m</sub>

$$33.7 \text{ lb}_m \times \frac{79 \text{ lb}_m}{100 \text{ lb}_m} = 26.5 \text{ lb}_m \text{ de cal}$$

Dependiendo de si el cemento está verde o curado, puede haber de un 10% a un 50% disponible para reaccionar con el fluido.

La cal en exceso se puede estimar a partir de la fórmula:

Cal en exceso,  $\text{lb}_m/\text{bbl} = 0,26 [P_m - (F_w P_f)]$

donde,

$P_m$  = alcalinidad del fluido,

$P_f$  = alcalinidad del filtrado,

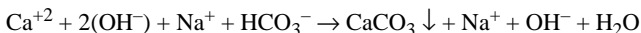
$F_w$  = fracción de agua en la retorta.

### Tratamiento

Existen diferentes opciones para el tratamiento de la contaminación por cemento. Generalmente, es necesario aplicar una combinación de tratamientos.

1. **Descargar** - Si la contaminación por cemento alcanza un nivel donde el tratamiento no resulta práctico, descargue el fluido más contaminado, desplace el sistema de fluido o cambie a un fluido de cal.
2. **Bicarbonato de sodio** - El bicarbonato de sodio reacciona con el calcio soluble para formar carbonato de calcio insoluble. Debido a que los valores de pH son altos cuando se perfora el cemento, la cantidad de iones de calcio podría no exceder los 200 a 400 mg/L.

*Tratamiento con bicarbonato de sodio ( $\text{NaHCO}_3$ )*

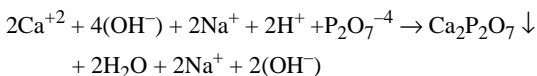


(0,00074  $\text{lb}_m$  de bicarbonato de sodio por cada 1 mg/L de  $\text{Ca}^{++}$ )

La reacción con la cal neutralizará la mitad de los iones hidroxilo en la cal. También se puede lograr una reducción ulterior del pH agregando ácidos orgánicos (UNI-CAL<sup>®</sup> y LIGCO<sup>®</sup>).

3. **Pirofosfato ácido de sodio (SAPP)** - El SAPP reacciona con la cal para formar un fosfato de calcio insoluble. La reacción es compleja, pero se puede representar de la manera siguiente, para propósitos de tratamiento:

*Tratamiento con SAPP ( $\text{Na}_2\text{H}_2\text{P}_2\text{O}_7$ )*



(0,00097  $\text{lb}_m$  de SAPP por cada 1 mg/l de  $\text{Ca}^{++}$ )

La reacción con cal es similar a la del bicarbonato de sodio, pero el SAPP no siempre reacciona tan completamente. Por



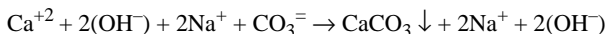
esta razón, se pueden requerir cantidades adicionales. Si la temperatura de fondo es  $\geq 175^{\circ}\text{F}$ , SAPP puede convertirse en floculante.

4. **Ácidos orgánicos** (UNI-CAL<sup>®</sup> - LIGCO<sup>®</sup>) - Aproximadamente 1 lb<sub>m</sub>/bbl de cal se puede neutralizar con 7 a 8 lb<sub>m</sub> de ácidos orgánicos.

### Comentarios adicionales sobre el tratamiento

1. **Sosa** - El tratamiento del cemento con sosa es posible pero no recomendado, a menos que se monitoreen muy de cerca los aumentos del pH. En la reacción de la cal con sosa, ninguno de los iones hidroxilo se neutraliza. A medida que aumenta el pH, disminuye la solubilidad de la cal, por lo cual se tendrán menos iones  $\text{Ca}^{+2}$  para reaccionar con el  $\text{CO}_3^{-}$ , además de producirse un aumento gradual de la concentración de  $\text{CO}_3^{-}$ .

*Tratamiento con sosa ( $\text{Na}_2\text{CO}_3$ )*



2. **Altas temperaturas** - A temperaturas mayores de  $250^{\circ}\text{F}$ , se puede producir la solidificación de los fluidos contaminados con cemento. Es posible estabilizar las propiedades del flujo de un sistema contaminado con cemento mediante la adición de 1 a 3 lb<sub>m</sub>/bbl de MIL-TEMP<sup>®</sup> o de ALL-TEMP<sup>™</sup>.

### Pretratamiento

El pretratamiento del sistema de fluido con bicarbonato de sodio puede causar la contaminación por carbonato. No se recomienda pretratar con más de 0,5 a 0,75 lb<sub>m</sub>/bbl de bicarbonato de sodio. El pretratamiento con UNI-CAL o LIGCO contribuirá con la amortiguación de los aumentos del pH.

### Contaminación por cloruro de sodio

La contaminación por sales puede provenir del agua agregada, los flujos de agua salada, los domos salinos o las formaciones de evaporita. Químicamente, puede tratarse de cloruro de sodio ( $\text{Na}^+$ ), potasio ( $\text{K}^+$ ), magnesio ( $\text{Mg}^{++}$ ) o calcio ( $\text{Ca}^{++}$ ), o una combinación de todos estos tipos. La contaminación más común es por cloruro de sodio.

La sal causa la floculación en un fluido de base agua dulce, lo cual origina problemas de viscosidad y control de filtración. Si la concentración de sal es lo suficientemente elevada, o si es de forma divalente ( $\text{Ca}^{++}$  o  $\text{Mg}^{++}$ ), un efecto de encogimiento de las arcillas podría causar una disminución de la viscosidad con un aumento continuo de la pérdida de fluido.

### Tratamiento

Debido a que la sal no se puede hacer precipitar por medios químicos, las concentraciones de sal se pueden reducir solamente mediante la dilución con agua más dulce. Además de la dilución, es posible que se requiera la desfloculación de las arcillas, así como también la reducción de la pérdida de fluido. La desfloculación se puede lograr mediante la adición de UNI-CAL<sup>®</sup> y soda cáustica. La reducción de la pérdida de fluido se puede lograr utilizando polímeros que no sean sensibles a la sal, tales como PERMA-LOSE<sup>™</sup> HT (almidón) y MIL-PAC<sup>™</sup> (celulosa polianiónica).

En casos de prolongada contaminación salina o fuertes aumentos de cloruro que causen reducciones en la viscosidad, el tratamiento con la bentonita prehidratada aumentará la viscosidad y reducirá la pérdida de fluido. Con el tiempo, la bentonita prehidratada también se deshidratará, a menos que se reduzca la concentración de la sal. Los efectos beneficiosos de la bentonita prehidratada se pueden ampliar al utilizar un tratamiento con UNI-CAL y soda cáustica, antes de agregar la bentonita al sistema activo.

En algunos casos, debido a la mayor solubilidad del ión calcio a medida que aumentan los cloruros, podría ser necesario tratar el ión calcio con sosa. Consulte la sección sobre contaminación por calcio/magnesio en este capítulo, en relación a las cantidades del tratamiento.

Al agregar químicos a un fluido de agua salada o contaminado con sal, los aditivos se deberán prehidratar o presolubilizar, antes de añadirlos al sistema, para obtener resultados óptimos.

### Contaminación por carbonato/bicarbonato

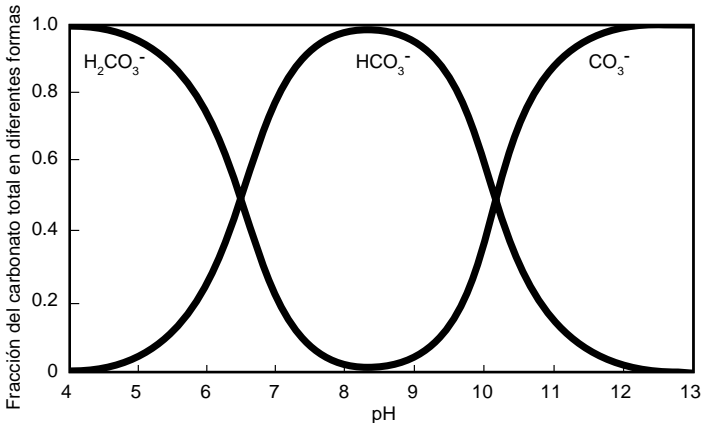
Cuando un fluido de base agua se contamina con carbonatos, esto conduce a problemas reológicos y de control de la filtración. Los carbonatos pueden presentarse de dos o tres maneras, dependiendo del pH del fluido: ácido carbónico:  $\text{H}_2\text{CO}_3$ , bicarbonato:  $\text{HCO}_3^-$ , y carbonato:  $\text{CO}_3^{=}$ . La [Figura](#)

2-8 muestra los puntos de equilibrio de estas formas a diferentes niveles de pH.

Los carbonatos se pueden originar de diferentes fuentes:

- Sobretratamiento con sosa o bicarbonato para remover la contaminación por cemento o calcio.
- Disolución del anhídrido carbónico proveniente del gas de la formación, el equipo de mezcla de los fluidos, las bombas de suabeo, etc.
- Degradación térmica de los compuestos orgánicos, como los lignosulfonatos, lignitos, etc. a temperaturas  $\geq 300^\circ\text{F}$ .
- Barita contaminada

**Figura 2-8** Especies en solución presentes en los sistemas de carbonato como una función del pH - Calculado para  $K_1 = 3,5 \times 10^{-7}$  y  $K_2 = 6,0 \times 10^{-11}$



### Medición de los carbonatos

API ha establecido normas para los tres métodos de medición de los carbonatos en los fluidos de perforación. El método recomendado es el Tren de Gas de Garrett (TGG), el cual es el único método que mide directamente los carbonatos. Todos los demás métodos utilizan los datos de

## Sistemas de fluidos de base agua

la alcalinidad para inferir la concentración de los carbonatos y bicarbonatos en el fluido. El procedimiento TGG se detalla en el [Capítulo 1](#).

Los otros dos métodos son el de la titulación P1/P2 y el cálculo de carbonatos  $P_f / M_f$ . Este último método es el tradicional. El método P1/P2 fue desarrollado para superar las limitaciones del método  $P_f / M_f$ , el cual tiende a sobreestimar significativamente la concentración de bicarbonato, especialmente en sistemas muy amortiguados. La titulación P1/P2 utiliza el cloruro de bario para precipitar el carbonato de bario. Debido a que el cloruro de bario es venenoso y las titulaciones son muy sensibles, se deberá tener mucho cuidado al utilizar este método. La [Tabla 2-30](#) compara las ventajas de los dos métodos. Los cálculos que emplean  $P_f / M_f$  para determinar las concentraciones de carbonato y bicarbonato se indican en la [Tabla 2-31](#). Los procedimientos para obtener los valores  $P_f / M_f$  utilizados en los cálculos son los que se indican en el [Capítulo 1](#). En esta sección se reproduce una versión condensada del procedimiento de titulación P1/P2 de API.

**Tabla 2-30 Métodos de comparación**

Método	Ventajas	Desventajas
$P_f / M_f$	Método tradicional. Sólo 2 titulaciones con una misma muestra	Interferencia con la titulación $M_f$ . El bicarbonato resulta generalmente alto.
P1 / P2	Elimina la interferencia de la titulación $M_f$	Requiere 3 titulaciones con 3 muestras. La medición de cáustico es crítica para la precisión. Se emplea un material tóxico

**Tabla 2-31 Concentraciones de iones. Valores  $P_f / M_f$ , mg/L**

Valores $P_f / M_f$	$[OH^-]$	$[CO_3^{2-}]$	$[HCO_3^-]$
$P_f = 0$	0	0	$1220 M_f$
$2 P_f < M_f$	0	$1200 P_f$	$1220 (M_f - 2 P_f)$
$2 P_f = M_f$	0	$1200 P_f$	0
$2 P_f > M_f$	$340 (2 P_f - M_f)$	$1200 (M_f - P_f)$	0
$P_f = M_f$	$340 M_f$	0	0

### Método de la alcalinidad P1/P2

#### *Equipo*

- Solución de ácido clorhídrico 0,02 N
- Solución de hidróxido de sodio 0,01 N
- Solución de cloruro de bario al 10%, neutralizada a un pH de 7 con NaOH
- Solución indicadora de fenolftaleína
- Agua desionizada
- Cintas de papel de pH, con intervalo de 6 a 12, o medidor de pH
- Recipiente de titulación de 100 - 150 cm<sup>3</sup>
- Pipetas volumétricas (VP: Volumen Proporcionado): una de 1 cm<sup>3</sup> y la otra de 2 cm<sup>3</sup>
- Bureta de 25 cm<sup>3</sup> (VP)
- Cilindros graduados (VC: Volumen Contenido): uno de 25 cm<sup>3</sup> y el otro de 5 cm<sup>3</sup>.

#### *Procedimiento*

1. Determine  $P_f$  como se describe en el [Capítulo 1](#).
2. Con una pipeta volumétrica, coloque 1 cm<sup>3</sup> de filtrado en el recipiente de titulación. Agregue 25 cm<sup>3</sup> de agua desionizada

## Sistemas de fluidos de base agua

3. Con una pipeta volumétrica, agregue  $2 \text{ cm}^3$  de hidróxido de sodio 0,1N y agite bien. Mida el pH. Si éste es de 11,4 o más, siga con el paso 5.
4. Si el pH es menor que 11,4, agregue  $2 \text{ cm}^3$  más de hidróxido de sodio.

**Nota:** *Es necesaria una medición exacta del cáustico, para evitar errores.*

5. Con el cilindro graduado más pequeño, agregue  $3 \text{ cm}^3$  de cloruro de bario. Mientras agita, añada 2 a 4 gotas del indicador de fenoltaleína.
6. Inmediatamente, titule la mezcla con el ácido clorhídrico hasta que desaparezca por primera vez el color rosado o hasta un pH de 8,3, determinado con un medidor de pH. Si el color reaparece después de un corto tiempo, no continúe con la titulación.
7. Registre la alcalinidad P1 como la cantidad de  $\text{cm}^3$  de ácido utilizados para alcanzar el punto final.
8. Determine la alcalinidad del blanco, P2, repitiendo los pasos anteriores y utilizando exactamente las mismas cantidades de agua y reactivos, pero omitiendo el filtrado.
9. Registre la alcalinidad de P2 (blanco) como la cantidad de  $\text{cm}^3$  de ácido empleados en la titulación.
10. Utilice la [Tabla 2-32](#) para determinar la concentración de iones hidróxido, carbonato y bicarbonato disueltos.

**Tabla 2-32 Concentraciones de iones- Titulación P1 / P2 , mg/L**

P1 / P2	$[\text{OH}^-]$	$[\text{CO}_3^{2-}]$	$[\text{HCO}_3^-]$
P1 > P2	340 (P1 - P2)	1200 [P <sub>f</sub> - (P1 - P2)]	0
P1 < P2	0	1200 P <sub>f</sub>	1220 (P2 - P1)

### Método alternativo para la estimación de $\text{CO}_3 / \text{HCO}_3$

Se ha desarrollado un modelo matemático utilizando la relación  $\text{pH}/P_f$  para estimar las concentraciones de carbonato/bicarbonato. El método es simple de usar y requiere un mínimo de tiempo y equipos, pero no ha sido adoptado por la API. Este método puede arrojar resultados

poco confiables a niveles de pH por debajo de 10 y, por lo tanto, deberá aplicarse con precaución.

El método en cuestión es como sigue:

1. **Medición del pH** - El pH del filtrado deberá determinarse con una precisión de  $\pm 0,1$ , utilizando un medidor de pH. El pH del fluido se puede emplear si el volumen de filtrado es limitado.
2. **Medición de  $P_f$**  - Alcalinidad del filtrado

Los carbonatos se calculan mediante las ecuaciones que se presentan a continuación.

### Fluidos de alto pH

Concentración de hidroxilo en mg/L (OH):

$$= 17,000 \times 10^{pH - 14} \quad (2-1)$$

Concentración de carbonato en mg/L ( $\text{CO}_3$ ):

$$= 1200 \left( P_f - \frac{\text{OH}}{340} \right) \quad (2-2)$$

Concentración de bicarbonato en mg/L ( $\text{HCO}_3$ )

$$= \frac{\text{CO}_3}{10^{pH - 9.7}} \quad (2-3)$$

### Ejemplo:

$$\text{pH} = 12,6$$

$$P_f = 5,3 \text{ cm}^3$$

$$\text{OH} = 677 \text{ mg/L}$$

$$\text{CO}_3 = 3971 \text{ mg/L}$$

$$\text{HCO}_3 = 5 \text{ mg/L}$$

### Fluidos con bajo pH

Resulta difícil medir  $P_f$  de manera precisa cuando el pH está por debajo de 9,5. Por lo tanto, el método debe ser modificado en esos casos. El procedimiento es como sigue:

1. Aumente el pH de la muestra de filtrado hasta 11,5 con una solución de soda cáustica (NaOH).
2. Titule y determine el valor  $P_f$  a un pH de 11,5
3. Multiplique por 1200 el valor  $P_f$  a un pH de 11,5, con el objeto de determinar los mg/L totales de carbonatos a ese pH.
4. Calcule los bicarbonatos y carbonatos para el pH original:

$$\text{Bicarbonatos, mg/L} = \frac{Y}{1 + 10^{\text{pH}-9,7}} \quad (2-4)$$

$$\text{Carbonatos, mg/L} = Y - \text{HCO}_3 \quad (2-5)$$

donde,

Y = carbonatos totales a un pH de 11,5

pH = pH del filtrado original

### Tratamiento de los carbonatos

Un intervalo general para los carbonatos en la mayoría de los fluidos es 1200 a 2400 mg/L. Algunos fluidos pueden tolerar el doble de esta cantidad o verse seriamente afectados por 1200 mg/L. La concentración aceptable de carbonatos en un fluido de perforación siempre dependerá de la concentración de sólidos, la temperatura y las concentraciones químicas.

Si se determina que los carbonatos están causando problemas de filtración y reológicos, el método de tratamiento incluye la adición de catión calcio para formar un precipitado de carbonato de calcio. El calcio se añade como yeso o cal. Si se utiliza yeso, se agregará soda cáustica o cal para convertir los bicarbonatos a carbonatos o la reacción con el calcio nunca se producirá. Si se usa cal, el pH aumentará. Podría ser necesario agregar yeso o



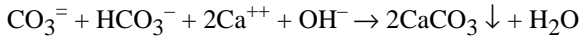
lignosulfonato para amortiguar los aumentos de pH. Evite agregar lignito porque éste reacciona con el yeso y la cal e interferirá con la reacción química. También se recomienda no remover todos los carbonatos. Se debería permitir que quedara un mínimo de 1000 a 1200 mg/L en el sistema. A continuación se indican las reacciones químicas y las concentraciones de tratamiento.

### Reacciones químicas

Cal [ $Ca(OH)_2$ ]



Yeso + cal o yeso + soda cáustica



### Cantidades de las reacciones

Cal

0,00043 lb<sub>m</sub> para tratar 1 mg/L de CO<sub>3</sub><sup>=</sup>

0,00021 lb<sub>m</sub> para tratar 1 mg/L de HCO<sub>3</sub><sup>-</sup>

Yeso

0,001 lb<sub>m</sub> para tratar 1 mg/L de CO<sub>3</sub><sup>=</sup> soda cáustica

0,00023 lb<sub>m</sub> para tratar 1 mg/L de HCO<sub>3</sub><sup>-</sup>

### Comentarios adicionales

En la determinación de si existe o no un problema de carbonatos, la presencia de calcio en el filtrado no elimina el problema. El calcio que se detecta en la titulación de dureza podría no estar disponible para reaccionar con los carbonatos. Con frecuencia, la acción de los quelatos, las tasas de reacción menores y cambios en los equilibrios, evitan que el calcio medido reaccione con los carbonatos. Al menos, se deberían poder medir 100 a 200 mg/L de calcio en la prueba de dureza, para asegurar que exista algo de calcio libre para reaccionar con los carbonatos.

Generalmente se interpreta que la alcalinidad representa la presencia de iones hidroxilo, carbonato o bicarbonato, pero también existen otros materiales alcalinos que contribuyen con la alcalinidad de los fluidos de perforación. Debido a estas interferencias y las limitaciones de procedimiento al realizar las pruebas, las titulaciones de alcalinidad para el análisis de carbonatos son simples aproximaciones. Por esa

razón, el Tren de Gas de Garrett ofrece una mayor precisión. Independientemente del método utilizado, se recomienda realizar pruebas piloto minuciosas, antes de tratar el sistema de fluido por la presencia de carbonatos.

### Contaminación por sulfuro de hidrógeno

#### ADVERTENCIA!!!



**El sulfuro de hidrógeno (H<sub>2</sub>S) es muy venenoso y corrosivo. Pequeñas concentraciones en el aire pueden ser fatales en minutos. Cuando se espera la presencia de H<sub>2</sub>S, estudie las medidas de protección con antelación. Si bien el H<sub>2</sub>S puede tener efectos adversos en la viscosidad, la pérdida de fluido y la química del mismo, la seguridad es siempre lo más importante.**

### Medición del H<sub>2</sub>S

Desde el punto de vista de la seguridad, cualquier taladro donde se perforen zonas con H<sub>2</sub>S potencial deberá estar equipado con monitores de H<sub>2</sub>S y equipos de alarma. El medio más preciso y confiable para medir el contenido de sulfuro disuelto en el fluido es mediante el Tren de Gas de Garrett.

La prueba consiste en colocar una muestra de filtrado en una cámara del Tren de Gas de Garrett e inyectar también un ácido concentrado en el filtrado. Así se convierten todos los sulfuros en gas (H<sub>2</sub>S). Después se hace pasar gas nitrógeno o anhídrido carbónico a través del Tren. Este gas se llevará consigo el H<sub>2</sub>S. El flujo de gas se hace pasar a través de un tubo Dräger a una tasa de flujo controlada. Este tubo se “mancha” si hay sulfuros presentes. La longitud de la coloración multiplicada por un factor de corrección nos da la concentración de sulfuro.

El procedimiento exacto se indica en el Capítulo 1, [Procedimientos de prueba de los fluidos de perforación](#).

## Tratamiento del H<sub>2</sub>S

El método más eficaz para controlar el H<sub>2</sub>S incluye el uso de MIL-GARD<sup>®</sup> (carbonato de zinc básico) junto con el control del pH.

### Tratamiento recomendado

1. MIL-GARD<sup>®</sup> - 2 a 3 lb de MIL-GARD<sup>®</sup>/bbl  
(0,002 lb<sub>m</sub>/bbl para tratar 1 mg/L de sulfuro)
2. pH controlado en 10 o más, utilizando soda cáustica o cal

## PRECAUCION:

*No*

Consulte la sección sobre [Sulfuro de hidrógeno \(H<sub>2</sub>S\)](#) en el Capítulo 4, para una explicación adicional de las cantidades para el tratamiento y los métodos.

## PROBLEMAS DEL HOYO

### Inestabilidad del pozo

De los muchos tipos de rocas que se encuentran en el curso de la perforación, la más susceptible a la inestabilidad es la lutita. Las lutitas son rocas que contienen arcilla y que se forman por la compactación de los sedimentos que se van quedando poco a poco enterrados por la acumulación progresiva de más sedimentos con el pasar del tiempo geológico. A medida que ocurre la compactación, el agua es “exprimida” y sale de la lutita. El grado de compactación es proporcional a la profundidad de enterramiento de estos materiales, siempre y cuando el agua no encuentre obstáculos para salir de la lutita.

Si el agua no escapa de la lutita, entonces sostendrá una parte de la sobrecarga y la lutita quedará “*bajo presión*”. Si el agua sale de la lutita, la roca se *deshidrata*. Los problemas que ocasionan las lutitas son un resultado directo de la manera como la lutita reacciona con el agua del fluido de perforación. La hidratación debido al agua tiende a reducir la resistencia de las lutitas. La pérdida de resistencia aumenta

la inestabilidad del hoyo. Los sedimentos más recientes se ablandan, hinchan y dispersan cuando se mezclan con el agua. Las lutitas más antiguas, y que generalmente han pasado por diagénesis, pueden conservar su dureza y no se dispersarán fácilmente en agua.

Desafortunadamente, esto no significa que sea más fácil perforar las lutitas más antiguas. La inestabilidad de las lutitas pueden ser el resultado de cualquiera de los factores siguientes, o una combinación de los mismos:

1. Fuerzas mecánicas
  - Erosión (conduce a tener tamaños y formas diferentes en los rípios)
  - Diferencial de presión (las lutitas *cargadas* originan astillas de lutitas puntiagudas)
  - “Latigazos” de tubería (muchos tamaños diferentes provenientes de distintas formaciones)
  - Surgencia y succión (lo cual conduce a pérdida de circulación o grandes cantidades de relleno y escombros)
2. Presión de sobrecarga
3. Presión de poro
4. Fuerzas tectónicas
5. Adsorción de agua (hidratación)

Los siguientes son problemas causados por estos factores:

- Ampliación del hoyo
- Dificultades para la limpieza del hoyo
- Tubería atascada o “pegada”
- Puentes y relleno en los viajes
- Volumen de fluido y costos de tratamiento excesivos
- Requerimientos mayores de cemento y trabajos de cementación deficientes
- Problemas en el registro de pozos
- Hoyos apretados

## Sistemas de fluidos de base agua

---

- Mayor torque y arrastre
- Menor tasa de penetración (embolamiento de la mecha)

La [Tabla 2-33](#) y la [Tabla 2-35](#) muestran un resumen de los mecanismos de estabilización mecánica y química.

Tabla 2-33 Mecanismos de estabilización de lutitas y sus aplicaciones

Categorías	Tipo de fluido	Mecanismo de estabilización	Aplicación
Electrolitos	Fluidos que utilizan cloruro de sodio, sistemas de potasio, fluidos de yeso y cal, sistemas de complejo de aluminio (ALPLEX™)	Proceso de intercambio catiónico Li <sup>+</sup> , Na <sup>+</sup> , K <sup>+</sup> , Mg <sup>++</sup> , Ca <sup>++</sup> , Al <sup>+++</sup> Orden de sustitución creciente.	Lutitas hidratables, blandas, altamente dispersivas, lutitas con elevado contenido de montmorillonita y altos porcentajes de estratos mixtos con tendencias al hinchamiento
Polímeros	NEW-DRILL®, NEW-DRILL HP, NEW-DRILL PLUS, (poliacrilamidas hidrolizadas)	Encapsulación.	Lutitas blandas, bastante dispersivas, lutitas con elevado contenido de montmorillonita e illita y con estratos mixtos sumamente expandibles. Puede utilizarse junto con electrolitos para mayor inhibición.

**Nota:** El uso de fluidos inhibidores deberá estar precedido del análisis minucioso de la mineralogía y pruebas de dispersión.

Tabla 2-33 Mecanismos de estabilización de las lutitas y sus aplicaciones (continuación)

Categorías	Tipo de fluido	Mecanismo de estabilización	Aplicación
Asfaltos y gilsonitas	PROECTOMAGIC <sup>®</sup> M, SHALE-BOND <sup>™</sup>	Taponar y sellar las micro-fracturas reduciendo la invasión de filtrado entre planos estratificados.	Lutitas medianamente duras, moderadamente dispersivas con tendencias a desmoronarse. Elevada lutita en arcillas interestratificadas. Algunas veces elevado contenido de illita y cloruro.
Fluidos de base aceite	Sistemas CARBO-DRILL <sup>SM</sup>	Fase externa de aceite, actividad equilibrada de la fase de agua	Lutitas sumamente dispersivas y fracturadas con tendencias a desmoronarse. Lutitas duras, quebradizas y endurecidas, con dispersión moderada y desmoronamiento grave.

**Nota:** El uso de fluidos inhibidores deberá estar precedido de análisis minucioso de la mineralogía y pruebas de dispersión.

**Tabla 2-34 Problemas de hoyo inducidos mecánicamente y sus soluciones**

<b>Problema</b>	<b>Causa</b>	<b>Indicadores</b>	<b>Soluciones</b>
Erosión mecánica	Tasas de flujo turbulentas. Geometría de la sarta de perforación. Propiedades reológicas insuficientes.	Ripios de formas y tamaños mixtos, torque excesivo, derrumbes de hoyo.	Alterar las propiedades reológicas o reducir el rendimiento de la bomba y asegurar un flujo laminar o de transición. Reducir el diámetro de la sarta de perforación.
Presiones hidrostáticas sub-balanceadas	Peso de fluido insuficiente. Formaciones geopresurizadas.	Fluido con corte de gas, ripios astillados o cóncavos excesivos, relleno de hoyo después de viajes.	Aumentar el peso del fluido para equilibrar la presión de formación.
“Latigazos” de tubería	Velocidades rotatorias excesivas. La sarta de perforación no tiene tensión	Ripios- Formas pequeñas mixtas o diferentes tipos.	Reducir la velocidad rotatoria. Asegurarse de que la sarta de perforación esté en tensión.
Presiones de surgencia y succión	Velocidades excesivas para introducir o sacar tubería. Elevadas resistencias gel, diseño inadecuado de la sarta de perforación.	Pérdida de circulación, intrusiones de gas, aceite o agua en los viajes. Grandes cantidades de relleno y escombros después de viajes. Desplazamiento inadecuado del fluido.	Reducir las velocidades para introducir o sacar tubería. Acondicionar el fluido para reducir las resistencias gel.



## Clasificación de las lutitas

Se han propuesto muchos esquemas de clasificación para las lutitas problemáticas, pero básicamente podemos clasificarlas el mecanismo de falla.

- Lutitas hidratables y dispersivas
- Lutitas quebradizas
- Lutitas bajo presión
- Lutitas bajo esfuerzo

## Lutitas hidratables y dispersivas

Cuando una lutita está expuesta a un fluido de base agua sin una química que permita el taponamiento de los poros, el filtrado interactúa directamente con la lutita. Los resultados son hidratación y un aumento de la presión de poro.

Los diferentes minerales de la arcilla varían considerablemente en su resistencia y susceptibilidad a la hidratación. Los más comunes son la clorita, caolinita, illita y esmectita, en orden de hidratación creciente. La esmectita se presenta como un componente de una arcilla de estratos mixtos.

La *hidratación de las arcillas* se produce mediante tres mecanismos. La *hidratación superficial* es el enlace de las moléculas de agua con átomos de oxígeno en la superficie de las plaquetas de arcilla. La *hidratación iónica* es la hidratación de los cationes de los estratos intercalados con las superficies cercanas de las moléculas de agua. La *hidratación osmótica* ocurre en algunas arcillas después de que las mismas se han hidratado iónicamente (generalmente, a una humedad del 100%). Todas las arcillas sufren hidratación, y la illita y la esmectita presentan diferentes grados de hidratación iónica. La hidratación de las lutitas (adsorción superficial y absorción osmótica) conducirá a dos problemas diferentes bien definidos:

1. **Hinchamiento** - expansión de las arcillas debido a la absorción de agua
2. **Dispersión** - desintegración del cuerpo de las lutitas debido al contacto con agua.

Debido a que la lutita posee minerales no arcillosos como el cuarzo y el feldespato, además de una mezcla de arcillas, se

producirá una combinación de mecanismos de hidratación en el mismo pedazo de roca. Los minerales no arcillosos no reaccionarán, mientras que la clorita, caolinita e illita se hidratarán dando problemas de sólidos, y la esmectita se hidratará, hinchará y reaccionará con soluciones iónicas.

El grado de hinchamiento es controlado por la actividad de la solución a temperatura ambiente. Cuando se sumerge la esmectita en agua, la hidratación de los cationes en la arcilla hace que los mismos se disocien de su superficie, creando un desequilibrio eléctrico en la arcilla, lo cual a su vez hace que ésta “explote” absorbiendo grandes volúmenes de agua.

Las sales con solubilidad relativamente elevada, como KCl y  $\text{CaCl}_2$ , son sumamente efectivas para reducir el hinchamiento, pues este mecanismo reduce la disociación de los cationes. En un experimento, KCl al 3% permitió reducir el hinchamiento de la montmorillonita de 450% a 150% a presión atmosférica.

### Lutitas quebradizas

Las lutitas quebradizas parecen ser firmes y macizas pero se deshacen al colocarlas en agua. Estos pedazos de lutita no se ablandan ni se hinchan en el agua. La inestabilidad puede ser causada por uno de dos mecanismos. La lutita puede ser debilitada por la penetración de agua a lo largo de las superficies de las microfracturas y los planos de estratificación. Por otra parte, el segundo mecanismo se origina cuando una pequeña cantidad de arcilla está rodeada por una matriz de cuarzo y feldespato. Incluso una ligera hidratación de la arcilla causará una elevada presión de hinchamiento y la formación será inestable.

### Lutitas bajo presión excesiva

Las lutitas quedan bajo presión excesiva cuando un estrato de arcilla compactada de baja permeabilidad se desarrolla junto a una arena y se impide el flujo desde la arcilla. En una formación de lutita gruesa, la tasa de expulsión no puede mantenerse al paso de la tasa de compactación y la presión de poro de la lutita aumenta por encima de la normal, para una profundidad comparable de enterramiento.

Las presiones extremadamente elevadas también se encuentran en situaciones donde las formaciones bajo presión normal han sido levantadas debido a fuerzas tectónicas. Con la erosión de los estratos superficiales, la

presión de poro será alta para la profundidad de enterramiento.

### Lutitas bajo esfuerzos tectónicos

Estas lutitas se presentan en áreas donde la corteza terrestre ha sido modificada por fuerzas tectónicas. Estas lutitas pueden tener planos de estratificación sumamente inclinados. Cuando, durante la perforación, se alivian las fuerzas que actúan sobre la formación, la lutita cae en el hoyo. Estos problemas se agravan ulteriormente si los planos de estratificación se humedecen con agua o aceite. La lutitas Atoka y Springer del continente americano son ejemplos de este tipo de lutitas.

### Transmisión de la presión de poro

Los recientes trabajos de laboratorio utilizando un dispositivo especialmente diseñado para medir la transmisión de la presión de poro (PPT) han demostrado y documentado la capacidad de ciertos fluidos de perforación de bloquear la invasión de agua proveniente del fluido de perforación y hacia la lutita. El dispositivo funciona midiendo el aumento en la presión de poro que se origina por exposición de un núcleo de lutita a diferentes fluidos de perforación. La unidad emplea un núcleo de una pulgada de diámetro con una longitud de hasta 3 pulgadas.

Este dispositivo es una celda Hassler de 1500 psi modificada. Esta celda consiste en un cilindro con un pistón en cada extremo. El núcleo se sostiene entre los dos pistones. Se coloca un forro de goma alrededor del núcleo y los pistones, para sellar el área alrededor del núcleo y evitar el flujo alrededor del mismo. La parte exterior del forro está bajo presión, para lograr una buena obturación. Las caras del núcleo están expuestas a fluidos presurizados que circulan a través de las caras del pistón. Esta unidad para medir la transmisión de la presión de poro se emplea con núcleos con permeabilidades en el intervalo de  $0,1 \mu\text{d}$  hasta, aproximadamente,  $0,01 \mu\text{d}$ .

El lado de baja presión del núcleo (lado de la formación) tiene un acumulador de 1 litro y 2000 psi, de acero inoxidable, el cual suministra la contrapresión. El lado de alta presión del núcleo está conectado a dos acumuladores similares, uno para el fluido de poro y el otro para el fluido de prueba. La presión en cada acumulador se controla mediante un regulador manual alimentado por una bombona de nitrógeno de 2200 psi.

## Sistemas de fluidos de base agua

---

La celda se encuentra dentro de una cámara aislada y la temperatura se mantiene mediante un calentador de 200 vatios, el cual se controla utilizando un control de temperatura Dwyer, que acciona una unidad de control SCR de ángulo de fase Control Concepts. El control de temperatura tiene una precisión de  $\pm 0,09^{\circ}\text{F}$  [ $\pm 0,05^{\circ}\text{C}$ ]

Se aplica presión a un extremo del núcleo y se mide el flujo a través de éste. El pistón en el lado de baja presión se llena con líquido y se bloquea, de manera tal que se mide el aumento de la presión de líquido y no el flujo. Una muy pequeña cantidad de líquido que fluya a través del núcleo causará un aumento considerable en la presión, de manera tal que la celda es lo suficientemente sensible para medir el flujo a través de la lutita. La presión se grafica como una función del tiempo.

Un prueba típica con este dispositivo consiste en fijar la presión de la formación en 70 psi, el hoyo a 180 psi y la presión de confinamiento a 700 psi. Se registra el aumento de la presión de la formación en relación al tiempo, hasta que la presión de la formación alcance 180 psi, o el límite de tiempo predeterminado. La prueba se detiene a 180 psi, porque la tasa de aumento de la presión se hace asintóticamente más lenta a medida que la caída de presión a través del núcleo se acerca a cero. Sin embargo, debido a que la permeabilidad de los núcleos varía, el aumento de presión con el fluido de poro sintético se mide, inicialmente, para que sirva como una línea base con la cual se comparará el aumento de presión del fluido de perforación.

Para poder comparar las pruebas con el fluido de poro y el fluido de perforación, las condiciones iniciales de ambas deben ser las mismas. Esto significa tener un núcleo completamente saturado, con una distribución de presión lineal en su longitud. Esta presión varía de 180 psi en el extremo del hoyo hasta 75 psi en el extremo de la formación. Cuando la presión de hoyo se aplica por primera vez al núcleo, la presión es de 180 psi solamente en la cara del núcleo, mientras que la presión dentro del mismo es aún la atmosférica. Con el transcurso del tiempo (varias horas), la presión va invadiendo lentamente el núcleo, hasta que se establece una distribución de presión lineal en la longitud del núcleo, desde 180 a 75 psi. La presencia de esta distribución se detecta por el aumento de presión en el lado de la formación. De esta manera, el sistema se inicializa aplicando las presiones con el fluido de poro sintético y esperando hasta que comience a aumentar la presión de la formación.

1. El núcleo se coloca en la celda y se aumenta su temperatura y presión. Se utiliza una solución de sal marina al 2% en los extremos corriente arriba y corriente abajo.
2. La solución de sal marina se hace pasar a través del núcleo y se registra el aumento de la presión aguas abajo.
3. La presión aguas abajo se reduce nuevamente a 75 psi.
4. Se hace pasar el fluido de perforación a través del extremo aguas arriba del núcleo, a una presión constante de 180 psi.
5. Se registra el aumento en la presión aguas abajo.
6. El aumento de la presión con el fluido de perforación se compara con el aumento de presión con el agua salada.

La [Figura 2-9](#) muestra el efecto de los glicoles AQUA-DRILL<sup>SM</sup> en el control de la transmisión de presión. AQUA-COL<sup>TM</sup> D, a una temperatura de prueba de 120° F [49° C], no detiene la transmisión de la presión porque AQUA-COL D tiene un punto de niebla (también llamado punto de opacidad o turbiedad) de 130° F [54° C] y no obstruye los canales de poro cuando es soluble. A 158° F [70° C], el punto de niebla de AQUA-COL<sup>TM</sup> D se supera, y éste sale de la solución y obstruye la entrada del fluido en el núcleo. La presión se nivela sin ningún aumento ulterior.

La [Figura 2-10](#) muestra cómo el sistema ALPLEX<sup>TM</sup> resultó muy eficaz para obstruir el flujo del fluido hacia la matriz de núcleo. El fluido de sal marina al 2% con un tratamiento de 5 lb/bbl de ALPLEX no mostró ningún aumento de presión con el tiempo. Esta obstrucción del fluido se puede explicar mediante la formación de un precipitado coloidal de óxidos de alúmina hidratada en la cara del núcleo.

Figura 2-9 Resultados de la prueba de Transmisión de la Presión de Poro-AQUA-COL

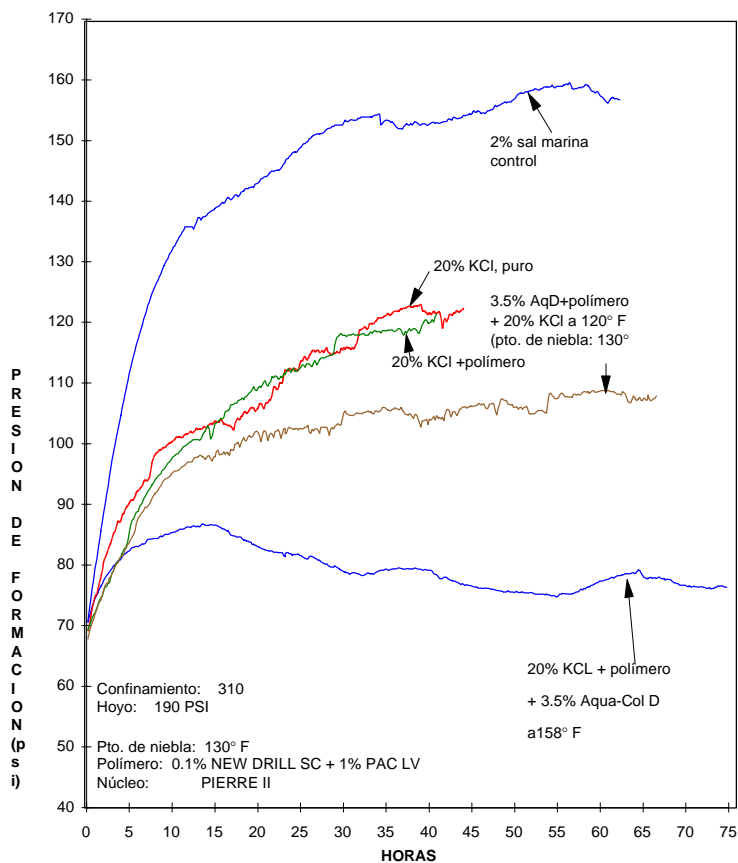
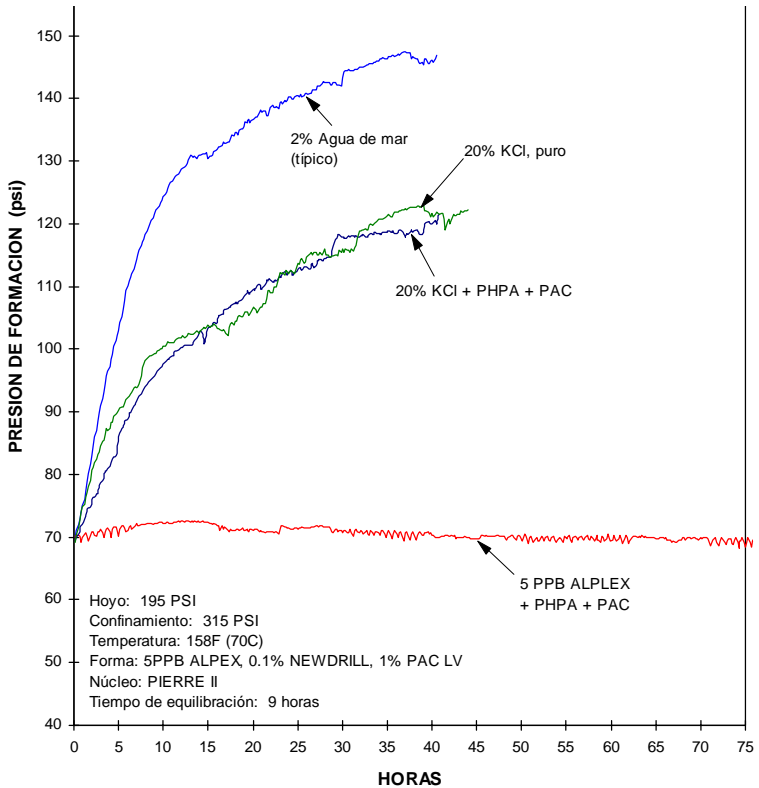


Figura 2-10 Resultados de la prueba de Transmisión de la Presión de Poro - ALPLEX 5lpb



En ambos ejemplos, el fluido de formación de sal marina al 2% muestra una transmisión de presión rápida a través de la lutita. Otras pruebas con KCl al 20% y fluidos poliméricos con KCl al 20% indican una disminución eficaz de la transmisión de presión de poro debido a la mayor viscosidad y el ión potasio. Esto representa el fluido que entra a la cara del pozo a una tasa menor. Estos resultados de pruebas demuestran que AQUA-COL™ y ALPLEX™ taponan o bloquean la invasión de fluido hacia el núcleo. Sin migración

de fluido, el núcleo permanece intacto y libre de las fuerzas de hidratación u otras reacciones químicas.

### Pérdida de circulación

#### Causas

##### Formaciones fracturadas

Cuando se observan pérdidas durante o inmediatamente después de una perforación brusca o un cambio repentino en la formación, esto significa que puede haber fracturas naturales presentes.

Si ocurren pérdidas durante un viaje de la tubería, cuando se inicia o “rompe” la circulación o se aumenta la densidad de los fluidos, esto significa que puede haber fracturas inducidas presentes. Una de las causas es el exceder el gradiente de fractura con densidades de fluido excesivas o elevadas presiones de surgencia y densidades equivalentes de circulación (ECD).

##### Formaciones altamente permeables

1. Tipos de formación - Arenas masivas, gravilla, lechos de conchas o depósitos de arrecifes.
2. Indicadores - Pérdidas graduales y continuas. Retornos parciales (la tasa de pérdida depende del grado de permeabilidad).

##### Formaciones altamente porosas

1. Tipos de formación - Arenas, lechos de grava, depósitos de arrecifes
2. Indicadores - Pérdida parcial de retornos, la cual puede desarrollarse lentamente y aumentar con la penetración.

##### Formaciones cavernosas y drusas

1. Tipos de formación - Calizas, dolomita, tiza y otras formaciones con porosidad secundaria.
2. Indicadores - Pérdida brusca y grave a total de los retornos, que puede estar acompañada por tasas de penetración erráticas y repentinas. Las formaciones de este tipo son generalmente predecibles en áreas con historiales de perforación considerables.



## Medidas preventivas

1. Utilizar las densidades de fluido mínimas, según las presiones de formación y estabilidad del hoyo.
2. Evaluar los datos de pozo del área para determinar las densidades apropiadas de los fluidos y la colocación de la tubería de revestimiento. Establecer la integridad de la formación con la prueba de presión, a la profundidad de tubería de revestimiento más reciente.
3. Monitorear y controlar las reologías para minimizar las presiones de surgencia y succión, la pérdida por fricción anular (ECD) y controlar las velocidades de corrida de la tubería.
4. Mantener reologías térmicamente estables para evitar la gelificación a alta temperatura. Se recomienda iniciar la circulación en etapas mientras se hace un viaje, cuando hay indicios de gelificación. Utilice el estrangulador del vertical (si está disponible) para iniciar la circulación con un aumento gradual de presión.
5. Minimizar las restricciones anulares.
  - Optimizar la hidráulica de la mecha y/o el uso de aditivos como MD o BIO-DRILL™ 1402 para minimizar el embolamiento de la mecha y la sarta de perforación.
  - Controlar las tasas de penetración y evitar una carga excesiva de sólidos en el anular.
  - Evitar el desarrollo de un revoque excesivo mediante la reducción de las tasas de filtración.
  - Utilizar fluidos inhibidores como NEW-DRILL®, ALPLEX™, CARBO-DRILL<sup>SM</sup> y fluidos de base calcio y potasio, lo cuales pueden ofrecer protección contra el hichamiento y las lutitas pegajosas.

### Procedimientos correctivos de la pérdida de circulación

#### Pérdidas parciales lentas (formaciones permeables)

1. Tratar el sistema con material fino para pérdida de circulación, como MIL-PLUG<sup>®</sup>, MILMICA<sup>®</sup>, CHEK-LOSS<sup>®</sup>, W.O.<sup>™</sup> 30 (fino y grueso), o SOLUFLAKE<sup>®</sup>.
2. Acompañar el uso de estos materiales con adiciones de un viscosificante como MILGEL<sup>®</sup>, para mejorar la distribución del tamaño de las partículas.
3. Evitar tasas de circulación y/o penetración excesivas para minimizar la Densidad Equivalente de Circulación y la carga de sólidos en el anular.

#### Pérdida parcial (formaciones altamente porosas o fracturadas)

1. Tratar el sistema con diferentes tamaños de LCM (materiales para pérdida de circulación), tales como MIL-PLUG, MIL-CEDAR FIBER<sup>™</sup> y CHEK-LOSS. Con frecuencia, resulta bastante efectivo emplear combinaciones de tamaños diferentes.
2. Para pérdidas graves, coloque una píldora frente a la zona de la pérdida utilizando 30 a 40 lb<sub>m</sub>/bbl de diferentes tipos de LCM. Hale dentro de la tubería de revestimiento y deje allí durante 6 a 8 horas.
3. Realice una inyección forzada de la zona con una lechada de alta filtración como DIASEAL<sup>®</sup> M (ver [Tabla 2-36](#)). La adición de 10 a 20 lb<sub>m</sub>/bbl de CHEK-LOSS<sup>®</sup> generalmente ayuda a mejorar las probabilidades de éxito. Cuando aplique las lechadas de alta filtración, inyecte lentamente (1/2 a 1 1/2 lb<sub>m</sub>/bbl) con una presión que no exceda 50 a 100 psi. La presión final de la inyección no deberá exceder 0,1 psi/ft de profundidad.

### **Pérdida total (cavernas, drusas o fracturas inducidas)**

1. Zona de pérdida de cemento. Cemento puro o con bentonita para 14,5 a 15,5 lb<sub>m</sub>/gal. Cemento de gilsonita para densidades por debajo de 14,5 lb<sub>m</sub>/gal.
2. Utilice taponos blandos como cemento de bentonita-aceite diesel o lechada de taponamiento bentonita-aceite diesel (ver [Tabla 2-37](#)).
3. Realice una perforación sin retornos, hasta que se pueda correr la tubería de revestimiento
4. Perfore con aire, espuma rígida o fluido aireado.

### **Preparación y uso de las píldoras para pérdida de circulación en sistemas de base agua**

**Nota:** *Cuando se empleen materiales que absorban agua, como CHEK-LOSS, observe el efecto de los materiales para pérdida de circulación sobre la viscosidad, antes de agregar toda la cantidad de DIASEAL M.*

**Ejemplo:** 100 bbl de 14 lb<sub>m</sub>/gal de lechada DIASEAL M requiere 68 sacos de DIASEAL M, 290 sacos de MIL-BAR<sup>®</sup>, 70 bbl de agua y CHEK-LOSS, si se desea.

## Sistemas de fluidos de base agua

**Tabla 2-35 Formulación para preparar 1 bbl de DIASEAL® M, lechada densificada con agua dulce, agua de bahía o agua de mar**

Densidad (lb <sub>m</sub> /gal)	DIASEAL M (lb <sub>m</sub> )	DIASEAL M (sacos)	MIL-BAR® (sacos)	Agua (bbl)
9	50	1.00	0.0	0.87
10	50	1.00	0.6	0.84
11	47	0.94	1.2	0.80
12	42	0.84	1.8	0.77
13	38	0.76	2.3	0.74
14	34	0.68	2.9	0.70
15	31	0.62	3.5	0.67
16	28	0.56	4.0	0.63
17	25	0.50	4.6	0.60
18	22	0.44	5.2	0.56
19	17	0.34	5.8	0.52

**Tabla 2-36 Formulaciones para taponos blandos (Pérdida total de circulación)**

### **Forzamiento de cemento bentonita-aceite diesel**

(100 bbl)

- 154 sacos (100 lb<sub>m</sub>/saco) de cemento
- 154 sacos de MILGEL®
- 72 bbl de aceite diesel

### **Taponamiento con bentonita-aceite diesel**

- 4 sacos (100 lb<sub>m</sub>/saco) de MILGEL
- 1 bbl de aceite diesel (volumen final 1,42 bbl)

### *Procedimiento de forzamiento*

1. Ubique la zona de pérdida (medición radiactiva o de temperatura) y corra en el hoyo con extremo abierto.
2. Mezcle un volumen de lechada equivalente a o mayor que el volumen de hoyo por debajo de la zona de pérdida.

3. Antes de la lechada, se requieren 5 bbl de aceite diesel. Ahora bombee la lechada hasta la mecha. Después de la lechada, se requieren 5 bbl de diesel.
4. Cuando la lechada salga por la sarta de perforación, cierre los preventores anulares (Válvulas Impide Reventones) y bombee fluido hacia la región anular a 2 bbl/min, mientras desplaza la lechada desde la tubería de perforación a 4 bbl/min.
5. Después de desplazar  $\frac{1}{2}$  de la lechada desde la sarta de perforación, reduzca las tasas de bombeo hasta 1 bbl/min, en el anular, y 2 bbl/min en la tubería de perforación.
6. Después de desplazar  $\frac{3}{4}$  de la lechada desde la sarta de perforación, pruebe una “presión de forzamiento de ensayo” de unos 100 a 500 psi.
7. Desplace la lechada dejando 1 bbl en la sarta de perforación, saque del hoyo y espere 8 a 10 horas.

### **Atascamiento de la sarta de perforación**

#### **Causas de “tubería pegada” (atascamiento)**

1. Presión diferencial (atascamiento diferencial)
  - Factores mecánicos
  - Ojo de llave
  - Inestabilidad de pozo relacionada con la formación
  - Geometría de pozo (desviación y roca viva)
  - Limpieza de hoyo inadecuada
  - Desechos en el hoyo o tubería de revestimiento colapsada
  - Factores relacionados con el cemento

#### **Medidas de control y prevención**

1. Atascamiento diferencial de tubería
  - Mantener las densidades del fluido en el nivel más bajo posible

- Controlar la tasa de filtración para obtener un revoque compresible y delgado
- Mantener los sólidos perforados en el nivel más bajo posible
- Controlar la perforación para evitar sobrecargar el anular
- Recurrir a actividades reductoras de la fricción

**Tabla 2-37 Materiales utilizados para reducir el coeficiente de fricción y minimizar el atascamiento por presión diferencial**

Tratamientos iniciales recomendados	Mantenimiento
4 lb <sub>m</sub> /bbl	Depende de tasas de dilución
0.5% - 2.0%	Depende de tasas de dilución
1.0% - 8.0%	Depende de tasas de dilución

### 2. Factores mecánicos

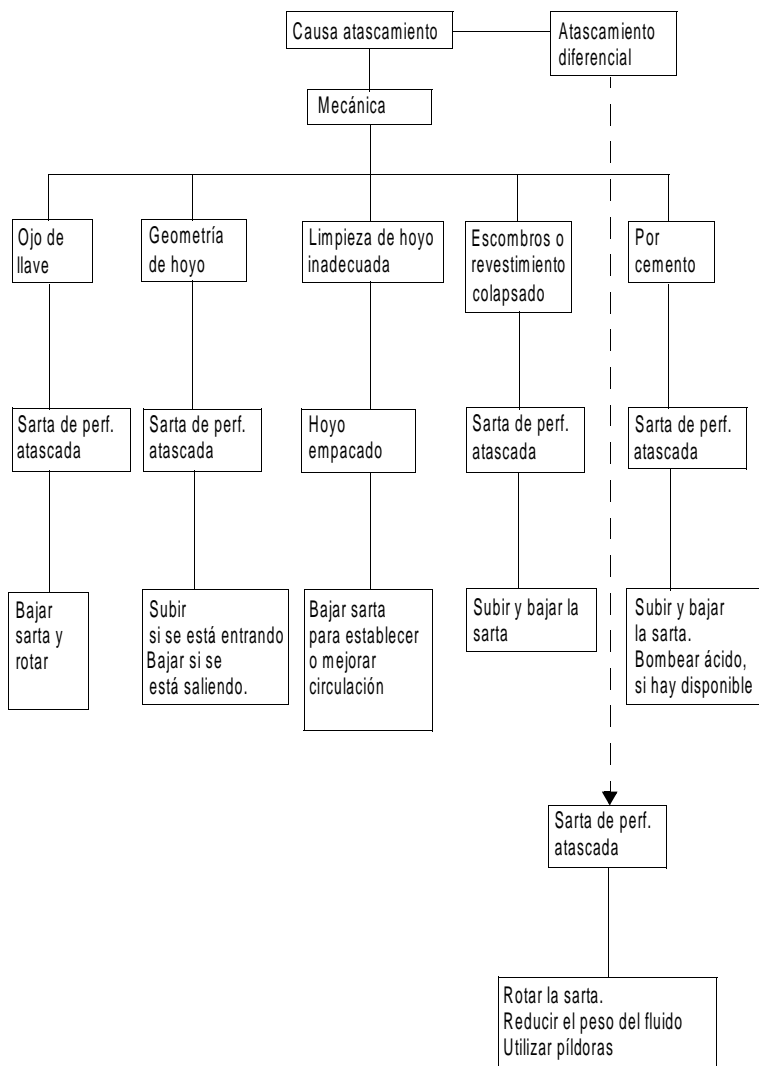
- Ojo de llave
  - a. Controlar la desviación de hoyo
  - b. Asegurar que la sarta de perforación está en tensión.
  - c. Utilizar rimadores (ensanchadores) de sarta y estabilizadores
- La inestabilidad del pozo relacionada con la formación está generalmente asociada a condiciones de “hoyo apretado”. Es posible observar un mejoramiento en las condiciones del hoyo con la optimización de las propiedades del fluido y el uso de aditivos inhibidores y sistemas de fluidos apropiados.
- Una limpieza inadecuada del hoyo se puede mejorar alterando las reologías del fluido y las tasas de bombeo.

### Procedimientos correctivos para atascamiento de tubería

El “punto libre” se puede determinar a partir del perfilaje eléctrico o cálculos de estiramiento de tubería del [Capítulo 5](#). A continuación se explican los métodos de liberación recomendados.

# Sistemas de fluidos de base agua

Figura 2-11 Causas del atascamiento de tubería y métodos recomendados para liberarla



## Fluidos para el atascamiento de tubería

Baker Hughes INTEQ ofrece una variedad de fluidos para atascamiento de tubería diseñados para su uso en cualquier



## Sistemas de fluidos de base agua

ambiente de perforación. Estos fluidos pueden ser utilizados densificados o no. El éxito de los fluidos para atascamiento de tubería se relaciona con el tiempo. Una colocación oportuna de los mismos mejorará las probabilidades de tener éxito en la liberación de la sarta de perforación. El taladro deberá contar con materiales suficientes e instalaciones de mezclado apropiadas. La [Tabla 2-38](#), la [Tabla 2-39](#) y la [Tabla 2-40](#) indican los requerimientos de materiales para BLACK MAGIC<sup>®</sup> SFT, BIO-SPOT<sup>®</sup> II y MIL-SPOT<sup>™</sup> 2.

1. BLACK MAGIC<sup>®</sup> - Compuesto de asfalto premium en aceite diesel (líquido)
2. BLACK MAGIC LT - Compuesto de asfalto premium en aceite mineral de baja toxicidad (líquido)
3. BLACK MAGIC SFT (Sacked Fishing Tools) - Una mezcla seca de asfalto soplado, cal y emulsionantes, disponible en polvo. Se puede almacenar cómodamente en el taladro y se mezcla con aceite mineral de baja toxicidad o diesel # 2.
4. BIO-SPOT<sup>®</sup> II - Concentrado de fluido para atascamiento de tubería, soluble en agua, libre de aceite y no tóxico. BIO-SPOT II se mezcla sin mayores complicaciones. Su uso se recomienda en áreas sensibles desde el punto de vista ambiental.
5. MIL-SPOT<sup>™</sup> 2<sup>2</sup> - Mezcla líquida de emulsionantes, humectantes y gelificantes. Para usar con diesel # 2 o aceites minerales de baja toxicidad.

**Tabla 2-38 BLACK MAGIC SFT - Requerimientos de materiales (por cada 100 bbl)**

Densidad (lb <sub>m</sub> /gal)	Base aceite (bbl)	BLACK MAGIC <sup>®</sup>		
		SFT (sacos)	Agua (bbl)	MIL-BAR <sup>®</sup> (sacos)
no densif.	70	136	12	0
10	64	124	11	135
12	62	113	7	240
14	57	102	6	345
16	54	91	3	455
18	49	81	3	560

\*Aceite base: Aceite mineral de baja toxicidad o diesel #2 (punto de anilina 140°F mfn.)

2. Se puede obtener a través de Baker Hughes Inteq International Operations

### **Procedimiento de mezclado de BLACK MAGIC**

1. Limpie las fosas de mezclado y las bombas
2. Agregue el aceite de mezcla según se indica en la tabla
3. Agregue BLACK MAGIC SFT a través de la tolva, con agitación
4. Agregar agua y agitar hasta obtener una mezcla uniforme
5. Agregue MIL-BAR<sup>®</sup> y agite hasta lograr una mezcla uniforme
6. Para aumentar la viscosidad, agregue más BLACK MAGIC SFT
7. Para reducir la viscosidad, agregue aceite

## Sistemas de fluidos de base agua

**Tabla 2-39** Requerimientos de materiales para el fluido BIO-SPOT II (por cada 100 bbl)

Densidad (lb <sub>m</sub> /gal)	BIO-SPOT <sup>®</sup> II (bbl)	BIO-SPOT II THINNER (bbl)	MIL-BAR (sacos)
8.9	100	0	0
9.5	97	0	34
10.0	95	0	62
10.5	93	0	90
11.0	91	0	117
11.5	89	0	145
12.0	88	0	173
12.5	86	0	201
13.0	84	0	229
13.5	82	0	257
14.0	80	0	285
14.5	73	5	314
15.0	66	10	342
15.5	59	15	371
16.0	52	20	400
16.5	45	25	428
17.0	38	30	457
17.5	31	35	486
18.0	25	40	515
18.5	18	45	543
19.0	11	50	572

### Tratamiento recomendado

Colocar al menos suficiente fluido BIO-SPOT<sup>®</sup> II como para cubrir todo el intervalo de la tubería atascada y preferiblemente no menos de 100 bbl.

### Procedimiento de mezclado de BIO-SPOT

1. Limpie muy bien la fosa de mezclado. Lave la bomba y las líneas de mezclado con cloruro de sodio al 20%, preferiblemente, o agua de mar, y drene, si es posible, para minimizar la dilución del fluido BIO-SPOT<sup>®</sup> II.

## Sistemas de fluidos de base agua

---

2. Agregue el volumen correcto de concentrado BIO-SPOT II para el volumen y densidad a utilizar (ver [Tabla 2-40](#)). Agregue BIO-SPOT II THINNER según se requiera, para densidades mayores que 14 lb<sub>m</sub>/gal, con el objeto de reducir la viscosidad de las píldoras de más alto peso. Para temperaturas de fondo por encima de 300°F, se puede agregar BIO-SPOT II THINNER adicional, según se necesite.
3. Agite para mezclar muy bien.
4. Agregue MIL-BAR<sup>®</sup> para lograr la densidad deseada y mezcle hasta obtener un resultado uniforme.
5. El fluido densificado, en este momento, debería ser bombeable y aún tener suficiente cuerpo como para suspender el material densificante. Si es demasiado viscoso, agregue BIO-SPOT II THINNER adicional y MIL-BAR, según se requiera.
6. Bombe el fluido a la tasa de bombeo normal y siga los procedimientos aceptados en la industria para el uso de los fluidos para pegamiento de tubería.

### Procedimiento de mezclado de MIL-SPOT

1. Antes de mezclar, limpie muy bien un tanque de píldora utilizando agua de perforación o agua de mar y lave abundantemente las líneas de mezclado.
2. Llene el tanque con la cantidad de aceite requerida, como se determina a partir de la [Tabla 2-40](#).
3. Agregue la cantidad requerida de MIL-SPOT<sup>™</sup> 2, seguida por la cantidad requerida de agua de mar o agua de perforación.
4. Agregue MIL-BAR para lograr el peso deseado del fluido. Todos los materiales se pueden mezclar tan rápido como se requiera.
5. Las baritas varían en calidad. Algunas baritas, especialmente las variedades de flotación, pueden tener un marcado efecto en la reología. Realice pruebas piloto si la barita es de calidad deficiente.

## Sistemas de fluidos de base agua

**Tabla 2-40 MIL-SPOT<sup>®</sup> 2- Requerimientos de materiales (por cada 50 bbl)<sup>1</sup>**

Peso del fluido (lb <sub>m</sub> /bbl)	Volumen de diesel (bbl)	MIL-SPOT 2 (tambores de 55-gal)	Agua de mar o agua de perforación (bbl)	MIL-BAR <sup>®</sup> (lb <sub>m</sub> )
8	29.0	4	14.6	1,925
10	26.7	4	13.7	6,600
12	26.4	4	10.5	11,750
14	26.0	4	6.9	17,650
16	24.9	4	4.5	22,750
18	23.4	4	2.5	27,900

**<sup>1</sup>NOTAS:**

1. Se deben seguir estrictamente, para cada peso, los volúmenes relativos de aceite/agua.
2. Para obtener pesos de fluido en los intervalos indicados en la Tabla 2-40 simplemente se hace una extrapolación.
3. Todos los fluidos están diseñados para valores de cedencia de 16 lb<sub>f</sub> / 100 ft<sup>2</sup>. Al aumentar el contenido de aceite disminuyen los valores reológicos. Al aumentar el contenido de agua aumentan estos valores pero también la tendencia de los sólidos a mojarse en agua.
4. Se requiere agitación máxima en la fosa durante la mezcla de barita.



## Fluidos de perforación de base sintética y de base aceite

Ventajas	Desventajas
Estabilidad e inhibición de las lutitas	Elevado costo inicial por barril
Estabilidad térmica	Se requiere corte mecánico
Lubricidad	Menor detección de arremetidas
Resistencia a la contaminación química	Se requiere control de la contaminación
Hoyo calibrado en formaciones de evaporita	Elevado costo relacionado con pérdida de circulación
Tolerancia a los sólidos	Problemas de eliminación
Menor daño a la producción	Los equipos de control de sólidos se limitan a las zarandas, los limpiadores de fluidos y las centrífugas
Menor tendencia al atascamiento de tubería	Limpieza del hoyo
Perforación con menor densidad de fluido	Limpieza del taladro
Re-utilización	El personal puede requerir cuidado especial para la piel
Menor costo de cemento	Vapores peligrosos
Elevada tasa de penetración	Efecto sobre gomas
Flexibilidad	Riesgo de incendio
Reducción de la fatiga por esfuerzo	Se requieren herramientas de registro especiales
Menor corrosión	Despojamiento de gas

## Introducción

Debido a que las ventajas antes indicadas con frecuencia superan a las desventajas, los fluidos de base sintética y de base aceite siguen siendo utilizados en ambientes de perforación difíciles y aplicaciones especiales. Los fluidos generalmente se preparan como emulsiones de salmuera en un fluido de base sintética o aceite apropiado.

En el pasado, los aceites más comúnmente utilizados para los fluidos de perforación eran el diesel No. 2 y los aceites minerales de baja toxicidad y bajo contenido de aromáticos. También se ha empleado crudo pero, debido a razones de seguridad, salud y ambiente, su uso actualmente es poco común. Los sistemas CARBO-DRILL<sup>SM</sup> emplean diesel y aceite mineral como fluido base.

El desarrollo de sistemas que emplean los fluidos sintéticos como sustituto del aceite diesel y mineral ha eliminado muchos de dichos problemas de seguridad, salud y ambiente tradicionalmente asociados a los fluidos de perforación de base aceite. Estos fluidos de base sintética se han utilizado en muchas áreas mar adentro donde está restringida la descarga del fluido y los rípios provenientes de los lodos de base aceite tradicionales. El sistema SYN-TEQ<sup>TM</sup>, preparado con diferentes fluidos base que son ambientalmente seguros, es un sustituto efectivo y ambientalmente aceptable del sistema CARBO-DRILL.

Las secciones siguientes describen la preparación y mantenimiento de los sistemas de fluidos CARBO-DRILL y SYN-TEQ.



**PRECAUTION:** Aclaratoria de responsabilidad en cuanto a la formulación: Debido a variaciones en las fases interna y externa de los fluidos de base aceite y sintética, es necesario desarrollar formulaciones específicas en base a pruebas piloto para cada combinación de fases a las condiciones de



Tabla 3-1 Propiedades típicas base sintética/aceite

	Densidad a 60°F (15°C) (g/ml)	Pto. de ebullición inicial	Pto. de ebullición final	Pto. de inflamación	Pto. de anilina	Contenido de aromáticos (%v/v)	Viscosidad a 104°F (40°C) (cSt)
<b>Diesel</b>	0.840	383°F 195°C	734°F 390°C	149°F 65°C	154°F 68°C	25	3.4
<b>Exxon ESCAID 110</b>	0.790	406°F 208°C	468°F 242°C	174°F 79°C	169°F 76°C	< 0.5	1.6
<b>Total HDF200</b>	0.814	446°F 230°C	617°F 325°C	221°F 105°C	187°F 86°C	6.0	3.2
<b>Conoco LVT200</b>	0.806	441°F 227°C	482°F 250°C	200°F 93°C	166°F 74°C	< 1	2.1
<b>ISO-TEQ</b>	0.792	—	—	277°F 137°C	—	Ninguno	< 3.6
<b>PAO, 6CST</b>	0.797	—	—	311°F 155°C	218°F 103°C	Ninguno	5.5
<b>PARA-TEQ™</b>	0.765	419°F 215°C	500°F 260°C	212°F 100°C	—	—	1.8
<b>Ester</b>	0.850	—	—	> 302°F > 150°C	—	Ninguno	5.0 – 6.0

### Sistemas CARBO-DRILL

1. **CARBO-TEC<sup>®</sup>** - Sistema de emulsión inversa completo generalmente utilizado en ambientes sumamente difíciles donde se requiere una mayor estabilidad de la emulsión y mayor tolerancia a los contaminantes.
2. **CARBO-FAST<sup>SM</sup>** - Sistema de filtrado relajado, de bajo contenido coloidal, que generalmente se emplea en ambientes difíciles donde se desean altas tasas de penetración
3. **CARBO-CORE<sup>TM</sup>** - Se prepara sin agua o salmuera. Generalmente se emplea para propósitos de toma de núcleos, pero se puede adaptar para ser utilizado como un fluido de perforación de base 100% aceite.

Para reducir el desgaste en las empaaduras de goma, sellos y gomas de tuberías, se recomienda utilizar aceite con un punto de anilina por encima de 140°F (60°C). Generalmente, cuanto más alto es el punto de anilina, menor será el contenido de aromáticos. Para reducir a un mínimo la inflamabilidad, se recomienda un punto de inflamación por encima de 180°F (82°C).

Los aceites de hidrocarburos empleados en los fluidos de base aceite son generalmente más viscosos que el agua. La amplia gama de viscosidades (ver [Tabla 3-1](#)) de los diferentes aceites empleados como la fase continua de los fluidos de base sintética y de base aceite afectará ciertas características de los fluidos, particularmente las propiedades reológicas y de control de la filtración.

### Productos del sistema CARBO-TEC

1. **CARBO-TEC<sup>®</sup>** es un emulsionante aniónico líquido. Se debe añadir hidróxido de calcio  $[\text{Ca}(\text{OH})_2]$  o cal viva (CaO) al sistema, para activar el emulsionante. Los niveles de tratamiento del sistema varían de 0,6 a 1,7 gal/ bbl. Se agrega cal a 5 lb<sub>m</sub> por galón de CARBO-TEC.
2. **CARBO-MUL<sup>®</sup> HT** es un emulsionante no iónico a ligeramente catiónico (con tendencias anfóteras), que ofrece estabilidad de la emulsión y es un humectante de aceite primario que contribuye con la dispersión de los sólidos incorporados. Este emulsionante es una amida

reaccionada y no requiere cal para ser activado. Los niveles de tratamiento varían de 0,1 a 1 gal/bbl.

3. **CARBO-TROL<sup>®</sup>** es un aditivo de asfalto para control de filtración, en polvo. Si se emplea en altas concentraciones ( $>40 \text{ lb}_m/\text{bbl}$ ), también actuará como un viscosificante. Funciona eficazmente a temperaturas por encima de  $400^\circ \text{ F}$  ( $198^\circ \text{ C}$ ). Los niveles de tratamiento suelen ser de 2 a  $10 \text{ lb}_m/\text{bbl}$ .
4. **CARBO-TROL<sup>®</sup> A-9** es un lignito tratado con amina y utilizado para el control de la filtración cuando no se desea tener materiales asfálticos. Este producto es eficaz a temperaturas hasta  $350^\circ \text{ F}$  ( $147^\circ \text{ C}$ ) o más. Los niveles de tratamiento generalmente varían de 5 a  $10 \text{ lb}_m/\text{bbl}$ . No utilice a elevadas temperaturas en ambientes de gas ácido (es decir, con  $\text{H}_2\text{S}$ ,  $\text{CO}_2$ ).
5. **CARBO-TROL<sup>®</sup> HT** es una gilsonita de punto de ablandamiento a alta temperatura utilizada para mejorar el control de filtración. Para la mayoría de las aplicaciones, son adecuados tratamientos de 2 a  $10 \text{ lb}_m/\text{bbl}$  ( $5,7$  a  $28,5 \text{ kg}/\text{m}^3$ ).
6. **CARBO-VIS<sup>™</sup>** es una bentonita organofílica utilizada para la modificación de la reología y la resistencia gel, así como también para el control de la filtración, en cierta medida. El producto es eficaz hasta temperaturas por encima de  $350^\circ \text{ F}$  ( $177^\circ \text{ C}$ ). Las concentraciones de tratamiento dependen del tipo de aceite, pero generalmente 1 a  $5 \text{ lb}_m/\text{bbl}$  son suficientes.
7. **CARBO-GEL<sup>®</sup>** es una hectorita organofílica que ofrece estructura reológica, resistencia gel y contribuye con el control de la filtración. Ese producto es eficaz por encima de  $400^\circ \text{ F}$  ( $190^\circ \text{ C}$ ). Los niveles de concentración varían dependiendo del tipo de aceite, pero generalmente de 1 a  $5 \text{ lb}_m/\text{bbl}$  es suficiente.

La [Tabla 3-2](#), la [Tabla 3-3](#) y la [Tabla 3-4](#) muestran las formulaciones típicas del sistema CARBO-TEC.

### Productos del sistema CARBO-FAST

1. **CARBO-MUL<sup>®</sup> HT** es el único emulsificante y humectante en aceite que se emplea en el sistema CARBO-FAST<sup>SM</sup> de filtrado relajado y bajo contenido

coloidal. Las concentraciones varían de 0,5 a 0,75 gal/bbl.

2. **CARBO-VIS™**, como se describe en el sistema CARBO-TEC, puede ser empleado en concentraciones de 1 a 5 lb<sub>m</sub>/bbl.
3. **CARBO-GEL®** se considera un viscosificante principal y puede ser utilizado en lugar de CARBO-VIS en concentraciones de 1 a 5 lb<sub>m</sub>/bbl. Puede requerir un activador polar.

La [Tabla 3-5](#), la [Tabla 3-6](#) y la [Tabla 3-7](#) contienen formulaciones típicas del sistema CARBO-FAST.

### Sistema CARBO-CORE

#### Fluidos para perforación y toma de núcleos de estado natural

El sistema CARBO-CORE<sup>SM</sup> es un sistema de fluido de base aceite, sin agua añadida, que se emplea como un fluido de perforación y toma de núcleos de estado natural. Se utiliza cuando es necesario evitar la invasión potencial de agua o filtrado de aceite con surfactantes, hacia los yacimientos productores. El sistema CARBO-CORE es estable frente a la temperatura, incluso después de su contaminación con agua. Si la contaminación es grave, se puede convertir al sistema CARBO-FAST<sup>SM</sup> o CARBO-TEC®.

Un fluido de perforación que permita minimizar los cambios en la humectabilidad de la formación y la saturación de agua en un yacimiento productor conducirá a una permeabilidad y producción de petróleo máximas. La invasión del filtrado de agua en los yacimientos productores puede alterar la saturación con agua connata. La invasión de filtrado de aceite, que contenga surfactantes fuertes, puede alterar las características de humectabilidad de la formación. Una arena naturalmente mojada en agua puede convertirse en mojada en aceite, si el filtrado contiene surfactantes fuertes.

La alteración de la saturación de agua y/o características de humectabilidad puede causar errores en la predicción y evaluación del comportamiento del yacimiento en base a los datos obtenidos de los núcleos. En algunos casos, estas acciones también pueden causar una reducción en la producción, después que se ha completado el pozo.

Los fluidos de toma de núcleos y base aceite, sin agua agregada, han sido utilizados anteriormente para recuperar núcleos para el análisis de laboratorio. Estos núcleos se emplean para definir mejor la saturación con agua, las salinidades del agua connata y los contactos aceite-agua. Los núcleos que se recuperan también se emplean para determinar la permeabilidad del yacimiento y la porosidad, así como también en pruebas de flujo en el laboratorio para definir mejor las características del yacimiento.

El crudo nativo se emplea, con preferencia, como un fluido de perforación o de toma de núcleos cuando se requiere obtener núcleos intactos. Sin embargo, los requerimientos de densidad, o las características del crudo nativo, pueden hacer que su uso resulte impracticable. Generalmente, CARBO-CORE se prepara con un mínimo de surfactantes y un contenido de agua de casi cero, utilizando aceite diesel o mineral.

### Componentes

#### Aceites Base

Los fluidos CARBO-CORE pueden prepararse con crudo nativo, diesel No. 1 o No. 2, aceite mineral o una combinación de aceites para cumplir con los requerimientos específicos. Si se emplea un crudo nativo, éste debe encontrarse libre de rompedores de emulsiones e inhibidores de corrosión de aminas formadoras de películas, pues éstos pueden alterar las características de humectabilidad. El crudo nativo también debe tener puntos de anilina e inflamación por encima del mínimo deseado. El crudo nativo de alta viscosidad se puede mezclar con el aceite mineral o diesel para obtener el intervalo de viscosidad deseado. Se prefiere el diesel No. 1 o el aceite mineral, en lugar del diesel No. 2, pues este último puede contener aditivos que causan contaminación de la formación. Se recomienda realizar pruebas piloto antes de utilizar los diferentes aceites, debido a sus diferentes solubilidades y viscosidad.

#### Fase acuosa

Los sistemas CARBO-CORE<sup>SM</sup> se preparan sin agua. Sin embargo, se puede agregar de un 2% a un 5% de agua durante el desplazamiento de un fluido de base agua. Si el contenido de agua es más de 5% a 10%, dependiendo del tipo de lutita y/o núcleos que se perforan, el sistema deberá desplazarse, diluirse o convertirse a un sistema CARBO-DRILL estándar de actividad controlada.

## Procedimientos de mezclado

Debido a que el contenido de agua no favorece el diseño del sistema CARBO-CORE, es necesario tener especial cuidado cuando se esté mezclando y desplazando el sistema.

El tanque de mezclado deberá estar limpio y todas las líneas se lavarán abundantemente con diesel o un sistema CARBO-DRILL<sup>SM</sup> usado que después se desechará. Bombeo la cantidad requerida de aceite base y la cantidad necesaria de viscosificantes. La aplicación de calor, hasta 180°F (82°C) aumentará la dispersión del producto, evaporará el agua, disminuirá el tiempo de mezclado y permitirá contar con un sistema más estable en general. La cantidad calculada de CARBO-TROL<sup>®</sup> HT se agregará lo más rápidamente posible, en base al sistema de mezclado que se tenga a disposición.

Después de una dispersión satisfactoria y teniendo una viscosidad suficiente, el material densificante se agregará para obtener la densidad deseada. Si se requiere viscosidad adicional, se puede recurrir a *pequeñas* adiciones de viscosificantes.

## Desplazamiento

Debido a que se prefiere tener un contenido de agua de bajo a cero, el procedimiento de desplazamiento puede tener un efecto sumamente importante en el desempeño del sistema en general. En condiciones ideales, se debería correr la tubería de revestimiento y bombear el tapón de cemento con el fluido CARBO-CORE<sup>SM</sup>.

Si esto no es posible, se recomienda recurrir al desplazamiento antes de perforar más allá de la tubería de revestimiento. El desplazamiento a altas tasas de flujo, mientras se rota y se va reciprocando la tubería de perforación, permitirá minimizar la contaminación con agua. En situaciones donde se debe mantener el contenido de agua cerca de cero, se ha utilizado un fluido de base aceite CARBO-DRILL<sup>SM</sup> estándar, para desplazar el fluido de base agua, seguido por el sistema CARBO-CORE. Para mayor información, ver [Procedimientos de desplazamiento](#).

## Contaminación por agua

El sistema CARBO-CORE ha demostrado ser estable frente a la temperatura, incluso después de su contaminación con agua, como se indica en la [Figura 3-1](#). Debido a que la tasa de transferencia osmótica del agua desde el fluido hacia la lutita aumenta a medida que el contenido de agua también lo hace, pequeñas cantidades de agua no deberían afectar

significativamente la estabilidad de la lutita. Sin embargo, si la contaminación por agua excede un 5%, se recomienda diluir con aceite, desplazar el sistema con fluido nuevo o simplemente convertir el sistema CARBO-CORE a un sistema CARBO-DRILL convencional. Esto se puede lograr con la adición de cloruro de calcio para reducir la actividad de la fase acuosa hasta el intervalo deseado.

Adiciones ulteriores de CARBO-MUL<sup>®</sup> HT y CARBO-TEC<sup>®</sup> mantendrán la estabilidad del fluido a medida que aumenta el contenido de agua.

### Productos del sistema CARBO-CORE

1. Las concentraciones de **CARBO-TEC<sup>®</sup>** varían de 0,6 a 1,7 gal/bbl. Se requieren 5 lb<sub>m</sub>/gal de cal para activar el emulsionante.

**Nota:** *CARBO-CORE se puede convertir a CARBO-DRILL agregando CARBO-MUL HT, lo cual puede afectar la humectabilidad de la formación.*

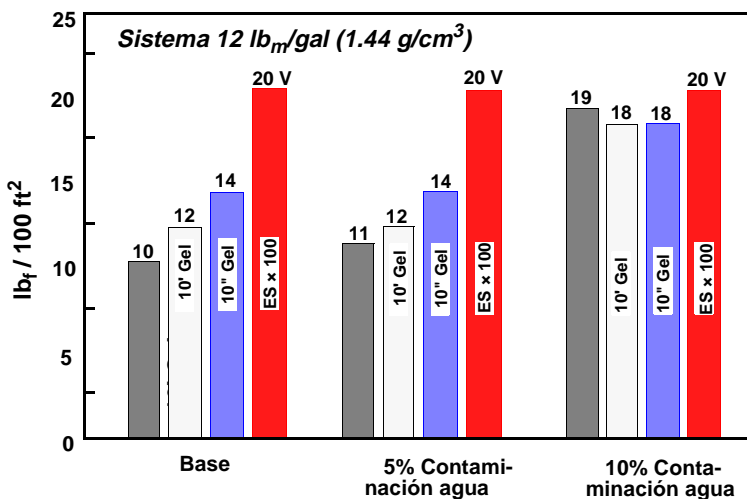
2. Las concentraciones de **CARBO-GEL<sup>®</sup>** deben estar entre 5 y 10 lb<sub>m</sub>/bbl. Cuando sea posible, se controlarán las propiedades reológicas con CARBO-GEL y no con CARBO-VIS.
3. **CARBO-TROL<sup>®</sup> HT** se emplea para el control de la filtración. Los niveles de tratamiento deben encontrarse entre 5 y 15 lb<sub>m</sub>/bbl.

### Productos complementarios para CARBO-DRILL

1. **DFE 418** es una imidazolina soluble en aceite utilizada como un emulsionante y humectante para mejorar la tolerancia de los sistemas CARBO-DRILL<sup>SM</sup> a los sólidos y la temperatura. Los niveles de tratamiento varían entre 0,1 a 1 gal/bbl.
2. **OMNI-COTE<sup>TM</sup>** es un surfactante de sulfonato soluble en agua que se emplea como humectante para promover la humectación rápida en aceite de MIL-BAR<sup>®</sup>, DENSIMIX<sup>®</sup>, y los sólidos de la perforación. Las concentraciones deben encontrarse entre 0,1 a 0,25 gal/bbl.

**Nota:** *OMNI-COTE puede disminuir rápidamente las propiedades reológicas de un fluido de base aceite.*

Figura 3-1 Propiedades típicas de flujo de CARBO-CORE<sup>SM</sup>



*Por lo tanto, es necesario tener cuidado al realizar tratamientos con este producto.*

3. **\*\*CARBO-MIX<sup>TM</sup>** es un emulsionante aniónico de elevada actividad y se emplea casi exclusivamente con los fluidos de mayor contenido de agua utilizados en el Mar del Norte. Los niveles de tratamiento varían desde 0,25 a 1,5 gal/bbl.
4. **OMNI-PLEX<sup>TM</sup>** es un viscosificante elastomérico diseñado para complementar a CARBO-GEL y CARBO-VIS (como extensor). Este producto se puede usar para aumentar bajas lecturas de rpm en un intervalo amplio de temperaturas y mejora las propiedades reológicas por encima de 450° F (232° C). Los niveles de tratamiento varían desde 0,05 hasta 0,25 lb<sub>m</sub>/bbl. Este producto se puede utilizar como activador polar en el sistema CARBO-CORE.
5. **\*\*6-UPTM<sup>TM</sup>** es un modificador de reología líquido que se utiliza para aumentar los valores a bajos rpm sin aumentar la viscosidad plástica. Los niveles de tratamiento se encuentran entre 0,1 y 0,4 gal/bbl.



6. **SA -58<sup>TM</sup>** es una mezcla de ácidos grasos que aumenta la viscosidad y la resistencia gel de los fluidos de base aceite durante la preparación y transporte. Las características de aumento de la viscosidad que SA-58 ofrece se reducen con el corte y temperaturas más elevadas y, por lo tanto, no se recomienda su uso continuo en el sitio del pozo. Los niveles de tratamiento varían de 0,25 a 0,75 lb<sub>m</sub>/bbl.

Todos los productos de CARBO-DRILL<sup>SM</sup> son compatibles y pueden ser intercambiados para cumplir con los requerimientos del pozo. Se recomienda realizar pruebas de laboratorio y piloto si se van a modificar las formulaciones y concentraciones.

La [Tabla 3-8](#) contiene formulaciones típicas del sistema CARBO-CORE.

*\*\* Estos productos se pueden obtener solamente a través de Baker Hughes INTEQ*

## Sistemas SYN-TEQ

### Introducción

Con la reciente llegada de los fluidos de perforación de base sintética para las aplicaciones costa afuera y otras áreas ambientalmente sensibles, SYN-TEQ<sup>SM</sup> se ha convertido en un sustituto eficaz y ambientalmente aceptable de los fluidos de perforación de base aceite mineral y diesel tradicionales. Las normativas ambientales en todo el mundo continúan su desarrollo en diferentes direcciones, cada una dependiendo de las políticas locales. Por lo tanto, el sistema SYN-TEQ ofrece flexibilidad en cuanto a la elección que hace el usuario de los fluidos base. SYN-TEQ se puede formular con ISO-TEQ<sup>TM</sup> (olefina isomerizada) o PARA-TEQ<sup>TM</sup> (parafina lineal). Debido a que las normativas ambientales cambian constantemente, se recomienda verificar la política actual y la oferta de productos para cada área operativa de interés, en el momento en que sea necesario, para aprovechar al máximo la oferta de los productos más avanzados.

### Sistemas SYN-TEQ

Existen dos sistemas SYN-TEQ<sup>SM</sup>. El sistema SYN-CORE<sup>SM</sup> es una aplicación especial del sistema SYN-TEQ, preparado sin salmuera/agua. Si bien el sistema SYN-CORE se emplea generalmente para toma de núcleos, también se puede adaptar para ser utilizado como un fluido convencional de base 100% sintética.

El sistema SYN-TEC se puede comparar con el CARBO-DRILL<sup>SM</sup>, pero en el primer caso se tiene el fluido base ISO-TEQ<sup>TM</sup> o PARA-TEQ<sup>TM</sup> sintético en lugar de aceite. Se preparan además emulsiones como las que se tienen para los fluidos CARBO-DRILL<sup>®</sup>

### Productos del sistema SYN-TEQ

El sistema SYN-TEQ ofrece flexibilidad en la formulación del fluido para un desempeño optimizado. La [Tabla 3-9](#), la [Tabla 3-10](#) y la [Tabla 3-11](#) contienen las formulaciones típicas del fluido SYN-TEQ. El “núcleo” del sistema SYN-TEQ se encuentra constituido por los siguientes productos:

1. **ISO-TEQ<sup>TM</sup>** - Es el fluido base de olefina isomerizada, no tóxico, biodegradable y de la fase externa, el cual no tiene ningún contaminante.

2. **PARA-TEQ™** - Fase externa alternativa constituida por una mezcla de parafinas lineales. PARA-TEQ™ es biodegradable y no tóxico.
3. **OMNI-TEC™** - Es el emulsionante aniónico del sistema, compatible con una amplia gama de salinidades de fase interna. Ofrece mayor control de filtración en aplicaciones a altas temperaturas. Las concentraciones de OMNI-TEC varían entre 0,25 y 0,5 gal/bbl. Se requiere la adición de 5 lb<sub>m</sub> de cal por galón de OMNI-TEC, para activar el emulsionante.
4. **OMNI-MUL™** - Es el emulsionante no iónico y humectante secundario que controla la reología del sistema mientras densifica. Las concentraciones de OMNI-MUL varían entre 1 y 3 gal/bbl, dependiendo de la aplicación. Las concentraciones se verán afectadas por varios factores, entre ellos la cantidad de sólidos incorporados al sistema y la temperatura.
5. **OMNI-MIX™** - Es un emulsionante aniónico complementario que ofrece un control de filtración adicional y evita los sólidos mojados en agua.
6. **CARBO-TROL® HT** - Se emplea para el control de filtración. Los niveles de tratamiento deberían estar entre 5 y 10 lb<sub>m</sub>/bbl.
7. **OMNI-TROL™** - Es un producto de lignito tratado con amina y para altas temperaturas, el cual controla eficazmente la filtración a temperaturas hasta 300° F (149° C).
8. **CARBO-GEL®** - Es un viscosificante de arcilla organofílica, el cual ofrece un control reológico y de filtración adicional, así como también suspensión de los sólidos. Las concentraciones de CARBO-GEL deben encontrarse entre 5 y 10 lb<sub>m</sub>/bbl.
9. **MIL-LIME™** - Ofrece control de la alcalinidad y activación del emulsionante OMNI-TEC™.

### Productos del sistema SYN-CORE

1. **OMNI-TEC™** - Es el emulsionante aniónico del sistema, compatible con una amplia gama de salinidades de fase interna. Ofrece mayor estabilidad en aplicaciones a altas temperaturas. Las concentraciones de OMNI-TEC

varían entre 0,6 y 1,7 gal/bbl, con la adición de 5 lb<sub>m</sub>/gal de cal para activar el producto según sea necesario.

**Nota:** *SYN-CORE<sup>SM</sup> puede ser convertido a SYN-TEQ<sup>SM</sup> mediante la adición de OMNI-MUL, lo cual puede afectar la humectabilidad de la formación.*

2. **CARBO-GEL<sup>®</sup>** - Es un viscosificante de arcilla organofílica, el cual ofrece un control reológico y de filtración adicional, así como también suspensión de los sólidos. Las concentraciones de CARBO-GEL deben encontrarse entre 5 y 10 lb<sub>m</sub>/bbl.
3. **CARBO-TROL<sup>®</sup> HT** – Una gilsonita de alto punto de ablandamiento que actúa como un agente para el control de la filtración muy eficaz en aplicaciones a altas temperaturas y con efectos mínimos en las propiedades reológicas. Los niveles de tratamiento son, generalmente, de 5 a 10 lb<sub>m</sub>/bbl.

La [Tabla 3-12](#) contiene formulaciones típicas del fluido SYN-CORE.

### Productos complementarios de SYN-TEQ

1. **OMNI-COTE<sup>TM</sup>** –Controla los aumentos en los valores reológicos causados por la adición de sólidos de perforación, y facilita la humectación de los sólidos en aceite. Las concentraciones varían entre 0,1 y 0,25 gal/bbl.
2. **OMNI-PLEX<sup>TM</sup>** –Viscosificante elastomérico diseñado para complementar a CARBO-GEL<sup>®</sup> y CARBO-VIS<sup>TM</sup> (como extensor). Este producto se puede utilizar para aumentar las bajas lecturas de rpm en un amplio intervalo de temperaturas y ha logrado mejorar con éxito las propiedades reológicas a temperaturas por encima de 450°F (232°C). Los niveles de tratamiento deben ser de 0,25 a 0,75 gal/bbl.

## Procedimiento de mezclado en el campo/planta

### Formulaciones recomendadas

Esta sección presenta las tablas de formulaciones recomendadas para los fluidos CARBO-DRILL<sup>SM</sup> y SYN-TEQ<sup>SM</sup> que más comúnmente se preparan. Estas formulaciones se basan en pruebas de laboratorio. Las concentraciones realmente utilizadas en el campo pueden variar dependiendo de los requerimientos de pozo. Se recomienda enfáticamente seguir las formulaciones indicadas al preparar un fluido en la planta de mezclado.

**Nota:** *Debido a las variaciones en las fases interna y externa de los fluidos de base sintética y base aceite, es necesario desarrollar formulaciones específicas realizando pruebas piloto con cada combinación de fases a las **condiciones de operación esperadas**. Las formulaciones de las tablas que aquí se muestran son genéricas y deberían modificarse según se requiera para cumplir con los requerimientos operativos.*

**Nota:** *En las tablas siguientes: Salmuera = 250.000 ppm de CaCl<sub>2</sub> en agua.*

**Nota:** *Los volúmenes y densidades se presentan con una precisión de  $\pm 1\%$ . Debido a que no es posible que una tabla indique las formulaciones con numerosas salinidades de la fase interna y estabilidades térmicas, se recomienda utilizar un enfoque de balance de materiales antes de la formulación de grandes cantidades de CARBO-DRILL/SYN-TEQ.*

1. Mida la cantidad apropiada de aceite, ISO-TEQ<sup>TM</sup> o PARA-TEQ<sup>TM</sup> en el tanque de mezclado y haga circular el fluido base a través de la tolva y de las pistolas de fluido.
2. Agregue la arcilla organofílica seleccionada y la cal lentamente a través de la tolva. Mezcle la suspensión hasta que esté bien dispersa.
3. Agregue la cantidad apropiada de CARBO-MUL<sup>®</sup> HT/OMNI-MUL<sup>TM</sup>, a través de la tolva. Mezcle hasta que el fluido esté homogéneo. Para esto se requerirán unos 30 minutos.

4. Para las formulaciones de CARBO-TEC<sup>®</sup>, agregue la cantidad apropiada de CARBO-TEC a través de la tolva, y deje mezclar durante un mínimo de 45 minutos
5. Agregue la salmuera lentamente a través de la tolva, durante un período de tres a cuatro horas, y deje mezclar durante 45 minutos.
6. Agregue la cantidad necesaria de aditivo para control de la filtración, a través de la tolva, y deje mezclar durante un mínimo de 45 minutos.

**Nota:** *CARBO-TROL<sup>®</sup> no debe utilizarse en formulaciones con SYN-TEQ<sup>SM</sup>.*

7. Agregue la cantidad apropiada de MIL-BAR<sup>®</sup> para obtener el peso de fluido deseado. Para asegurar una humectación y dispersión apropiadas, agregue el MIL-BAR más lentamente, a medida que aumenta la densidad del fluido. Periódicamente, revise el punto cedente, la resistencia gel y la estabilidad de la emulsión, para asegurar una suspensión apropiada de la barita y la formación de una emulsión estable. Si el corte no es suficiente y la estabilidad de la emulsión no se mantiene o disminuye, se pueden requerir adiciones más lentas de MIL-BAR.
8. Agregue modificadores de reología complementarios, según se necesite.
9. Puede ser necesario agregar SA-58<sup>TM</sup> antes del transporte.
10. Si no se han alcanzado propiedades óptimas a este punto, comuníquese con los Servicios Técnicos de Baker Hughes INTEQ.

**Nota:** *Si se presentan problemas, consulte la [Tabla 3-13](#), [Guía para la detección de problemas en los sistemas CARBO-DRILL<sup>SM</sup>](#).*

### Seguridad y manipulación de los productos

Tome las precauciones usuales en cuanto a protección, cuando esté manipulando productos químicos. Se recomienda emplear respirador, guantes, lentes de seguridad y delantal apropiados para una mayor comodidad y protección del personal. Existen Hojas de Datos sobre

Seguridad de Materiales que deberán ser consultadas antes de utilizar los productos. Los productos líquidos de los fluidos de base aceite generalmente contienen líquidos inflamables o combustibles y no se guardarán cerca de fuentes de calor, chispas o llamas al descubierto. No se reutilizarán los contenedores vacíos.

### **Equipo de Protección Personal (PPE)**

#### **Lentes de seguridad**

Se recomienda utilizar los lentes de seguridad en las áreas donde existan riesgos relacionados con rociado o salpicado del fluido. Aquí se incluyen las áreas alrededor de la zaranda y la tolva.

En otras áreas se pueden utilizar lentes de seguridad con protecciones laterales.

#### **Ropas de seguridad**

Se recomienda el uso de overalls o trajes completos de manga larga e impermeables, que cubran el torso y las extremidades, para las personas que tengan una exposición prolongada a los fluidos. Entre estas personas se incluye el personal de la planta de mezclado y del piso de perforación. Los overalls de nylon revestidos con neopreno o nitrilo ofrecen la mejor combinación de protección y durabilidad. Los overalls debería cubrir la mayor área posible de piel expuesta. Los guantes y las botas deberían quedar sobre los overalls. En otras áreas se pueden emplear delantales revestidos con nitrilo o neopreno. Se revisará con frecuencia el equipo de protección de todo el personal, para verificar que no haya zonas rotas o rasgadas.

#### **Guantes**

Todo el personal que tenga contacto con los fluidos deberá utilizar guantes impermeables. Se requiere el uso de guantes de neopreno o nitrilo, pues otros tipos no resistirán la exposición prolongada a los fluidos. Las mezclas de nitrilo o neopreno le dan más flexibilidad a los guantes. Las superficies de éstos deberían estar texturizadas para lograr un área de agarre más eficaz. Se descartarán los guantes cuya superficie interior se contamine con el fluido. No se utilizarán nunca guantes de tela o cuero.

### **Botas**

Se recomienda el uso de botas de seguridad de goma sintética o neopreno o botas con suela antiresbalante. Se desecharán las botas de cuero que se impregnan del fluido.

### **Cremas protectoras**

Utilice cremas protectoras en las áreas no cubiertas por el equipo de protección personal. Estas áreas incluyen el rostro y el cuello y ciertas porciones de brazos y piernas donde se superponen diferentes partes del equipo de protección personal.

**Nota:** *Consulte **Aclaratoria de Responsabilidad en cuanto a la Formulación** en la página 3-2. Para las formulaciones **a alta temperatura y aguas profundas**, comuníquese con **Servicios Técnicos de Baker Hughes INTEQ**.*



## Fluidos de perforación de base sintética y de base aceite

**Tabla 3-2 Productos requeridos para preparar 100 bbl del fluido de base aceite CARBO-TEC- Relación aceite/agua 70/30 - 80/20**

Temperatura máxima °F (°C)	250° (121)	300° (149)	350° (177)
<b>Productos:</b>			
CARBO-TEC®, gal	110	130	170
CARBO-MUL® HT, gal	25*	50*	62.5*
CARBO-TROL® HT, sacos de 50 lb <sub>m</sub>	10	15	20
MIL-LIME™, sacos de 50 lb <sub>m</sub>	9	11	14
* +1 gal. adicional de CARBO-MUL HT por cada 25 sacos de 100-lb <sub>m</sub> de MIL-BAR			

Peso del fluido (lb <sub>m</sub> /gal)	Diesel (bbl)	Salmuera† (bbl)	CARBO-GEL™ (sacos de 50 lb <sub>m</sub> )	MIL-BAR® (sacos de 100 lb <sub>m</sub> )
<b>Relación aceite/agua 70/30</b>				
8.0	66	30	3	0
8.5	65	30	3	27
9.0	64	29	4	55
9.5	63	29	4	82
10.0	61	28	4	109
10.5	60	27	4	136
11.0	59	27	4	164
11.5	58	26	4	191
12.0	56	26	4	218
12.5	55	25	4	245
<b>Relación aceite/agua 80/20</b>				
13.0	54	25	4	272
13.5	52	24	4	299
14.0	51	24	4	327
14.5	50	23	4	354
15.0	48	23	4	381
16.0	53	14	4	445
† En base a CaCl <sub>2</sub> al 25%				

**Nota:** Consulte la *Aclaratoria de Responsabilidad en cuanto a la Formulación* en la página 3-2. Para las formulaciones a alta temperatura y aguas profundas, comuníquese con Servicios Técnicos de Baker Hughes INTEQ.

## Fluidos de perforación de base sintética y de base aceite

**Tabla 3-3 Productos requeridos para preparar 100 bbl de fluido de base aceite CARBO-TEC/ Relación aceite/agua 85/15**

Temperatura máxima °F (°C)	250° (121)	300° (149)	350° (177)
<b>Productos:</b>			
CARBO-TEC®, gal	100	115	140
CARBO-MUL® HT, gal	25*	50*	62.5*
CARBO-TROL® HT, sacos de 50 lb <sub>m</sub>	10	20	20
MIL-LIME™, sacos 50 lb <sub>m</sub>	8	9	11
* +1 gal. adicional de CARBO-MUL HT por cada 25 sacos de 100-lb <sub>m</sub> de MIL-BAR			

Peso del fluido (lb <sub>m</sub> /gal)	Diesel (bbl)	Salmuera† (bbl)	CARBO-GEL™ (sacos de 50 lb <sub>m</sub> )	MIL-BAR® (sacos 100 lb <sub>m</sub> )
<b>Relación aceite/agua 85/15</b>				
8.0	82	15	7	18
8.5	80	14	7	50
9.0	79	14	7	76
9.5	77	14	7	103
10.0	76	14	7	129
10.5	74	13	7	156
11.0	72	13	7	182
11.5	71	13	7	209
12.0	69	13	7	236
12.5	68	12	7	262
13.0	66	12	7	289
13.5	65	12	7	316
14.0	63	12	7	342
14.5	62	11	7	369
15.0	60	11	7	395
15.5	59	11	6	422
16.0	57	10	6	449
16.5	56	10	6	475
17.0	54	10	6	502
17.5	52	10	6	528
† En base a CaCl <sub>2</sub> al 25%				

**Nota:** Consulte la *Aclaratoria de Responsabilidad en cuanto a la Formulación* en la página 3-2. Para las formulaciones *a alta temperatura y aguas profundas*, comuníquese con *Servicios Técnicos de Baker Hughes INTEQ*.

# Fluidos de perforación de base sintética y de base aceite

**Tabla 3-4 Productos requeridos para preparar 100 bbl de fluido de base aceite CARBO-TEC/ Relación aceite/agua 90/10 - 95/5**

Temperatura máxima °F (°C)	250° (121)	300° (149)	350° (177)
CARBO-TEC®, gal	85	100	125
CARBO-MUL® HT, gal	25*	50*	62.5*
CARBO-TROL®, sacos de 50 lb <sub>m</sub>	10	20	20
MIL-LIME™, sacos de 50 lb <sub>m</sub>	5	6	7

\*+1 gal. adicional de CARBO-MUL HT por cada 25 sacos de 100-lb<sub>m</sub> de MIL-BAR

Peso del fluido (lb <sub>m</sub> /gal)	Diesel (bbl)	Salmuera† (bbl)	CARBO-GEL™ (sacos de 50 lb <sub>m</sub> )	MIL-BAR® (sacos 100 lb <sub>m</sub> )
<b>Relación aceite/agua 90/10</b>				
7.6	88	10	9	0
8.0	86	10	9	22
8.5	85	10	9	49
9.0	83	10	9	75
9.5	82	9	9	102
10.0	80	9	9	129
10.5	78	9	9	156
11.0	77	9	9	183
11.5	75	8	9	210
12.0	73	8	9	236
12.5	72	8	9	263
13.0	70	8	9	290
13.5	69	8	9	317
14.0	67	8	9	343
14.5	65	8	9	370
15.0	63	7	9	397
<b>Relación aceite/agua 95/5</b>				
16.0	62	3	8	471
16.5	61	3	8	499
17.0	59	3	8	526
17.5	57	3	8	553
18.0	56	3	7	579
18.5	54	3	5	606
19.0	52	3	4	633
19.5	50	3	3	660
20.0	49	3	2	687

† En base a CaCl<sub>2</sub> al 25%

**NOTA:** Los volúmenes y densidades son precisos en un ±1%. Debido a que no es posible que una tabla muestre las formulaciones con numerosas salinidades de fase interna y estabilidades térmicas, se recomienda un enfoque de balance de materiales antes de la formulación de grandes cantidades de CARBO-DRILL<sup>SM</sup>.

## Fluidos de perforación de base sintética y de base aceite

**Nota:** Consulte la *Aclaratoria de Responsabilidad en cuanto a la Formulación* en la página 3-2. Para las formulaciones **a alta temperatura** y **aguas profundas**, comuníquese con *Servicios Técnicos de Baker Hughes INTEQ*

**Tabla 3-5 Productos requeridos para preparar 100 bbl de fluido de base aceite CARBO-FAST - Relación aceite/agua 85/15**

Temperatura máxima °F (°C)	200° (93)	250° (121)	300° (149)	350° (177)
CARBO-MUL® HT, gal	40*	50*	60*	70*
* +1 gal. adicional de CARBO-MUL HT por cada 25 sacos de 100-lb <sub>m</sub> de MILBAR				

Peso del fluido (lb <sub>m</sub> /gal)	Diesel (bbl)	Salmuera † (bbl)	CARBO-GEL™ (sacos de 50 lb <sub>m</sub> )	MIL-BAR® (sacos 100 lb <sub>m</sub> )
<b>Relación aceite/agua 85/15</b>				
8.0	84	15	8	18
8.5	82	14	8	50
9.0	81	14	8	76
9.5	79	14	8	103
10.0	76	13	8	129
10.5	74	13	8	156
11.0	73	13	8	182
11.5	71	13	8	209
12.0	70	12	8	236
12.5	70	12	8	262
13.0	68	12	8	289
13.5	67	12	8	316
14.0	65	12	7	342
14.5	64	11	7	369
15.0	62	11	7	395
15.5	61	11	7	422
16.0	59	10	7	449
16.5	58	10	7	475
17.0	56	10	7	502
17.5	54	10	7	528
18.0	53	9	6	555
†. 250.000 ppm de CaCl <sub>2</sub> en agua				

**NOTA:** Los volúmenes y densidades son precisos en un ±1%. Debido a que no es posible que una tabla muestre las formulaciones con numerosas salinidades de fase interna y estabilidades térmicas, se recomienda un enfoque de balance de materiales antes de la formulación de grandes cantidades de CARBO-DRILL<sup>SM</sup>.

**Nota:** *Consulte Aclaratoria de Responsabilidad en cuanto a la Formulación en la página 3-2. Para las formulaciones a alta temperatura y aguas profundas, comuníquese con Servicios Técnicos de Baker Hughes INTEQ*

# Fluidos de perforación de base sintética y de base aceite

**Tabla 3-6 Productos requeridos para preparar 100 bbl de fluido de base aceite CARBO-FAST / Relación aceite/agua 90/10**

Temperatura máxima °F (°C)	200° (93)	250° (121)	300° (149)	350° (177)
CARBO-MUL® HT, gal	40*	50*	60*	70*
* +1 gal adicional de CARBO-MUL HT por cada 25 sacos de 100-lb <sub>m</sub> de MIL-BAR				

Peso del fluido (lb <sub>m</sub> /gal)	Diesel (bbl)	Salmuera† (bbl)	CARBO-GEL™ (sacos de 50 lb <sub>m</sub> )	MIL-BAR® (sacos 100 lb <sub>m</sub> )
<b>Relación aceite/agua 90/10</b>				
8.0	88	9.7	9	36
8.5	86	9.6	9	62
9.0	84	9.4	9	89
9.5	83	9.2	9	115
10.0	81	9.0	9	142
10.5	80	8.9	9	169
11.0	78	8.6	9	195
11.5	76	8.5	9	222
12.0	75	8.3	9	247
12.5	73	8.1	8	275
13.0	72	7.9	8	301
13.5	70	7.8	8	328
14.0	68	7.6	8	354
14.5	67	7.4	8	380
15.0	65	7.2	7	408
15.5	63	7.0	7	434
16.0	62	6.8	7	460
16.5	60	6.7	7	486
17.0	59	6.5	6	513
17.5	57	6.3	6	541
18.0	55	6.1	6	566
18.5	54	6.0	6	593
19.0	52	5.8	6	620
† 250.000 ppm de CaCl <sub>2</sub> en agua				

**NOTA:** Los volúmenes y densidades son precisos en un ±1%. Debido a que no es posible que una tabla muestre las formulaciones con numerosas salinidades de fase interna y estabilidades térmicas, se recomienda un enfoque de balance de materiales antes de la formulación de grandes cantidades de CARBO-DRILL<sup>SM</sup>.

**Nota:** Consulte Aclaratoria de Responsabilidad en cuanto a la Formulación en la página 3-2.

# Fluidos de perforación de base sintética y de base aceite

**Tabla 3-7 Material requerido para preparar 100 bbl de fluido de base aceite  
CARBO-CORE**

Peso del fluido (lb <sub>m</sub> /gal)	Aceite (bbl)	CARBO-GEL (sacos de 50 lb <sub>m</sub> )	OMNI-PLEX (galones)	MIL-LIME (sacos de 50 lb <sub>m</sub> )	CARBO-TEC (galones)	CARBO-TROL HT (sacos de 50 lb <sub>m</sub> )
7.2	98	25	75	2	24	24
7.5	97	25	75	2	24	23
8.0	95	25	75	2	24	22
8.5	93	25	75	2	24	22
9.0	92	25	75	2	24	22
9.5	90	24	75	2	24	22
10.0	88	22	75	2	24	21
10.5	86	21	75	2	24	21
11.0	85	19	75	2	24	20
11.5	83	18	75	2	24	20
12.0	81	16	50	2	24	19
12.5	79	15	50	2	24	19
13.0	78	14	50	2	24	19
13.5	76	13	50	2	24	18
14.0	74	12	50	2	24	18
14.5	72	11	25	2	24	17
15.0	71	9	25	2	24	17
15.5	69	9	25	2	24	17
16.0	67	8	25	2	24	16
16.5	65	7	25	2	24	16

**Nota:** *Consulte la Aclaratoria de Responsabilidad en cuanto a la Formulación en la página 3-2. Para las formulaciones a alta temperatura y aguas profundas, comuníquese con Servicios Técnicos de Baker Hughes INTEQ*

## Fluidos de perforación de base sintética y de base aceite

Tabla 3-8 Productos requeridos para preparar 100 bbl de fluido SYN-TEQ /  
Relación sintético/agua: 70/30 - 80/20

Temperatura máxima °F (°C)	250° (121)	300° (149)
<b>Productos:</b>		
OMNI-MUL™, gal	110*	100*
MIL-LIME™, 50 lb <sub>m</sub> sacks	4	4
* +1 gal adicional de OMNI-MUL por cada 25 sacos de 100-lb <sub>m</sub> de MIL-BAR		

Peso del fluido (lb <sub>m</sub> /gal)	ISO-TEQ™ (bbl)	Salmuera† (bbl)	CARBO-GEL® (sacos de 50 lb <sub>m</sub> )	MIL-BAR® (sacos de 100 lb <sub>m</sub> )
<b>Relación sintético/agua: 70/30</b>				
8.0	66	30	4	0
8.5	65	30	4	27
9.0	64	29	5	55
9.5	63	29	5	82
10.0	61	28	5	109
10.5	60	27	5	136
11.0	59	27	5	164
11.5	58	26	5	191
12.0	56	26	5	218
12.5	55	25	5	245
<b>Relación sintético/agua: 80/20</b>				
13.0	54	25	5	272
13.5	52	24	5	299
14.0	51	24	5	327
14.5	50	23	5	354
15.0	48	23	5	381
16.0	53	14	5	445
† 250.000 ppm de CaCl <sub>2</sub> agua				

**Nota:** Consulte *Aclaratoria de Responsabilidad en cuanto a la Formulación* en la página 3-2. Para las formulaciones **a alta temperatura** y **aguas profundas**, comuníquese con *Servicios Técnicos de Baker Hughes INTEQ*



# Fluidos de perforación de base sintética y de base aceite

**Tabla 3-9 Productos requeridos para preparar 100 bbl de fluido SYN-TEQ  
Relación sintético/agua: 85/15**

Temperatura máxima °F (°C)	250° (121)	300° (149)
<b>Productos:</b>		
OMNI-MUL™, gal	110*	110*
MIL-LIME™, sacos de 50 lb <sub>m</sub>	4	4
* +1 gal adicional de OMNI-MUL por cada 25 sacos de 100-lb <sub>m</sub> de MIL-BAR		

Peso del fluidot (lb <sub>m</sub> /gal)	ISO-TEQ™ (bbl)	Salmuera† (bbl)	CARBO-GEL® (sacos de 50 lb <sub>m</sub> )	MIL-BAR® (sacos de 100 lb <sub>m</sub> )
<b>Relación sintético/agua 85/15</b>				
8.0	82	15	9	18
8.5	80	14	9	50
9.0	79	14	9	76
9.5	77	14	9	103
10.0	76	14	9	129
10.5	74	13	9	156
11.0	72	13	9	182
11.5	71	13	9	209
12.0	69	13	9	236
12.5	68	12	8	262
13.0	66	12	8	289
13.5	65	12	8	316
14.0	63	12	8	342
14.5	62	11	8	369
15.0	60	11	7	395
15.5	59	11	7	422
16.0	57	10	7	449
16.5	56	10	7	475
17.0	54	10	7	502
17.5	52	10	7	528
18.0	51	9	5	555

† 250.000 ppm de CaCl<sub>2</sub> en agua.

**Nota:** *Consulte Aclaratoria de Responsabilidad en cuanto a la Formulación en la página 3-2. Para las formulaciones a alta temperatura y aguas profundas, comuníquese con Servicios Técnicos de Baker Hughes INTEQ*

## Fluidos de perforación de base sintética y de base aceite

**Tabla 3-10 Productos requeridos para preparar 100 bbl de fluido SYN-TEQ  
Relación sintético/agua 90/10 - 95/5**

Temperatura máxima °F (°C)	250° (121)	300° (149)
<b>Productos:</b>		
OMNI-MUL™, gal	110*	110*
MIL-LIME™, sacos de 50 lb <sub>m</sub>	4	4
* +1 gal adicional de OMNI-MUL por cada 25 sacos de 100-lb <sub>m</sub> de MIL-BAR		

Peso del fluido (lb <sub>m</sub> /gal)	ISO-TEQ™ (bbl)	Salmuera† (bbl)	CARBO-GEL® (sacos 50 lb <sub>m</sub> )	MIL-BAR® (sacos 100 lb <sub>m</sub> )
<b>Relación sintético/agua 90/10</b>				
7.6	88	10	10	0
8.0	86	10	10	22
8.5	85	10	10	49
9.0	83	10	10	75
9.5	82	9	10	102
10.0	80	9	10	129
10.5	78	9	10	156
11.0	77	9	10	183
11.5	75	8	10	210
12.0	73	8	10	236
12.5	72	8	10	263
13.0	70	8	10	290
13.5	69	8	10	317
14.0	67	8	10	343
14.5	65	8	10	370
15.0	63	7	10	397
<b>Relación sintético/agua 95/5</b>				
16.0	62	3	8	471
16.5	61	3	8	499
17.0	59	3	8	526
17.5	57	3	8	553
18.0	56	3	7	579
18.5	54	3	5	606
19.0	52	3	4	633
† 250.000 ppm de CaCl <sub>2</sub> en agua				

**!** **Nota:** *Consulte Aclaratoria de Responsabilidad en cuanto a la Formulación en la página 3-2..*

**Tabla 3-11 Material requerido para preparar 100 bbl de fluido SYN-CORE<sup>SM</sup>**

Peso del fluido (lb <sub>m</sub> /gal)	ISO-TEQ (bbl)	CARBO-GEL (sacos de 50 lb <sub>m</sub> )	OMNI-PLEX (galones)	MIL-LIME (sacos de 50 lb <sub>m</sub> )	OMNI-TEC (galones)	CARBO-TROL HT (sacos de 50 lb <sub>m</sub> )	MIL-BAR (sacos de 100 lb <sub>m</sub> )
7.2	98	25	120	2	24	24	
7.5	97	25	110	2	24	23	12
8.0	95	25	105	2	24	22	39
8.5	93	25	100	2	24	22	66
9.0	92	25	90	2	24	22	93
9.5	90	24	90	2	24	22	120
10.0	88	22	80	2	24	21	147
10.5	86	21	75	2	24	21	174
11.0	85	19	70	2	24	20	201
11.5	83	18	60	2	24	20	227
12.0	81	16	55	2	24	19	254
12.5	79	15	55	2	24	19	281
13.0	78	14	50	2	24	19	308
13.5	76	13	50	2	24	18	335
14.0	74	12	45	2	24	18	361
14.5	72	11	40	2	24	17	388
15.0	71	9	35	2	24	17	415
15.5	69	9	30	2	24	17	441
16.0	67	8	25	2	24	16	468
16.5	65	7	20	2	24	16	495

### Equipo especial del taladro y precauciones

1. Se instalará una caja colectora de fluido, con una manguera conectada a la línea de flujo, para recoger las pérdidas de fluido de las conexiones y viajes.
2. Los limpiadores de tubería contribuyen a mantener limpia la parte exterior de la tubería de perforación, durante los viajes.
3. Utilice zarandas de movimiento lineal y alta velocidad con capacidad para procesar 110% del volumen de fluido al tamaño de tamiz más pequeño esperado.
4. Si existe la posibilidad de tener pérdida de circulación, se recomienda contar con un tanque para el almacenamiento del fluido de base aceite, en la locación.
5. Las fosas se deberán cubrir para evitar la contaminación con agua de lluvia.
6. Todas las válvulas de agua alrededor de las fosas se desconectarán para evitar la contaminación con agua.
7. Los tamices de las zarandas y los tamices de los limpiadores de fluidos se lavarán con un balde de aceite/ISO-TEQ™ y una pistola de aire.
8. No utilice materiales de plástico o resina fenólica para la pérdida de circulación.
9. Se pueden requerir limpiadores de vapor para una limpieza general del taladro. MIL-CLEAN® diluido en agua es un limpiador excelente.
10. Mantenga materiales absorbentes a disposición para detener y “secar” los derrames y salpicaduras, especialmente en el piso de perforación.
11. Mantenga sistemas de vacío alrededor del taladro para recuperar el fluido derramado.

### Procedimientos de desplazamiento

El desplazamiento puede ser en la tubería de revestimiento o en el hoyo descubierto. Se prefiere el desplazamiento en hoyo revestido. Antes del desplazamiento, el ingeniero deberá verificar que todas las fosas y líneas se encuentren lo más limpias posible. Las compuertas de las fosas pueden empacarse con barita para evitar las fugas.

El fluido de base agua a ser desplazado se diluirá para reducir el punto cedente y las resistencias gel. De esta manera se evitará la contaminación del fluido CARBO-DRILL/SYN-TEQ<sup>SM</sup>.

Se utilizará un espaciador de agua con volumen suficiente para ocupar 500 a 1000 pies de espacio anular, para que “persiga” al fluido de base agua hacia arriba, por el hoyo. Esto adelgazará el fluido de base agua y espesará el fluido de aceite para contribuir con la limpieza de hoyo y la remoción del revoque del fluido de base agua.

Se emplea un espaciador aceite/ISO-TEQ<sup>TM</sup> de las mismas dimensiones cuando se desplaza el fluido de aceite/SYN-TEQ<sup>SM</sup> con un fluido de base agua.

Durante el desplazamiento, la tubería de perforación deberá ser rotada y recíprocada. Utilice una elevada tasa de bombeo para evitar la canalización. Después que se inicie el desplazamiento, las bombas *no deberán* detenerse.

Se calculará el número total de emboladas necesarias para que el espaciador llegue a la zaranda. De esta manera, se facilitará la ubicación de la interfaz. Omita las zarandas y remueva el fluido de base agua hacia una fosa de desechos o reserva. También se desechará el fluido contaminado de base aceite que se encuentre en la interfaz.

### Tratamiento

Consulte la [Tabla 3-13](#) además de las otras secciones que se indiquen.

Tabla 3-12 Guía para la detección de problemas en los sistemas CARBO-DRILL [SYN-TEQ] para pruebas piloto

Problema	Indicaciones	Causa	Tratamiento
Problemas de mezclado del fluido en la planta de mezclado	<p>Deficiente estabilidad de la emulsión.</p> <p>Asentamiento de la barita.</p> <p>Apariencia granulosa opaca del fluido.</p> <p>Fluido muy diluido sin resistencia a la cedencia o resistencia gel.</p>	<p>1. Corte insuficiente.</p> <p>2. Muy frío.</p> <p>3. Humectación deficiente de la barita.</p> <p>4. Elevado contenido de electrolitos. Generalmente mayor que 350.000 ppm.</p> <p>5. Posible contaminación por surfactante si la salmuera de <math>\text{CaCl}_2</math> ha sido utilizada como fluido de completación o rehabilitación.</p>	<p>1. Maximizar el corte.</p> <p>2. Alargar el tiempo de mezclado.</p> <p>3. Adiciones lentas de barita. Agregar CARBO-MUL. Si es grave, agregar una pequeña cantidad de OMNI-COTE.</p> <p>4. Diluir con <math>\text{H}_2\text{O}</math> dulce. Una vez que se forma la emulsión, puede agregar más <math>\text{CaCl}_2</math> para obtener la actividad deseada.</p> <p>5. Pruebas piloto con una salmuera de <math>\text{CaCl}_2</math> conocida para determinar si el problema existe.</p> <p>6. Paciencia.</p>
Pérdida de circulación	<p>Disminuye el volumen de fosa.</p> <p>Pérdida de retornos.</p>	<p>1. La presión hidrostática es mayor que la presión de formación.</p>	<p>1. Agregar agentes puenteantes [es decir, MIL-CARB, CHEK-LOSS, SOLUFLAKE], cáscaras de nuez. Nunca agregue materiales de resina fenólica. Si es posible, reducir el peso.</p>

Tabla 3-13 Guía para la detección de problemas en los sistemas CARBO-DRILL [SYN-TEQ] para pruebas piloto (cont)

Problema	Indicaciones	Causa	Tratamiento
Alta viscosidad	Alta VP, elevado PC.  Aumento de la viscosidad Marsh. Más sólidos en la retorta.  Aumento en el contenido de agua.	1. Elevado contenido de sólidos. 2. Contaminación de agua.  3. Relación aceite/agua y sintético/agua inadecuada. 4. Arcilla excesiva.	1. Diluir con fluido base. Maximizar el equipo de control de sólidos. Agregar emulsionantes. 2. Agregar emulsionantes. Si es grave, agregar OMNI-COTE.  3. Diluir con fluido base.
Desmoronamiento de lutitas	Relleno en conexiones y viajes.  Torque y arrastre.  Más cortes (ripios) en la zaranda.	1. Perforación con sub-balance. 2. Filtrado excesivo.  3. Esfuerzos tectónicos. 4. $A_w$ demasiado bajo.	1. Aumentar el peso del fluido. 2. Agregar emulsionantes. Agregar CARBO-TROL A-9 y/o CARBO-TROL HT. 3. Agregar asfálticos/gilsonitas.  4. Ajustar el contenido de sal de la fase interna para que se ajuste a la actividad de la formación.
Elevada filtración	Elevado filtrado HT/HP con más $H_2O$ libre.  Baja EE.  Relleno en conexiones y viajes.  Desmoronamiento de lutita	1. Bajo contenido de emulsionante.  2. Baja concentración de aditivos para el control de la pérdida de fluido. 3. Elevada temperatura de fondo.	1. Agregar CARBO-MUL HT [OMNI-MUL]. Agregar CARBO-TEC [OMNI-TEC] y cal si es un sistema CARBO-TEC [SYN-TEQ]. 2. Agregar CARBO-TROL HT.  3. Agregar más CARBO-MUL HT [OMNI-MUL]. Agregar CARBO-TEC [OMNI-TEC] y cal. Convertir a un sistema CARBO-TEC . Agregar más CARBO-TROL A-9 y CARBO-TROL HT.



### Guía para la detección de fallas de los sistemas CARBO-DRILL [SYN-TEQ] para pruebas piloto (cont.)

Problema	Indicaciones	Causa	Tratamiento
Baja estabilidad de la emulsión	<p>Apariencia granulosa, opaca del fluido.</p> <p>Elevada pérdida de fluido HT/HP.</p> <p>H<sub>2</sub>O libre en el filtrado HT/HP.</p> <p>Sedimentación de la barita.</p> <p>Obturación de los tamices de las zarandas.</p> <p>En casos extremos se puede observar humectación de los sólidos en agua.</p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Bajo emulsionante.</li> <li>2. Supersaturado con CaCl<sub>2</sub>.</li> <li>3. Flujos de agua</li> <li>4. Mezclado de fluido en la planta de mezclado.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Agregar CARBO-MUL HT [OMNI-MUL]. Agregar CARBO-TEC [OMNI-TEC] y cal si se trata de un sistema CARBO-DRILL[SYN-TEQ] .</li> <li>2. Diluir con H<sub>2</sub>O dulce y agregar CARBO-MUL HT [OMNI-MUL].</li> <li>3. Agregar CARBO-MUL HT [OMNI-MUL]. También se puede agregar CARBO-TEC [OMNI-TEC ] y cal si se trata de un sistema CARBO-TEC[SYN-TEC].</li> <li>4. Maximizar el corte. Verificar contenido de electrolitos (cuanto mayor es éste, más tarda en formarse la emulsión)).</li> </ol>
Humectación de los sólidos en agua	<p>Aglomeración de la barita en la prueba de contenido de arena.</p> <p>Cortes pegajosos.</p> <p>Obturación de los tamices de las zarandas.</p> <p>Sedimentación de la barita.</p> <p>Apariencia granulosa, opaca del fluido</p> <p>Baja EE.</p> <p>H<sub>2</sub>O libre en el filtrado HT/HP.</p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Emulsionantes inadecuados.</li> <li>2. Contaminación del fluido de base agua</li> <li>3. Supersaturado con CaCl<sub>2</sub></li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Agregar CARBO-MUL HT [OMNI-MUL].</li> <li>2. Agregar CARBO-MUL HT [OMNI- MUL].</li> <li>3. Diluir con H<sub>2</sub>O dulce y agregar CARBO-MUL HT [OMNI-MUL].</li> </ol>
Sedimentación de la barita	<p>Sedimentación de la barita en la taza de calentamiento.</p> <p>Reología ultra baja.</p> <p>Diferentes densidades de fluido.</p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Humectación deficiente de la barita en aceite.</li> <li>2. Suspensión inadecuada.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Agregar emulsionantes y/o humectantes. Adición lenta de barita.</li> <li>2. Agregar CARBO-GEL o OMNI-PLEX.</li> </ol>

### Cómo cambiar la relación aceite/sintético a salmuera

Puede ser necesario, en algún momento, cambiar la relación aceite/sintético a salmuera en el sistema CARBO-DRILL<sup>SM</sup>/SYN-TEQ<sup>SM</sup>. El cálculo más sencillo consiste en aumentar la relación aceite/sintético a salmuera, pues entonces sólo sería necesario agregar aceite/sintético.

Para aumentar la relación aceite/sintético a salmuera con adiciones de aceite/sintético se aplica la fórmula siguiente:

$$F_O = \frac{R_O \left( \frac{V_O + V_B}{100} \right) - V_O}{R_B} \times \text{Vol}_{\text{sys}} \quad (3-1)$$

donde,

$F_O$  = volumen de aceite/sintético (bbl),

$R_O$  =proporción requerida aceite o sintético,

$R_B$  =proporción requerida para la salmuera,

$\text{Vol}_{\text{sys}}$  = volumen del sistema.

Para disminuir la relación aceite/sintético a salmuera con adiciones de salmuera, se aplica la ecuación siguiente:

$$F_B = \frac{R_B \left( \frac{V_O + V_B}{100} \right) - V_B}{R_O} \times \text{Vol}_{\text{sys}} \quad (3-2)$$

donde,

$F_B$  = Volumen de salmuera (bbl).

Las adiciones de agua dulce aumentarán la actividad controlada del sistema. Si no hay salmuera disponible, se deberá agregar sal  $\text{CaCl}_2$  al fluido de perforación cuando se disminuye la relación aceite/agua con agua dulce<sup>1</sup>. La cantidad de cloruro de calcio necesaria para mantener una actividad constante cuando se agrega agua dulce es la siguiente:

---

1. Utilice las Tablas de Sales correspondientes en el [Capítulo 5](#), si se usa cloruro de sodio o de magnesio.

$$F_W = \frac{H_2O, \text{ gal/bbl} \times F_B}{42} \quad (3-3)$$

$$CaCl_{2_{add}} = CaCl_2, \text{ lb}_m/\text{bbl} \times F_B \quad (3-3a)$$

donde,

$F_W$  = volumen de agua (bbl),

$H_2O, \text{ gal/bbl}$  =  $H_2O$  en gal/bbl para el % en peso dado,

$CaCl_2$  (ver la Tabla de Cloruro de Calcio en el [Capítulo 5](#)),

$CaCl_{2_{add}}$  = adiciones de  $CaCl_2$  al volumen del sistema,

$CaCl_2, \text{ lb}_m/\text{bbl}$  = concentración de  $CaCl_2$  del % en peso, a partir de la tabla para el cloruro de calcio en el capítulo sobre Datos de Ingeniería, Sección 4.

# Tapones de barita para fluidos de base sintética/aceite

## Materiales y procedimiento

Ocasionalmente, cuando se perfora con un fluido de base sintética/aceite, podría ser necesario utilizar un tapón de barita, debido a presiones de formación excesivas. Los tapones de barita de base agua *no deberán* ser utilizados cuando se emplea un fluido de base aceite/sintética. La formulación y el procedimiento siguientes se emplean para preparar un barril de 18 lb<sub>m</sub>/gal de tapón de barita (base aceite/sintética).

### Materiales:

- 1. Fluido base..... 24,6 gal
- 2. CARBO/OMNI-MUL™ ..... 0,5 gal
- 3. OMNI-COTE™ ..... 0,5 gal
- 4. MIL-BAR® ..... 576 lb<sub>m</sub>

### Procedimiento

- 1. Limpiar de agua o materiales mojados en agua todas las líneas que se utilizarán para bombear el tapón (esto podría requerir el lavado abundante de las líneas con diesel).
- 2. A la cantidad apropiada de fluido base, agregue las cantidades de CARBO-MUL®/OMNI-MUL™ y OMNI-COTE™ requeridas, de manera simultánea, y mezcle durante 10 minutos.
- 3. Mezcle el MIL-BAR® requerido con la mezcla de fluidos y desplace de manera continua en el hoyo, con la unidad de bombeo.

**Nota:** *Coloque el tapón de barita de la misma manera que un tapón de base agua (ver [Control de la presión](#), Capítulo 4).*

### Gases H<sub>2</sub>S O CO<sub>2</sub>

#### **PRECAUTION:**

*Tenga cuidado extremo para evitar la inhalación de cualquier cantidad de gas H<sub>2</sub>S. (Ver [Tabla 4-7](#))*

Debido a la capacidad inherente de los fluidos de base aceite en relación a evitar la corrosión, no es necesario utilizar productos contra este problema, junto con la familia CARBO-DRILL<sup>SM</sup> o SYN-TEQ<sup>SM</sup>. Se debería agregar hidróxido de calcio (1 a 3 lb<sub>m</sub>/bbl o una cantidad en exceso) al fluido, y mantenerlo (según la titulación de cal) cuando se esté perforando en áreas donde sea probable encontrar estos gases. De esta manera, se evitará cualquier efecto adverso sobre la estabilidad de la emulsión, si se incorporan cantidades suficientes de H<sub>2</sub>S o CO<sub>2</sub> al fluido.

**Nota:** *No utilice CARBO-TROL A-9 u OMNI-TROL™ en estos ambientes, pues podrían separar la cal del sistema causando inestabilidad de la emulsión. MIL-GARD® se recomienda como depurador de gas ácido*

### Pérdida de circulación o pérdidas parciales lentas

1. Las pérdidas parciales lentas son comunes en las formaciones ligeramente porosas o permeables, debido al bajo contenido coloidal del fluido. Los procedimientos remediales incluyen lo siguiente:
  - Reducir la pérdida de fluido HT/HP con adiciones de CARBO-TROL<sup>®</sup>
  - Utilizar CHEK-LOSS<sup>®</sup>, W.O.<sup>™</sup> 30, o SOLUFLAKE<sup>®</sup> con adiciones de 5 a 8 lb<sub>m</sub>/bbl al sistema activo.
  - Utilizar la técnica de píldoras pesadas, en las cuales una combinación de CHEK-LOSS<sup>®</sup> y W.O. 30 se mezclan a 30-40 lb<sub>m</sub>/bbl en una píldora de 20 a 50 bbl y se hace pasar a través el anular. La píldora se puede recuperar y aislar para uso posterior. Esto evita la acumulación de sólidos finos en el sistema.
2. Las pérdidas parciales (formaciones sumamente porosas o fracturadas) se pueden combatir con adiciones de LCM al sistema activo. Se deben tomar las precauciones necesarias para evitar la humectación en agua del material LCM. Los procedimientos remediales incluyen:
  - Utilizar píldoras con diferentes tamaños de LCM (CHEK-LOSS, W.O. 30, MIL-PLUG<sup>®</sup>, etc.) en una concentración de 30 a 40 lb<sub>m</sub>/bbl.
  - Pase inmediatamente a un taponamiento de alta filtración como DIASEAL<sup>®</sup> M (ver [Tabla 2-35](#)). Adiciones de 10 de 15 lb<sub>m</sub>/bbl de W.O.<sup>™</sup> 30 en DIASEAL M pueden mejorar los resultados del taponamiento.

- Utilice un taponamiento con mezcla de bentonita-aceite diesel o aceite sintético de alta filtración, como se indica más adelante. .

### Tapón de alta filtración para fluidos de base aceite

<b>MILGEL<sup>®</sup></b>	300 - 400 lb <sub>m</sub>
<b>Fluido base</b>	0.6 bbl
<b>CARBO-GEL<sup>®</sup></b>	3 lb <sub>m</sub>
<b>CARBO-TEC<sup>®</sup></b>	1 lb <sub>m</sub>
<b>CHEK-LOSS<sup>®</sup></b>	10 - 15 lb <sub>m</sub>
<b>Barita</b>	540 lb <sub>m</sub>

(Siga el Procedimiento de Taponamiento que se indica en la [Tabla 2-36.](#))

3. Las pérdidas totales (cavernas, drusas o fracturas inducidas) se pueden combatir con el uso de taponamientos de alta filtración como se indicó anteriormente, para evitar perder fluido costoso.

Los procedimientos remediales incluyen:

- Forzamiento de cemento en la zona de la pérdida
- Cambiar el sistema y utilizar un fluido de base agua menos costoso hasta que se establezca la circulación y la perforación pueda continuar o se pueda introducir el revestimiento.

Los fluidos de base aceite no solvatan o hinchan las arcillas. Si bien esta característica es deseable para la inhibición en el pozo, causa dificultades cuando se está tratando de controlar la pérdida de circulación o las pérdidas parciales lentas. Los materiales para la pérdida de circulación (LCM), que absorben agua, deberán ser utilizados con precaución, pues la relación aceite/salmuera podría verse afectada adversamente. Todos los demás tipos de LCM, que taponan los espacios porosos en la formación, contribuyen con la reducción de las pérdidas de fluido. La distribución de tamaño de partículas de CHEK-LOSS<sup>®</sup>, especialmente diseñada, lo convierte en un producto excelente para el control de las pérdidas parciales lentas. DIASEAL<sup>®</sup> M también puede ser utilizado con los fluidos de base aceite para puentear en zonas con pérdida severa.

### Medición del aceite en los rípios (recortes)

#### Descripción

Este procedimiento se aplica para medir el aceite de los recortes producidos durante la operación de perforación. Consiste en una prueba de retorta, en la cual se mide todo el aceite y el agua que se liberan de una muestra de recortes cuando ésta se calienta en un instrumento de retorta calibrado y que funcione apropiadamente.

En esta prueba con la retorta, se calienta un peso conocido de rípios o recortes en la cámara del instrumento, para evaporar los líquidos asociados con la muestra. Los vapores de aceite y agua se condensan, recogen y miden en un recipiente colector graduado.

La obtención de una muestra representativa requiere especial atención a los detalles relacionados con la manipulación de las muestras (ubicación, método, frecuencia). El procedimiento de toma de muestras en una cierta área puede estar especificado en normas gubernamentales o locales.

#### Equipo

1. Instrumento de retorta - El instrumento de retorta recomendado tiene un volumen de 50 cm<sup>3</sup> con una camisa de calentamiento exterior.

##### *Especificaciones de la retorta*

- Ensamblaje de retorta - cuerpo, taza y tapa
- Material: acero inoxidable 303 o equivalente
- Volumen: taza de retorta con tapa
- Volumen de la taza: 50 cm<sup>3</sup>
- Precisión:  $\pm 0,25$  cm<sup>3</sup>
- Condensador - con capacidad para enfriar los vapores de aceite y agua por debajo de su temperatura de licuefacción.
- Camisa de calentamiento - 350 vatios nominal
- Control de temperatura - con capacidad para limitar la temperatura de la retorta hasta  $930^{\circ} \pm 70^{\circ}$  F ( $500^{\circ} \pm 38^{\circ}$  C)



2. Recipientes colectores de líquidos con base (10 cm<sup>3</sup> y 20 cm<sup>3</sup>) - recipientes de vidrio cilíndricos especialmente diseñados (Pyrex<sup>®</sup> u otro vidrio equivalente), con un fondo redondeado para facilitar la limpieza y una parte superior en forma de embudo para atrapar las gotas que van cayendo. Ver .

*\*Pyrex es una marca de fábrica registrada de Corning Glass Works.*

**Tabla 3-14 Especificaciones del recipiente colector**

<b>Volumen total</b>	10 cm <sup>3</sup>	20 cm <sup>3</sup>	50 cm <sup>3</sup>
<b>Precisión (0 a 100%)</b>	± 0.05 cm <sup>3</sup>	± 0.05 cm <sup>3</sup>	± 0.05 cm <sup>3</sup> nominal
<b>Diámetro exterior</b>	10 mm	13 mm	
<b>Espesor de pared</b>	1.5 ± 0.1 mm	1.2 ± 0.1 mm	
<b>Frecuencia de las marcas de graduación (0 a 100%)</b>	0.10 cm <sup>3</sup>	0.10 cm <sup>3</sup>	1.0 cm <sup>3</sup>

<b>Calibración</b>	Volumen contenido (TC) @ 20°C		
<b>Escala</b>	cm <sup>3</sup>	cm <sup>3</sup>	cm <sup>3</sup>

**Nota:** *Verificación del volumen del recipiente colector.*  
*El volumen del recipiente colector deberá verificarse gravimétricamente. El procedimiento y los cálculos se indican en el Capítulo 1, [Procedimientos de prueba de los fluidos de perforación](#) .*

3. Balanza de carga por arriba - con capacidad para pesar 2000 g y una precisión de 0,1 g.
4. Lana de acero fina (No. 000) - para colocar dentro del cuerpo de la retorta.
5. Lubricante/sellante de roscas - Never-Seez<sup>®</sup> u otro lubricante equivalente para altas temperaturas\*\*
6. Limpiadores de tubería - para limpiar el condensador y el cuello de la retorta.

7. Cepillo - para limpiar los recipientes colectores
  8. Espátula de retorta - para limpiar la taza de la retorta.
  9. Sacacorchos - para sacar la lana de acero gastada.
- \*\* Never-Seez es una marca de fábrica registrada de Never-Seez Compound Corp.

### Procedimiento

1. Limpie y seque el ensamblaje de la retorta y el condensador.
2. Llene el cuerpo de la retorta con lana de acero.
3. Aplique lubricante/sellante a las roscas de la taza y al cuello de la retorta.
4. Pese y registre la masa total de la taza de la retorta, la tapa y el cuerpo con lana de acero. Esta es la masa (A) en gramos.
5. Recoja una muestra de ripios representativa.
6. Llene parcialmente la taza de la retorta con los ripios y colóquele la tapa a la taza.
7. Enrosque la taza con su tapa en el cuerpo de la retorta. Pese y registre la masa total. Esta es la masa (B), en gramos.
8. Conecte el condensador. Coloque el ensamblaje de la retorta en la camisa de calentamiento.
9. Pese y registre la masa de un recipiente colector limpio y seco. Esta es la masa (C) en gramos. Coloque el recipiente colector por debajo de la salida del condensador.
10. Enchufe la retorta. Espere un mínimo de 1 hora.

**Nota:** Si los sólidos pasan al recipiente colector, es necesario repetir la prueba. Llene el cuerpo de la retorta con una cantidad mayor de lana de acero (Paso 2) y repita la prueba.

11. Saque el recipiente colector de líquido y deje enfriar. Registre el volumen del agua recuperada. Este es (V), en  $\text{cm}^3$ .

**Nota:** *Si se observa una interfaz de emulsión entre las fases de aceite y agua, es posible romper la emulsión calentando la interfaz. Como sugerencia, saque de la camisa de calentamiento el ensamblaje de la retorta, agarrando el condensador.*

Cuidadosamente, caliente el recipiente a lo largo de la banda de emulsión, tocando cuidadosamente dicho recipiente con el ensamblaje de retorta caliente, por intervalos breves. Evite hervir el líquido. Después de romper la interfaz de emulsión, deje enfriar el recipiente colector. Lea el volumen de agua en el punto más bajo del menisco.

12. Pese y registre la masa del recipiente colector y su contenido líquido (aceite más agua). Esta es la masa (D), en gramos.
13. Desenchufe la retorta. Saque el ensamblaje de la retorta y el condensador, que están en la camisa de calentamiento, y deje enfriar. Saque el condensador.
14. Pese y registre la masa del ensamblaje de retorta ya frío, sin el condensador. Esta es la masa (E), en gramos.
15. Limpie el ensamblaje de la retorta y el condensador.

### Cálculos

1. Calcule la masa del aceite de los recortes de la manera siguiente:

- La masa de la *muestra húmeda de recortes* ( $M_w$ ) es igual a la masa del ensamblaje de la retorta con los ripios (B), menos la masa del ensamblaje de retorta vacío (A).

$$M_w = B - A$$

- La masa de los *recortes secos después de pasar por la retorta* ( $M_d$ ) es igual a la masa del ensamblaje de retorta ya enfriado (E) menos la masa del ensamblaje de retorta vacío (A).

$$M_d = E - A$$

- La masa del *aceite* ( $M_o$ ) es igual a la masa del colector de líquidos con su contenido (D) menos la suma de la masa del colector seco (C) y la masa del agua (V).

$$M_o = D - (C + V)$$

**Nota:** *Suponiendo que la densidad del agua es 1 g/cm<sup>3</sup>, el volumen del agua es equivalente a su masa.*

2. Requerimiento del balance de masa:

- La suma de  $M_d$ ,  $M_o$  y  $V$  debe encontrarse dentro de un 5% de la masa de la muestra húmeda:

$$\frac{M_d + M_o + V}{M_w} = 0,95 \text{ a } 1,05$$

El procedimiento se repetirá si no se cumple con dicho requerimiento.

3. Aceite de los recortes:

- La masa de aceite (g) por kg de muestra de recortes húmeda es igual a:

$$\frac{M_o}{M_w} \times 1000$$

- La masa de aceite (g) por kg de recortes secos después de pasar por la retorta es igual a:

$$\frac{M_o}{M_d} \times 1000$$

**Nota:** *Cuando se expresa el aceite de los recortes en términos de los recortes secos (después de pasar por la retorta), el contenido de aceite puede ser mayor que el calculado con la muestra húmeda de recortes, debido al agua intersticial extraída durante el procedimiento con la retorta.*

# Ingeniería

## Hidráulica

### Introducción

En relación con los fluidos de perforación, el término “hidráulica” se refiere a la operación donde el fluido se utiliza para transferir presión desde la superficie a la mecha, y la caída de presión a través de la misma, se usa para mejorar la tasa de penetración. Parte de la energía del fluido también se gasta al barrer el área que está por delante de la mecha y limpiarla de los rípios generados, evitando la aglomeración de los mismos en el cuerpo y cara de la mecha.

Para que el fluido realice algunas de sus otras funciones (como la de arrastrar los rípios a la superficie), la bomba del fluido deberá ser capaz de vencer las pérdidas acumuladas de presión asociadas con el equipo superficial, la sarta de perforación, la mecha y el anular. La bomba también deberá ser capaz de enviar un caudal, a esa presión antes mencionada, que sea suficiente como para transportar los rípios hacia arriba y fuera del pozo. Estas pérdidas de presión también afectan la presión total ejercida por la columna de fluido sobre la cara del pozo, potencialmente aumentando la pérdida de circulación, el control de arremetidas y otros asuntos relacionados con la estabilidad del pozo.

El propósito de esta sección es el de ofrecerle al ingeniero las ecuaciones y procedimientos básicos para realizar un análisis de las capacidades hidráulicas del sistema circulante. Debido a que la reología del fluido de perforación afecta directamente las pérdidas de presión del sistema circulante, cuanto más precisos sean los modelos reológicos utilizados para describir el fluido de perforación, más preciso podrá ser el análisis hidráulico. La sección siguiente es una breve descripción de los modelos reológicos más comunes empleados para describir los fluidos de perforación.

### Modelos reológicos

#### Modelo Newtoniano

Un modelo reológico es una descripción de la relación entre el esfuerzo de corte ( $\tau$ ) que experimenta el fluido y la tasa de corte ( $\dot{\gamma}$ ). Para un fluido Newtoniano, la relación del esfuerzo de corte a la tasa de corte es constante. Esta

constante es la viscosidad ( $\mu$ ) del fluido. Así, la ecuación que describe la reología de un fluido Newtoniano se puede expresar como  $\mu = \tau/\gamma$ , donde:

$\mu$ =viscosidad, poise (dina-seg/cm<sup>2</sup>)

$\tau$ =esfuerzo de corte (fuerza/área), dinas/cm<sup>2</sup>

$\gamma$ =tasa de corte, seg<sup>-1</sup>

La ecuación se denomina “ley de viscosidad de Newton”. Todos los gases a temperatura y presión ambiente y los fluidos más sencillos (como el agua) presentan un comportamiento Newtoniano.

Los fluidos que no siguen la ley de viscosidad de Newton se denominan no Newtonianos. El comportamiento de flujo de estos fluidos es mucho más complejo que el de los Newtonianos. Para estos fluidos, la viscosidad varía con la tasa de corte. La mayoría de los fluidos de perforación son no Newtonianos y varían considerablemente en su comportamiento de flujo. Para tener realmente significado, una medición de la viscosidad con un fluido no Newtoniano debe siempre especificar la tasa de corte. El término “viscosidad efectiva” ( $\mu_e$ ) se utiliza para diferenciar las mediciones de la viscosidad en fluidos no Newtonianos en relación a los Newtonianos. La viscosidad efectiva siempre se mide o calcula a la tasa de corte que se corresponde con las condiciones de flujo existentes en el pozo o la tubería de perforación.

Los fluidos de perforación presentan adelgazamiento por esfuerzo cortante cuando tienen una menor viscosidad a tasas de corte más altas que a tasas menores. Un tipo de fluido con adelgazamiento por esfuerzo cortante comenzará a fluir tan pronto como se aplique una fuerza o presión de corte. Una tasa de corte en aumento causa la disminución progresiva de la viscosidad. Este tipo de fluido se denomina “seudoplástico”.

Otro tipo de fluido seudoplástico no comenzará a fluir hasta que se aplique un esfuerzo de corte “umbral”. Este esfuerzo se denomina “esfuerzo de cedencia”.

## Modelo plástico de Bingham

Por su sencillez, el modelo reológico más común utilizado para describir las propiedades reológicas de los fluidos de perforación es el modelo plástico de Bingham. Este modelo supone que el esfuerzo de corte es una función lineal de la tasa de corte, una vez que se ha excedido un esfuerzo de

corte específico (el esfuerzo de corte umbral o punto cedente) y se expresa como  $\tau = PC + VP$  ( $\gamma$ ), donde:

$$PC = \text{Punto cedente, lb}_f/100 \text{ ft}^2$$

$$VP = \text{Viscosidad Plástica, cP (centipoise, } 1/100 \text{ Poise)}$$

Debido a que este modelo se desarrolló a partir de datos determinados entre las tasas de corte de 500 a 1000  $\text{seg}^{-1}$ , caracteriza mejor un fluido a tasas de corte más altas. El PC y la VP se calculan a partir de datos obtenidos con un viscosímetro concéntrico convencional, a 600 y 300 rpm, mediante las ecuaciones siguientes:

1.  $VP = \theta_{600} - \theta_{300}$ , donde:

- VP = viscosidad plástica, cP
- $\theta_{600}$  = lectura del cuadrante para 600 rpm
- $\theta_{300}$  = lectura del cuadrante para 300 rpm

2.  $PC = \theta_{300} - VP$

La tasa de corte en rpm, multiplicada por 1,702, nos da la tasa de corte en  $\text{seg}^{-1}$ , para los reómetros convencionales utilizados en campos petroleros. Una vez que se han determinado los valores de VP y PC, se puede utilizar el modelo para determinar el esfuerzo de corte a cualquier tasa de corte.

## Ley Exponencial

El modelo de la Ley Exponencial describe un fluido en el cual el esfuerzo de corte graficado en función de la tasa de corte es una línea recta, cuando se utiliza papel de coordenadas doblemente logarítmicas. Debido a que se aproxima más al comportamiento de un fluido de perforación a bajas tasas de corte, en comparación con el modelo plástico de Bingham, con frecuencia se emplea para monitorear las características de suspensión y calcular la pérdida de presión del fluido de perforación en el anular. El modelo de la ley exponencial es:

$$\tau = K\gamma^n, \text{ donde:}$$

$$K = \text{índice de consistencia del fluido, lb-seg}^n/100 \text{ ft}^2$$

$$n = \text{exponente de la ley exponencial, adimensional}$$

Los parámetros reológicos n y K se pueden calcular a partir de dos puntos de datos cualesquiera de tasa de corte/esfuerzo de corte. Debido a que no es usual que, en un gráfico de

coordenadas doblemente logarítmicas, todos los datos sean una línea recta, es mejor determinar  $n$  y  $K$  a las tasas de corte dentro de la sarta de perforación ( $n_p$  y  $K_p$ ) y dentro del anular ( $n_a$  y  $K_a$ ). Se puede tener una mayor precisión si se utiliza  $n$  y  $K$  en intervalo de tasas de corte de 5 a 200  $\text{seg}^{-1}$ , para el anular, y en el intervalo de 200 a 1000  $\text{seg}^{-1}$  para el interior de la tubería.

(lectura rpm =  $\text{seg}^{-1} \div 1,7$ )

Las lecturas del cuadrante del viscosímetro para un instrumento estándar de seis velocidades se pueden emplear para determinar las constantes de la ley exponencial. La práctica usual consiste en utilizar las lecturas de 3 rpm y 100 rpm para la tasa *baja* de corte y las lecturas de 300 rpm y 600 rpm para el intervalo de *alta* tasa de corte. Las fórmulas generales para  $n$  y  $K$  son:

$$n = \frac{\log(\tau_2/\tau_1)}{\log(\gamma_2/\gamma_1)}$$

$$K = \frac{\tau_2}{(\gamma_2)^n}$$

donde:

$\tau_2$  = lectura del esfuerzo de corte a la tasa de corte más alta,

$\tau_1$  = lectura del esfuerzo de corte a la tasa de corte más baja,

$\gamma_2$  = tasa de corte más alta (rpm),

$\gamma_1$  = tasa de corte más baja (rpm).

Si se utilizan las lecturas del cuadrante del reómetro a 600 y 300 rpm, las ecuaciones se simplifican como sigue:

$$n = 3.32 \log \left[ \frac{\theta_{600}}{\theta_{300}} \right]$$



$$K = \frac{300}{511^n}$$

## Modelo Herschel-Buckley (Modelo de la Ley Exponencial Modificado)

Este modelo combina las características de los modelos Newtoniano, plástico de Bingham y de la Ley Exponencial. Es un modelo de tres parámetros que reproduce los resultados de los tres modelos anteriores cuando se han medido los parámetros apropiados. Desafortunadamente, los tres parámetros son difíciles de derivar en base a las lecturas del reómetro. En la práctica, se supone que el PC es igual a la lectura de 3 rpm.

En base a este supuesto, se calcula  $n$  y  $K$ . La forma general de la ecuación es  $\tau = PC + K\gamma^n$ , donde:

$$PC = \theta_3, \text{ lb}/100 \text{ ft}^2$$

$$n = (3,32)\log [(\theta_{600} - PC) \div (\theta_{300} - PC)]$$

$$K = \theta_{300} \div 511^n$$

## Modelo de Casson

El Modelo de Casson con frecuencia se ajusta mejor al comportamiento de los fluidos de perforación cargados de sólidos en la región de bajas tasas de corte, en comparación los modelos plástico de Bingham o de la Ley Exponencial. Sin embargo, el uso de este modelo para los cálculos de la pérdida de presión es un proceso difícil y complicado que pocas veces se intenta. El modelo, que es de dos parámetros, se expresa como:

$$\tau^{1/2} = (\tau_y^{1/2}) + (\mu_\infty^{1/2}) (\gamma^{1/2}),$$

donde un gráfico en coordenadas lineales de  $\tau^{1/2}$  e  $\gamma^{1/2}$  nos da  $\tau_y^{1/2}$  como la intersección y  $\mu_\infty^{1/2}$  como la pendiente de la línea recta.

## Modelo de Robertson-Stiff

Los modelos Newtoniano, plástico de Bingham y de la Ley Exponencial son casos específicos del modelo Robertson-Stiff, el cual es de tres parámetros e incluye la lectura del cuadrante en un reómetro a 3 rpm. Su forma general es

$$\tau = K (\gamma_0 + \gamma)^n$$

Al utilizar los datos comunes obtenidos con reómetros para el análisis de un fluido que se ajusta al modelo Robertson-Stiff, la ecuación general se convierte en:

$$\left(\frac{\tau_1}{\tau_2}\right)^n \left(\frac{N_3 - N_2}{N_3 - N_1}\right) + \left(\frac{\tau_3}{\tau_2}\right)^n \left(\frac{N_2 - N_1}{N_3 - N_1}\right) = 1$$

donde:

$N_3$ ,  $N_2$  y  $N_1$  son las velocidades en rpm y  $N_3 > N_2 > N_1$

$\tau_3$ ,  $\tau_2$  y  $\tau_1$  son las lecturas del reómetro para el esfuerzo de corte, a  $N_3$ ,  $N_2$  y  $N_1$ , respectivamente.

Esta ecuación se resolverá de manera iterativa para encontrar  $n$ . Después,  $\gamma_0$  y  $K$  se pueden calcular resolviendo las ecuaciones siguientes:

$$\gamma_0 = \frac{\pi \left( (N_3)(\tau_2)^{\frac{1}{n}} - (N_2)(\tau_3)^{\frac{1}{n}} \right)}{30 \ln b \left( (\tau_3)^{\frac{1}{n}} - (\tau_2)^{\frac{1}{2}} \right)}$$

$$k = \tau_2 \left[ \frac{n \left( 1 - b^{\frac{-2}{n}} \right)}{\frac{n_2}{\frac{\pi}{15} + 2\gamma_0(\ln b)}} \right]$$

donde:

$b$  es la relación del radio del forro rotor en el reómetro al radio del carrete.

La ecuación de Robertson-Stiff ofrece, generalmente, la mejor aproximación para las pérdidas de presión en el sistema circulante, para la mayoría de las situaciones de perforación. Sin embargo, no emulará un fluido que siga la ecuación de Casson.

## **Análisis de Hidráulica de INTEQ**

Los programas PRESMOD, DEAP y EC\*TRAK tienen la opción de utilizar los modelos de Robertson-Stiff, Herschel-Bulkley o Casson. Estos programas se emplean cuando se requieren cálculos hidráulicos detallados. El análisis hidráulico usual utiliza el modelo de la Ley Exponencial.

El objetivo del análisis hidráulico es el de evaluar los efectos de la viscosidad del fluido de perforación en ciertos parámetros críticos. Los parámetros siguientes se evalúan en el análisis:

### **Parámetros**

1. Determinación de las pérdidas de presión anular para establecer la densidad equivalente de circulación (EDC). La ECD es importante para evitar la pérdida de circulación y proteger la integridad de la zapata de la tubería de revestimiento.
2. Evaluación de los efectos de los cambios del fluido sobre el desempeño hidráulico del sistema.
3. Optimización de la hidráulica para un mejor desempeño de la perforación (por ejemplo, una mayor tasa de penetración).
4. Asegurar una buena limpieza del hoyo (transporte de recortes y su concentración en el anular).
5. Evitar la erosión del hoyo debido al flujo turbulento en el anular.
6. Evitar la inestabilidad del hoyo y problemas para el control de la presión, debido a que se está sacando la tubería demasiado rápidamente (succión).
7. Evitar la pérdida de circulación al correr la tubería en el hoyo demasiado rápidamente (surgencia).

### **Proceso**

El análisis consiste en ocho pasos básicos.

1. Dibuje la geometría del hoyo.
2. Calcule la caída total de presión anular, utilizando las propiedades del fluido de perforación, la tasa de flujo y la geometría del pozo
3. Establezca la densidad equivalente de circulación (ECD) a partir de la caída de presión anular.
4. Establezca la velocidad de flujo crítica y la tasa de flujo alrededor de los cuellos de perforación (“portamechas”).
5. Establezca las presiones de surgencia y succión.
6. Calcule la eficiencia de transporte de recortes y la concentración en el anular.
7. Calcule la caída de presión en la tubería
8. Determine y optimice la hidráulica de la mecha

Los flujogramas y las explicaciones que los acompañan presentan los cálculos necesarios para llevar a cabo un análisis hidráulico y se adaptaron de API 13D, de fecha junio de 1995.

## Caída de presión anular y ECD

**Paso 1.** Dibuje la geometría del hoyo indicando todos los diámetros interiores de la tubería de revestimiento, el tamaño del hoyo y los diámetros interiores y exteriores de la sarta de perforación. Vea la [Figura 4-1](#).

**Paso 2.** Calcule la velocidad del fluido para el primer intervalo de la geometría, donde:

$V_a$ = velocidad anular del fluido en el intervalo (ft/seg)

$Q$ =tasa de flujo volumétrico (tasa de bombeo), gal/min

$D_2$ =diámetro del hoyo, pulgadas

$D_1$  =diámetro exterior de la tubería de perforación, pulgadas

**Paso 3. A.** Calcule el valor  $n$  (índice de comportamiento del flujo) para el intervalo, donde:

$n_a$  =índice de comportamiento del flujo anular (adimensional)

$\theta_{300}$  =medidor V-G, lectura del cuadrante para 300 rpm

$\theta_3$  = medidor V-G, lectura del cuadrante para 3 rpm

**Paso 3. B.** Calcule el valor K (factor de consistencia) para el intervalo anular, donde:

$K_a$  =factor de consistencia en el anular, poise

$\theta_{600}$  =medidor V-G, lectura del cuadrante para 600 rpm

**Paso 4.** Calcule la viscosidad efectiva,  $\mu_{ea}$ , en el anular, donde:

$\mu_{ea}$  =viscosidad efectiva en el anular, cP

**Paso 5.** Calcule el número de Reynolds (Re) para el intervalo anular, donde:

$Re_a$  =número de Reynolds en el anular, adimensional

$\rho$  =densidad del fluido, lbs/gal

**Paso 6. A.** Calcule el número de Reynolds para el cambio del flujo laminar al transicional, para el intervalo, donde:

$Re_L$  =el número de Reynolds para el cambio del flujo laminar al transicional, adimensional

**Paso 6. B.** Calcule el número de Reynolds para el cambio de flujo transicional a turbulento para el intervalo, donde:

$Re_T$  =el número de Reynolds para el cambio del flujo transicional al turbulento, adimensional

**Paso 7.** Si  $Re_a > Re_L$ , utilice la ecuación de flujo laminar para calcular el factor de fricción.

- Si  $Re_a > Re_T$ , utilice la ecuación del flujo turbulento para calcular el factor de fricción.
- Si  $Re_L < Re_a < Re_T$ , utilice la ecuación del flujo transicional para calcular el factor de fricción, donde  $f_a$ =el factor de fricción de Fanning anular (adimensional).

**Paso 8.** Calcule la caída de presión (P) para el intervalo, donde:

$P_a$  =caída de presión en el intervalo, psi

L =longitud del intervalo, pies

**Paso 9.** Los pasos 2 al 8 se repetirán para cada diferente geometría anular

**Paso 10.** Calcule la pérdida total de presión en el anular ( $P_{aT}$ ) en psi, sumando las caídas de presión individuales calculadas para cada intervalo.

**Paso 11.** Convierta la pérdida total de presión anular a la densidad equivalente de circulación (ECD), donde:

$$\text{ECD} = \text{densidad equivalente de circulación, lbs/gal}$$

## Velocidad crítica y tasa de bombeo

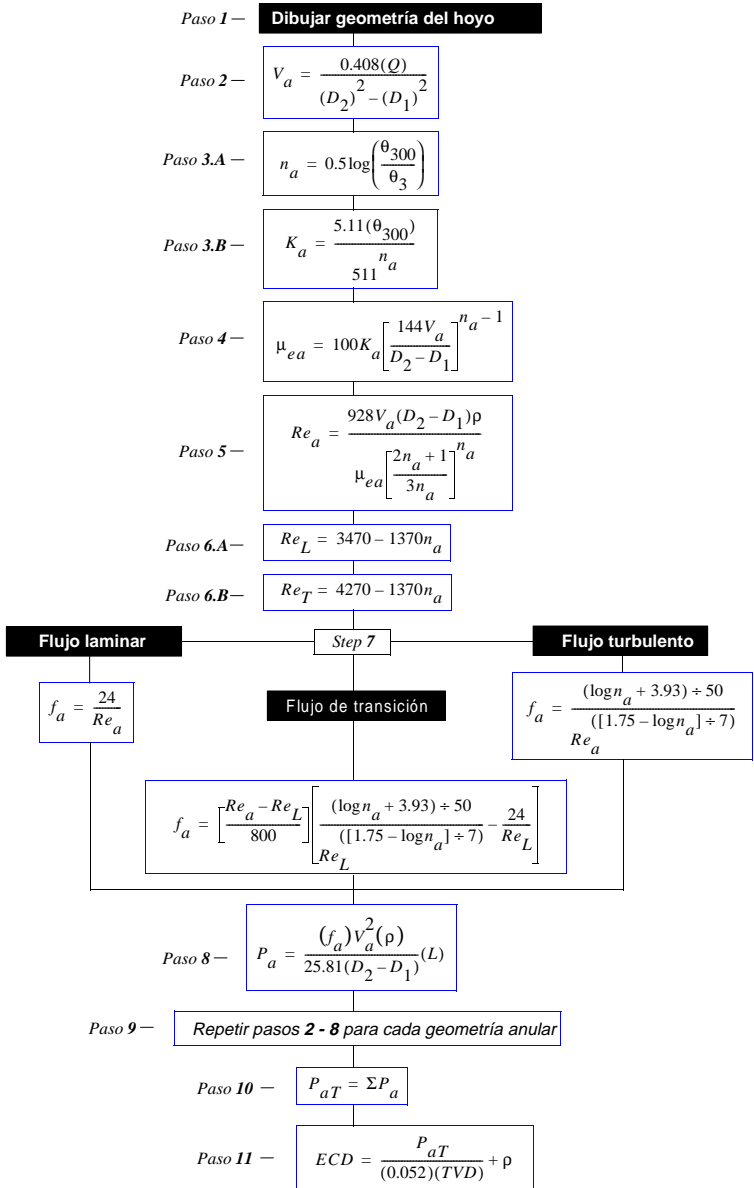
**Paso 1.** Para el primer intervalo, calcule la velocidad del fluido para la transición desde un flujo laminar. Esto generalmente se denomina velocidad crítica ( $V_c$ ) y se calcula como ft/seg en la ecuación. Ver [Figura 4-2](#).

**Paso 2.** Calcule la velocidad crítica para cada geometría anular.

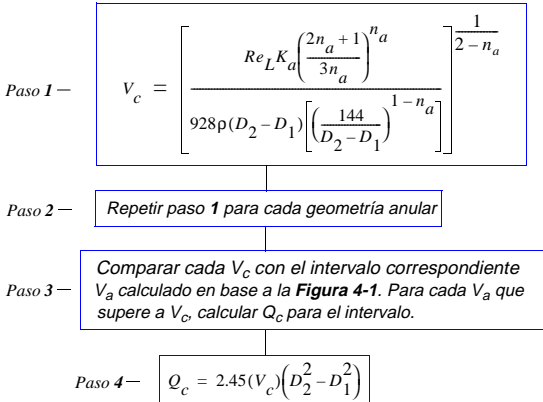
**Paso 3.** Compare la velocidad crítica del intervalo con su velocidad anular ( $V_a$ ), calculada en el paso 2 de la [Figura 4-1](#).

**Paso 4.** Para cada  $V_a$  que exceda  $V_c$ , calcule la tasa de bombeo máxima que causará la transición. Esto es lo que se denomina la tasa de flujo crítica ( $Q_c$ ) para el intervalo, y se expresa en gal/min. Si se permanece por debajo de esta tasa de bombeo, el flujo de fluido a través del intervalo anular permanecerá laminar.

**Figura 4-1 Caída de presión anular y ECD**



**Figura 4-2 Velocidad crítica y tasa de bombeo**



## Caída de presión en la sarta de perforación

**Paso 1.** Calcule la velocidad del fluido en la tubería de perforación (ver **Figura 4-3**), donde:

$V_p$  = velocidad del fluido en la tubería, ft/seg

$Q$  =tasa de flujo volumétrico (tasa de bombeo), gal/min

$D$  = diámetro interior de la tubería, pulgadas

**Paso 2.** Calcule el valor  $n$  (índice de comportamiento del flujo) para el intervalo, donde:

$n_p$  = índice de comportamiento del flujo en la tubería (adimensional)

$\theta_{600}$  = medidor V-G, lectura del cuadrante para 600 rpm

$\theta_{300}$  =medidor V-G, lectura del cuadrante para 300 rpm

**Paso 2. B.** Calcule el valor  $K$  (factor de consistencia) para el intervalo anular, donde:

$K_p$  =factor de consistencia en la tubería, poise

$\theta_{600}$  =medidor V-G, lectura del cuadrante para 600 rpm

**Paso 3.** Calcule la viscosidad efectiva  $\mu_{ep}$  en la tubería, donde:



$\mu_{ep}$  =viscosidad efectiva en la tubería, cP

**Paso 4.** Calcule el número de Reynolds (Re) para el intervalo de la tubería, donde:

$Re_p$  = número de Reynolds en la tubería, adimensional

$\rho$  =densidad del fluido, lbs/gal

**Paso 5. A.** Calcule el número de Reynolds para el cambio del flujo laminar al transicional, en el intervalo, donde:

$Re_L$  =el número de Reynolds para el cambio del flujo laminar al transicional, adimensional

**Paso 5. B.** Calcule el número de Reynolds para el cambio de flujo transicional a turbulento en el intervalo, donde:

$Re_T$  =el número de Reynolds para el cambio del flujo transicional a turbulento, adimensional

**Paso 6.** Si  $Re_p > Re_L$ , utilice la ecuación de flujo laminar para calcular el factor de fricción.

- Si  $Re_p > Re_T$ , utilice la ecuación del flujo turbulento para calcular el factor de fricción.
- Si  $Re_L < Re_p < Re_T$ , utilice la ecuación del flujo transicional para calcular el factor de fricción, donde  $f_p$  = el factor de fricción de Fanning (adimensional).

**Paso 7.** Calcule la caída de presión (P) para el intervalo, donde:

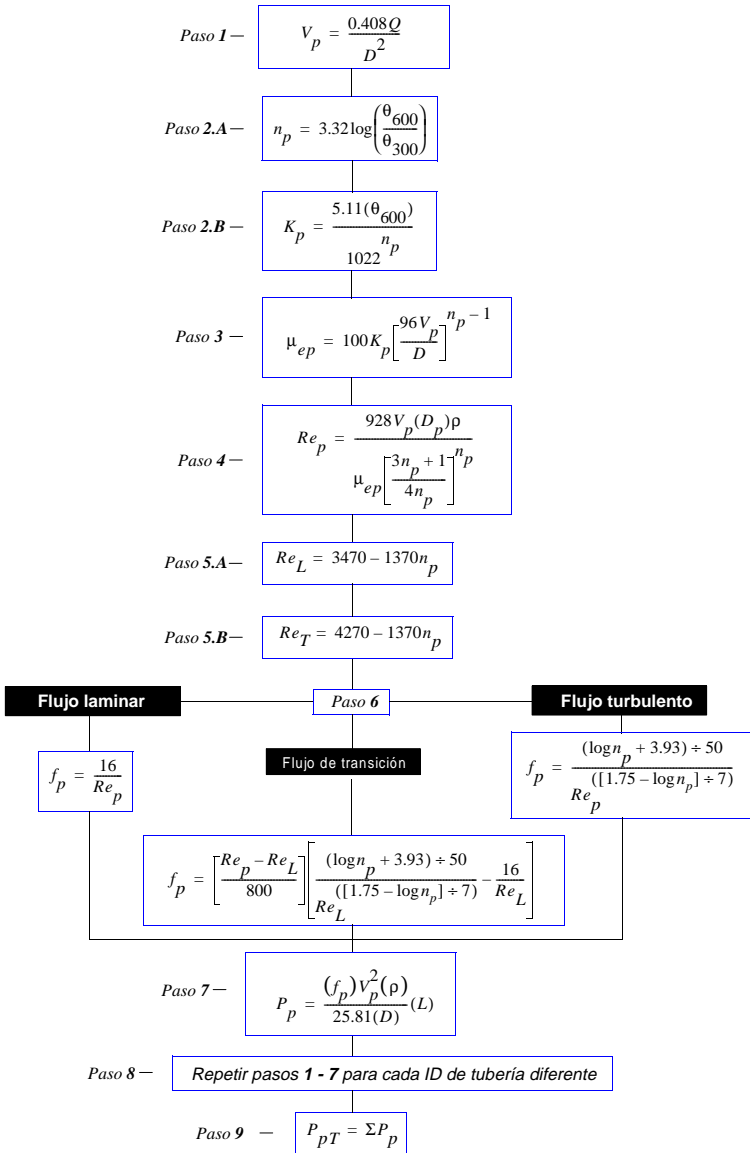
$P_p$  =caída de presión en la tubería (psi)

L =longitud de la sección de tubería (pies)

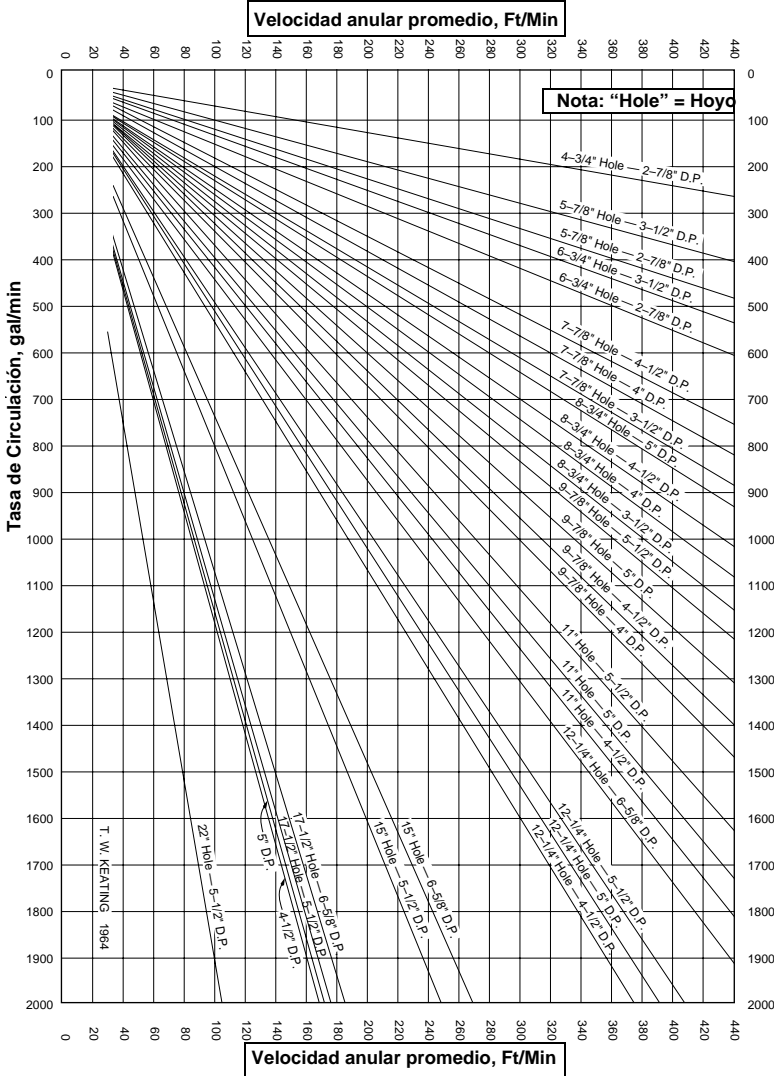
**Paso 8.** Los pasos 2 al 8 se repetirán para cada diferente diámetro interior de tubería (ID)

**Paso 9.** Calcule la pérdida total de presión en la tubería ( $P_{pT}$ ) en psi, sumando las caídas de presión individuales calculadas para cada ID de la tubería.

Figura 4-3 Caída de presión en la sarta de perforación



**Figura 4-4 Velocidades anulares promedio del fluido para diferentes tasas de circulación, tamaños de hoyo y tamaños de tubería de perforación**



## Presiones de surgencia y succión

Cuando la sarta de perforación se corre en el hoyo, la fricción del fluido de perforación que se mueve contra la tubería hace que el fondo del hoyo experimente un aumento de presión, el cual se denomina *presión de surgencia*. Al contrario, cuando la tubería se saca del hoyo, el hoyo experimenta una disminución en la presión total, la cual se denomina *presión de succión*.

Ambas presiones son de especial importancia en pozos con un pequeño margen entre la presión de poro y la de fractura. Al correr con la tubería en el hoyo de manera demasiado rápida, se pueden producir fracturas del pozo y pérdida de la circulación. Al salir del pozo demasiado rápidamente se puede ocasionar el influjo de los fluidos de la formación (arremetida), relleno excesivo en los viajes y otros problemas de inestabilidad del pozo.

Los cálculos de las presiones de surgencia y succión se llevan a cabo convirtiendo la velocidad de viaje de la tubería a una velocidad anular, la cual se utiliza para calcular la caída de presión anular (ver [Figura 4-1](#)). La caída total de presión anular que se experimenta al introducir la tubería se convierte en una densidad equivalente de fluido (ENW). Esta se puede comparar con el peso del fluido de fractura o el peso del fluido necesario para mantener el hoyo abierto y controlar las presiones subsuperficiales para determinar el efecto del movimiento de la tubería en el pozo. La [Figura 4-5](#) es un flujograma de los cálculos de las presiones de surgencia y succión.

**Paso 1.** Determine la velocidad promedio del movimiento de la tubería ( $V_{pm}$ ). Se puede emplear uno de los métodos siguientes (Ver [Figura 4-5](#)):

Método 1:

- $V_{pm}$  = velocidad promedio del movimiento de la tubería, ft/min
- $L_s$  = longitud de la parada, ft
- $t$  = tiempo de cuña en cuña, seg

Método 2:

- $L_j$  = longitud de la unión, ft
- $t$  = tiempo de la unión a través de la mesa rotatoria, seg.

**Paso 2.** Calcule la velocidad equivalente de fluido en el anular ( $V_m$ ) para el primer intervalo de la geometría, donde:

$V_m$  = velocidad equivalente de fluido para el intervalo, ft/min

$D_2$  = diámetro del hoyo, pulgadas

$D_1$  = diámetro exterior de la tubería de perforación, pulgadas

**Paso 3. A.** Si han cambiado las propiedades reológicas de un fluido de perforación desde el último análisis hidráulico, calcule un nuevo  $n$  anular (índice de comportamiento del flujo) para el intervalo, donde:

$n_a$  = índice de comportamiento del flujo anular (adimensional)

$\theta_{300}$  = medidor V-G, lectura del cuadrante para 300 rpm

$\theta_3$  = medidor V-G, lectura del cuadrante para 3 rpm

**Paso 3. B.** Si han cambiado las propiedades reológicas de un fluido de perforación desde el último análisis hidráulico, calcule un nuevo  $K$  anular (factor de consistencia) para el intervalo anular, donde:

$K_a$  = factor de consistencia en el anular, poise

$\theta_{600}$  = medidor V-G, lectura del cuadrante para 600 rpm

**Nota:** *Si las propiedades del fluido no han cambiado, utilice los valores  $n$  y  $K$  anteriormente calculados. Continúe con el paso 4.*

**Paso 4.** Calcule la nueva viscosidad efectiva ( $\mu_{ea}$ ) en el anular, utilizando  $V_m$ , donde:

$\mu_{ea}$  = viscosidad efectiva en el anular, cP

**Paso 5.** Calcule el número de Reynolds ( $Re$ ) para el intervalo anular, utilizando el nuevo  $\mu_{ea}$  y  $V_m$ , donde:

$Re_a$  = número de Reynolds en el anular, adimensional

$\rho$  = densidad del fluido, lbs/gal

**Paso 6. A.** Si han cambiado las propiedades reológicas de un fluido de perforación desde el último análisis hidráulico, calcule el número de Reynolds para el cambio del flujo laminar al transicional, para el intervalo, donde:

$Re_L$  = número de Reynolds para el cambio del flujo laminar al transicional (adimensional).

**Paso 6. B.** Calcule el número de Reynolds para el cambio de flujo transicional a turbulento para el intervalo, donde:

$Re_T$  = el número de Reynolds para el cambio del flujo transicional al turbulento (adimensional).

Si no han cambiado las propiedades del fluido, utilice los valores antes calculados y proceda con el Paso 7.

**Paso 7.** Si  $Re_a > Re_L$ , utilice la ecuación de flujo laminar para calcular el factor de fricción.

- Si  $Re_a > Re_T$ , utilice la ecuación del flujo turbulento para calcular el factor de fricción.
- Si  $Re_L < Re_a < Re_T$ , utilice la ecuación del flujo transicional para calcular el factor de fricción, donde  $f_a$  = factor de fricción de Fanning anular (adimensional).

**Paso 8.** Calcule la caída de presión (P) para el intervalo, donde:

$P_a$  = caída de presión en el intervalo, psi

L = longitud del intervalo, pies

**Paso 9.** Los pasos 2 al 8 se repetirán para cada diferente geometría anular

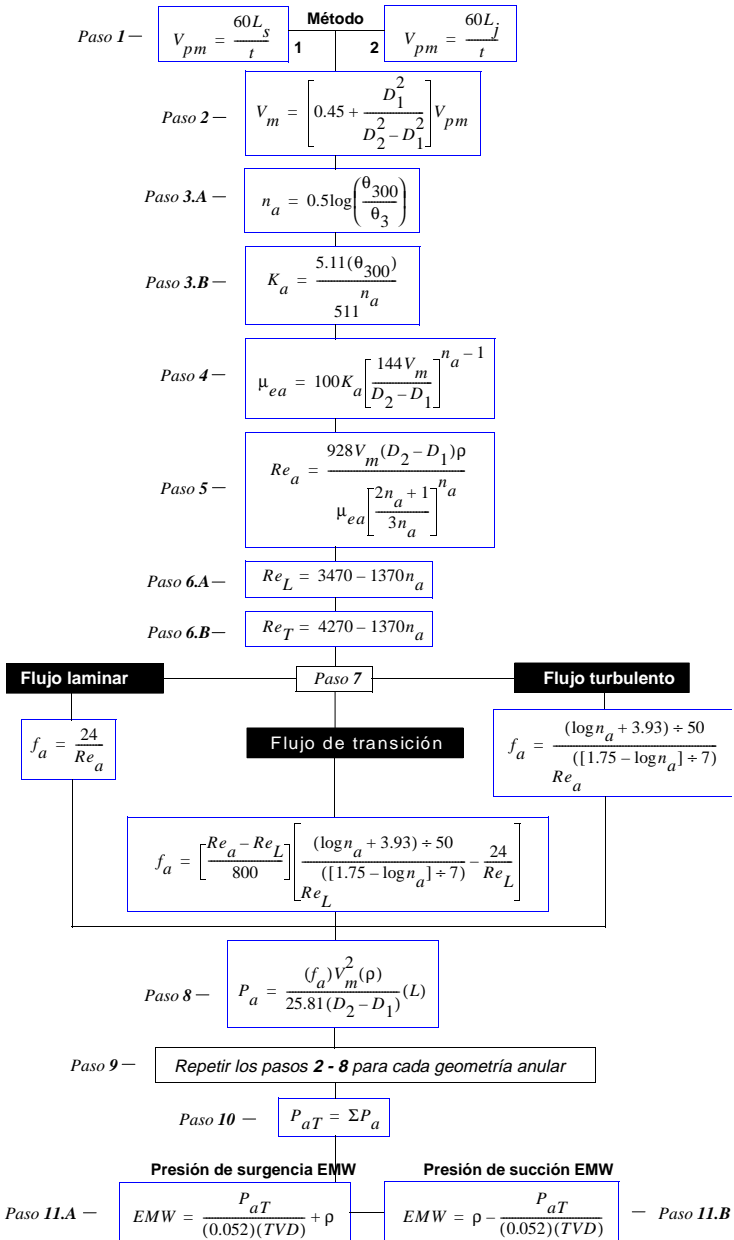
**Paso 10.** Calcule la pérdida total de presión en el anular ( $P_{aT}$ ) en psi, sumando las caídas de presión individuales calculadas para cada intervalo.

**Paso 11.A.** Si está entrando al hoyo, calcule la densidad equivalente de fluido debido a la presión de surgencia, sumando la densidad equivalente de la pérdida total de presión anular a la densidad del fluido, donde:

EMW = densidad equivalente del fluido, lbs/gal

**Paso 11.B.** Si está saliendo del hoyo, calcule la densidad equivalente del fluido debido a la presión de succión, restando de la densidad del fluido la densidad equivalente de la caída de presión anular total.

**Figura 4-5 Presiones de surgencia y succión**



## Velocidad de deslizamiento y limpieza del hoyo

Una función importante del fluido de perforación consiste en transportar los rípios (“recortes”) de la perforación desde el fondo del hoyo hasta la superficie, donde pueden ser removidos. Una limpieza de hoyo insuficiente puede ocasionar diferentes problemas graves, incluyendo:

- Elevado arrastre y torque
- Menor tasa de penetración
- Atascamiento de tubería
- Dificultades para correr la tubería de revestimiento
- Fallas en la cementación primaria

La capacidad del fluido para limpiar el hoyo depende de la reología y la densidad de ese fluido, su caudal y el tamaño de los rípios. Para una partícula de cualquier tamaño (ripió), el movimiento hacia arriba de esa partícula con el flujo del fluido será parcialmente negado por el efecto de la gravedad que favorece el asentamiento de las partículas. La tasa de asentamiento se suele denominar *velocidad de deslizamiento* ( $V_s$ ). Al comparar  $V_s$  con la velocidad anular ( $V_a$ ) en el intervalo, es posible calcular el *tiempo neto de transporte de partículas* (NPT) y el *tiempo anular de transporte* (ATT). Estos valores le indicarán al ingeniero el tiempo mínimo requerido para el transporte de un rípió hasta la superficie. La [Figura 4-6](#) es un diagrama de flujo para el cálculo de la velocidad de deslizamiento, NPT y ATT.

**Paso 1:** A partir del análisis hidráulico anular para cada intervalo, determine si el fluido se encuentra en flujo laminar o turbulento. Si está en flujo laminar, continúe con el Paso 2 para calcular la velocidad de deslizamiento. Si el fluido está en flujo turbulento, salte al Paso 7.

**Paso 2:** Calcule la tasa de corte de borde ( $\gamma_B$ ), donde:

$$\gamma_B = \text{tasa de corte de borde, seg}^{-1}$$

Dc = diámetro de la partícula, pulgadas

$\rho$  = densidad del fluido, lb/gal

**Paso 3:** Calcule el esfuerzo de corte ( $\tau_p$ ) desarrollado por la partícula, donde:

$$\tau_p = \text{esfuerzo de corte de la partícula, lb/100 ft}^2$$

T = espesor de la partícula, pulgadas



**Paso 4:** Calcule la tasa de corte ( $\gamma_p$ ) desarrollada por la partícula, utilizando  $\tau_p$  y los valores de K y n de tasa baja de corte del fluido, donde:

$\gamma_p$  = la tasa de corte de la partícula,  $\text{seg}^{-1}$

$n_a$  = el índice de comportamiento anular a baja tasa de corte, a partir de la [Figura 4-1](#).

K = el factor de consistencia anular, en base a la [Figura 4-1](#).

**Paso 5:** Compare  $\gamma_p$  con  $\gamma_B$  para determinar cuál ecuación debe utilizar para el cálculo de la velocidad de deslizamiento.

**Paso 6:** Calcule la velocidad de deslizamiento y siga con el Paso 9

**Paso 7:** Para cualquier intervalo en el flujo turbulento, utilice la ecuación B-1 en la [Figura 4-6](#) para calcular el esfuerzo de corte desarrollado por la partícula.

**Paso 8:** Utilice la ecuación B-2 de la [Figura 4-6](#) para calcular la velocidad de deslizamiento.

**Paso 9:** Calcule el NPT y el ITT, donde:

NPT = transporte neto de partícula, ft/min

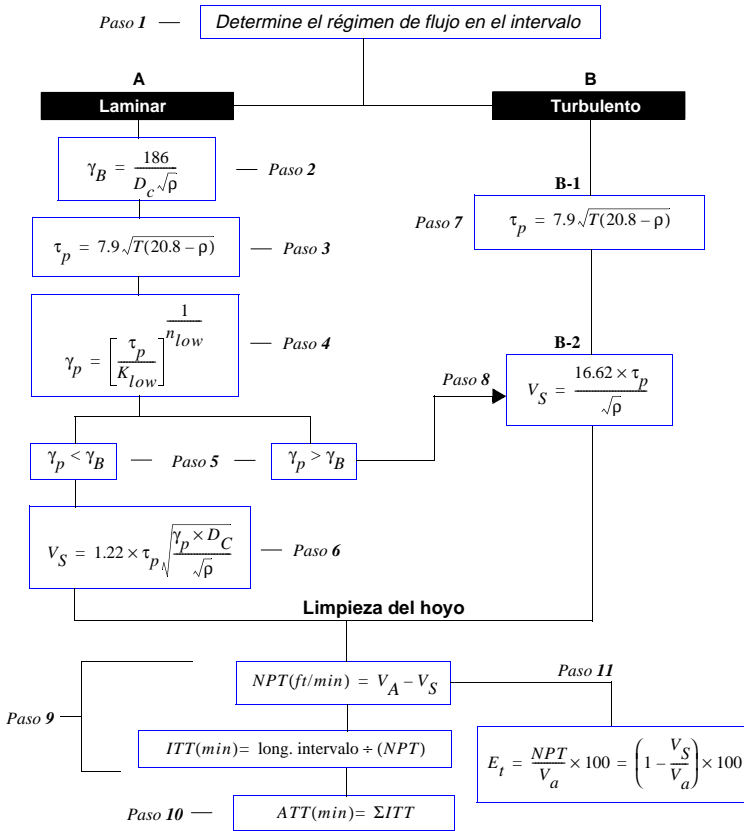
$V_A$  = velocidad anular del intervalo, ft/min (=  $V_a$  de la [Figura 4-1](#) multiplicado por 60 seg/min)

**Paso 10:** Calcule ATT sumando los valores ITT individuales.

**Paso 11:** Calcule la eficiencia de transporte ( $E_t$ ) en porcentaje, para cualquier intervalo, dividiendo el NPT entre la velocidad anular del intervalo y multiplicando el cociente por 100%. Cuanto mayor sea la eficiencia del transporte, mayor es la capacidad de acarreo del fluido y con mayor rapidez se remueven los recortes del pozo.

**Nota:** *La limpieza del hoyo en pozos altamente desviados y horizontales se lleva a cabo mediante mecanismos diferentes a los pozos verticales. Los cálculos anteriores no garantizan una limpieza de hoyo aceptable en esas situaciones. El programa computarizado DEAP debería utilizarse para evaluar la limpieza del hoyo en esos casos.*

Figura 4-6 Velocidad de deslizamiento y limpieza del hoyo



## Concentración de ripios

Cuando se perfora un pozo, la tasa de penetración puede generar un volumen mayor de ripios o “recortes” que el que se puede sacar del pozo en una circulación. Esto conduce a la acumulación de ripios en el fluido de perforación en la región anular. La concentración de los ripios ( $C_a$ ) en el fluido, en el intervalo anular, se puede calcular utilizando las ecuaciones siguientes. Dependiendo de las formaciones perforadas, un  $C_a > 6\%$  a  $8\%$  en volumen puede conducir a problemas de limpieza del hoyo, como anillos de lodo y empaque del hoyo.

1. Para la concentración de ripios ( % vol), calcule:

$$C_a = \frac{(ROP) D^2}{14.71 E_t Q} \times 100$$

donde:

$C_a$  = concentración de ripios, % vol

$D$  = diámetro del hoyo, pulg

$E_t$  = eficiencia del transporte en el intervalo, a partir de la [Figura 4-6](#) expresada como una fracción decimal

$Q$  = tasa de flujo, gal/min.

$ROP$  = tasa de penetración, pie/hora

El peso efectivo del fluido ( $lb_m/gal$ ) que resulta de la acumulación de recortes en el anular, se puede calcular mediante la ecuación siguiente:

$$\rho_e = (S.G._c)(8.34)\left(\frac{C_a}{100}\right) + \rho\left(1 - \frac{C_a}{100}\right)$$

donde:

$\rho_e$  = peso efectivo del fluido debido a la concentración de ripios,  $lb_m/gal$ .

$S.G._c$  = densidad específica de los ripios

$C_a$  = concentración de ripios, % vol

$\rho$  = densidad de fluido,  $lb_m/gal$ .

## **Análisis de la hidráulica de la mecha**

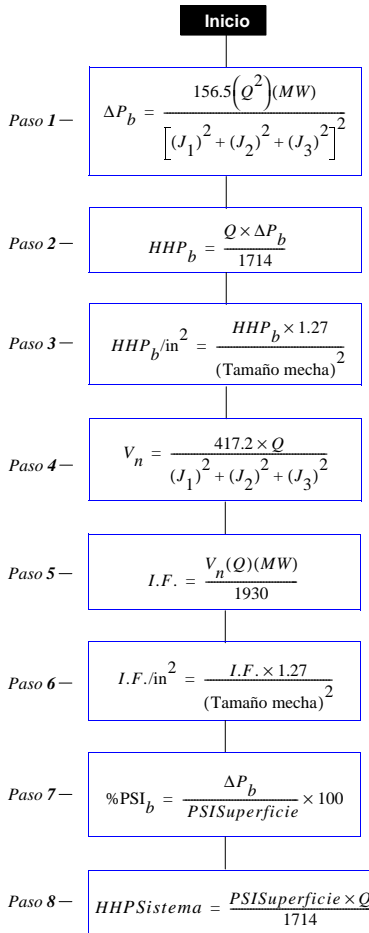
La presente secuencia de cálculos ha sido diseñada con el fin permitir al técnico analizar con rapidez y exactitud los diversos parámetros de la hidráulica de la mecha. Se proporcionan ciertas *reglas básicas* como lineamientos para que los principiantes interpreten los datos resultantes. Debe recordarse que dichas “reglas” no son absolutas y tampoco se aplican a todos los casos. Cada vez que se excedan *los valores máximos*, existe la posibilidad de reducir la vida útil de la mecha.

1.  $\Delta P_b$  (*Pérdida de Presión en la Mecha*): Esta ecuación permite obtener la presión circulante total que se consume en la mecha. **REGLA:** En general, cuando se utiliza entre el 50% y el 65% de la presión superficial en la mecha, se obtiene normalmente una hidráulica adecuada.
2.  $HHP_b$  (*Caballaje de Fuerza Hidráulica en la Mecha*): Calcula el total de caballos de fuerza hidráulica disponibles a lo largo de la cara de la mecha. Los caballos de fuerza hidráulica son una medida del trabajo que se realiza al moverse el fluido.
3.  $HHP_b / \text{in}^2$  (*Caballaje Hidráulico por Pulgada Cuadrada del Area de la Mecha*): convierte el total de los caballos de fuerza hidráulica en la mecha a caballos de fuerza hidráulica disponibles por pulgada cuadrada de la cara de la mecha. **REGLA:** Un intervalo general de  $HP_b / \text{in}^2$  para la perforación optimizada es 2,5 a 5,0.
4.  $V_n$  (*Velocidad de las Boquillas de la Mecha*): calcula la velocidad a la cual se mueve el fluido a través de las boquillas de la mecha a la tasa existente de flujo. **REGLA:** La velocidad de las boquillas varía entre 250 y 450 pies/seg para la mayoría de las operaciones de perforación.
5. **I.F.** (*Fuerza de Impacto*): proporciona el total de la fuerza en libras que se ejerce en la cara de la formación al hacer circular el fluido a través de las boquillas de la mecha. **REGLA:** En la mayoría de las operaciones de perforación se maximiza la Fuerza de Impacto cuando el 50% de la presión superficial se consume en la mecha.
6. **I.F/Pulg<sup>2</sup>** (*Fuerza de Impacto por Pulgada Cuadrada del Area de la Mecha*): convierte la Fuerza total de Impacto en la fuerza disponible por pulgada cuadrada del área de la cara de la mecha.
7. **%PSI<sub>b</sub>** (*Porcentaje de la Pérdida de Presión en la Mecha*): proporciona el porcentaje de la presión total superficial que se consume en la mecha. Este es el parámetro complementario de  $\Delta P_b$  en el paso 1.
8. **HHP del sistema** (*Caballaje Hidráulico total del Sistema Circulante*): Permite calcular el caballaje hidráulico total que se consume en todo el sistema

circulante. Se utiliza como criterio de comparación de la eficiencia del programa hidráulico.

**Nota:** *El % del Caballaje Hidráulico en la mecha es igual a la pérdida de presión porcentual en la mecha.*

**Figura 4-7** Análisis de hidráulica de la mecha



## “Reglas” misceláneas

- El caudal mínimo para limpiar el hoyo es de 30 gpm por pulgada de diámetro del hoyo, es decir, un hoyo de 8 ½ “ requiere 255 gpm.
- El caudal máximo es de 50 gpm por pulgada de diámetro del hoyo.

## Selección del chorro

Después de establecer la hidráulica de la mecha, es necesario optimizarla para cada situación de perforación específica. Esta optimización de la hidráulica se inicia estableciendo la caída máxima de presión a través de la mecha y que se puede lograr con los equipos y fluidos de perforación utilizados. Los cálculos en la Figura 4-8 se utilizan para dimensionar las boquillas de la mecha y lograr un caballaje hidráulico máximo en la misma, para una limpieza óptima de ésta y del hoyo, maximizando la fuerza de impacto del fluido sobre la formación, para una mayor tasa de penetración, o logrando una solución intermedia entre las anteriores.

**Paso 1.** Compare el equipo superficial del taladro con los tipos de equipos descritos en la [Tabla 4-1](#). Seleccione el número del tipo (1,2,3 o 4) que se acerca más al equipo del taladro.

Tipo	Tubo vertical		Manguera		Unión giratorial		Kelly	
	Long. (ft.)	I.D. (in.)	Long. (ft.)	I.D. (in.)	Long. (ft.)	I.D. (in.)	Long. (ft.)	I.D. (in.)
1	40	3	45	2	4	2	40	2¼
2	40	3½	55	2½	5	2¼	40	3¼
3	45	4	55	3	5	2¼	40	3¼
4	45	4	55	3	6	3	40	4

**Tabla 4-1 Tipos de equipos superficiales**

**Paso 2.** Utilizando el número del tipo de equipo y tasa de flujo, determine la pérdida de presión a través del equipo superficial, a partir de la [Tabla 4-2](#), donde:

$P_S$  = pérdida de presión del sistema superficial, psi

**Tabla 4-2 Pérdida de presión a través del equipo superficial(psi)**

GPM	Tipo de equipo superficial				GPM	Tipo de equipo superficial			
	1	2	3	4		1	2	3	4
<b>50</b>	2	1	–	–	<b>410</b>	137	49	30	20
<b>60</b>	3	1	–	–	<b>420</b>	144	51	31	21
<b>70</b>	5	1	1	–	<b>430</b>	150	54	33	22
<b>80</b>	6	2	1	1	<b>440</b>	157	56	34	23
<b>90</b>	8	3	1	1	<b>450</b>	164	59	36	24
<b>100</b>	10	3	2	1	<b>460</b>	170	61	37	25
<b>110</b>	11	4	2	1	<b>470</b>	177	64	39	26
<b>120</b>	14	5	3	2	<b>480</b>	184	66	40	27
<b>130</b>	16	5	3	2	<b>490</b>	192	69	42	28
<b>140</b>	18	6	4	2	<b>500</b>	199	71	43	29
<b>150</b>	21	7	4	3	<b>510</b>	207	74	45	31
<b>160</b>	24	8	5	3	<b>520</b>	214	77	47	32
<b>170</b>	26	9	5	4	<b>530</b>	222	80	48	33
<b>180</b>	29	10	6	4	<b>540</b>	230	82	50	34
<b>190</b>	33	11	7	4	<b>550</b>	238	85	52	35
<b>200</b>	36	13	8	5	<b>560</b>	246	88	54	37
<b>210</b>	39	14	8	6	<b>570</b>	254	91	56	38
<b>220</b>	43	15	9	6	<b>580</b>	262	94	57	39
<b>230</b>	47	16	10	7	<b>590</b>	271	97	59	40
<b>240</b>	50	18	11	7	<b>600</b>	280	100	61	42
<b>250</b>	55	19	12	8	<b>610</b>	288	104	63	43
<b>260</b>	59	21	13	8	<b>620</b>	297	107	65	44
<b>270</b>	63	22	14	9	<b>630</b>	306	110	67	46
<b>280</b>	67	24	14	10	<b>640</b>	315	113	69	47
<b>290</b>	72	26	15	10	<b>650</b>	325	117	71	48
<b>300</b>	77	27	17	11	<b>660</b>	334	120	73	50
<b>310</b>	82	29	18	12	<b>670</b>	343	123	75	51
<b>320</b>	87	31	19	13	<b>680</b>	353	127	77	53
<b>330</b>	92	33	20	13	<b>690</b>	363	130	79	54
<b>340</b>	97	35	21	14	<b>700</b>	373	134	82	56
<b>350</b>	102	37	22	15	<b>710</b>	383	137	84	57
<b>360</b>	108	39	23	16	<b>720</b>	393	141	86	59
<b>370</b>	114	41	25	17	<b>730</b>	403	145	88	60
<b>380</b>	119	43	26	18	<b>740</b>	413	148	91	62
<b>390</b>	125	45	27	18	<b>750</b>	424	152	93	63
<b>400</b>	131	47	29	19	<b>760</b>	434	156	95	65

## Pérdida de presión a través del equipo superficial (cont.)

GPM	Tipo de equipo superficial				GPM	Tipo de equipo superficial		
	1	2	3	4		1	2	3
770	445	160	98	66	1140	–	332	203
780	456	164	100	68	1150	–	338	206
790	467	168	102	70	1160	–	343	210
800	478	172	105	71	1170	–	349	213
810	489	176	107	73	1180	–	354	216
820	500	180	110	75	1190	–	360	220
830	512	184	112	76	1200	–	366	223
840	523	188	115	78	1210	–	371	227
850	535	192	117	80	1220	–	377	230
860	547	197	120	82	1230	–	383	234
870	559	201	123	83	1240	–	389	237
880	571	205	125	85	1250	–	394	241
890	583	209	128	87	1260	–	400	244
900	595	214	131	89	1270	–	406	248
910	607	218	133	91	1280	–	412	252
920	620	223	136	93	1290	–	418	255
930	632	227	139	94	1300	–	424	259
940	645	232	142	96	1310	–	430	263
950	658	237	144	98	1320	–	437	267
960	671	241	147	100	1330	–	443	270
970	684	246	150	102	1340	–	449	274
980	697	251	153	104	1350	–	455	278
990	710	256	156	106	1360	–	461	282
1000	724	260	159	108	1370	–	468	286
1010	–	265	162	110	1380	–	474	290
1020	–	270	165	112	1390	–	481	294
1030	–	275	168	114	1400	–	487	297
1040	–	280	171	116	1410	–	494	301
1050	–	285	174	119	1420	–	500	305
1060	–	290	177	121	1430	–	507	309
1070	–	295	180	123	1440	–	513	314
1080	–	300	183	125	1450	–	520	318
1090	–	306	187	127	1460	–	527	322
1100	–	311	190	129	1470	–	533	326
1110	–	316	193	131	1480	–	540	330
1120	–	321	196	134	1490	–	547	334
1130	–	327	200	136	1500	–	554	338



**Paso 3.** Establezca la presión disponible para la selección de la boquilla. Esta presión es la diferencia entre el límite de la presión de operación del sistema y las pérdidas reales de presión en el mismo, donde:

$P_B$  =pérdida de presión en la mecha, psi

$P_{MAX}$  =presión máxima del tubo vertical, psi

$P_{aT}$  =pérdida total de presión en el anular (Figura 4-1, Paso 10), psi

$P_{pT}$  =pérdida total de presión en la sarta de perforación (Figura 4-3, Paso 9), psi

**Paso 4.** Calcule el área total óptima de las boquillas:

$A_t$  =área total óptima de las boquillas, in<sup>2</sup>

C = una constante:

- 0,65 para HHP máximo
- 0,48 para fuerza de impacto máxima
- 0,59 para la solución intermedia HHP- fuerza de impacto

**Paso 5.** Utilice los algoritmos del tamaño del chorro para calcular cada tamaño de boquilla, donde:

$J_1, J_2$ , etc = tamaño del chorro para chorro #1, chorro # 2, etc, en 1/32avos. de una pulgada, lo cual debe redondearse al número entero *más cercano*

N = número total de chorros

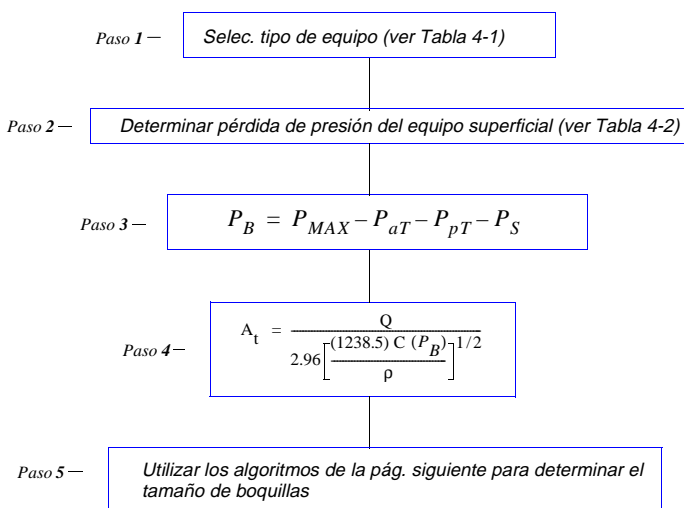
**Nota:** *El caudal (Q) afecta todo el programa de hidráulica. Con frecuencia, el aumento del caudal produce un efecto mayor en la hidráulica que la optimización a un caudal específico. El cambio del caudal depende de las capacidades de las bombas de fluido en uso, las presiones nominales de los equipos superficiales y el efecto de la tasa de bombeo mayor sobre la estabilidad del hoyo y la ECD. Estos factores deben considerarse como un grupo cuando se esperen cambios en el programa de hidráulica.*

**Nota:** *La modificación de las propiedades de un fluido de perforación también puede tener un efecto drástico*

en la hidráulica. Generalmente, al disminuir la viscosidad también disminuyen las caídas de presión en el anular y la tubería, lo cual permite un aumento en el caudal a la misma presión del tubo vertical. El aumento en la viscosidad tendrá el efecto opuesto. El impacto que los cambios en la reología tienen sobre el transporte y suspensión de los ripios deberá evaluarse junto con los cambios en la hidráulica.

**Nota:** Se pueden agregar, al sistema de fluidos, lubricantes de la capa de borde. Estos lubricantes, además de reducir el torque y el arrastre, también pueden reducir la pérdida total de presión del sistema mediante la modificación del régimen de flujo en la interfaz de la tubería y el fluido sin afectar drásticamente las propiedades reológicas del fluido de perforación. Desafortunadamente, no existe ningún buen método para probar este efecto antes del uso de un lubricante.

**Figura 4-8 Optimización de los chorros en la mecha**



Algoritmos para el tamaño de los chorros ( $1/32$  pulg):

$$J_1 = \left[ \frac{1303.797}{N} A_t \right]^{1/2}$$

$$J_3 = \left[ \frac{1303.797}{N-2} \left( A_t - \frac{J_1^2 + J_2^2}{1303.797} \right) \right]^{1/2}$$

$$J_4 = \left[ \frac{1303.797}{N-3} \left( A_t - \frac{J_1^2 + J_2^2 + J_3^2}{1303.797} \right) \right]^{1/2}$$

$$J_{N-3} = \left[ \frac{1303.797}{4} \left( A_t - \frac{J_1^2 + \dots + J_{N-4}^2}{1303.797} \right) \right]^{1/2}$$

$$J_{N-1} = \left[ \frac{1303.797}{2} \left( A_t - \frac{J_1^2 + \dots + J_{N-2}^2}{1303.797} \right) \right]^{1/2}$$

$$J_N = \left[ \frac{1303.797}{1} \left( A_t - \frac{J_1^2 + \dots + J_{N-1}^2}{1303.797} \right) \right]^{1/2}$$

## Control de la presión

### Introducción

El control de las presiones de formación es una de las principales funciones de los fluidos de perforación. La presión hidrostática ejercida por la columna de fluido es considerada el método más importante para controlar la presión de la formación. Cada vez que la presión de la formación excede la presión total ejercida sobre la formación, los fluidos pueden entrar al pozo para producir una arremetida.

El reconocimiento temprano de una arremetida y el pronto inicio de los procedimientos de control son la clave para controlar el pozo exitosamente. Las presiones de la tubería de revestimiento originadas por una arremetida dependen del volumen y la densidad del fluido invasor, así como también del diferencial entre el gradiente de la presión de la formación y el gradiente del fluido.

### Terminología

#### Gradiente de presión (psi/ft)

Es la presión ejercida por cada pie de un fluido. La unidad para el gradiente de presión es psi/ft. Para determinar el gradiente de presión, se multiplica el peso del fluido por el factor de conversión.

$$psi/ft = MW_1 \times 0.052 \quad (4-1)$$

donde,

$MW_1$  = densidad del fluido,  $lb_m/gal$

#### Presión normal de la formación

A medida que se deposita una formación, los fluidos de la misma, generalmente agua, ocupan los espacios porosos. A medida que nuevos sedimentos se depositan sobre los primeros, la formación se compacta. Esta compactación reduce el volumen de los espacios porosos. Si el fluido en exceso que ocupa los espacios porosos puede escapar a las formaciones suprayacentes durante la compactación, la formación contendrá solamente la presión hidrostática ejercida por el agua o el fluido que permanezca en los poros. Esto es lo que se denomina "presión normal de formación".

## *Presiones normales de formación*

- Cuencas marinas - 0,465 psi/ft (igual a 8,9 lpg de agua salada)
- Areas de tierra adentro - 0,433 psi/ft (igual a 8,33 lpg de agua )

## **Presión anormal de la formación**

Cuando los fluidos quedan sellados dentro de una formación (debido a la impermeabilidad) y no pueden escapar, ellos soportan parte del peso de la sobrecarga. Por consiguiente, a medida que la profundidad aumenta, la sobrecarga es mayor y la presión de la formación también se incrementa.

## **Presión hidrostática**

Es la presión que se ejerce debido a la densidad y a la altura real vertical de una columna de fluido. La TVD, o profundidad vertical verdadera, siempre se utiliza en los cálculos de la presión.

$$\text{Presión hidrostática} = 0,052 \times MW_1 \times \text{TVD} \quad (4-2)$$

## **Peso equivalente del fluido (lodo)**

Es el total de todas las presiones (presión hidrostática, presión circulante y presión impuesta) ejercidas sobre la formación a una profundidad dada, expresada en términos de peso de fluido,  $\text{lb}_m/\text{gal}$ ,  $P_s$  es la presión total en la fuente e incluye las presiones circulante e impuesta.

$$\text{EMW} = \frac{P_s}{0.052 \times \text{TVD}} + MW_1 \quad (4-3)$$

## **Gradiente de fractura**

Es la presión necesaria para iniciar el desarrollo de una fractura en una formación a una profundidad específica, en psi/ft.

Los cálculos del gradiente de fractura se basan en la integridad de la estructura de las rocas. Cuando se excede el gradiente de fractura de una formación, hay pérdida de circulación.

**Nota:** *Si se desconoce el gradiente de fractura de una área, puede realizarse una prueba de integridad con el fin de establecer el gradiente de fractura.*

## Prueba de integridad

Es una prueba para determinar la integridad, a presión máxima, de las formaciones expuestas, en la zapata de la tubería de revestimiento.

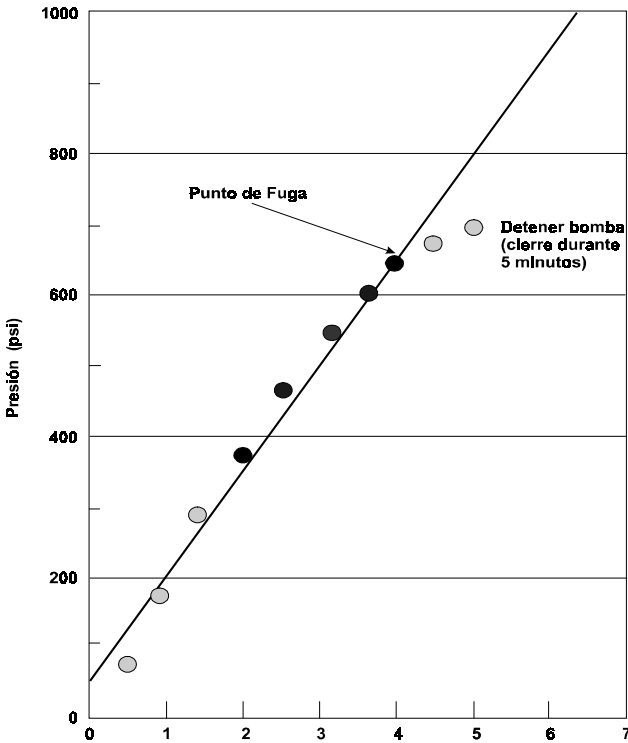
El procedimiento es el siguiente:

1. Perfore de 10 a 20 pies de formación nueva por debajo del asiento de la tubería de revestimiento y circule para limpiar el hoyo.
2. Cierre el pozo, bombee a una tasa baja (0,2 a 0,5 bbl/min).

**Nota:** *Son necesarias las tasas bajas de bombeo para evaluar mejor el incremento de presión.*

3. Los primeros tres incrementos de volumen establecerán el perfil de presión. La presión representada en el gráfico (Figura 4-9) será la presión de la tubería de perforación después que se ha detenido la bomba durante un minuto.

Figura 4-9 Perfil de presión en prueba de integridad



- Se considera como punto de fuga aquel punto en el cual la presión no aumenta proporcionalmente al volumen bombeado (dos presiones consecutivas de cierre se desvían de la línea recta, como se ilustra en la [Figura 4-9](#)). Registre la presión superficial en ese punto.
- Cierre el pozo durante 5 minutos. Purgue la presión en incrementos de un barril. Registre el volumen de contrapurga para establecer cuánto fluido se ha perdido hacia la formación. La presión final será la presión registrada durante cinco minutos.
- Una vez que se ha establecido la presión superficial a la cual ocurre la fuga, puede determinarse el peso del fluido de fractura ( $F_{mw}$ ) realizando los siguientes cálculos:

$$F_{mw}, \text{ lb}_m/\text{gal} = MW_1 + \frac{P_S}{0.052 \times \text{TVD}} \quad (4-4)$$

**Nota:** Debido al elevado nivel de compresibilidad/expansión de los aceites minerales, diesel y los fluidos de base sintética, es importante que estos tipos de fluidos lleguen a un perfil de temperatura de estado estacionario antes de realizar la prueba de integridad de la formación o integridad a presión. Los factores de compresibilidad/expansión para cada uno de estos fluidos se pueden calcular a partir de fórmulas empíricas o tablas PVT.

## Prueba de integridad a presión

Una variación de la prueba anterior es la prueba de integridad a presión (PIT). El procedimiento mecánico es el mismo. La diferencia radica en que la presión total (la hidrostática y la impuesta) ejercida sobre la formación es equivalente a la densidad máxima anticipada del fluido ( $MW_2$ ) más un factor de seguridad que puede ser necesario en determinadas áreas. Esto se realiza imponiendo cierta presión superficial (además de la presión hidrostática) en la columna de fluido.

La fórmula para la presión superficial que se va a utilizar ( $P_S$ ) es:

$$P_S = (MW_2 - MW_1) 0.052 \times \text{TVD}_S \quad (4-5)$$

## Reconocimiento de arremetidas

Algunos acontecimientos que pueden estar asociados a una arremetida son:

1. Incremento o cambio súbito en la velocidad de penetración
2. Aumento en la tasa de flujo
3. Aumento en el volumen de la fosa
4. Caída de la presión circulante
5. Un pozo fluyendo con las bombas apagadas



6. Aumento del contenido de cloruro en el fluido de la línea de flujo
7. Aumento de la temperatura del fluido en la línea de flujo
8. El hoyo no está tomando la cantidad apropiada de fluido mientras se hacen los viajes con la tubería.

## **Determinación de las presiones de cierre en la tubería de perforación (SIDP)**

Normalmente el fluido dentro de la tubería de perforación no está contaminado, por consiguiente la presión en el manómetro del tubo vertical más la presión hidrostática de la columna de fluido en la tubería de perforación igualará la presión de la formación. Para determinar la presión de cierre en la tubería de perforación se deben realizar los pasos siguientes:

1. Lea directamente del manómetro si no hay una válvula de contrapresión en la sarta.
2. Si hay una válvula de contrapresión en la sarta:
  - Arranque la bomba lentamente, continúe hasta que el fluido se mueva o la presión de la bomba aumente repentinamente.
  - Observe la presión de la tubería de revestimiento. Detenga la bomba cuando la presión anular comience a aumentar.
  - Lea la presión de la tubería de perforación en ese punto.
  - Si la presión de la tubería de revestimiento aumenta por encima de la presión original, esto indica que existe presión atrapada de la bomba. Entonces, el aumento de presión en la tubería de revestimiento deberá restarse de la presión de cierre en la tubería de perforación. Este procedimiento debe repetirse hasta que se alcance el mismo valor dos veces consecutivas.

*O*

Si se ha registrado una presión y tasa baja predeterminada, entonces:

- Abra el estrangulador y arranque la bomba lentamente, mantenga la presión en la tubería de revestimiento al mismo nivel de la presión de cierre de esa tubería.
- Acelere la bomba hasta la tasa baja predeterminada y mantenga constante la presión en la tubería de revestimiento.
- Lea la presión circulante del manómetro del tubo vertical y reste la presión circulante predeterminada. La diferencia será la cantidad de subbalance o la presión de cierre de la tubería de perforación.

**Nota:** *Este procedimiento también está esquematizado en la siguiente sección, Determinación de la Presión Circulante Inicial.*

## Determinación de la presión circulante inicial (ICP)

### Conjuntos superficiales de las válvulas impide-reventones

1. En cada turno debe registrarse una tasa de circulación lenta predeterminada (usualmente la mitad de la tasa normal de perforación) y la correspondiente pérdida de presión. Esto tiene como objetivo compensar cualquier cambio en la profundidad o en el peso del fluido. La presión registrada sumada a la presión de cierre en la tubería de perforación será igual a la Presión Circulante Inicial (ICP).
2. Si no se ha registrado una tasa lenta de circulación predeterminada, puede utilizarse la presión de cierre en la tubería de revestimiento como punto de referencia. Abra el estrangulador ligeramente y lleve la bomba a una tasa lenta mientras mantiene constante la presión original de cierre en la tubería de revestimiento. Cuando se alcanza una tasa lenta satisfactoria y el manómetro de la tubería de revestimiento todavía indica la presión original, puede leerse la presión circulante inicial en el manómetro de la tubería de perforación.

**Ejemplo A:** (conjuntos superficiales)

*Presión circulante lenta registrada*

*(tasa de matar):* 250 psi

*Presión de cierre en la tubería de perforación:* +300 psi

*Presión circulante inicial* 550 psi

Si no se registra la presión circulante lenta, entonces:

- Abra el estrangulador y comience a bombear simultáneamente.
- Acelere la bomba hasta la tasa de matar mientras mantiene la presión en la tubería de revestimiento al mismo nivel de la presión de cierre de dicha tubería (SICP).
- Lea la ICP en el manómetro de la tubería de perforación.

## **Conjuntos submarinos de las válvulas impide-reventones**

1. Este paso es idéntico al paso número uno para el equipo superficial de las VIR, excepto que la tasa lenta deberá ser más lenta que la mitad de la tasa recomendada previamente. Esta tasa de bombeo lenta más baja es necesaria para evitar el exceso de presión en el pozo cuando se circula a través de largas líneas de estrangulamiento.
2. *En cada turno debe* registrarse una tasa lenta predeterminada y la fricción en la línea de estrangulamiento para compensar los cambios en la profundidad y en el peso del fluido. Esta información es importante puesto que la fricción en la línea de estrangulamiento reducirá la presión de cierre en la tubería de revestimiento. Esta reducción será igual a la cantidad de fricción en la línea de estrangulamiento durante la circulación. Dicha restricción de la presión puede determinarse circulando en el pozo a la tasa de matar a través de la línea de estrangulamiento y luego circulando a través del conductor. La diferencia entre estas dos presiones es la fricción en la línea de estrangulamiento.

Un método alternativo consiste en circular por la línea de matar hacia abajo y regresar a la superficie a través de la línea de estrangulamiento, cuando las VIR estén cerradas. La presión registrada dividida entre dos será la fricción en la línea de estrangulamiento. La presión circulante en la tubería de revestimiento puede determinarse con el siguiente método:

**Ejemplo B:** (Conjuntos submarinos)

*Presión original de cierre de tub. revestimiento*

350 psi

*Presión de fricción de línea de estrangulamiento*

- 100 psi

*Presión de tub. de revestimiento a usar cuando se establece la presión circulante inicial*

250 psi

Si la fricción en la línea de estrangulamiento es mayor que la presión de cierre en la tubería de revestimiento, no es posible equilibrar la presión de la formación cuando se circula, aún cuando el estrangulador esté totalmente abierto. Esto puede ocurrir aunque se conduzca la circulación a través de las líneas de matar y estrangulamiento simultáneamente.

El manómetro en la línea de presión inactiva puede utilizarse para observar la presión en la tubería de revestimiento y compensar la presión de la fricción en la línea de estrangulamiento, mientras se aceleran las bombas. Si ambas líneas se utilizan para reducir la fricción en la línea de estrangulamiento (CFL) y si ésta excede la presión de cierre en la tubería de revestimiento, entonces el estrangulador tendrá que estar totalmente abierto durante la circulación.

**Ejemplo C:** (Conjuntos submarinos)

*Presión original de cierre en la tubería de revestimiento*

250 psi

*Presión de fricción en línea de estrangulamiento*

- 350 psi

*Presión de tub. de revestimiento a usar cuando se establece la presión circulante inicial*

0.0 psi

En el ejemplo anterior, habrá una desproporción de 100 psi, la cual debe compensarse en la presión de la tubería de perforación. Esto traerá como resultado lo siguiente:

**Ejemplo D:** (Conjuntos submarinos):

<i>Tasa de circulación lenta (SCR)</i>	350 psi
<i>Presión de cierre tub. de perf.</i>	200 psi
<i>Exceso de fricción en línea de estrang.</i>	<u>+100 psi</u>
<i>Presión circulante para matar el pozo</i>	650 psi

**Nota:** *Este ejemplo conduce a un sobrebalance de 100 psi, el cual se puede minimizar registrando diferentes tasas lentas y utilizando la más lenta posible.*

3. Otra preocupación cuando se circula gas a través del conjunto submarino de VIR es la formación de hidratos. La formación de hidratos se precipita por una combinación de agua, gas, temperatura, presión y tiempo. Si se forman cristales de hidrato, el resultado puede ser una obstrucción en el cabezal del pozo y en las líneas de conexión. El Capítulo 2, , abarca la prevención de hidratos.

## **Peso de fluido necesario para equilibrar una arremetida (MW<sub>2</sub>)**

La presión de cierre en la tubería de perforación permite calcular directamente la densidad del fluido (MW<sub>2</sub>) necesaria para equilibrar la presión de la formación.

$$MW_2, \text{ lb}_m / \text{gal} = MW_1 + \frac{SIDP}{0.052 \times TVD} \quad (4-6)$$

## **Determinación de la Presión Circulante Final (FCP)**

El Método Concurrente y el Método de Esperar y Densificar (o Método del Ingeniero) para controlar un pozo requieren calcular la *presión circulante final de tasa lenta* con el nuevo peso del fluido en el hoyo. Dicha Presión Circulante Final (FCP) puede calcularse de la siguiente manera:

$$FCP = \frac{MW_2}{MW_1} \times SCR \quad (4-7)$$

## Procedimientos para controlar un pozo

### Procedimiento para cerrar un pozo mientras se está en el fondo

1. Coloque el kelly o cuadrante y la unión de tubería de manera tal que las uniones de tubería no tengan elementos de sellado.
2. Detenga las bombas. Revise si hay flujo.
3. Si se observa flujo, cierre el pozo inmediatamente.
4. Registre las presiones de cierre de la tubería de perforación y de la tubería de revestimiento.
5. Registre el aumento de volumen y marque las fosas.
6. Densifique el fluido en las fosas de succión.
7. Verifique si hay fugas en VIR y el múltiple.
8. Verifique si hay flujo en la línea de flujo y el escape del estrangulador.
9. Revise la presión del acumulador.
10. Inicie los procedimientos para matar el pozo.

### Procedimiento para cerrar un pozo durante un viaje

1. Si se detecta flujo, instale y cierre una válvula de seguridad
2. Coloque las uniones de tubería sin elementos de sello y cierre el impide-reventones anular.
3. Instale un impide-reventones interno y abra la válvula de seguridad.
4. Registre la presión en la tubería de revestimiento.
5. Verifique si hay fugas en la VIR, el conjunto de VIR y el múltiple.
6. Revise si las válvulas están en la posición correcta.
7. Revise la presión del acumulador.
8. Comience el viaje hacia el fondo.

**Nota:** *El Servicio de Gerencia de Minerales (MMS) exige que el operador observe la presión en la tubería de*

*revestimiento cuando cierra el pozo. Una manera de cumplir con esto es cerrar el múltiple, manteniendo abierta la línea de estrangulamiento remoto. Cuando cierre el pozo, cierre lentamente el estrangulador remoto y observe la presión en la tubería de revestimiento a medida que aumenta.*

**Nota:** *La prioridad número uno es matar el pozo, lo cual debe hacerse con la mecha en el fondo.*

## Métodos de control

Los tres métodos más comunes para controlar un pozo mantienen una presión de fondo constante en el mismo mientras los fluidos de la formación circulan hacia la superficie. Esto se realiza utilizando un estrangulador ajustable que puede abrirse o cerrarse para disminuir o aumentar las presiones del pozo.

Las descripciones de los métodos que se presentan a continuación asumen que las tasas de bombeo permanecen constantes y no hay cambios en el sistema circulante (la mecha no está taponada, la tubería de perforación no tiene fugas, etc). En caso de que las tasas de bombeo cambien o surja un problema en el sistema circulante, es posible que los ajustes del estrangulador no puedan mantener constantes las presiones del fondo. En el Capítulo “**Pressure Prediction and Control**” del Drilling Fluids Reference Manual de Baker Hughes INTEQ, se encuentra una amplia discusión de dichos problemas y cómo controlarlos. A continuación se presenta una explicación de los tres métodos para el control de pozos:

### Método del perforador

El método del perforador para matar un pozo debe llevarse a cabo en dos circulaciones. Después que se ha cerrado el pozo y se han registrado las presiones y los volúmenes de arremetida, se circula el pozo para retirar los fluidos de la formación. Se mantiene una presión de fondo balanceada durante dicha circulación, utilizando una tasa constante de bombeo y una presión circulante constante en la tubería de perforación, con el fin de evitar futuras invasiones de fluidos de la formación. *La presión en la tubería de perforación se mantiene constante variando solamente el tamaño del estrangulador.* Si la presión en la tubería de perforación aumenta, debe abrirse el estrangulador, y si la presión en la tubería de perforación disminuye, debe disminuirse el tamaño del estrangulador.

Después que se ha circulado en el espacio anular para limpiar los fluidos invasores, el pozo puede cerrarse y los tanques superficiales pueden densificarse hasta lograr la densidad necesaria para alcanzar un balance, o ligeramente exceder el balance, de las presiones de la formación. La presión en la tubería de revestimiento se mantiene constante a medida que se bombea fluido pesado a la mecha. Cuando el fluido pesado alcance la mecha, fíjese en la presión de la tubería de perforación. Luego se ajusta el estrangulador con el fin de conservar la nueva presión circulante en la tubería de perforación, para el resto de los procedimientos de matar.

## Método del Ingeniero (Esperar y Densificar)

Después que se haya cerrado el pozo, termine la sección “Datos básicos” de la Hoja de Matar Pozos, renglones **a - j** (véase la [Figura 4-11](#)).

Ya deben haberse medido y registrado las presiones circulantes lentas (renglón **i**) (véase Determinación de la Presión Inicial Circulante). Después que se han estabilizado las presiones de cierre, registre la información acerca de la arremetida (renglones **k - m**). Luego calcule los renglones **n - q** a partir de la información previamente registrada. Utilice la Hoja de Matar Pozos para graficar la programación de reducción de presión en la tubería de perforación y finalice el diagrama que ilustra las emboladas de la bomba en función de la presión de la tubería de perforación. (véase la [Figura 4-11](#))

Cuando el sistema ha sido densificado hasta la densidad deseada ( $MW_2$ ), inicie la circulación. Mantenga constante la presión en la tubería de revestimiento [menos la Fricción en la Línea de Estrangulamiento (CLF) para los pozos submarinos] hasta que la bomba alcance la tasa circulante lenta. En este punto, ajuste el estrangulador para mantener la presión en la tubería de perforación según la programación de bombeo.

A medida que se bombea el fluido densificado, la presión circulante disminuye proporcionalmente hasta que se alcanza la presión circulante final (FCP) cuando el nuevo fluido ( $MW_2$ ) llega a la mecha. En este momento, la presión circulante final (FCP) se mantiene en el manómetro de la tubería de perforación (bomba), hasta que el pozo se haya limpiado del fluido de arremetida, y el nuevo fluido ( $MW_2$ ) haya llegado a la superficie.

En la [Figura 4-10](#) se ilustra una Hoja de Matar Pozos *ya completa*.



## **Método concurrente**

Este método es una modificación del Método del Ingeniero. En el eje horizontal del gráfico, divida el aumento de peso del fluido en incrementos iguales, luego dibuje una línea recta desde la presión circulante inicial hacia la presión circulante final. Registre los aumentos de peso del fluido a medida que tienen lugar en los tanques de fluidos, prestando atención al tiempo o al total de emboladas de circulación. Agregue el tiempo del viaje superficie-mecha al tiempo registrado y reduzca la presión en la tubería de perforación, de acuerdo a la programación de bombeo, a medida que el nuevo peso del fluido alcanza la mecha.

## HOJA DE CONTROL DE POZOS

### DATOS BASICOS

- a. Prof. vertical verdadera (TVD)...6100 ft.  
 b. Prof. medida(MD).....9100 ft  
 c. Peso del lodo (fluido)..... 11.5 lb<sub>m</sub>/gal  
 d. Vol. tub. de perforación..... 162 bbl  
 e. Vol. conductor..... n/a bbl  
 f. Rendimiento de bomba..... 0.143 bbl/stk  
 g. Emboladas tub. de perf..... 1133 stk  
 h. Emb. para desplazar conduc.. n/a stk  
 i. Presiones circulantes lentas (SCP)  
     Conductor o tub. de revestimiento:  
     Bomba #1: 800 psi @ 45 SPM  
     Bomba #2: 800 psi @ 45 SPM  
     Línea estrangulamiento (SUBMARINA)  
     Bomba #1: n/a psi @ n/a SPM  
     Bomba #2: n/a psi @ n/a SPM  
 j. Presión máx. permitida en tub. de revestimiento:  
 (Peso fluido de frac. – Peso fluido actual.) × Prof. de revest. × 0.052  
 ( 15.0 – 11.5 ) × 3220 × 0.052 = 586 psi

### INFORMACION DE ARREMETIDAS

- k. Presión de cierre tub. de perf.(SIDP).....300 psi  
 l. Presión de cierre tub. de revés.(SICP).....450 psi  
 m. Volumen de la arremetida.....60 bbl

### CALCULAR

- n. Presión circulante inicial (ICP)

$$\begin{array}{rccccccc} \text{SCP} & + & \text{SIDP} & = & \text{ICP} \\ \hline 800 & + & 300 & = & 1100 \end{array}$$

- o. Nuevo peso del fluido (lodo) (MW)

$$\text{SIDP} \div 0.052 \div \text{Prof.} + \text{MW Anterior} = \text{Nuevo MW}$$

$$\hline 300 \div 0.052 \div 6100 + 11.5 = 12.4 \text{ lb}_m/\text{gal}$$

- p. Presión circulante final (FCP)

$$\text{Nuevo MW} \div \text{MW Anterior} \times \text{SCP} = \text{FCP}$$

$$\hline 12.4 \div 11.5 \times 800 = 863 \text{ psi}$$

- q. Fricción de la línea de estrangulamiento (CLF)

$$\text{SCP Línea de estran.} - \text{SCP Conductor} = \text{CLF}$$

$$\hline n/a - n/a = n/a$$

Figura 4-10 Problema ejemplo

### Análisis gráfico de un programa de bombeo

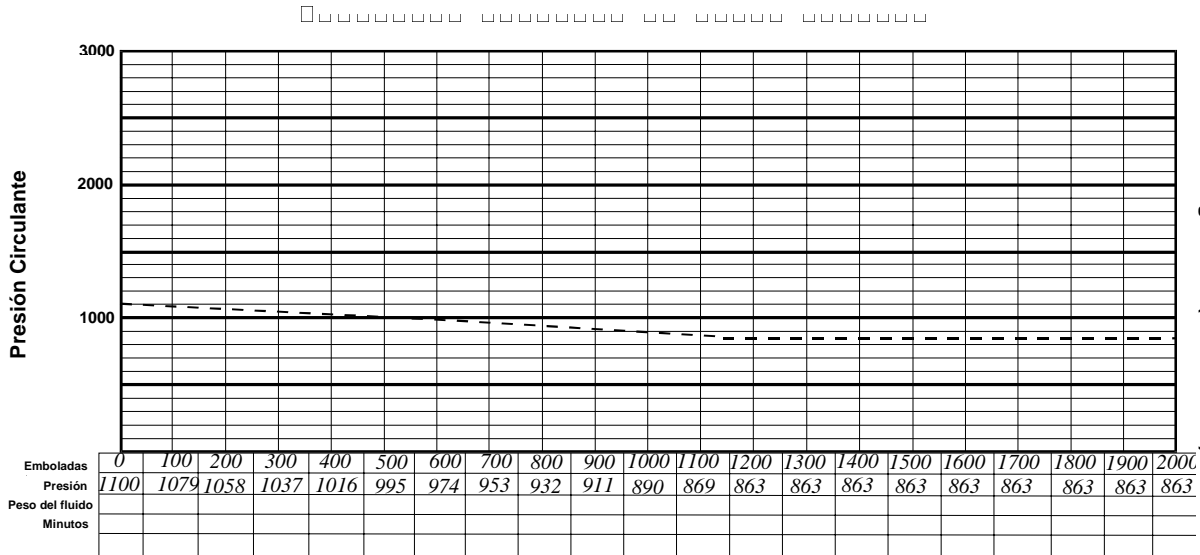


Figura 4-10 (continuación)

## HOJA DE CONTROL DE POZOS

### DATOS BASICOS

- a. Prof. vertical verdadera (TVD)..... \_\_\_\_\_ ft.  
 b. Prof. medida(MD)..... \_\_\_\_\_ ft.  
 c. Peso del lodo (fluido)..... \_\_\_\_\_ lb<sub>m</sub>/gal  
 d. Vol. tub. de perforación..... \_\_\_\_\_ bbl  
 e. Vol. conductor..... \_\_\_\_\_ bbl  
 f. Rendimiento de bomba..... \_\_\_\_\_ bbl/stk  
 g. Emboladas tub. de perf..... \_\_\_\_\_ stk  
 h. Emb. para desplazar conduc.. \_\_\_\_\_ stk  
 i. Presiones circulantes lentas (SCP)

Conductor o tub. de revestimiento:

Bomba #1: \_\_\_\_\_ psi @ \_\_\_\_\_ SPM

Bomba #2: \_\_\_\_\_ psi @ \_\_\_\_\_ SPM

Línea estrangulamiento (SUBMARINA)

Bomba #1: \_\_\_\_\_ psi @ \_\_\_\_\_ SPM

Bomba #2: \_\_\_\_\_ psi @ \_\_\_\_\_ SPM

- j. Presión máx. permitida en tub. de revestimiento:

(Peso fluido de frac. - Peso fluido actual.) x Prof. de revest. x 0.052

( \_\_\_\_\_ - \_\_\_\_\_ ) x \_\_\_\_\_ x 0.052 = \_\_\_\_\_ psi

### INFORMACION DE ARREMETIDAS

- k. Presión de cierre tub. de perf.(SIDP)..... \_\_\_\_\_ psi  
 l. Presión de cierre tub. de revés.(SICP)..... \_\_\_\_\_ psi  
 m. Volumen de la arremetida..... \_\_\_\_\_ bbl

### CALCULAR

- n. Presión circulante inicial (ICP)

$$\begin{array}{rccccccc} \text{SCP} & + & \text{SIDP} & = & \text{ICP} \\ \text{_____} & + & \text{_____} & = & \text{_____} \end{array}$$

- o. Nuevo peso del fluido (lodo) (MW)

$$\begin{array}{rccccccc} \text{SIDP} \div 0.052 \div \text{Prof.} + \text{MW Anterior} & = & \text{Nuevo MW} \\ \text{_____} \div 0.052 \div \text{_____} + \text{_____} & = & \text{_____ lb}_m/\text{gal} \end{array}$$

- p. Presión circulante final (FCP)

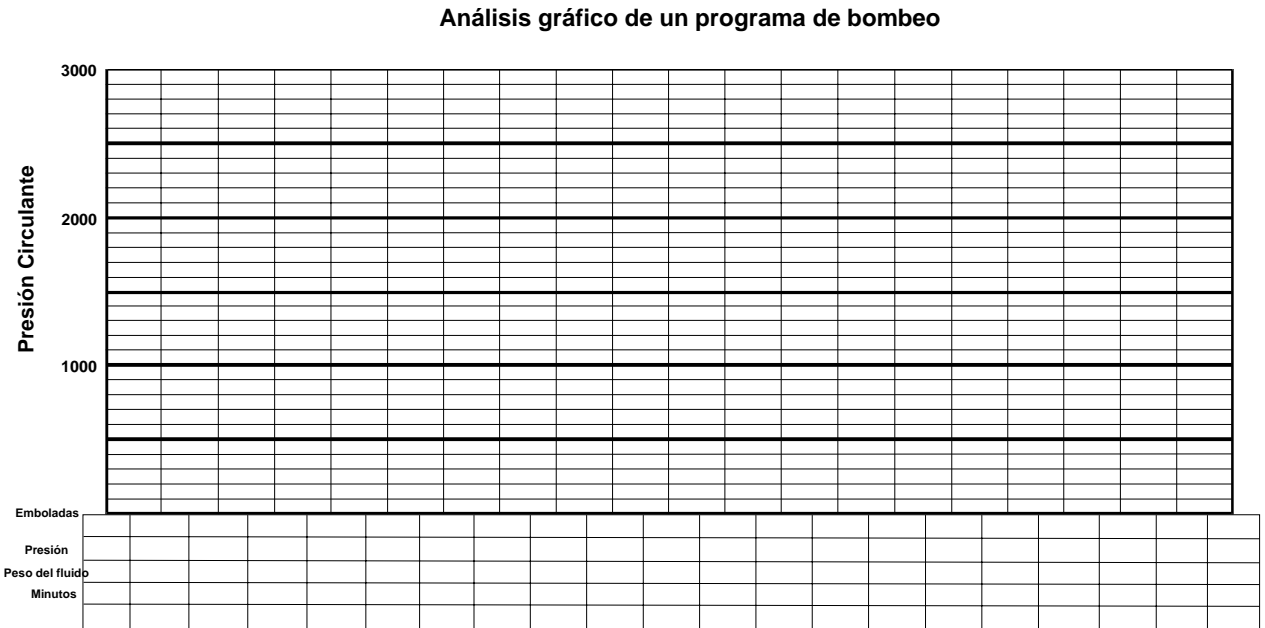
$$\begin{array}{rccccccc} \text{Nuevo MW} \div \text{MW Anterior} \times \text{SCP} & = & \text{FCP} \\ \text{_____} \div \text{_____} \times \text{_____} & = & \text{_____ psi} \end{array}$$

- q. Fricción de la línea de estrangulamiento (CLF)

$$\text{SCP Línea de estran.} - \text{SCP Conductor} = \text{CLF}$$

$$\text{_____} - \text{_____} = \text{_____}$$

Figura 4-11 (Continuación)



## Método de baja presión en el estrangulador

Se recomienda este método para arremetidas extremas con presiones que pueden exceder la resistencia al estallido de la tubería de revestimiento o el gradiente de fractura de las formaciones expuestas.

Básicamente, este método limita la presión de cierre máxima en la tubería de revestimiento a un nivel predeterminado. Goins recomienda un máximo del 80% de la presión de estallido nominal en la tubería de revestimiento, o la presión hidrostática equivalente a 80% de la profundidad de la tubería de revestimiento, en psi (50% para la tubería de revestimiento superficial)<sup>1</sup>

Cuando se cierra el pozo y *se alcance una presión máxima predeterminada en la tubería de revestimiento*, abra el estrangulador y comience la circulación a aproximadamente la mitad de la tasa circulante normal. Debido a que las presiones en la tubería de revestimiento y en el tubo vertical no pueden estabilizarse, no se puede calcular el peso del fluido necesario para matar el pozo.

Tan pronto como se inicie la circulación, comience a incrementar la densidad del fluido hasta el nivel que sea necesario para matar el pozo (no debe exceder el gradiente de fractura estimado). Después de hacer circular el fluido densificado parcialmente hacia arriba por el espacio anular, se puede intentar nuevamente cerrar el pozo y observar las presiones. Si, en este punto, la presión en la tubería de revestimiento no excede el nivel predeterminado, entonces puede medirse la presión en el tubo vertical y calcularse el peso correcto del fluido para matar el pozo.

Debe señalarse que, si se utiliza este método, *no se mantendrá una condición balanceada*. Los fluidos de la formación y/o los gases continuarán fluyendo hacia el pozo hasta que se bombee suficiente fluido, de mayor densidad, en el espacio anular, con el fin de exceder el balance con las presiones de la formación. Es posible que al utilizar este método un exceso de influjo de fluidos y/o de gases invada el pozo. Por consiguiente, este procedimiento debe practicarse con precaución, particularmente cuando se trabaja con arremetidas severas que se originan en formaciones altamente permeables.

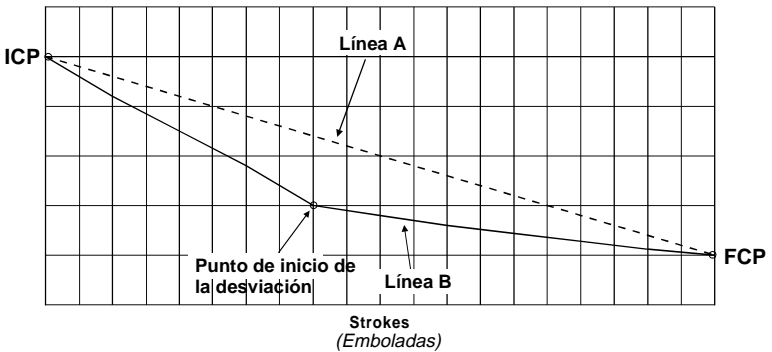
---

1. W.C.Goins, Jr.: "Guidelines for Blowout Prevention", *World Oil*, Octubre 1968, pp.91,92

## Procedimiento del ingeniero corregido en base a la desviación<sup>2</sup>

La aplicación de un procedimiento tradicional de matar pozos, llamado el Método del Ingeniero (“Esperar y Densificar”), en un pozo altamente desviado puede crear una sobrepresión en la formación porque la hidrostática del peso de matar en la sarta de perforación aumenta más rápidamente hacia el punto de la desviación que en un método convencional de matar pozos. La [Figura 4-12](#) ilustra dos programas de bombeo a medida que el fluido de matar viaja hacia la mecha. La línea A representa un programa convencional basado en el método del ingeniero, y la línea B representa un programa corregido en base a la desviación.

**Figura 4-12 Perfil de presión en la tubería de perforación- Pozo desviado**



**Línea A** = Método convencional del ingeniero

**Line B** = Método del ingeniero corregido en base a la desviación

La principal diferencia en la presión tiene lugar en el punto de desviación. Este diferencial de presión puede o no ser significativo dependiendo del incremento del peso, la desviación y la profundidad. En el caso de una arremetida en un pozo altamente desviado, debe ejecutarse el procedimiento desde el paso 1 hasta el 22. Si el diferencial de presión en el punto de la desviación (Paso 22) excede el margen de seguridad predeterminado (usualmente 100 psi), entonces también debe ejecutarse el paso 23 hasta el 25. Asimismo, debe completarse un nuevo programa de reducción de la presión de bombeo (gráfico o diagrama) ([Figura 4-13](#) y [Figura 4-14](#)). Si el diferencial de presión es menor que el margen de seguridad (100 psi, por ejemplo),

2. Fuente: Reading y Bates

entonces puede utilizarse la hoja convencional de matar pozos (Figura 4-11).

## Datos para matar pozos desviados (Unidades inglesas)

### Información acerca del pozo

1. Profundidad Vertical Verdadera (TVD) \_\_\_\_\_
2. Profundidad Total Medida (TMD)  
\_\_\_\_\_
3. Profundidad Vertical Verdadera de la Desviación (KOTVD) \_\_\_\_\_
4. Profundidad Medida de la Desviación (KOMD)  
\_\_\_\_\_
5. Capacidad de la sarta de perforación (DC) \_\_\_\_\_
6. Rendimiento de la bomba (PO) \_\_\_\_\_
7. Peso del fluido (Lodo) (OMW) \_\_\_\_\_
8. Presión circulante lenta (SCP) \_\_\_\_\_
9. Bomba #1: \_\_\_\_psi @ \_\_\_\_SPM
10. Bomba #2: \_\_\_\_psi @ \_\_\_\_SPM
11. Presión de cierre en la tubería de perforación (SIDP)  
\_\_\_\_\_
12. Presión de cierre en la tubería de revestimiento (SICP)  
\_\_\_\_\_
13. Volumen de la arremetida (bbl) \_\_\_\_\_

### Cálculos de la caída de presión en un pozo desviado

14. Presión circulante inicial (ICP):
  - $ICP = SCP + SIDP$
15. Peso nuevo del fluido (Lodo) (NMW):
  - $NMW = SIDP \div 0.052 \div TVD + OMW$
16. Presión circulante final (FCP):
  - $FCP = NMW \div OMW \times SCP$
17. Emboladas de la superficie a la mecha (STB):

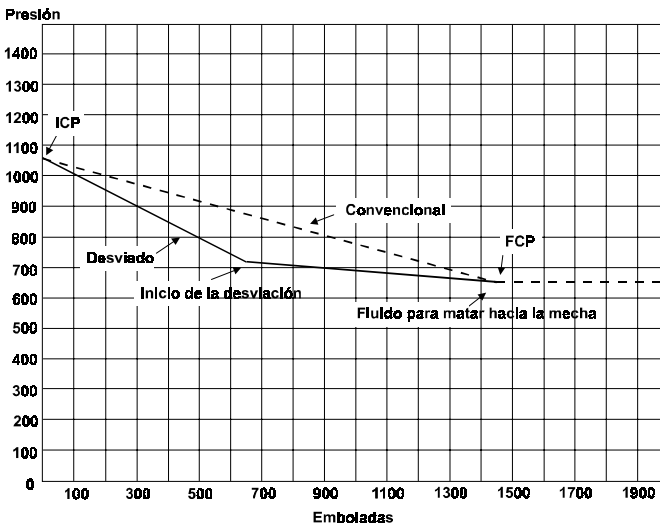


- $STB = DC \times TMD \div PO$
18. Caída de presión por cada 100 emboladas ( $PD_{TD}$ ):
    - $PD_{TD} = (ICP - FCP) \times 100 \div STB$
  19. Emboladas de la superficie al punto de la desviación (STKO):
    - $STKO = DC \times KO_{MD} \div PO$
  20. Presión circulante final del método antiguo en el punto de la desviación ( $OFCP_{KO}$ ):
    - $OFCP_{KO} = ICP - (STKO \times PD_{TD} \div 100)$
  21. Aumento hidrostático hasta el punto de la desviación ( $\Delta H$ ):
    - $\Delta H = (NWM - OMW) \times 0.052 \times KO_{TVD}$
  22. Aumento de fricción debido al NMW en el punto de la desviación ( $\Delta F$ ):
    - $\Delta F = (FCP - SCP) \times KO_{MD} \div TMD$
  23. Presión circulante final del nuevo método en el punto de la desviación ( $NFCP_{KO}$ ):
    - $NFCP_{KO} = ICP + \Delta F - \Delta H$
  24. Diferencial de presión en el punto de la desviación ( $\Delta P_{KO}$ ):
    - $\Delta P_{KO} = OFCP_{KO} - NFCP_{KO}$
  25. Caída de presión por cada 100 emboladas hasta el punto de la desviación ( $PD_{KO}$ ):
    - $PD_{KO} = (ICP - NFCP_{KO}) \times 100 \div STKO$
  26. Emboladas desde el punto de la desviación a TD (KOSTB):
    - $KOSTB = STB - STKO$
  27. Caída de presión por cada 100 emboladas, desde el punto de la desviación a la profundidad total:
    - $PD_{KO} = (NFCP_{KO} - FCP) \times 100 \div KOSTB$

Los programas de reducción de la presión se ilustran en la [Figura 4-13](#) (ejemplo completo) y la [Figura 4-14](#) (formato en blanco).

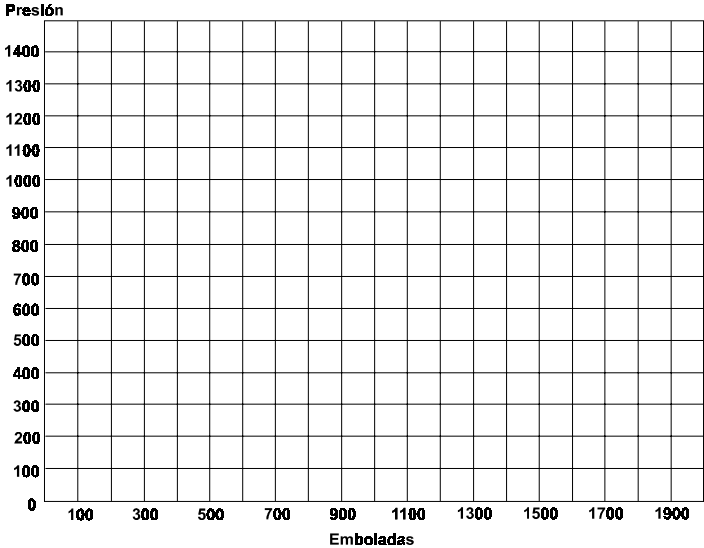
**Figura 4-13 Presión en pozos desviados en función de las emboladas-ejemplo**

<b>PRESION</b> Valor de #21 menos valor de #25 al valor de #14	<b>EMBOLADAS</b> 0 al valor de #24 en incrementos de 100 emboladas	<b>PRESION</b> Valor de #12 menos valor de #23 al valor de #21	<b>EMBOLADAS</b> 0 al valor de #17 en incrementos de 100 emboladas
717	0	1050	0
711	100	999	100
705	200	948	200
699	300	897	300
693	400	846	400
687	500	795	500
681	600	744	600
675	700	717	658
668	790		



**Figura 4-14 Presión en pozos desviados vs. emboladas-Planilla en blanco**

<b>PRESION</b> Valor de #21 menos valor de #25 al valor de #14	<b>EMBOLADAS</b> 0 al valor de #24 en incrementos de 100 emboladas	<b>PRESION</b> Valor de #12 menos valor de #23 al valor de #21	<b>EMBOLADAS</b> 0 al valor de #17 en incrementos de 100 emboladas



## Planes de contingencia para problemas especiales

### Problema #1

**Las presiones en la tubería de revestimiento amenazan con exceder el gradiente de fractura con solamente asentar la tubería superficial o el conductor**

En ese caso, puede haber una pérdida de circulación, un reventón subterráneo o un reventón alrededor de la tubería de revestimiento. En tales condiciones, sería mejor desviar el flujo del pozo. Frecuentemente ocurre un puente natural y lo único que debe hacerse es mantener el hoyo lleno de un fluido para disminuir las posibilidades de incendio. Los sistemas desviadores deben instalarse de acuerdo a las especificaciones que rijan en su área.

**Nota:** *Al dimensionar un desviador, es importante evitar la acumulación de contrapresión, lo cual se puede lograr dimensionando el diámetro interior de las líneas de desviación de manera que sea igual al área anular que alimenta esas mismas líneas.*

### Problema #2

**Se ha asentado la tubería de revestimiento superficial profunda o la intermedia, la presión de dicha tubería excede el gradiente de fractura y hay pérdida de circulación**

*Tapón de Barita (Función)*

En el caso de una arremetida de gas, sería adecuado un tapón de barita. Los taponos de barita pueden sellar el hoyo de cuatro maneras:

1. Debido a las viscosidades y los puntos de cedencia bajos, la barita puede asentarse para formar un tapón sólido en el hoyo.
2. Su alta densidad aumenta la altura hidrostática en la zona activa y ayuda a controlarla.
3. Debido a su alta pérdida de filtración, pueden deshidratarse para formar un tapón sólido de barita en el hoyo.
4. Su alta pérdida de filtración puede también generar derrumbe y puenteo. Esto se complementa con la deshidratación y/o el asentamiento del tapón de barita.

## *Tapón de barita (Formulación y procedimiento)*

Una lechada de barita-agua-fosfato usualmente se mezcla con el equipo de cementación, se bombea a través de la tubería de perforación y se coloca en el fondo. Los chorros de la mecha *no tienen* que retirarse.

1. Escoja el peso de una lechada entre 18 a 22 lb<sub>m</sub>/gal.

**Nota:** *Los tapones de mayor densidad tienen un mayor contenido de sólidos, de manera que se mantienen y se asientan de forma más lenta. El tiempo de asentamiento debe ser menor para las lechadas de menor densidad.*

2. Determine cuántos pies de relleno de barita se requieren en el hoyo abierto (volumen del hoyo abierto que se va a rellenar con barita). Véase la [Tabla 4-3](#).
3. Calcule los barriles de lechada y los sacos de barita necesarios y agregue 10 barriles adicionales. (Para los tapones de barita en fluidos con base de aceite, véase el [Capítulo 3, Fluidos de Perforación de base sintética y de base aceite](#).)
4. Utilice agua dulce para formular el tapón, puesto que la barita no se asienta como se desea en agua salada.
5. Trate el agua con 0,5 lb<sub>m</sub>/bbl de SAPP y ajuste el pH en el intervalo de 8 a 10, utilizando soda cáustica. Si se utiliza TSPP, no es necesaria la soda cáustica.

**Nota:** *Un cuarto de galón de SAPP en polvo (no compactado) pesa 2,5 lb<sub>m</sub>.*

6. Mezcle el agua tratada con barita y bombee simultáneamente la lechada en la tubería de perforación.
7. Desplace la lechada de manera que la altura del tapón de barita en la tubería de perforación esté dos (2) bbl más arriba que la parte superior de la lechada en el espacio anular.
8. Rompa las conexiones y hale inmediatamente por encima del tapón. Si es posible, circule sobre el tapón.

**Tabla 4-3 Peso de la lechada de barita/relaciones de volumen**

Densidad de lechada (lb <sub>m</sub> /gal)	Agua (gal/bbl)	Barita (saco/bbl)	Volumen de lechada/ saco de barita (bbl/saco) (ft/saco)	
18.0	26.9	5.30	0.189	1.060
19.0	25.3	5.94	0.168	0.945
20.0	23.7	6.43	0.156	0.873
21.0	22.2	6.95	0.144	0.807
22.0	20,6	7.50	0.133	0.748

**Tabla 4-4 Procedimiento de mezclado para tapones de barita (sin asentamiento)  
(1 bbl de 21 lb<sub>m</sub>/gal )**

1. Prepare la mezcla de agua igual a 54% del volumen final		
2. Mezcle lo siguiente:		
<b>Componentes</b>	Agua (dulce o de mar)	0.54 bbl
	Lignosulfonato	15 lb <sub>m</sub>
	Soda cáustica	2 lb <sub>m</sub>
	XANPLEX <sup>®</sup> D*	1 lb <sub>m</sub>
	Antiespumante	Si se requiere
<i>*para asentamiento de píldora, omita XANPLEX D.</i>		
3. Agregue barita al agua de mezcla para preparar la lechada final. Una lechada de 21 lb <sub>m</sub> /gal requiere 700 lb <sub>m</sub> de barita por bbl preparado.		

## Ecuaciones comunes utilizadas en el control de pozos

1. Presión hidrostática:

$$= 0.052 \times MW_1 \times TVD$$

2. Presión expresada como peso equivalente del fluido (EMW):

$$= \frac{P_S}{0.052 \times \text{TVD}} + \text{MW}_1$$

3. Peso del fluido para balancear una arremetida:

$$= \text{MW}_1 + \frac{\text{SIDP}}{0.052 \times \text{TVD}}$$

4. Corrección en base al cambio en la pérdida de presión en el sistema (aproximada) debido a cambios en la tasa de bombeo, mientras se bombea hacia afuera una arremetida (método de presión balanceada):

$$P_a = P_b \times \left( \frac{R_2}{R_1} \right)^2$$

5. Definición de la naturaleza de los fluidos invasores:

$$W_f = \text{MW}_1 - \frac{\text{SICP} - \text{SIDP}}{0.052 \times L}$$

**Nota:** Si  $W_f$  es 8,5 a 10, el fluido invasor es agua salada. Si  $W_f$  es  $\leq 2,0$ , el fluido invasor es gas. Si  $W_f$  es 2 a 8,5 el fluido invasor es una mezcla de gas y agua o aceite.

6. Presión máxima aproximada en la tubería de revestimiento producida por una arremetida de gas: (véase **Nota** en el paso No 7).

$$P_{\text{csg max}} = 200 \sqrt{\frac{(P) (V) (\text{MW}_2)}{C}}$$

7. Cantidad máxima aproximada del aumento de volumen mientras que se extrae una arremetida por circulación:

$$V_{\text{gain max}} = 4 \sqrt{\frac{(P) (V) (C)}{\text{MW}_2}}$$

**Nota:** Debido a la solubilidad del gas en el aceite, estas fórmulas (7 y 8) **no se aplicarán** cuando utilice un fluido de base aceite o base sintética.

8. Presión de la formación o presión de fondo:

$$BHP = (MW_1 \times 0.052 \times TVD) + SIDP$$

9. Presión máxima inicial de cierre en la tubería de revestimiento, la cual será igual al gradiente de fractura:

$$SICP_{max} = (F_{mw} - MW_1)0.052 \times TVD_s$$

10. Ley de Boyle (supone que la temperatura y la compresibilidad son constantes):

$$P_1 V_1 = P_2 V_2$$

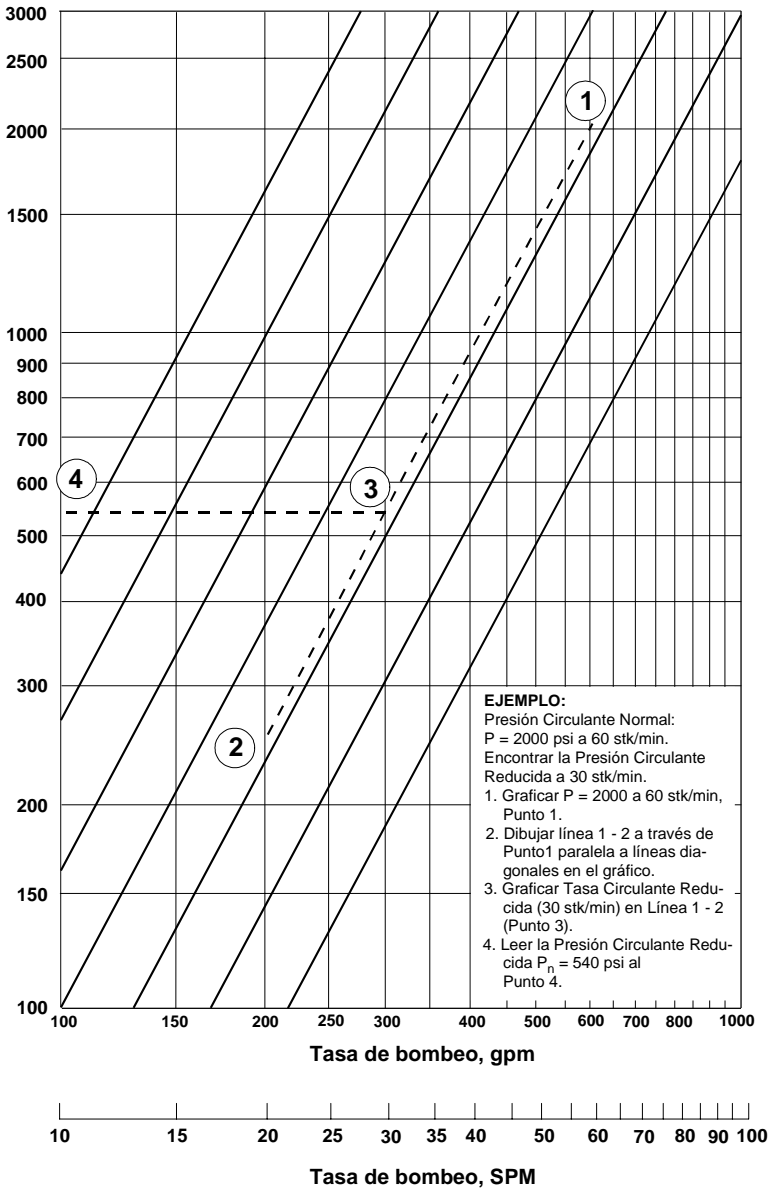
**Nota:** *A partir de la ley de Boyle, se puede concluir que es necesario permitir que el gas se expanda a medida que sube por el hoyo. De lo contrario, las presiones superficiales serán casi equivalentes a las presiones de fondo y probablemente habrá una pérdida de circulación.*



## Nomenclatura

<b>C</b>	Capacidad anular en la superficie, bbl/1000 pies
<b>EMW</b>	Peso equivalente del fluido (lodo), lb <sub>m</sub> /gal
<b>F<sub>mw</sub></b>	Densidad del fluido necesaria para iniciar una fractura en una formación, lb <sub>m</sub> /gal
<b>FCP</b>	Presión circulante final , psi
<b>ICP</b>	Presión circulante inicial , psi
<b>L</b>	Longitud de la columna de fluidos invasores en el espacio anular, pies
<b>MW<sub>1</sub></b>	Peso inicial del fluido o peso del fluido en el hoyo, lb <sub>m</sub> /gal
<b>MW<sub>2</sub></b>	Peso del fluido anticipado requerido o máximo, lb <sub>m</sub> /gal
<b>psi/ft</b>	Gradiente de presión de una columna de fluido (unidades)
<b>P</b>	Presión de la formación, psi
<b>P<sub>a</sub></b>	Pérdida de presión nueva del sistema a una tasa nueva de bombeo, psi
<b>P<sub>b</sub></b>	Pérdida de presión original del sistema a una tasa anterior de bombeo, psi
<b>P<sub>esg</sub></b>	Presión máxima aproximada en la tubería de revestimiento, psi
<b>P<sub>s</sub></b>	Presión superficial impuesta en la columna de fluido, psi
<b>P<sub>1</sub></b>	Presión de gas en la zona de invasión, psi
<b>P<sub>2</sub></b>	Presión de gas en la superficie, psi
<b>R<sub>1</sub></b>	Tasa original de bombeo a la cual ocurre P <sub>b</sub>
<b>R<sub>2</sub></b>	Nueva tasa de bombeo para la cual debe calcularse P <sub>a</sub>
<b>SICP</b>	Presión de cierre en la tubería de revestimiento, psi
<b>SIDP</b>	Presión de cierre en la tubería de perforación, psi
<b>TVD</b>	Profundidad vertical verdadera, pies
<b>TVD<sub>s</sub></b>	Profundidad vertical verdadera de la zapata de revestimiento, psi
<b>V</b>	Aumento en la fosa, bbl
<b>V<sub>1</sub></b>	Volumen de gas en la zona de invasión, bbl
<b>V<sub>2</sub></b>	Volumen de gas en la superficie, bbl
<b>W<sub>f</sub></b>	Densidad de fluidos que invaden el pozo, lb <sub>m</sub> /gal

Figura 4-15 Determinación de la Presión Circulante Reducida



## Control de sólidos

### Sólidos perforados

Una de las funciones primarias de un fluido de perforación es transportar sólidos perforados desde el pozo. Estos sólidos son contaminantes y, si se dejan en el sistema, pueden causar numerosos problemas en las operaciones. Existen tres maneras de controlar la acumulación de sólidos perforados para mantener las propiedades aceptables del fluido de perforación. Ellas son:

1. Deje que se acumulen los sólidos. Deseche el fluido cuando haya perdido su utilidad y comience con un fluido fresco.
2. Diluya los sólidos y reacondicione el sistema para mantener las propiedades del fluido dentro de un rango aceptable. Elimine cualquier exceso de fluido.
3. Retire los sólidos perforados para reducir la cantidad de dilución necesaria y conservar aceptables las propiedades del fluido.

Los beneficios de retirar el exceso de ripios del fluido son:

- Menor costos de tratamiento de fluido
- Menor torque y arrastre
- Mayores tasas de penetración
- Menor pérdida de presión del sistema, lo que genera una menor Densidad Equivalente de Circulación (ECD) y menos casos de pérdida de circulación.
- Se requiere menos agua.
- Mejores trabajos de cementación.
- Menos “pegamiento” o atascamiento diferencial
- Menos desperdicios, lo cual implica un menor impacto ambiental y menos costos de eliminación de desperdicios.
- Menos daños a la formación

## Efecto de los sólidos perforados sobre las propiedades del fluido

Se notarán cambios en las propiedades del fluido a medida que aumentan los sólidos indeseables en éste. Dependiendo del tamaño y la forma de los sólidos, la pérdida de fluido puede aumentar o disminuir. En general, la calidad del revoque se deteriorará, es decir, se hará más espeso y más suave. Los cambios que se notarán con mayor rapidez son los de las propiedades reológicas del fluido.

*La viscosidad plástica* se debe principalmente a la fricción mecánica entre las partículas sólidas en el fluido de perforación. La viscosidad plástica depende principalmente del tamaño, forma y número de sólidos que se encuentran en el fluido. Los aumentos progresivos en la viscosidad plástica pueden indicar una acumulación de sólidos perforados.

*El punto cedente* y *la resistencia gel* indican el grado de fuerza de atracción entre las partículas en el fluido, la cual está relacionada con la distancia entre dichas partículas. Cuando se tienen valores de cedencia y de resistencias gel excesivos, generalmente se recomienda un tratamiento con un dispersante o desfloculante. A medida que la concentración de sólidos aumenta, estos tratamientos son cada vez menos efectivos. En determinado momento, un tratamiento continuo produce un *aumento* de las propiedades reológicas generales del fluido.

La cantidad de sólidos necesarios para alcanzar ese nivel depende del tamaño de los sólidos. Pueden tolerarse concentraciones menores de sólidos finos. En cambio, la remoción de partículas finas del fluido produce una mayor reducción de la viscosidad que la producida por la remoción de un volumen equivalente de sólidos gruesos, debido a la diferencia en el área superficial.

Cuando los tratamientos químicos para la contaminación de sólidos dejan de ser efectivos, los sólidos deben diluirse a un nivel aceptable o removerse por medios mecánicos. La acción más prudente es remover los sólidos antes que surja un problema con el tratamiento. Este es el trabajo del equipo de control de sólidos del taladro.

## Clasificación de las partículas

Los sólidos en los fluidos de perforación pueden clasificarse en dos categorías basándose en la densidad específica (o peso específico) y en el tamaño de las partículas.

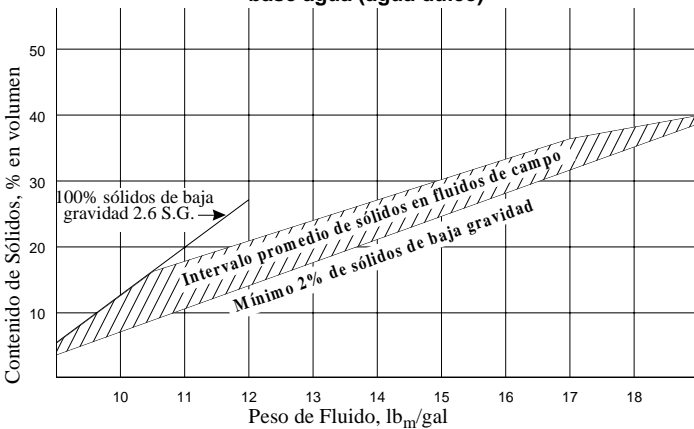
## Densidad específica

Los sólidos clasificados por la densidad específica (S.G.) se dividen en dos grupos:

1. Sólidos de alta densidad, S.G.  $> 4,2$  (materiales densificantes)
2. Sólidos de baja densidad, S. G. de 1,6 a 2,9 (promedio de aproximadamente 2,6). Dichos sólidos incluyen: arena, arcillas, lutitas, dolomita, carbonato de calcio y muchos materiales para el tratamiento de fluidos. Véase la [Tabla 4-5](#).

En el fluido que contiene solamente sólidos de alta gravedad o de baja gravedad, la densidad del fluido es una función de la concentración de sólidos. Los fluidos que contienen ambos tipos de sólidos tendrán un contenido total de sólidos que varía entre las concentraciones de alta y baja gravedad necesarias para lograr una densidad particular. Debido a que algunos sólidos de baja gravedad se utilizan en la mayoría de las preparaciones de fluidos de perforación y aún más se siguen incorporando durante la misma perforación, éste será siempre el caso en un fluido de perforación normal. La [Figura 4-16](#) ilustra el contenido de sólidos en fluidos de perforación típicos de agua dulce. El intervalo sombreado representa el contenido total de sólidos que produce propiedades *aceptables* del fluido.

**Figura 4-16** Intervalo promedio de sólidos en fluidos de perforación de base agua (agua dulce)



**Tabla 4-5 Densidad de materiales comunes en campos petroleros**

<b>Hematita</b>	5.0
<b>Barita</b>	4.0 - 4.5
<b>Bentonita</b>	2.3 - 2.7
<b>Caliza</b>	2.7 - 2.9
<b>Aceite diesel</b>	0.85
<b>ISO-TEQ™</b>	0.792
<b>Agua (dulce)</b>	1.0
<b>Arena</b>	2.6 - 2.7

## Tamaño de las partículas

Los sólidos se clasifican de acuerdo al tamaño y se miden en unidades llamadas micrones ( $\mu$ ). Un micrón es  $\frac{1}{25,400}$  de una pulgada y  $\frac{1}{1000}$  de un mm. El tamaño de las partículas es importante en el fluido de perforación por las siguientes razones:

1. Mientras más pequeña sea la partícula, más pronunciado es el efecto en las propiedades del fluido.
2. Mientras más pequeña es la partícula, más difícil es remover o controlar sus efectos en el fluido. Las partículas de tamaño coloidal (Tabla 4-6) afectan drásticamente las propiedades del fluido.

Es extremadamente importante remover tantas partículas como sea posible en la primera circulación. Las partículas más grandes se convertirán en partículas más pequeñas a medida que reaccionan con el fluido de perforación y circulan a través del sistema.

<b>Tamaño de las partículas (micrones)</b>	<b>Clasificación de las partículas</b>	<b>Tamaño del tamiz</b>
Mayor que 2000	Grueso	10
2000 - 250	Intermedio	60
250 - 74	Medio	200
74 - 44	Fino	325
44 - 2	Ultra fino	—
2 - 0	Coloidal	—

**Tabla 4-6 Clasificación API en base al tamaño de las partículas**

## Equipo mecánico para control de sólidos

La remoción mecánica de sólidos perforados utiliza tres técnicas: (1) tamizado (2) fuerza centrífuga (3) una combinación de las dos primeras. El tamizado es la única técnica que realiza la separación basándose en el tamaño físico de las partículas. El equipo que utiliza la fuerza centrífuga separa los sólidos basándose en las diferencias de la masa relativa. El asentamiento no está considerado como una técnica de remoción mecánica, aunque es un método útil para controlar sólidos.

Una *configuración y secuencia* adecuadas del equipo de control mecánico son esenciales para un programa de remoción de sólidos exitoso. Una falla en la unidad corriente arriba puede generar una sobrecarga y disminución de eficiencia del equipo corriente abajo. Una secuencia apropiada incluye retornar la fracción deseada del fluido procesado a la siguiente fosa corriente abajo y al equipo correspondiente. Cuando esto no ocurre, la capacidad del equipo para remover los sólidos del tamaño definido se reduce considerablemente.

Desde la [Figura 4-17](#) a la [Figura 4-20](#) se ilustra la disposición adecuada del equipo para situaciones comunes de perforación. Fíjese que la figuras también indican la posición de los vertederos entre los compartimientos.

La Práctica Recomendada 13C de API contiene lineamientos adicionales para instalar, operar y mantener el sistema de control de sólidos y cada uno de sus equipos.

Figura 4-17 Fluido no densificado: sistema activo de procesamiento con centrifuga

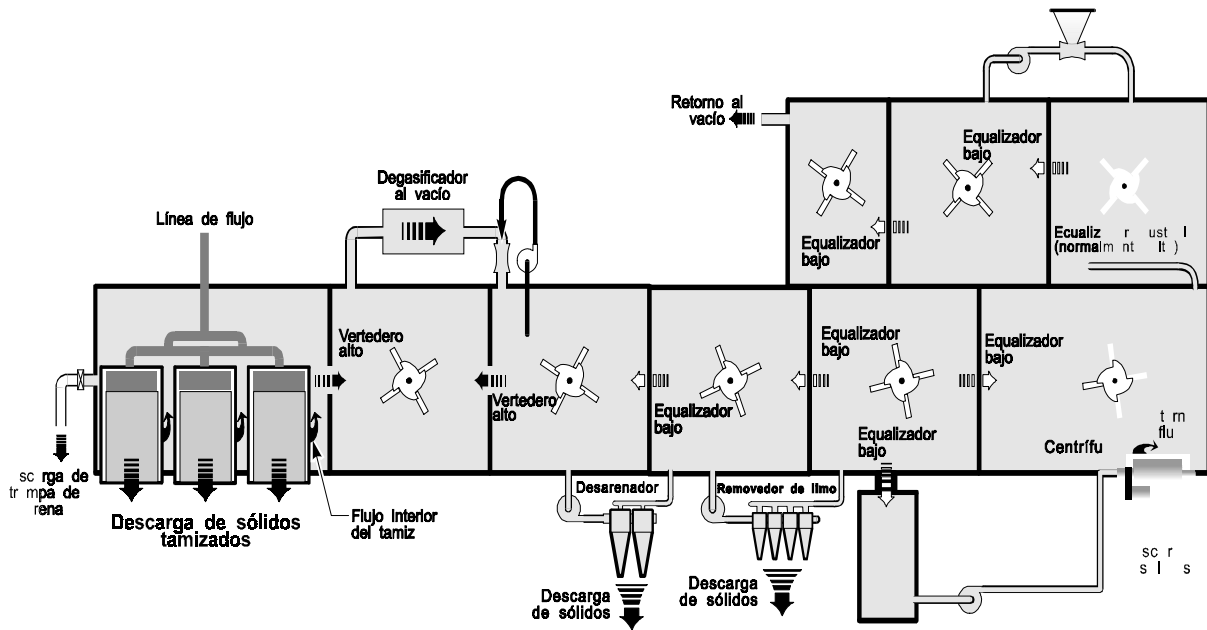




Figura 4-18 Fluido no densificado: Flujo interior del hidrociclón procesamiento con centrífuga

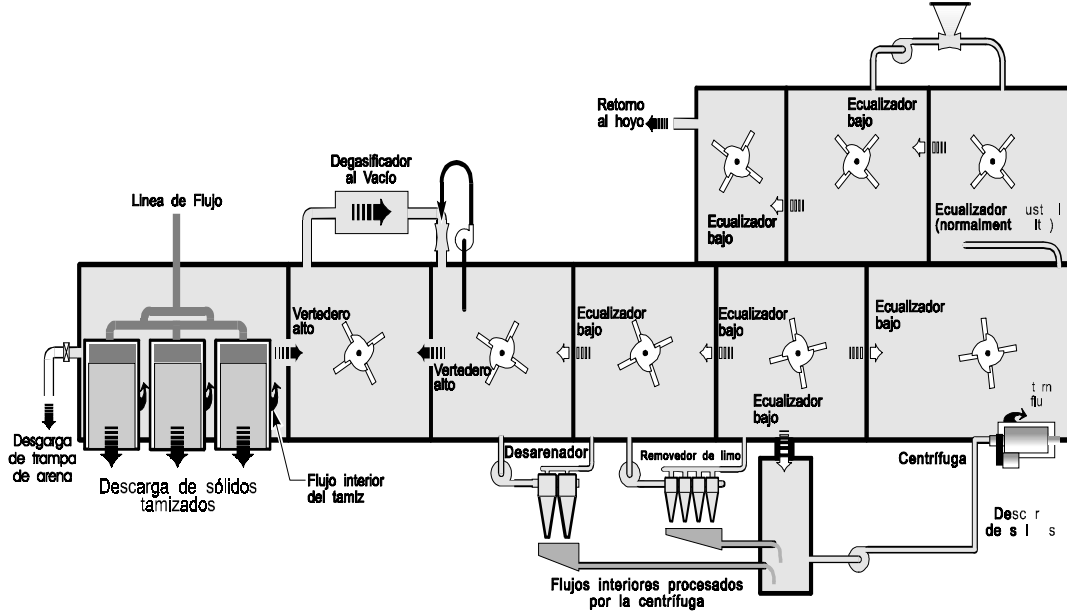


Figura 4-19 Fluido de base agua densificado: centrifugado de una sola etapa (recuperación de barita)

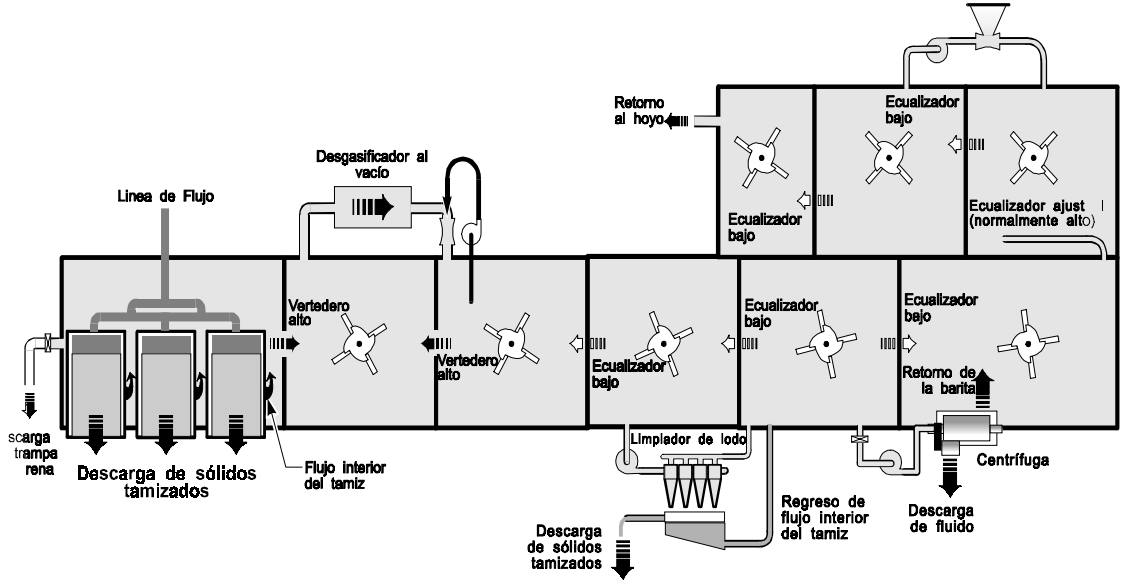
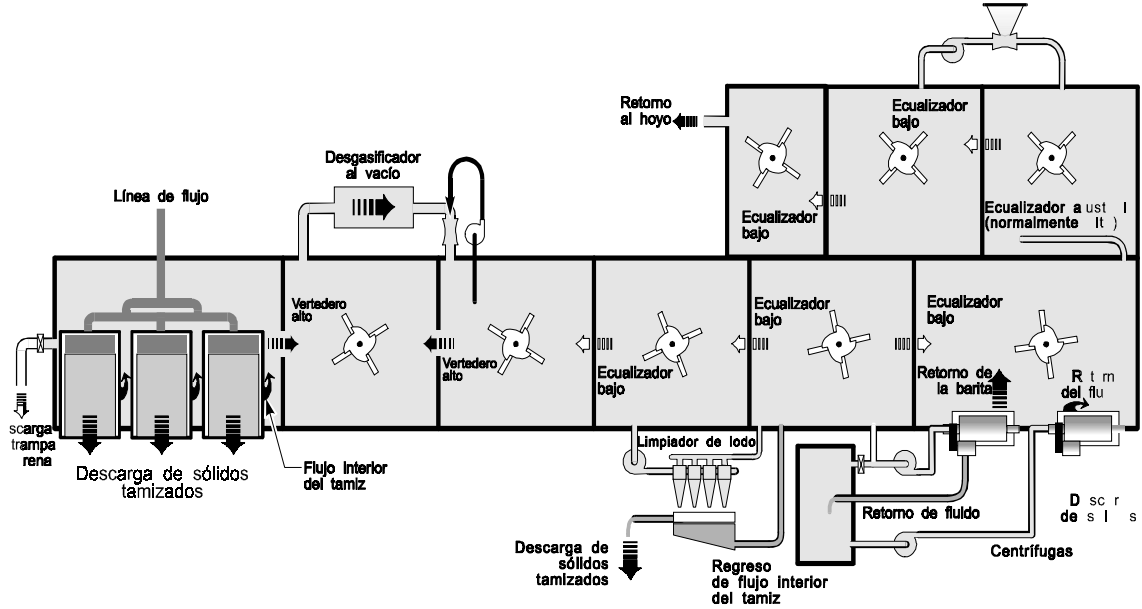


Figura 4-20 Fluido densificado: centrifugado en dos etapas



## Dispositivos de tamizado (zarandas)

Las zarandas son la primera línea de defensa en el sistema de remoción de sólidos. Se ha comprobado que son un método sencillo y confiable para remover grandes cantidades de recortes gruesos del fluido de perforación. En fluidos no densificados, la función de las zarandas es reducir los sólidos que se cargan en el equipo corriente abajo, mientras que en fluidos densificados es el principal dispositivo de remoción de sólidos y se utiliza para remover todos los rípios perforados que son más gruesos que el material densificante. Es básicamente para lograr este último propósito que se desarrollaron zarandas de movimiento lineal y tamiz fino.

Debe emplearse suficiente área de tamizado para procesar toda el caudal circulante. El área de tamizado y el rendimiento de la zaranda están relacionados con:

- La reología del fluido de perforación
- La tasa de carga de sólidos (tasa de penetración, diámetro del hoyo y caudal)
- La configuración y el tamaño del piso
- Las características del tamiz
- El patrón de vibración y la dinámica

Las zarandas pueden clasificarse por el patrón de la canasta durante un ciclo de vibración. Existen en el mercado tres patrones de vibración:

- Circular
- Elíptico desbalanceado
- Lineal

Se recomienda utilizar unidades elípticas desbalanceadas y circulares para la arcilla pegajosa (gumbo) o sólidos pegajosos y suaves y como zarandas de primera separación para la remoción de sólidos gruesos. Las unidades con movimiento lineal se emplean para todas las aplicaciones donde se necesita un tamiz fino. Se utilizan los arreglos en cascada para reducir la carga de sólidos en las unidades de tamiz fino.

## Tamices

La selección del tamiz para la zaranda es el factor principal que afecta el rendimiento general de toda la zaranda.

Entender los factores que afectan el rendimiento del tamiz puede ayudar a seleccionar los tamices. Este rendimiento se mide por:

1. La separación (tamaño de los sólidos removidos)
2. El volumen de líquido (cantidad de líquido transmitido)
3. La vida útil

Debido a que las zarandas se fabrican con diversas configuraciones, existe confusión acerca de las características de rendimiento de cada uno de los tipos. Con el fin de establecer un terreno común para comparar las características de separación de los diferentes tamices, la API ha establecido un procedimiento de etiquetado para éstos:

Las etiquetas colocadas a los tamices contienen tres renglones de información:

1. La designación del fabricante
2. El potencial de separación del tamiz, expresado como puntos "Cutt" de  $d_{50}$ ,  $d_{16}$  y  $d_{84}$ .

**Nota:** *El término punto "Cutt" (se pronuncia Kut) se emplea para establecer una diferencia entre el potencial de separación y los puntos de corte tradicionales del tamaño de las partículas, que normalmente se asocian a los dispositivos de separación. El proceso empleado para determinar los puntos "Cutt" fue desarrollado en Amoco Exploration and Production Technology. Es un método mucho más rápido y sencillo para determinar el potencial de separación de un tamiz y puede ofrecer una correlación con la eficiencia de grado desarrollada a partir de técnicas de medición estándar.*

3. La capacidad de flujo del tamiz se determina a partir de su conductancia y del área total no taponada.

**Nota:** *La conductancia y el área no taponada del tamiz están incluidas en la información de la etiqueta. El ingeniero puede determinar la capacidad de flujo del tamiz multiplicando la conductancia por el área no taponada, o pueden compararse los números individuales mediante una inspección para determinar cuál tamiz tiene mayor capacidad de flujo. La conductancia generalmente se mide en*

*kilodarcys por milímetro. Un área abierta normalmente se indica en pies cuadrados.*

La práctica recomendada 13E de la API contiene un análisis detallado de los procedimientos utilizados para determinar los valores que se incluyen en las etiquetas. Los valores son válidos para la mayoría de los tamices con tejido abierto. Los tamices de poliéster y revestidos no pueden compararse con los tamices estándar empleando dichas técnicas. La nomenclatura típica para tres fabricantes de tamices es la que se presenta a continuación.

## **Brandt-Drexel - EPI (anteriormente SWECO)**

### *Paneles de tamiz en general*

- BLS - Brandt, tamices de capas con un fleje de plástico
- BXL - Brandt, vida útil extra
- S - Malla cuadrada, tamices calidad comercial
- B - Malla rectangular.

La designación va seguida de un número. En el caso de BLS, BXL y S, esto representa la malla. Para la designación B, la mayoría de las veces es la suma de la malla en ambas direcciones.

### *Ejemplo*

B120 - Malla rectangular con 80 alambres en una dirección y 40 en la otra dirección.

### *Designaciones*

- LMP - Zaranda lineal, tejido de calidad comercial, con refuerzo de panel perforado.
- LTP - Zaranda lineal, tejido con pernos tensores, con refuerzo de panel perforado.

El primer carácter numérico representa el tamaño de la abertura en el panel perforado. Los tres siguientes, son el tamaño equivalente de la malla.

### *Ejemplo*

- LMP2200 - para zaranda lineal, tejido calidad comercial, con panel perforado, aberturas de 2 pulgadas, malla de 200.

## **Cagle**

### *Designaciones de tipo general*

- HCS - Cedazos con malla cuadrada de alta capacidad
- HCR - Cedazos con malla rectangular de alta capacidad.

El número después de la letra indica el equivalente aproximado del cedazo estándar de Estados Unidos. Los tamices HCR son tamices de elevado factor de forma, patentados por Cagle. Dichos tamices manejan un mayor volumen que los de tejido estándar, a un potencial comparable de separación. También se dice que tienen una vida útil cuatro o cinco veces mayor que los tamices estándar comparables.

## **Fabricación Derrick**

### *Paneles de tamices en general*

- SWG - indica un tamiz de tres capas, no reparable
- PWP - un tamiz de tres capas con una placa metálica perforada que ofrece las ventajas de soporte y reparabilidad.
- GBG - paneles con tamices de 2 capas
- PMD- Pyramid® patentado, superficie de tamiz tridimensional sobre una placa perforada. El diseño corrugado ofrece un 40% adicional de área de tamiz en comparación con un PWP, con un aumento del 70% en la capacidad de manejo de fluidos.
- PMD+ - Lo mismo que PMD pero con picos más altos para un área adicional del 100% en comparación con el PWP.

### *Especificaciones de tamices especiales*

- DX - Extra fino Derrick
- DF - Fino Derrick
- DC - Grueso Derrick
- MK - Calidad comercial
- HP - Alto rendimiento (malla rectangular)

**Nota:** *La designación del panel se encuentra seguida por 2 números que indican el tamaño del panel de tamiz en pulgadas. La especificación del tamiz se encuentra seguida por un número que indica el tamaño equivalente de malla del tamiz.*

### *Ejemplo*

GBG 48-30 HP 200 - alto rendimiento, de paneles pegados, 48x30 pulgadas, malla equivalente 200

## **Dispositivos centrífugos**

La remoción de sólidos a través de dispositivos de fuerza centrífuga depende de la separación de las partículas por su masa. El separador centrífugo somete mecánicamente el fluido a crecientes “fuerzas gravitacionales (G)”, aumentando la tasa de asentamiento de las partículas. Este método separa los sólidos del fluido en fracciones pesadas-gruesas y finas-livianas. Luego se selecciona la fracción deseada y se regresa al sistema. Esta técnica funciona correctamente con fluidos de baja densidad/pocos sólidos y de alta densidad y representa la base de la mayoría de los programas de control de sólidos. Debe recordarse que, con cualquier dispositivo de separación centrífuga, el punto D-50, es decir, el punto al cual un sólido de tamaño determinado tiene 50/50 de probabilidades de ser removido por el flujo interior o un sobreflujo, se ve afectado por el contenido total de sólidos, el peso y la viscosidad del fluido.

### **Desarenadores**

Los desarenadores comunes en campos petroleros son hidrociclones de un I.D. de 12” a 16”. Procesan el fluido que se encuentra inmediatamente por debajo de la trampa de arena y no el proveniente de dicha trampa. Un juego de desarenador típico consta de suficientes conos para procesar de 125% a 150% de los gpm de la línea de flujo.

### **Removedores de limo**

La mayoría de los removedores de limo que actualmente se utilizan constan de bancos de hidrociclones de 4” de I.D. Dicho equipo procesa el fluido que se encuentra por debajo del desarenador. Se utilizan suficientes conos para procesar 150% de la tasa circulante.



## *Consejos para el funcionamiento del desarenador y del removedor de limo*

1. La mayoría de los hidrociclones están diseñados para funcionar a una presión de múltiple equivalente a aproximadamente 75 pies (35 a 45 psi) de altura. La altura hidrostática está relacionada con la presión y la densidad del fluido mediante la ecuación de presión hidrostática:

$$P = 0.052 \times H \times \rho_{\text{lodo}}$$

donde:

P = Presión por pie, psi

H = Altura hidrostática, pies

$\rho_{\text{lodo}}$  = densidad del fluido, lb/gal.

El exceso de presión contribuye con el desgaste de la vejiga y afecta negativamente el punto de corte.

2. La descarga apropiada de los conos es un rociado cónico. La descarga de los conos puede ajustarse girando el mecanismo de ajuste en el ápice de éstos. Es posible que se formen filamentos fibrosos y viscosos cuando el fluido que se va a procesar tiene una cantidad excesiva de sólidos.
3. Los conos pueden taponarse y entonces se limpiarán abriendo el ajustador e insertando una varilla de soldadura o algo semejante desde el fondo para remover los sólidos que están bloqueando la descarga. La obturación constante de los conos puede deberse a una falla en el equipo de control sólidos corriente arriba, el cual debe revisarse con el fin de asegurar la funcionalidad.

### **Limpiadores de fluido (lodo)**

La combinación de hidrociclón y tamiz consiste en un banco de removedores de limo que están instalados sobre un tamiz vibratorio con malla fina (una malla de 140 - 200). El flujo interno del removedor de limo se procesa a través del tamiz fino. Las partículas removidas por el tamiz se descargan y el fluido procesado a través del tamiz regresa al sistema activo. El efluente o el sobreflujo del removedor de limo también regresa al sistema activo. El limpiador de fluidos es

principalmente una zaranda con tamiz fino. Su principal propósito es remover esa porción de partículas de tamaño de la arena o más grandes que pasan a través de la zaranda del taladro. Lo ideal sería un tamiz con malla 200 en el limpiador de fluido, sin embargo, generalmente se necesita un tamiz de malla 140 a 150 para minimizar las pérdidas de barita.

No se recomiendan los limpiadores de fluido en sistemas de poco peso que puedan utilizar un removedor de limo, porque este último removerá los sólidos más finos. Por otra parte, en sistemas no densificados con fases líquidas muy valiosas, el fluido (fluidos con base de aceite, fluidos con polímeros-KCl, etc.) que se pierde en el removedor de limo es muy costoso. En esos casos, un limpiador de fluido puede ayudar a controlar los sólidos perforados.

El limpiador de fluido no es un dispositivo centrífugo y no reemplaza una centrífuga en un sistema densificado. Sin embargo, el dispositivo no llena la brecha si no se utiliza una zaranda premium con un fluido de perforación densificado. Es posible que las zarandas del taladro sólo puedan utilizar un tamiz con malla 80, el cual remueve los sólidos perforados mayores de 178 micrones. La centrífuga remueve los sólidos perforados menores de 4 a 6 micrones, de manera que es evidente que una partícula que pase a través de un tamiz con malla 80 quedará retenida en el sistema hasta que se triture a 4 - 6 micrones. El uso de un limpiador de fluido con tamices de malla 200 proporcionará un corte de 74 micrones.

Remover partículas que se encuentren en el intervalo de 74 a 178 micrones con un limpiador de fluido puede producir los siguientes beneficios:

1. La mejor calidad del revoque (sólidos perforados menos gruesos) significa que el revoque será menos permeable y menos poroso. Un revoque de mejor calidad (más delgado y más rígido) puede minimizar el atascamiento diferencial y reducir las fuerzas de fricción entre la sarta de perforación y la cara del pozo.
2. Una menor concentración de sólidos perforados contribuye a lograr mejores propiedades reológicas y a reducir los costos de mantenimiento del fluido.

## **Centrífugas**

La centrífuga de decantación se utiliza para recuperar barita y remover sólidos finos del fluido de perforación.

Comúnmente se tiene la idea errónea de que las centrífugas separan de la barita los sólidos de baja gravedad. Los sólidos removidos con una centrífuga son partículas muy finas (por debajo de 4,5 a 6 micrones) que tienen un mayor efecto en la reología que las partículas más gruesas. Debido a que las máquinas llevan a cabo la separación basándose en la masa de la partícula, no se discrimina entre partículas de *alta gravedad* y *baja gravedad*.

Sin embargo, el centrifugado no elimina la necesidad de utilizar agua. Las tasas de dilución disminuirán y puede esperarse una reducción en los costos de mantenimiento del fluido. Las tendencias diarias de la viscosidad plástica pueden proporcionar un indicio de qué tan rápidamente aumenta la concentración de sólidos y pueden utilizarse como una guía para el centrifugado y la dilución, para lo cual también puede emplearse el análisis de la prueba de azul de metileno (MBT) y el contenido de sólidos.

La centrífuga de decantación utiliza un tazón rotatorio para crear una fuerza centrífuga alta con el fin de separar las partículas finas y las gruesas. Un tornillo transportador gira a una velocidad ligeramente menor para remover los sólidos gruesos hacia la salida del flujo interior.

Existen tres tipos básicos de centrífugas de decantación, los cuales están agrupados dependiendo de la fuerza “G”, los rpm, el punto de corte y la capacidad de alimentación.

1. ***Centrífuga de recuperación de barita*** - Se utiliza principalmente para controlar la viscosidad. Estas centrífugas funcionan dentro de un intervalo de 1600 a 1800 rpm y generan una fuerza “G” de 500 a 700. El punto de corte será entre 6 a 10 micrones para sólidos de baja gravedad y de 4 a 7 micrones para sólidos de alta gravedad. Las tasas de alimentación normalmente están entre 10 a 40 gpm dependiendo de la densidad del fluido completo. Esta centrífuga separará la barita por encima del punto de corte y descartará la fase líquida con los sólidos finos restantes.
2. ***Centrífuga de alto volumen*** - Se utiliza principalmente para descartar sólidos de baja gravedad del fluido. Su nombre se debe a las tasas de procesamiento que varían de 100 a 200 gpm. El intervalo normal de rpm es de 1900 a 2200 rpm. Las fuerzas “G” representan un promedio de aproximadamente 800 “G”. El punto de

corte obtenido es de 5 a 7 micrones cuando se utilizan fluidos no densificados.

3. ***Centrífuga de alta velocidad*** - Se utiliza para remover los sólidos de baja gravedad de sistemas de fluidos no densificados y como una segunda centrífuga cuando se emplea un centrifugado dual. Este grupo de centrífugas giran entre 2500 y 3300 rpm. Las fuerzas "G" creadas por dichas unidades varían entre 1200 a 2100 "G". El punto de corte puede ser tan bajo como 2 a 5 micrones. Las tasas de alimentación varían de 40 a 120 gpm, dependiendo de la aplicación y el fluido a procesar.

El término *centrifugado dual* proviene del uso de centrífugas consecutivas. El efluente de una unidad de recuperación de barita se utiliza para alimentar la segunda centrífuga. La ventaja de este tipo de operación es que pueden removerse los sólidos finos sin perder la fase líquida.

El principio de la centrífuga de decantación se ilustra en la [Figura 4-21](#).

### *Lineamientos sugeridos*

A continuación se presentan los lineamientos sugeridos para las centrífugas de decantación:

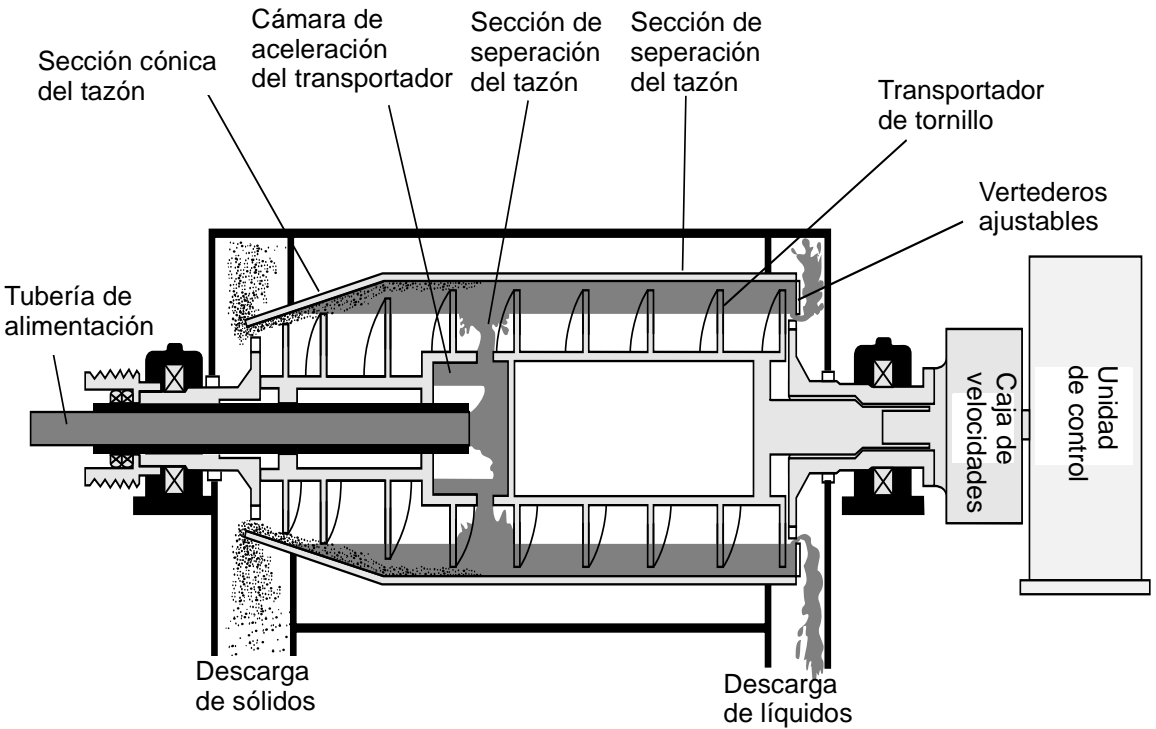
- Viscosidad del efluente - 35 a 37 seg/cuarto de galón.
- Densidad del efluente - 9,5 a 9a6 lb<sub>m</sub>/gal.

(Puede ser mayor si cantidades excesivas de barita son casi coloidales)

- Densidad del flujo interior - usualmente entre 23 a 23,5 lb<sub>m</sub>/gal.
- Velocidad del tazón - 1600 a 2000 rpm.
- Dilución del 25% al 75%. La tasa de dilución aumenta a medida que la viscosidad y la densidad aumentan.
- La centrífuga deberá dimensionarse para que procese un mínimo de 10% del caudal máximo esperado.
- Porcentaje de los sólidos de baja gravedad removidos - normalmente entre 30% y 60%.

- Remoción química. El flujo interior de la centrífuga de decantación contendrá entre un 15% y un 30% de los químicos presentes en el fluido de perforación original.
- La disminución de volumen está entre un 70% y un 85% del fluido centrifugado. Depende del volumen de sólidos en el intervalo recuperable.

Figura 4-21 Centrifuga de decantación con tazón de sólidos



## Sistemas de circuito cerrado

Los sistemas de circuito cerrado describen cualquier operación donde no se utiliza una fosa de reserva. Esto se debe comúnmente a restricciones ambientales, pero puede también deberse a limitaciones de espacio, al costo de construir y cerrar una fosa o al costo de la fase líquida. Dependiendo del costo que represente la operación de desechar el exceso de fluido y los ripsos, el sistema puede no incluir ningún tipo de equipo adicional en el taladro o quizás sea un sistema completo que contenga todos los equipos mecánicos necesarios para lograr una remoción máxima de sólidos y una operación de deshidratación, para completar la remoción del exceso de sólidos.

Con frecuencia el término *sistema de circuito cerrado* se utiliza equivocadamente para hacer referencia solamente al equipo mecánico de remoción de sólidos. Existe un límite en relación a cuánto se puede utilizar un sistema líquido antes que se tenga que reemplazar debido a la acumulación de sólidos finos. El equipo que existe actualmente para controlar sólidos no puede remover aquéllos que están dentro del intervalo de tamaños coloidales.

El agregar un sistema de deshidratación al procesamiento de sólidos permitirá que el sistema refleje mejor el significado del término *sistema de circuito cerrado*. Esto se logra removiendo los sólidos que permanecen en cualquier fluido recuperado. La [Figura 4-22](#) y la [Figura 4-23](#) representan la disposición del equipo de remoción mecánica de sólidos en un sistema de circuito cerrado para sistemas de fluido no densificados y densificados, respectivamente.

El sistema de deshidratación funciona desestabilizando el fluido químicamente, produciendo una coagulación de los sólidos y posteriormente *floculando* químicamente los sólidos. Luego, los líquidos y sólidos “floculados” se separan con el uso de una centrífuga o una prensa de tornillo para lograr la máxima concentración de sólidos en el desecho y la tasa máxima de retorno de líquido sin sólidos al sistema de fluidos.

Las ventajas de utilizar un sistema de deshidratación varían dependiendo del tipo de fluido. Además del beneficio principal de reducir el desecho de desperdicios, también se reduce el mantenimiento de fluido debido a dos razones:

1. La cantidad de sólidos transportados puede controlarse sin depender totalmente de los diluyentes químicos.

2. Cualquier material soluble en la fase líquida regresará al sistema después del proceso de floculación.

Esto reducirá el costo del fluido preparado para reemplazar el fluido que se ha perdido con los sólidos.



Figura 4-22 Sistema de sólidos de circuito cerrado: fluido no densificado

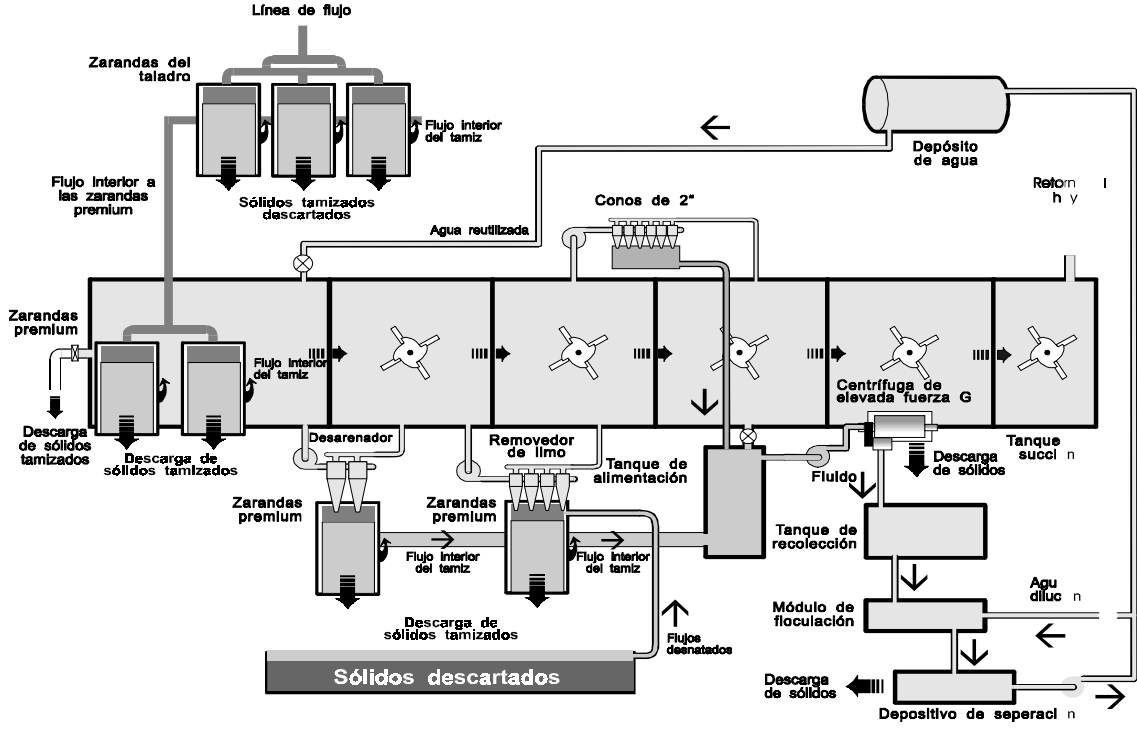
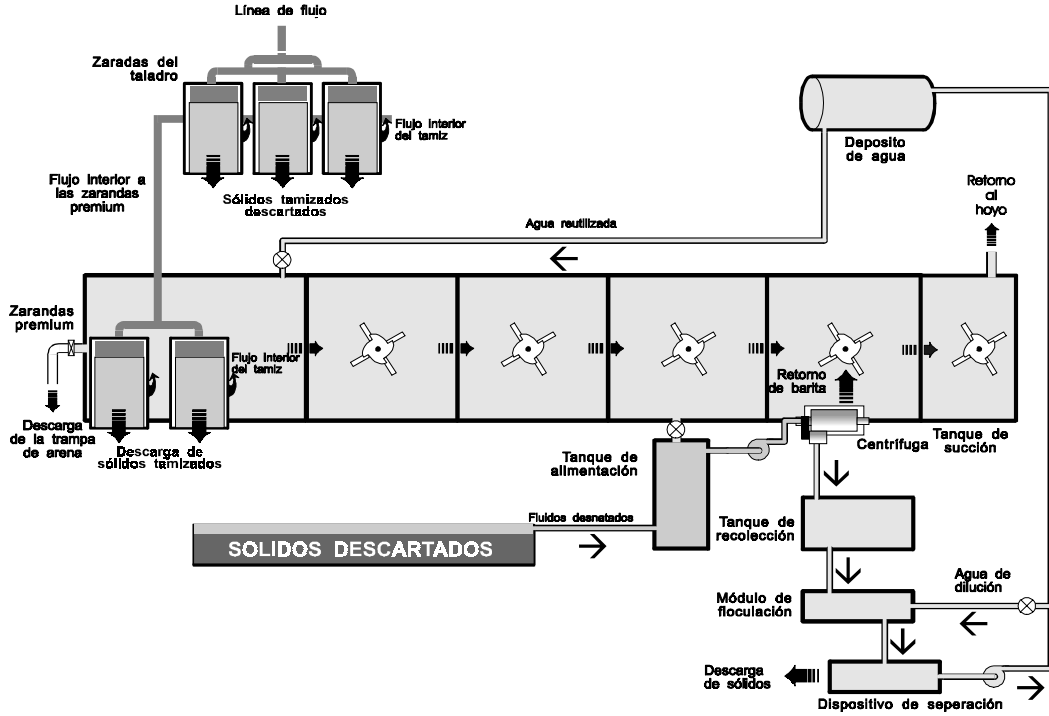


Figura 4-23 Sistema de sólidos de circuito cerrado:



## Análisis de sólidos

### Agua, aceite y sólidos en los fluidos de perforación

La función del equipo de control de sólidos consiste en remover del fluido una fracción grande, tanto como sea posible, de los sólidos perforados presentes. En el presente caso el término “posible” tiene la connotación de “económicamente viable”. Debido a que ningún proceso es 100% eficiente, es inevitable la acumulación de sólidos perforados en el fluido de perforación. Es responsabilidad del ingeniero determinar qué nivel de sólidos perforados puede tolerarse en el fluido y establecer el método más “viable” para lidiar con el restante.

El análisis del contenido de sólidos del fluido es una herramienta que utiliza el ingeniero para controlar la acumulación de sólidos en el fluido de perforación. La Práctica Recomendada 13B-1 de API contiene el procedimiento para medir el contenido total de agua, aceite y sólidos en el fluido a partir de datos de retorta. Luego suministra cálculos para establecer las concentraciones de sólidos de alta y baja gravedad presentes en el fluido. A continuación se presenta una versión resumida de dicho procedimiento, el cual solamente se emplea para fluidos de base agua. En la RP 13B-2 de API y en el [Capítulo 3](#) del presente manual se incluye un procedimiento para los fluidos con base sintética y aceite.

#### Análisis API de sólidos

Utilizando los volúmenes medidos de aceite y agua a partir de la retorta y el volumen de la muestra del fluido completo original ( $10 \text{ cm}^3$  ó  $20 \text{ cm}^3$ ), calcule el porcentaje en volumen del agua, aceite y el total de sólidos en el lodo.

*Porcentaje de agua en volumen:*

$$V_W = \frac{100(\text{volumen de agua, cm}^3)}{\text{volumen de la muestra, cm}^3}$$

*Porcentaje de aceite en volumen:*

$$V_O = \frac{100(\text{volumen de aceite, cm}^3)}{\text{volumen de la muestra, cm}^3}$$

*Porcentaje en volumen de sólidos en la retorta:*

$$V_S = 100 - (V_W + V_O)$$

Es necesario realizar cálculos adicionales para hallar el porcentaje en volumen de los sólidos suspendidos y relacionarlos con los volúmenes relativos de los sólidos de baja gravedad y el material densificante. Para realizar dichos cálculos, se deben tener valores exactos para el peso del fluido y la concentración de cloruro.

$$V_{SS} = V_S - V_W \left( \frac{C_S}{1680000 - 1.21 C_S} \right)$$

donde:

$V_{SS}$  = Porcentaje en volumen de los sólidos suspendidos

$C_S$  = Concentración de cloruro, mg/L

*Porcentaje en volumen de sólidos de baja gravedad:*

$$V_{lg} = \frac{1}{\rho_b - \rho_{lg}} [100 \rho_f + (\rho_b - \rho_f) V_{SS} - 12 W_m - (\rho_f - \rho_o) V_O]$$

donde:

$V_{lg}$  = porcentaje en volumen de sólidos de baja gravedad

$W_m$  = peso del fluido, lb/gal.

$\rho_f$  = densidad del filtrado, g/cm<sup>3</sup>

( $\rho_f = 1 + 0,00000109 C_S$  basado en el cloruro de sodio)

$\rho_b$  = densidad del material densificante, g/cm<sup>3</sup> (utilice 4,2 si es barita y 5 si es hematita)

$\rho_{lg}$  = densidad de sólidos de baja gravedad, g/cm<sup>3</sup> (utilice 2,6 si se desconoce)

$\rho_o$  = densidad del aceite, g/cm<sup>3</sup> (utilice 0,84 si se desconoce)

*Porcentaje del material densificante en volumen:*

$$V_b = V_{SS} - V_{lg}$$

*Concentración de sólidos de baja gravedad, material densificante y sólidos suspendidos:*

$$C_{lg} = 3,50(\rho_{lg})(V_{lg})$$

$$C_b = 3,50(\rho_b)(V_b)$$

$$C_{SS} = C_{lg} + C_b$$

donde:

$C_{lg}$  = concentración de sólidos de baja gravedad, lb/bbl.

$C_b$  = concentración de material densificante, lb/bbl.

$C_{ss}$  = concentración de sólidos suspendidos, lb/bbl.

## Corrección de bentonita

La lectura de la prueba de azul de metileno (MBT) es una medida de la concentración de bentonita y de las arcillas reactivas en el fluido. Para determinar la concentración real de la bentonita en el fluido, utilice las siguientes ecuaciones:

$$CEC_{avg} = \frac{(7.69)(MBT_{fluido})}{(V_{lg})}$$

$$V_{bent} = \frac{(V_{lg})(CEC_{avg} - CEC_{DS})}{(CEC_{bent} - CEC_{DS})}$$

$$V_{DS} = V_{lg} - V_{bent}$$

donde:

$CEC_{avg}$  = CEC promedio de todos los sólidos de baja gravedad en el fluido.

$V_{bent}$  = porcentaje en volumen de la bentonita en el fluido

$V_{lg}$  = porcentaje en volumen de sólidos de baja gravedad en el fluido

$V_{DS}$  = porcentaje en volumen de sólidos perforados en el fluido

$MBT_{\text{fluido}}$  = prueba de azul de metileno en el fluido (lb<sub>m</sub>/bbl)

$CEC_{DS}$  = capacidad de intercambio catiónico de los ripios

$CEC_{\text{bent}}$  = capacidad de intercambio catiónico de la bentonita (utilice 60 si se desconoce)

Dado que:

$$V_{lg} = 9,8$$

$$CEC_{DS} = 10$$

$$MBT_{\text{fluido}} = 30$$

$$CEC_{\text{bent}} = 60,$$

entonces,

$$CEC_{\text{avg}} = \frac{(7.69)(30)}{(9.8)} = 23.5$$

$$V_{\text{bent}} = \frac{(9.8)(23.5 - 10)}{(60 - 10)} = 2.65,$$

$$V_{DS} = 9.8 - 2.65 = 7.15.$$

## Rendimiento del sistema de remoción de sólidos

Otra herramienta que emplea el ingeniero para evaluar la efectividad del programa de control de sólidos es una evaluación de la eficiencia del sistema para remover sólidos perforados. Generalmente la eficiencia del sistema de remoción de sólidos perforados (equipo de control de sólidos) es el porcentaje de roca perforada que se ha removido con el equipo. Esto no toma en consideración la cantidad de fluido perdido en el proceso. Con esta definición, el chorro de fluido daría una eficiencia de remoción del 100%, pero no sería un método práctico debido a la cantidad de fluido de perforación perdido. Así, para describir con mayor exactitud el rendimiento de un sistema, es necesario un término que tome en consideración tanto el porcentaje de roca removida como la cantidad de fluido de perforación perdido.

El *Factor de Dilución* se utiliza para describir el Rendimiento del Sistema de Remoción de Sólidos

Perforados, el cual se define como todos los procesos empleados durante la perforación de un pozo que remueven los sólidos generados. Dichos procesos incluyen la descarga del fluido completo (incluyendo pérdida de circulación), asentamiento, tamizado, desarenado, remoción de limo y centrifugado.

El Factor de Dilución se calcula monitoreando la cantidad total de fluido base (aceite o agua) que se ha agregado al sistema y registrando la densidad, salinidad y los datos de retorta recolectados durante un intervalo de perforación específico. Los datos se promedian y el factor de dilución se calcula en base al tamaño del hoyo y la longitud del intervalo. El índice de rendimiento de un sistema de sólidos perforados se calcula y emplea como base para monitorear el desempeño del sistema. El procedimiento que a continuación se presenta se ha extraído de la Sección 1 de la RP 13C de API.

1. Mida y registre todos los pesos del fluido de la fosa de succión, la salinidad y los datos de los sólidos (retorta) para el intervalo.
2. Mida y registre el fluido base que se ha agregado al sistema ( $V_{bf}$ ).
3. Determine la *Fracción del Fluido Base* ( $F_{bf}$ ). La Fracción del Fluido Base se calcula a partir de los datos de retorta y de las mediciones de sal, y representa el valor promedio para el intervalo. Es fundamental el método para promediar. Utilice el mismo método si se van a realizar comparaciones entre los intervalos y los pozos.
4. Calcule el *Volumen del Fluido (Lodo) Preparado* ( $V_{mb}$ ). El volumen del fluido preparado se determina a partir de la Fracción del Fluido Base.  $V_{mb} = V_{bf} / F_{bf}$
5. Determine la *Fracción de Sólidos Perforados* ( $F_{ds}$ ). La Fracción de Sólidos Perforados se calcula promediando los valores de sólidos perforados que han sido calculados a partir de las mediciones de retorta tomadas en diversos puntos en el intervalo. Los estudios de sensibilidad del efecto de la Fracción de Sólidos Perforados en el Factor de Dilución final demuestran que es posible una variación significativa cuando se emplean diferentes métodos para promediar. Las

comparaciones son válidas solamente cuando se utilizan métodos idénticos con este fin.

6. Calcule el *Volumen Excavado de Sólidos Perforados* ( $V_{ds}$ ). El valor se calcula a partir de las dimensiones del pozo, es decir, la longitud y el diámetro.
7. Calcule la *Dilución Total* ( $D_t$ ). La Dilución Total se define como el volumen de fluido que se prepararía si no existiese un sistema de remoción de sólidos. En dicho caso, todos los sólidos perforados se incorporarían al sistema de fluido y la dilución sería la única manera de controlar los sólidos.  $Dilución\ Total = D_t = V_{ds} / F_{ds}$
8. Calcule el *Factor de Dilución* (DF). El Factor de Dilución es la relación Volumen de Fluido Preparado / Dilución Total. Este factor vendría siendo la relación del fluido utilizado para perforar un intervalo con un sistema de remoción de sólidos comparado con la dilución solamente. Mientras menor sea el factor, más eficiente es el sistema de remoción de sólidos.  $Factor\ de\ Dilución = DF = V_{mb} / D_t$
9. Calcule el *Rendimiento del Sistema de Remoción de Sólidos* (SP).  $SP = (1 - DF) (100)$

## Perforación direccional

### Aplicaciones de la perforación direccional

Debido a que la perforación de pozos horizontales es más costosa que la perforación de pozos verticales, una mayor producción debe compensar los costos más elevados de perforación. A continuación se presentan las aplicaciones más comunes para la perforación horizontal:

- Yacimiento fracturado de forma natural
- Formaciones con problemas de conificación de agua o gas
- Zonas productoras delgadas
- Yacimientos de poca permeabilidad
- Formaciones irregulares (arrecifes, arenas de canal, etc.)



- Yacimientos de baja energía
- Recuperación mejorada de petróleo

## Selección del fluido de perforación

Prácticamente todas las consideraciones que se hacen al escoger un fluido para perforar un hoyo vertical se aplican a la perforación de un pozo horizontal. Los factores principales que exigen atención adicional al perforarse hoyos altamente desviados son:

- Protección de la formación
- Limpieza del hoyo
- Lubricidad
- Inhibición
- Peso del fluido requerido
- Factores económicos
- Impacto ambiental

Una consideración adicional es el efecto que tiene la instalación del motor de desplazamiento positivo y las herramientas MWD en el desempeño hidráulico del sistema circulante. Para un conjunto dado de equipos superficiales, las pérdidas de presión adicionales en el sistema podrían limitar gravemente el caudal máximo alcanzable. Debido a que el caudal del fluido afecta el desempeño del motor (y así también la tasa de perforación) y la capacidad que tiene el fluido para limpiar el hoyo, estas presiones deberán tomarse en cuenta en la evaluación hidráulica del sistema circulante. La Tabla de Especificaciones del Motor NaviDrill indica el intervalo de caudales requerido para cada herramienta.

La [Figura 4-24](#) ofrece las representaciones gráficas de las caídas de presión para diferentes configuraciones de herramientas MWD de INTEQ y pesos de fluidos. La caída de presión a través del motor de fluido variará con las condiciones de la perforación y el desgaste de la herramienta. Generalmente se encuentra en el intervalo de 300 a 500 psi, pero los motores de alto par motor y baja velocidad tienen caídas de presión mayores que los motores de bajo par motor y alta velocidad. La caída de presión del motor generalmente se mide en la localización comparando la presión circulante con la herramienta levantada del fondo y la presión circulante con la herramienta en el fondo,

operando a la velocidad y peso sobre la mecha deseados. El perforador direccional suministrará los datos correspondientes.

Una consideración final es la interacción del fluido de perforación y sus componentes con los elastómeros del motor. Algunos aditivos de los fluidos, como es el caso de algunos inhibidores de corrosión y lubricantes, y todos los fluidos de base aceite con puntos de anilina por debajo de 150°F pueden reducir la vida útil de los elastómeros y causar fallas en el motor o un menor rendimiento del mismo.

INTEQ Technical Alert #96/17/LS es una compilación de productos y sistemas de fluidos representados por nombres comerciales y que han sido probados en el laboratorio para determinar su compatibilidad con los elastómeros utilizados en los motores NaviDrill. Los productos se indican con una clasificación de 1, 2 o 3. **1** indica que el producto o sistema tiene el efecto menor sobre el elastómero; **3** indica que el efecto sobre el elastómero es el más significativo. La lista se considera “confidencial de la compañía” y a ella se puede tener acceso a través de *InSource*.

**Nota:** *Si se desconocen los efectos de un fluido o aditivo en el elastómero de un motor, es necesario realizar una evaluación antes de utilizar dicho fluido o aditivo.*

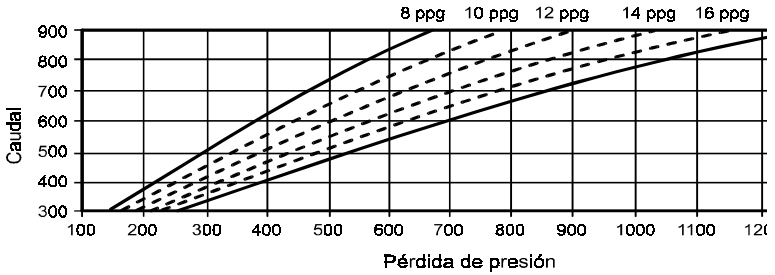
## Especificaciones del motor NaviDrill

Tipo de motor	Caudal (gpm)	Velocidad de la mecha (rpm)	Par motor (ft-lbs)	HP	Etapas (número)	Configuración rotor/estator	Relación RPM (rpm/gpm)
3-1/8" M1ADM	80 - 160	63 - 126	710	16	2	5/6	0.79
3-1/8" MIX	80 - 160	182 - 365	380	27	3	5/6	2.28
3-1/8" M1XL	80 - 160	182 - 365	720	50	6	5/6	2.28
3-3/4" M1C	65 - 185	120 - 340	890	58	5.5	5/6	1.84
3-3/4" M1XS	80 - 210	150 - 410	440	34	3	5/6	1.95
3-3/4" M1XL	80 - 210	150 - 410	1620	126	11	5/6	1.95
3-3/4" M2	65 - 210	250 - 800	480	73	5	1/2	3.81
4-3/4" M1ADM	160 - 320	55 - 110	1620	34	2	5/6	0.34
4-3/4" M1P/HF	160 - 320	105 - 210	1700	68	4	5/6	0.66
4-3/4" M1P/HF (corto)	160 - 320	105 - 210	1105	45	2.5	5/6	0.66
4-3/4" MIX	105 - 315	110 - 325	1360	84	5	5/6	1.03
4-3/4" M1XL	105 - 315	110 - 325	2600	161	9.5	5/6	1.03
4-3/4" M1C	80 - 240	100 - 300	1180	67	5.5	5/6	1.25
4-3/4" M1C-DPS	80 - 240	100 - 300	2360	100	11	5/6	1.25
4-3/4" M2PXL	80 - 265	180 - 600	1440	164	11	2/3	2.26
4-3/4" M2	80 - 265	195 - 650	740	92	5	1/2	2.45
6-3/4" M1ADM	345 - 610	53 - 94	4280	76	2	7/8	0.15
6-3/4" M1P/HF	345 - 610	100 - 180	4800	165	4	7/8	0.30
6-3/4" M1X	265 - 660	90 - 220	2690	113	3	5/6	0.33

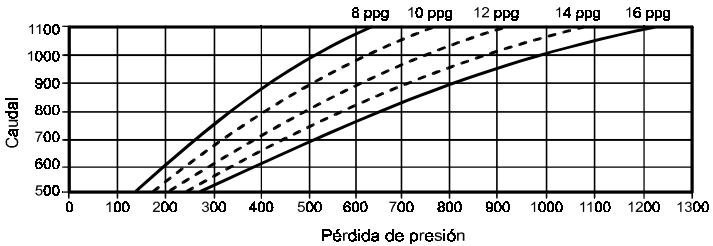
## Especificaciones del motor NaviDrill (continuación)

Tipo de motor	Caudal (gpm)	Velocidad de la mecha (rpm)	Par motor (ft-lbs)	HP	Etapas (número)	Configuración rotor/estator	Relación RPM (rpm/gpm)
6-3/4" M1XL	265 - 660	90 - 220	5050	212	6	5/6	0.33
6-3/4" M1P	265 - 485	110 - 200	4300	164	5	7/8	0.41
6-3/4" M1C	185 - 475	100 - 260	2800	139	5	5/6	0.55
6-3/4" M2	185 - 530	190 - 550	1840	193	5	1/2	1.04
8" M1ADM	530 - 900	48 - 81	7450	115	2	7/8	0.09
8" M1P/HF	530 - 900	90 - 150	8500	243	4	9/10	0.17
8" M1X (Dec)	395 - 900	85 - 195	4500	168		5/6	0.22
8" M1XL (Dec)	395 - 900	85 - 195	7800	290	6	5/6	0.22
8" M1P	395 - 660	90 - 150	7750	181	5	7/8	0.23
8" M1C	315 - 685	85 - 190	4500	163	4	5/6	0.28
8" M2	240 - 685	155 - 450	2400	206	4	1/2	0.66
9-1/2" M1P/HF	660 - 1110	80 - 130	12500	310	4	9/10	0.12
9-1/2" M1P	475 - 795	80 - 130	11060	273	5	7/8	0.16
9-1/2" M1XL	530 - 1060	80 - 165	10770	338	6	5/6	0.16
9-1/2" M1C	395 - 740	100 - 190	6870	249	5.5	5/6	0.26
11-1/4" M1P	795 - 1270	70 - 110	17700	370		9/10	0.086

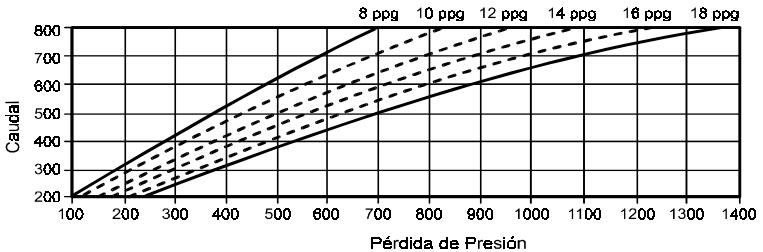
**Figura 4-24 Escenarios de pérdida de presión  
Herramientas 7-3/4" - 9-1/2", intervalos de flujo normales  
4xMiller, VG = 0.91"**



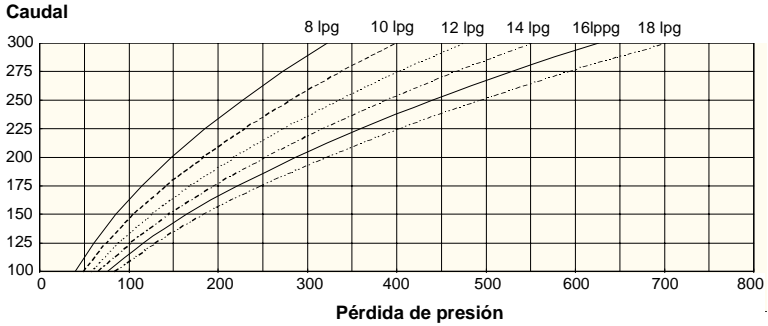
**Herramientas 7-3/4 - 9-1/2", intervalo de flujo alto (520-1050)  
4xMiller, VG = 0.97"**



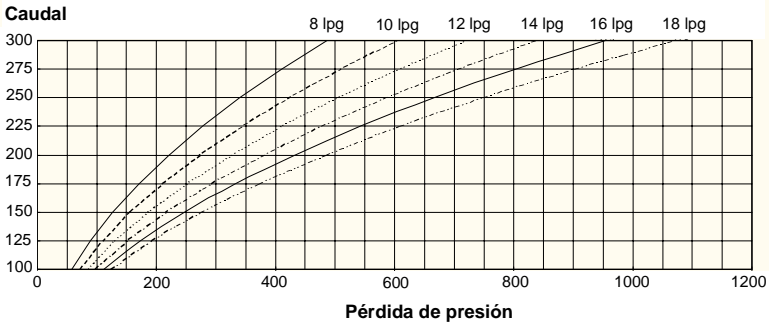
**Herramientas 6-3/4", Todos los Intervalos de Fluidos  
4xMiller, VG = 0.87"**



## Herramientas basadas en sonda, R 1/2 Cuello, ID = 2-3/4", n = 0.40, K = 13.2



## Herramientas basadas en sonda, R 1/4 Cuello, ID = 2-3/4", n = 0.40, K = 13.2



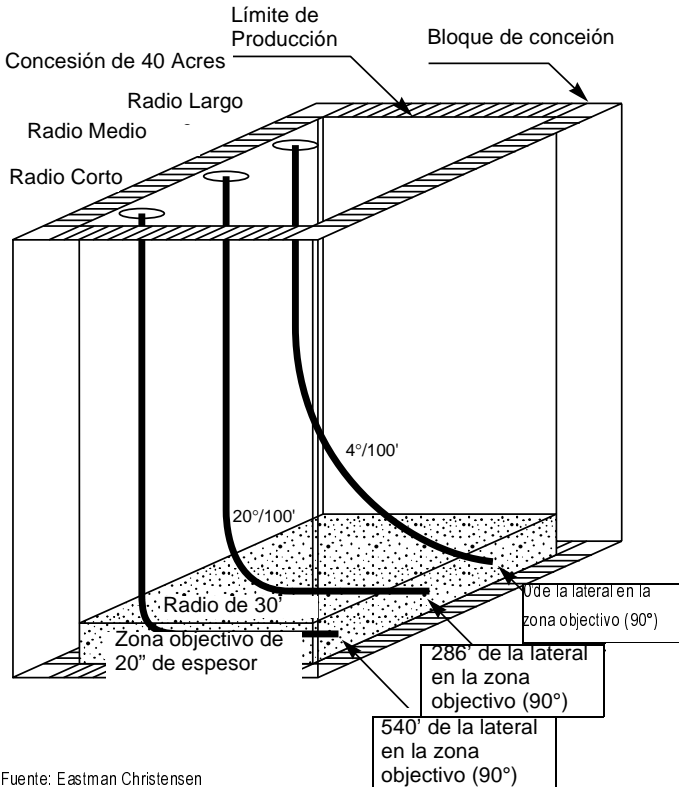
## Técnicas de perforación direccional

Técnica	Tasa de incremento del ángulo	Radio de giro
Radio largo	1° a 6°/100 ft	1000' a 3000'
Radio medio	6° a 40°/100 ft	140' a 1000'
Radio intermedio	40° a 70°/100 ft	82' a 140'
Radio corto	70° a 150°/100 ft	40' a 82'

Para el radio ultra corto se utiliza un mandril de chorro para girar en cuestión de pulgadas.

Conversiones:  $\text{ft} \div 3,28 = \text{m}$ ;  $^{\circ}/100 \text{ ft} \div 3.048 = ^{\circ}/10 \text{ m}$

**Figura 4-25 Técnicas direccionales**

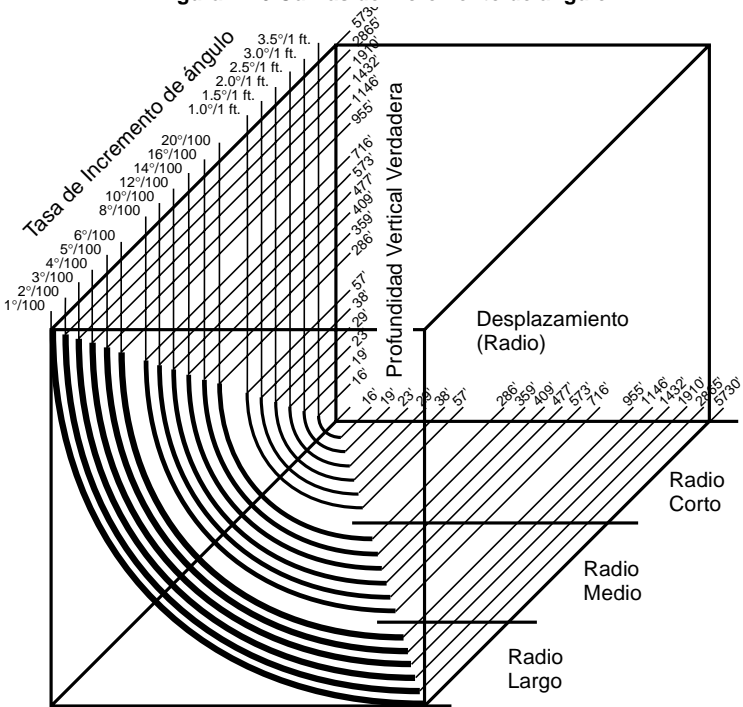


**Desviación y pérdida de profundidad por cada 100 ft de profundidad medida**

Desviación (grados)	Desviación (ft)	Pérdida de profundidad (ft)	Profundidad vertical (ft)
1	1.75	0.02	99.98
2	3.49	0.06	99.94
3	5.23	0.14	99.86
4	6.98	0.24	99.76
5	8.92	0.38	99.62
6	10.45	0.55	99.45
7	12.19	0.75	99.25
8	13.92	0.97	99.03
9	15.64	1.23	98.77
10	17.36	1.52	98.48
12	20.79	2.19	97.81
14	24.19	2.97	97.03
16	27.56	3.87	96.13
18	30.90	4.89	95.11
20	34.20	6.03	93.97
25	42.26	9.37	90.63
30	50.00	13.40	86.60
35	57.36	18.08	81.92
40	64.28	23.40	76.60
45	70.71	29.29	70.71
60	86.60	50.00	50.00



Figura 4-26 Curvas de incremento de ángulo



## Limpieza de hoyos altamente desviados

A medida que la inclinación del hoyo aumenta, el deslizamiento axial de la partícula cambia a un deslizamiento radial, haciendo que los rípios caigan a la parte baja del hoyo. Se dificulta más el transporte de rípios y con frecuencia se forma un lecho de éstos en la formación. En general:

1. La velocidad anular del fluido es un parámetro clave en el transporte de rípios. Si surge un problema en la limpieza del hoyo, puede mejorarse el transporte de rípios aumentando la tasa de flujo a su máximo valor con las limitaciones de bombeo y del régimen de flujo.
2. En el flujo laminar, las relaciones más altas del punto de cedencia a la viscosidad plástica (PC/VP) mejoran el

transporte de ripios. Cuando se trata de flujo turbulento, la reología del fluido tiene menos efecto en el transporte de ripios. Esto parece ser cierto en todos los intervalos de inclinación.

3. La excentricidad de la tubería dificulta el transporte de ripios a medida que la velocidad del fluido se reduce en las secciones más angostas del espacio anular.
4. Cuando el fluido anular es un barrido laminar, delgado y turbulento seguido por un barrido espeso, se puede facilitar la limpieza del hoyo agitando primero los ripios y luego sacándolos del hoyo.
5. Puede complementarse la limpieza hidráulica del hoyo con medios mecánicos. Los viajes del limpiador y la rotación de la sarta de perforación (cuando sea posible) perturban el lecho de ripios y estimulan el transporte. Los equipos tipo “top drive” o de perforación desde arriba son ventajosos al permitir la rotación de la tubería y la circulación durante un viaje.

## Intervalos de inclinación

La inclinación de un hoyo, en relación a su limpieza, se ha dividido en tres intervalos generales. Los siguientes intervalos y características han sido descritos por Okrajni, et al. en SPE Paper 14178.

**0° a 45°**

Un flujo laminar con más altas relaciones PC/VP produce un mejor transporte de ripios. El lecho de ripios puede comenzar a formarse en el lado más bajo del hoyo.

**45° a 55°**

Un flujo laminar y turbulento tiene resultados similares en el transporte. Una más elevada relación PC/VP ayuda a limpiar el pozo cuando se tiene flujo laminar. La reología del fluido tiene poco efecto en el transporte de ripios cuando se tiene flujo turbulento. El lecho de ripios puede deslizarse hoyo abajo.

**55° a 90°**

El flujo turbulento facilita un mejor transporte de ripios. Una más elevada relación PC/VP mejora el transporte en el flujo laminar. El lecho de ripios generalmente no se desliza hoyo abajo.

**Nota:** *La competencia de las formaciones perforadas siempre debe tomarse en cuenta cuando se selecciona el régimen del flujo.*

## Torque y arrastre

En pozos altamente desviados existe un contacto significativo entre la sarta de perforación y las paredes del hoyo, lo cual genera una resistencia de fricción al movimiento. La resistencia puede ser lo suficientemente significativa como para convertirse en el factor limitante en la perforación horizontal y de largo alcance. Debido a que existen muchos factores que afectan el torque y arrastre, algunas veces es difícil detectar lo que produce un aumento de la fricción en el fondo del hoyo. La [Figura 4-27](#) es un diagrama de flujo diseñado para ayudar a determinar la posible causa asociada con los síntomas de torque y arrastre.

Se puede disminuir la fricción utilizando un fluido de perforación con buenas características de lubricación, como es el caso de los fluidos con base de aceite, los fluidos de polímeros y los sistemas derivados del glicol. Existe una gran variedad de aditivos lubricantes, los cuales deben probarse para verificar la compatibilidad en relación al fluido y la formación, puesto que algunos pueden tener efectos negativos. En general, los lubricantes pueden ser de naturaleza mecánica (gránulos, tapones de cáscaras, etc.), lubricantes generales para hoyos o de película, y lubricantes de presión extrema (metal a metal).

Independientemente del sistema o del lubricante que se emplee, puede reducirse la fricción en el fondo del hoyo acondicionando el fluido para conseguir un revoque comprimible, delgado y resbaladizo, y aplicando técnicas adecuadas para limpiar el hoyo con el fin de minimizar el lecho de ripios.

## Estabilidad del hoyo

Los hoyos presentan fallas por compresión o tensión. Los hoyos se fracturan cuando las presiones de hoyo exceden la resistencia a la tensión de las rocas circundantes. Cuando las presiones de pozo son muy bajas, puede excederse la resistencia a la compresión de las rocas circundantes y el hoyo colapsa. Los fluidos de perforación pueden debilitar dichas rocas, por lo cual aumentan las probabilidades de que colapse el hoyo. Debe conservarse la competencia de la roca utilizando el control adecuado de filtrado, iones inhibidores, agentes puenteantes y el régimen de flujo.

La inclinación del hoyo puede reducir considerablemente el intervalo de presiones seguras de operación del pozo, al requerir un peso mínimo de fluido mayor con el fin de prevenir un colapso, y un peso máximo de fluido menor para prevenir una fractura. En la [Figura 4-28](#) se presenta un ejemplo del intervalo de operación seguro calculado para las areniscas del Mar del Norte, según McLean, et al.

Figura 4-27 Problemas de pozo

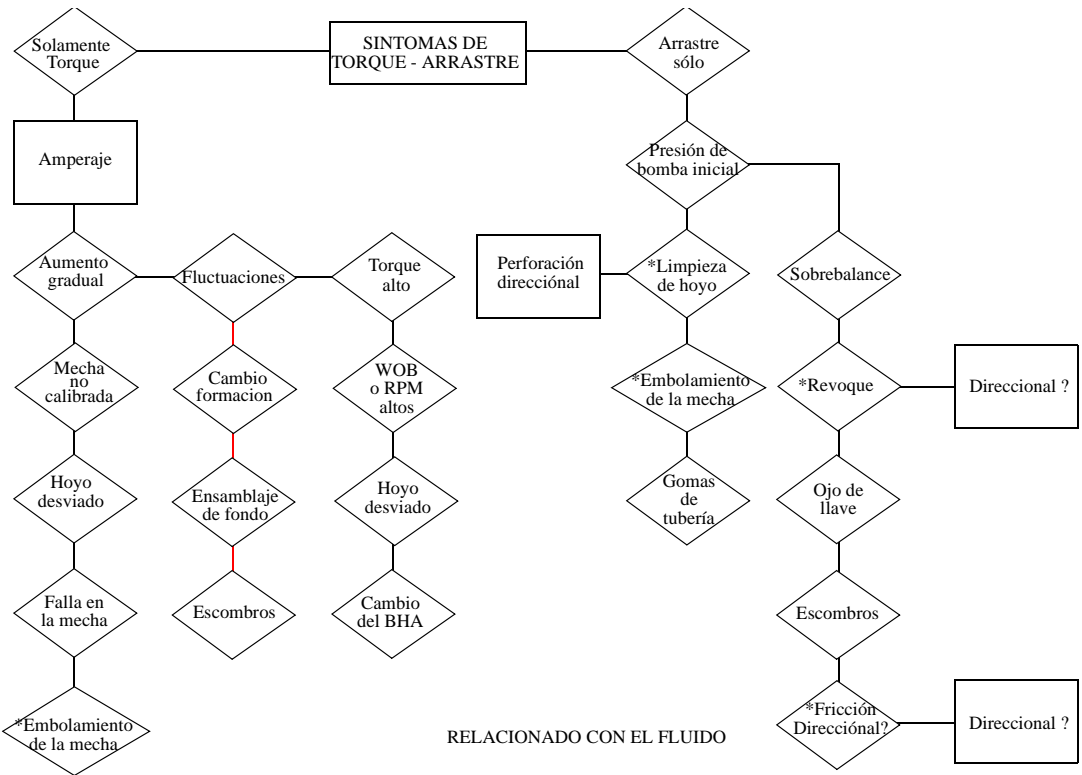
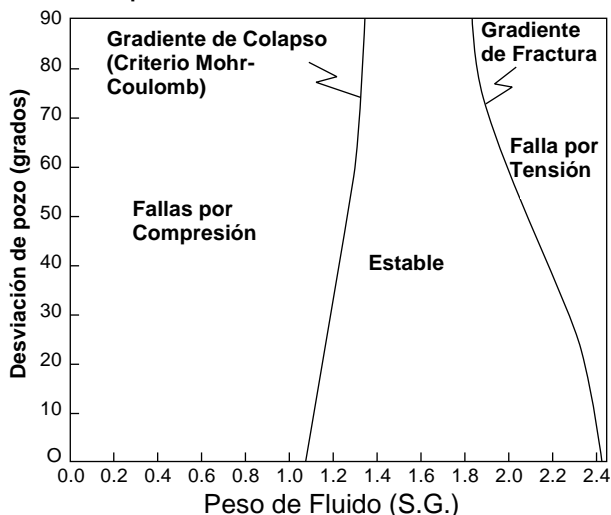


Figura 4-28 Ejemplo del efecto de la desviación en la estabilidad del hoyo para una arenisca del Mar del Norte



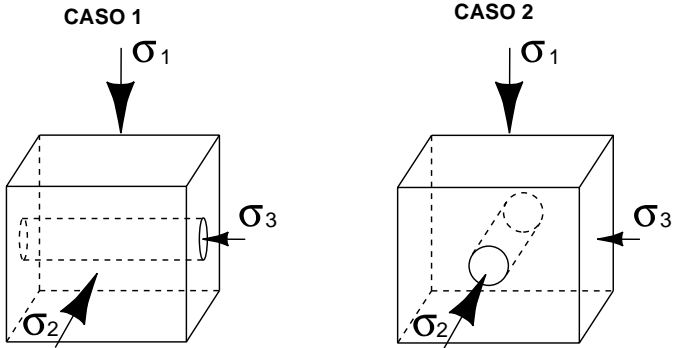
Fuente: trabajo SPE 20405

En un área sometida a esfuerzo tectónico, la dirección geográfica del hoyo puede también afectar la estabilidad de éste. Los hoyos que están inclinados en dirección al esfuerzo in situ mínimo tienden a ser más estables que aquéllos que se encuentran inclinados en dirección del esfuerzo in situ máximo.

Como se ilustra en la [Figura 4-29](#), cuando todos los otros factores son iguales, el caso 1 producirá un hoyo más estable que el caso 2.

Como resultado, los pozos de diversas inclinaciones y direcciones pueden no correlacionarse directamente con respecto al peso del fluido y a la estabilidad del hoyo.

Figura 4-29 Alineación del hoyo en áreas sometidas a esfuerzos tectónicos



Donde:  $\sigma_1$  = Esfuerzo en situ máximo  
 $\sigma_2$  = Esfuerzo en situ intermedio  
 $\sigma_3$  = Esfuerzo en situ mínimo

## Protección de la formación

Debido a que los pozos horizontales exponen considerablemente más de la posible zona productora, debe tenerse cuidado al seleccionar el tipo de fluido de perforación con el fin de minimizar el daño a la misma. Puede comprobarse la compatibilidad del fluido verificando la permeabilidad de retorno de las muestras de núcleo del yacimiento cuando están expuestas a diversos fluidos. A continuación se presenta algunas de las principales causas de daño de las formaciones:

### Causas del daño a la formación

- Sólidos del fluido que taponan las gargantas de poro.
- Hidratación de las arcillas de la formación
- Migración de los finos de la formación.
- Cambios de humectabilidad en el yacimiento
- Precipitantes insolubles
- Bloqueo por agua
- Bloqueo por emulsión.

## Cálculos

1. Profundidad vertical verdadera (método del ángulo promedio):

$$\text{TVD}_2 = \text{TVD}_1 + \left[ (\text{MD}_2 - \text{MD}_1) \times \cos\left(\frac{\Theta_1 + \Theta_2}{2}\right) \right]$$

2. Desplazamiento horizontal (método del ángulo promedio):

$$\text{HD}_2 = \text{HD}_1 + \left[ (\text{MD}_2 - \text{MD}_1) \times \sin\left(\frac{\Theta_1 + \Theta_2}{2}\right) \right]$$

3. Determinación del punto de desviación:

$$\text{KOP, ft} = T - \left[ \frac{5720}{\text{BUR}} \times (\sin \Theta_2 - \sin \Theta_1) \right]$$

donde:

$\text{TVD}_1$  = Profundidad vertical verdadera en el punto 1

$\text{TVD}_2$  = Profundidad vertical verdadera en el punto 2

$\text{MD}_1$  = Profundidad medida en el punto 1

$\text{MD}_2$  = Profundidad medida en el punto 2

$\text{HD}_1$  = Desplazamiento horizontal en el punto 1

$\text{HD}_2$  = Desplazamiento horizontal en el punto 2

$\Theta_1$  = Desviación en el punto 1

$\Theta_2$  = Desviación en el punto 2

T = Profundidad objetivo (pies)

BUR = Tasa de incremento de ángulo (°/1 pie)

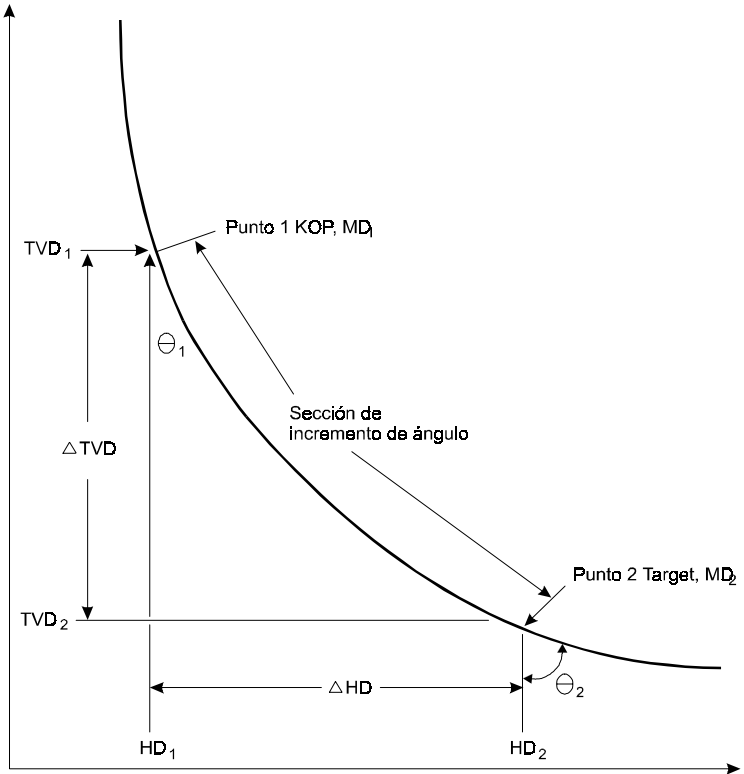
**Nota:** *El método supone que la longitud del curso entre el punto 1 y el punto 2 es una línea recta. También se supone que la dirección y la inclinación son los promedios de los valores medidos en cada punto. El método será menos preciso cuando se aplique*



en longitudes de curso grandes, pero es una buena aproximación para la mayoría de los cálculos de ingeniería relacionados con los fluidos de perforación.

**Nota:** Los cálculos para los pozos desviados siempre deben utilizar la profundidad medida cuando se calculan los volúmenes, y se utilizará la profundidad vertical al calcular los pesos equivalentes de los fluidos.

**Figura 4-30 Perfil de pozo para cálculo. Método del ángulo promedio**



## Corrosión

### Introducción

La corrosión es la destrucción de un metal debido a una reacción química o electroquímica con su ambiente. En base a cualquier norma de medida, la corrosión siempre es un problema grave y costoso en la industria de la perforación. Debido a que los objetos tubulares son principalmente de hierro y la mayoría de los fluidos tiene una base de agua, es inevitable la corrosión. Sin embargo, deben cumplirse cuatro condiciones antes de que haya corrosión:

1. Debe existir un ánodo y un cátodo.
2. El ánodo y el cátodo deben estar inmersos en un medio electrolítico.
3. Debe existir una diferencia de potencial entre el ánodo y el cátodo.
4. Debe haber un acoplamiento para completar el circuito eléctrico.

El ánodo y el cátodo están en la propia tubería de perforación. El fluido de perforación puede funcionar como el medio electrolítico y el acoplamiento se crea con el acero de la tubería de perforación. La diferencia de potencial se establece con la estructura cristalina y los diferentes metales utilizados en la aleación de la tubería de perforación, o como resultado de la formación de escamas.

### Factores que afectan la tasa de corrosión

Diversos factores pueden afectar la tasa a la cual avanza la corrosión. La mayoría de dichos factores están interrelacionados y tienen un efecto sinérgico sobre la tasa de corrosión. Las relaciones básicas son las siguientes:

#### Temperatura

Existen dos efectos diferentes:

1. A medida que la temperatura aumenta, la tasa de corrosión aumenta. Si todos los otros factores permanecen constantes, la tasa de corrosión se duplica por cada aumento de 55°F (31°C) de temperatura.
2. El aumento de temperatura disminuye la solubilidad de los gases corrosivos (O<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S), disminuyendo así

la corrosividad del fluido. Observe que “solubilidad” significa aquí la solubilidad del gas a presiones superficiales y no hace referencia a las reacciones químicas de gases como  $\text{CO}_2$  y  $\text{H}_2\text{S}$  con el fluido.

## Presión

El aumento de presión aumenta la solubilidad de la mayoría de los gases corrosivos. El aire atrapado o retenido se disuelve rápidamente en el fluido, a medida que la presión se incrementa cuando se bombea fluido hoyo abajo. Esto afecta drásticamente el contenido de oxígeno del fluido, aumentando la corrosividad.

## pH

Generalmente, la tasa de corrosión disminuye a medida que el pH aumenta. A temperaturas ambiente, a medida que el pH aumenta, las tasas de corrosión disminuyen rápidamente. Así mismo, las tasas son mucho más lentas en fluidos alcalinos que en fluidos ácidos. Poca reducción en la tasa de corrosión es posible cuando el pH llega a ser mayor de 10,5.

## Salas disueltas

El efecto de la concentración de sal presenta dos facetas:

1. A medida que la concentración de sal aumenta, la conductividad se incrementa y por consiguiente la tasa de corrosión también aumenta.
2. Sin embargo, el aumento de la concentración de sal reduce la solubilidad del oxígeno y disminuye la tasa de corrosión. El efecto general es un ligero incremento en la tasa de corrosión debido a la conductividad, hasta que la concentración de sal alcanza aproximadamente 18.000 mg/L ( $\text{Cl}^-$ ). Al exceder este valor, a medida que la concentración de sal aumenta, la solubilidad del oxígeno y la tasa de corrosión disminuyen.

## Agentes corrosivos y tratamientos

### Oxígeno ( $\text{O}_2$ )

1. Fuente - La atmósfera.
2. Reacciones - La corrosión del hierro (Fe) por oxígeno se denomina reacción de “despolarización catódica”.

Básicamente, cuando se encuentran presentes el agua y el oxígeno, lo siguiente ocurrirá:

- $\text{Fe} \rightarrow \text{Fe}^{+2} + 2\text{e}^-$  (Oxidación/reacción anódica)
- $\text{O}_2 + 2\text{H}_2\text{O} + 4\text{e}^- \rightarrow 4\text{OH}^-$  (Reducción/reacción catódica)
- $2\text{Fe} + 2\text{H}_2\text{O} + \text{O}_2 \rightarrow 2\text{Fe}^{+2} + 4\text{OH}^- \rightarrow 2\text{Fe}(\text{OH})_2$
- $2\text{Fe}(\text{OH})_2 + \text{H}_2\text{O} + \frac{1}{2}\text{O}_2 \rightarrow 2\text{Fe}(\text{OH})_3$

El producto final es una acumulación floja y escamosa llamada óxido, de color marrón rojizo debido al hidróxido de hierro,  $\text{Fe}(\text{OH})_3$ .

3. Tipo de ataque - picadura, localizada (picaduras profundas) o generalizada (picaduras superficiales distribuidas de forma regular)
4. Agentes de tratamiento:
  - NOXYGEN™ - Bisulfito de amonio ( $\text{NH}_4$ )  $\text{HSO}_3$
  - AMI-TEC™ - Amina formadora de película (véase Métodos de Tratamiento de  $\text{CO}_2$ )
5. Métodos de tratamiento - inyecte NOXYGEN a través de la bomba de químicos hacia la succión de la bomba. Ajuste las tasas de inyección para mantener el sulfito residual de 75 a 125 mg/L (en la línea de flujo). Cuando los niveles de calcio en el filtrado no se puedan tratar o haya un exceso de cal, mantenga solamente una indicación de sulfito residual.

## Anhídrido carbónico ( $\text{CO}_2$ )

1. Fuente - Formaciones y degradación bacteriana de los aditivos del fluido.
2. Reacciones:
  - $\text{CO}_2 + \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{H}_2\text{CO}_3$  (Acido carbónico)
  - $\text{H}_2\text{CO}_3 \rightarrow \text{H}^+ + \text{HCO}_3^- \rightarrow 2\text{H}^+ + \text{CO}_3^{=}$
  - $2\text{H}^+ + \text{Fe} \rightarrow \text{Fe}^{2+} + \text{H}_2 \uparrow$
  - $\text{Fe}^{2+} + \text{CO}_3^{=} \rightarrow \text{FeCO}_3 \downarrow$
3. Tipo de ataque - Picadura severa (aparición de superficie carcomida).

4. Agentes de tratamiento:
  - Soda cáustica - NaOH
  - Cal - Ca(OH)<sub>2</sub>
  - AMI-TEC - Amina formadora de película
  - SCALE-BAN™ - Inhibidor de escamas
5. Métodos de tratamiento - Donde no es severa la invasión de CO<sub>2</sub>, la neutralización con soda cáustica y cal o yeso, manteniendo un pH de 10 o mayor, puede ser el método más fácil y menos costoso. Si se utiliza cal o yeso, debe utilizarse SCALE-BAN™ para inhibir la deposición de escamas de carbonato de calcio en la tubería de perforación. Las escamas estimulan el desarrollo de celdas de corrosión por oxígeno y picaduras. Por consiguiente, la eliminación de las incrustaciones o “escamas” y la reducción de los niveles de oxígeno con NOXYGEN™ permiten reducir la corrosión.

Cuando un influjo de CO<sub>2</sub> ha llegado a ser severo, o cuando la neutralización requiere un tratamiento significativo, pueden ser necesarios diversos pasos para minimizar el efecto corrosivo en la sarta de perforación.

- Cuando sea posible, aumente el peso del fluido para detener el influjo.
- Los tratamientos con MIL-TEMP® o ALL-TEMP™ pueden ser sumamente eficaces para controlar las propiedades reológicas, lo cual minimizará el CO<sub>2</sub> y O<sub>2</sub> atrapados. MIL-TEMP y ALL-TEMP también minimizarán los efectos de floculación generados por haber agregado cal y que son esenciales para precipitar los carbonatos y equilibrar las alcalinidades.
- Utilice AMI-TEC™ para formar una película protectora en la sarta de perforación. AMI-TEC puede utilizarse con fluidos cargados de sólidos. El tratamiento se realiza bombeando regularmente un “lote” de 25 a 35 galones por la tubería de perforación. Un lote se prepara mezclando AMI-TEC y aceite diesel en una proporción de 1:5 a 1:20

dependiendo del nivel de protección necesaria. El tamaño del lote (número de galones) depende de la longitud de la tubería que se va a revestir y del diámetro anular. (Ver [“Consejos para el tratamiento de la corrosión”](#) página 4-130)

- Con el fin de mantener efectivamente una película inhibidora con las aminas, se recomienda aplicar tratamientos por turnos.

**Nota:** *El arrastre de cantidades excesivas de aminas hacia los fluidos de perforación puede producir una floculación del sistema y, por consiguiente, evite el exceso de tratamiento.*

- Continúe el tratamiento con soda cáustica y cal para neutralizar el gas ácido. Además, trate el sistema con SCALE-BAN para evitar la deposición de escamas. El tratamiento con SCALE-BAN™ es de 3 a 5 galones por cada 1000 bbl inicialmente, y entre 1 y 2 galones cada día, posteriormente.
- Procedimientos para realizar pruebas - Controle las alcalinidades y el pH periódicamente con el fin de asegurarse de que se hayan precipitado los carbonatos y minimizado la solubilidad del anhídrido carbónico. Es necesario emplear el Tren de Gas de Garrett para los carbonatos, con el fin de monitorear adecuadamente el sistema de fluidos, de manera cuantitativa.

## Sulfuro de hidrógeno (H<sub>2</sub>S)

### ADVERTENCIA!!!



El sulfuro de hidrógeno (H<sub>2</sub>S) es altamente venenoso y corrosivo. Pequeñas concentraciones en el aire pueden ser fatales en tan solo unos minutos (véase [Tabla 4-7](#)). Cuando se espera encontrar H<sub>2</sub>S, familiarícese con las medidas de protección con anterioridad.

1. Fuente - Las formaciones son la fuente principal. La degradación bacteriana y térmica de los aditivos del fluido también contribuye en menor proporción.
2. Reacción:
  - $\text{H}_2\text{S} + \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{H}^+ + \text{HS}^- \rightarrow 2\text{H}^+ + \text{S}^{=}$
  - $2\text{H}^+ + \text{Fe} \rightarrow \text{Fe}^{2+} + \text{H}_2\uparrow$
  - $\text{Fe}^{2+} + \text{S}^{=} \rightarrow \text{FeS}\downarrow$
3. Tipo de ataque - picadura grave, fragilización y grietas por esfuerzo, también picadura generalizada y revestimiento de sulfuro negro.
4. Agentes de tratamiento:
  - MIL-GARD<sup>®</sup> = 2ZnCO<sub>3</sub> • 3Zn(OH)<sub>2</sub> (carbonato de zinc básico)
  - MIL-GARD R = ZnLSO<sub>3</sub> (lignosulfonato de zinc)
  - Cal = Ca(OH)<sub>2</sub>
  - Soda cáustica = NaOH
5. Métodos de tratamiento - El método más eficaz para controlar el H<sub>2</sub>S implica el uso de MIL-GARD (para depurar los sulfuros) y el control del pH utilizando soda cáustica y/o cal para minimizar la fragilización.

La soda cáustica y/o cal deben utilizarse en el sistema de fluido para establecer un ambiente alcalino. En un ambiente alcalino, el H<sub>2</sub>S se reduce a sulfuros solubles

que tienen menos tendencia a producir una fragilización por hidrógeno. Sin embargo, debido a que los sulfuros solubles en el sistema son corrosivos y volverán a ser  $H_2S$  si hay una reducción en el pH, trate de no depender de este enfoque para el control total.

MIL-GARD<sup>®</sup> o MIL-GARD R se utilizan para depurar eficazmente todas las formas de sulfuro presentes en el sistema. La reacción de MIL-GARD con los sulfuros es irreversible, se formará sulfuro de zinc insoluble ( $ZnS$ ) y ocurrirá dentro de un intervalo de pH de 3,4 a 14.

### *Tratamiento recomendado*

- MIL-GARD<sup>®</sup> - 2 a 3 lb<sub>m</sub> / bbl (1 lb<sub>m</sub>/bbl = 500 mg/L de sulfuro) o MIL-GARD R - 6 a 8 lb<sub>m</sub>/bbl (1 lb<sub>m</sub> / bbl = 150 mg/L de sulfuro)
- NaOH y/o  $Ca(OH)_2$  para un pH de 10 o superior.

**Nota:** *MIL-GARD R debe utilizarse en fluidos claros como agua de perforación y salmueras, pues MIL-GARD se asentará. Mantenga un exceso de MIL-GARD en el sistema cuando se sospeche o se sepa que hay  $H_2S$ . También el MIL-GARD R puede diluir/dispersar sistemas de fluidos no dispersos. Utilice el Tren de Gas de Garret para controlar el exceso de concentración de MIL-GARD (véase “Procedimientos misceláneos de prueba” página 1-50, Capítulo 1).*

Si no hay MIL-GARD disponible, el mejor método para tratar el  $H_2S$  es controlar el pH utilizando cal, una amina formadora de película para revestir la tubería y SCALE-BAN<sup>™</sup> para evitar la deposición de escamas. Controle el pH a 10,5 o más utilizando cal. *No utilice soda cáustica solamente*, puesto que el cáustico reacciona para formar sulfuro de sodio ( $Na_2S$ ), el cual es extremadamente soluble, y el  $H_2S$  del fluido puede liberarse si disminuye el pH. *Se recomienda cal* porque forma sulfuro de calcio ( $CaS$ ) que es ligeramente soluble y se precipitará. Utilice AMI-TEC<sup>™</sup> para lograr una película sobre la tubería de perforación con el fin de protegerla contra la corrosión por sulfuro. Véase Métodos de Tratamiento de  $CO_2$ , para mayores detalles.

6. Notas adicionales acerca del  $H_2S$  - El uso del Tren de Gas Garrett y de los tubos Dräger indicadores de sulfuro es necesario para monitorear adecuadamente las cantidades de sulfuro en el sistema del fluido. Las



técnicas que utilizan discos de papel de acetato de plomo se emplean solamente para indicar la presencia de sulfuros en concentraciones relativas (véase “Análisis químico” página 1-32, Capítulo 1).

Cuando se realizan pruebas relacionadas con la presencia de sulfuros en un fluido, es extremadamente importante que el filtrado que se utilice sea lo más reciente posible. Además, el filtrado debe tomarse de una muestra de fluido recientemente recogida en la línea de flujo. Minimice la exposición del fluido o filtrado a la atmósfera, puesto que esto reduce la precisión de la prueba.

Tabla 4-7 Toxicidad del sulfuro de hidrógeno para el ser humano

H <sub>2</sub> S ppm	0 - 2 minutos	2 - 15 minutos	15 - 30 minutos	30 minutos- 1 hora	1 - 4 horas	4 - 8 horas	8 - 48 horas
5 100				Conjuntivitis suave; irritación del tracto respiratorio			
100 150		Tos; irritación de ojos; pérdida del olfato	Problemas para respirar; dolor de ojos; somnolencia	Irritación de garganta	Salivación y descarga mucosa; dolor agudo en ojos;tos	Síntomas acentuados.	Hemorragia y muerte
150 200		Pérdida del olfato	Irritación de garganta y ojos	Irritación de garganta y ojos	Dificultad para respirar;visión borrosa; sensibilidad a la luz	Efectos de irritación grave.	Hemorragia y muerte
250 350		Irritación de ojos, pérdida del olfato	Irritación de ojos	Lagrimo doloroso; cansancio	Sensibilidad a la luz;catarro nasal; dolor de ojos;dificultad para respirar	Hemorragia y muerte	

Tabla 4-7 Toxicidad del sulfuro de hidrógeno para el ser humano (continuación)

H <sub>2</sub> S ppm	0 - 2 minutos	2 - 15 minutos	15 - 30 minutos	30 minutos-1 hora	1 - 4 horas	4 - 8 horas	8 - 48 horas
350 450		Irritación de ojos;pérdida del olfato	Dificultad respiratoria, tos, irritación de ojos	Mayor irritación de ojos y tracto nasal, dolor ligero de cabeza, cansancio, sensibilidad a la luz	Mareo, debilidad, mayor irritación, muerte.	Muerte	
500 600	Tos, colapso, pérdida del conocimiento	Molestias respiratorias, irritación de ojos, colapso	Irritación grave de ojos, palpitaciones, algunos casos de muerte	Dolor fuerte en ojos y cabeza, mareo, temblor en las extremidades, mucha debilidad y muerte.			
600 700 800 1500	Colapso, pérdida del conocimiento, muerte						
1800	Muerte inmediata						

## Tipos de corrosión

1. **Corrosión general** - Corrosión de una manera uniforme, donde la superficie completa del metal está corroída y se ha adelgazado a una tasa uniforme.
2. **Corrosión con picaduras** - Un ataque de corrosión sumamente localizada que produce penetraciones profundas en lugares específicos. La picadura puede agrietar o penetrar la sarta de perforación, causando así fugas y ruptura por torsión, lo cual tiene como resultado trabajos de pesca costosos.
3. **Corrosión por esfuerzo y corrosión acelerada por esfuerzo** - A menudo se conoce como “grieta de corrosión por esfuerzo”, donde el agrietamiento y la posible ruptura de un metal son causados por la combinación de la resistencia a la tensión y un medio corrosivo.
4. **Fragilización por hidrógeno** - Es la fragilización de un metal causada por una penetración atómica del hidrógeno en la estructura reticular del metal. Esta penetración disminuye la ductilidad del metal y el resultado final será una ruptura de la tubería.
5. **Corrosión por deposición /escamas** - Es la deposición de materiales insolubles en la superficie de un metal. Esta deposición forma celdas localizadas de concentración de la corrosión, las cuales estimulan las picaduras.
6. **Corrosión por erosión** - Es el deterioro de una superficie por la acción abrasiva de sólidos suspendidos o burbujas de gas en una corriente en movimiento.
7. **Fatiga por corrosión** - La vida de fatiga en una tubería de perforación se reduce cuando la tubería se somete a esfuerzos cíclicos en un ambiente corrosivo. La grietas de fatiga por corrosión pueden generarse por las picaduras de corrosión, las melladuras mecánicas, los defectos del metal o la concentración de esfuerzo producido por un rumbo o conexión inadecuados.

## Corrosión inducida por bacterias

Se ha sabido que las tuberías de revestimiento, de producción y los tubulares de las sarta de perforación sufren de corrosión severa como resultado de la acción bacteriana. Los microorganismos contribuyen con la corrosión de diversas maneras. Algunos actúan como despolarizadores catódicos, mientras que otros forman limo o protuberancias que cubren una porción del metal, las escamas y celdas de concentración del oxígeno. Generalmente, los microorganismos que influyen en la corrosión se clasifican según los requerimientos de oxígeno. Aeróbico se refiere a la presencia de oxígeno. Anaeróbico se refiere a la ausencia o poca cantidad de oxígeno.

En ambientes aeróbicos, la especie *tiobacillus* es la principal responsable de la corrosión. Esta especie convierte el sulfuro en ácido sulfúrico, lo cual estimula el ataque.

Las bacterias reductoras de sulfato se encuentra en ambientes anareóbicos. Este mecanismo incluye el ataque directo del hierro por el sulfuro de hidrógeno y la despolarización catódica. Aún en fluidos aireados, las bacterias reductoras de sulfato pueden hallarse dentro de las áreas de picadura por corrosión donde el contenido de oxígeno es bajo.

La prueba microbiológica que utiliza una técnica de dilución-extinción puede utilizarse en el Laboratorio de Fluidos de Campo para identificar y contar el número de organismos presentes. Existen frascos de prueba para pruebas aeróbicas (rojo fenol/dextrosa) y para la prueba anaeróbica (medio modificado "B")

Los procedimientos de prueba para ambos tipos de frascos son los siguientes:

### Inoculación de frascos de dilución en serie

1. Coloque entre cinco a siete frascos en una fila, unidos por cinta adhesiva. Numere los frascos del 1 al 5 o 7 y colóqueles etiquetas indicando el punto de muestra, la fecha y la localización.
2. Retire la lengüeta metálica de la parte superior del frasco sin remover el sello metálico del tapón.
3. Utilizando una jeringa desechable, inocule el primer frasco de suero con 1 mL de agua de la muestra tomada (o filtrada) y agite vigorosamente.

4. Con una jeringa nueva, retire 1 mL del primer frasco. Inocule el segundo frasco y agite bien.
5. Repita el paso 4 hasta que se hayan inoculado los frascos deseados.
6. Incube los frascos a 37°C (98°F) [o dentro de 5°C(25°F) de la temperatura del sistema] y observe a diario el crecimiento. La RP 38 de API recomienda un período de incubación de 28 días para los frascos anaeróbicos y un período de 5 días mínimo para los frascos aeróbicos.

## Interpretación de los resultados

Medio	Resultado positivo
Frascos reductores de sulfato con medio “B” o API	Se forma material negro en la botella
Frascos de rojo fenol	El medio se vuelve amarillo

1. El número de frascos que presenta resultados positivos en el período establecido puede utilizarse para calcular el nivel de bacterias en base a la [Tabla 4-8](#).

Cuando tome muestras del sistema con H<sub>2</sub>S presente, el frasco No 1 reductor de sulfato a menudo resultará positivo (negro) en 15 a 60 segundos de inoculación. Este hecho no debe considerarse crecimiento, si dicho frasco cambia después de 28 días. Si el frasco No. 2 cambia a negro inmediatamente, debe tomarse una nueva muestra y purgarse el H<sub>2</sub>S con nitrógeno para remover dicho H<sub>2</sub>S.

**Tabla 4-8 Niveles de pruebas con bacterias**

Número de botella	Factor de dilución	Interpretación del crecimiento
1	0	1 por cada mL
2	1:10	10 por cada mL
3	1:100	100 por cada mL
4	1:1.000	1.000 por cada mL
5	1:10.000	10.000 por cada mL
6	1:100.000	100.000 por cada mL
7	1:1.000.000	1.000.000 por cada mL

Los bactericidas y los biocidas se emplean para controlar los microorganismos. Actualmente, INTEQ recomienda agregar 1 gal de X-CIDE® 207 por cada 400 bbl de fluido, para controlar los microorganismos. Un bactericida no remueve inmediatamente las bacterias, de manera que debe establecerse suficiente tiempo para su remoción. Si surge el caso en el cual deban controlarse rápidamente los microorganismos, se recomienda 1 gal de X-CIDE® 105 por cada 200 bbl .

## Corrosividad de diversos fluidos

1. **No disperso** - Oxígeno atrapado y contenido de oxígeno altamente disuelto debido a las altas resistencias gel y puntos de cedencia. Dichos fluidos con frecuencia tienen un pH bajo.
2. **Pocos sólidos** - Corrosivos debido a las mismas condiciones reológicas de los fluidos no dispersos.
3. **Fluidos poliméricos** - Usualmente tienen un pH menor y pueden contener sales que aumentan la conductividad del fluido. Además, dichos fluidos a menudo tienen propiedades reológicas que permiten atrapar oxígeno, lo cual produce un alto contenido del mismo. Los fluidos NEW-DRILL®, BIO-DRILL™ 1402 y PYRO-DRILL<sup>SM</sup> tienen usualmente tasas bajas de corrosión. Se ha observado este fenómeno aún cuando se opera en los ambientes más corrosivos.
4. **Fluidos salinos saturados** - La solubilidad del oxígeno es baja, pero la conductividad es alta. Los cloruros aumentan el ataque por picaduras. Estos fluidos pueden tener contenidos de oxígeno moderadamente altos debido al O<sub>2</sub> atrapado, pero esto está limitado por la solubilidad.
5. **Dispersos** - Ligeramente corrosivos. Menos oxígeno atrapado debido a más bajos puntos de cedencia y resistencias gel. Además, la mayoría de los dispersantes tienen cierta capacidad depuradora de oxígeno.
6. **Lignosulfonatos** - Ligeramente corrosivos debido a las mismas condiciones indicadas en los dispersos. Los lignosulfonatos son, hasta cierto punto, depuradores naturales de oxígeno. Además, los fluidos con lignosulfonato usualmente tienen un pH suficientemente

alto (9,0 o más) como para reducir considerablemente la corrosión (sin embargo, donde están presentes las sales, la conductividad puede aumentar, incrementando la corrosividad.)

**Nota:** *La tubería de perforación de aluminio forma un revestimiento o película de óxido de aluminio que la protege de la corrosión en muchos ambientes. Esta película es bastante estable en condiciones neutras, pero se ve afectada por las alcalinidades. Por consiguiente, cuando se utiliza la tubería de perforación de aluminio, el pH del fluido debe ser 9,0 o menor.*

## Uso de testigos de corrosión

### Testigos de anillo

El método más efectivo para medir la corrosividad de un fluido de perforación implica el uso de testigos de anillos previamente pesados. El tamaño de los anillos debe ajustarse a la muesca de alivio en la caja (conexión hembra) de la unión de tubería (véase [Tabla 4-9](#)). Estos anillos se colocan en la sarta de perforación y se exponen al fluido durante las operaciones de perforación. Después de exponerlos al sistema durante un mínimo de 40 horas, se retiran los anillos, se limpian y se pesan en el laboratorio con una precisión de  $\pm \frac{1}{10}$  miligramos.



Tabla 4-9 Factores de anillo y fórmulas (para todos los anillos de metal)

No. Serie	Tamaño anillo	Factores		Dimensiones del testigo		
		mpa	lb <sub>m</sub> /ft <sup>2</sup> /año	I.D.	O.D.	W
F H	3½ E.H.	280	337	2 <sup>5</sup> / <sub>8</sub> "	2 <sup>15</sup> / <sub>16</sub> "	7/ <sub>16</sub> "
	3½ I.F.		275	2¾ "	3 <sup>1</sup> / <sub>16</sub> "	7/ <sub>16</sub> "
	4 F.H.	252	248	2 <sup>7</sup> / <sub>8</sub> "	3¼ "	7/ <sub>16</sub> "
	4 I.F. 4 E.F.			Igual que 4½" E.H. Igual que 3½" I.F.		
K	4½ F.H.	207	203	2 <sup>15</sup> / <sub>16</sub> "	3½ "	7/ <sub>16</sub> "
N	4½ E.H.	195	192	3 <sup>5</sup> / <sub>16</sub> "	3 <sup>13</sup> / <sub>16</sub> "	7/ <sub>16</sub> "
P	4½ I.F.	193	189	3 <sup>13</sup> / <sub>16</sub> "	4 <sup>3</sup> / <sub>16</sub> "	7/ <sub>16</sub> "
R	5 F.H.	219	215	3 <sup>17</sup> / <sub>32</sub> "	4 <sup>1</sup> / <sub>32</sub> "	5/ <sub>16</sub> "
V	5 E.H.				Igual que 4½" I.F.	
V	5½ F.H.	188	184	4 <sup>1</sup> / <sub>32</sub> "	4 <sup>5</sup> / <sub>8</sub> "	
X	5½ E.H.	148	145	Igual que 5" I.F.		7/ <sub>16</sub> "
	5½ I.F.			4 <sup>7</sup> / <sub>8</sub> "	5 <sup>19</sup> / <sub>64</sub> "	
	6 E.H.			Igual que 5½" I.F.		

La diferencia entre los pesos inicial y final (o el peso perdido) se atribuye a la corrosión, y la tasa de corrosión se calcula y se indica en  $\text{lb}_m/\text{pies}^2/\text{año}$  o milésimas por año (mpa). El término de “milésimas por año” hace referencia a la pérdida de metal en milésimas de una pulgada por año. Existen dos tipos de anillos: anillos de acero no revestido y anillos de acero que tienen un refuerzo duro de plástico.

## Colocación y programación de anillos

**Colocación** - Los testigos de corrosión deben colocarse en la primera unión de la tubería de perforación sobre el ensamblaje de fondo y/o en el sustituto del kelly o el sustituto del colector de fluido, sobre la válvula TIW.

**Programación** - Los testigos de anillo deben correrse en la sarta de perforación durante por lo menos 40 horas. En cada caso debe indicarse el tiempo con tanta exactitud como sea posible, aún si el testigo se deja en la sarta durante varios días. Debe registrarse el número de horas hoyo abajo y en la cabria.

## Manipulación de los anillos de corrosión

1. Deje los anillos en la envoltura original hasta que se vayan a colocar en la sarta de perforación. No los manipule antes de correrlos.
2. Limpie bien la cavidad dentro del extremo de caja o hembra y también la cara exterior del pin o macho de la unión, para sacar el exceso de fluido y compuesto para roscas.
3. Coloque cuidadosamente el anillo en la cavidad con el lado biselado hacia abajo. Asegúrese de que los anillos queden bien asentados dentro de la cavidad para evitar daños mecánicos cuando se enrosque la pareja.
4. Registre en el sobre de envío la ubicación del anillo y la fecha y la hora de colocación en la sarta. Corra el testigo de anillo en la sarta de perforación durante 40 horas mínimo.
5. Después de la corrida, retire cuidadosamente el anillo, evitando causar un daño mecánico que pudiese producir pérdida de peso.
6. Inmediatamente después de retirar el anillo de la sarta, lave cualquier exceso de fluido y de sólidos del fluido que se hayan adherido al testigo. Seque y aplique un

ligero revestimiento de grasa o aceite pesado al testigo para protegerlo de la corrosión atmosférica. **NO UTILICE COMPUESTO PARA ROSCAS.**

7. Determine visualmente si el anillo presenta daños mecánicos o picaduras. Registre las observaciones. Si se nota picadura severa, deben ejecutarse los pasos correspondientes para identificar y corregir la causa.
8. Envuelva nuevamente el anillo en papel anti-vapor y registre en el sobre de envío la información necesaria. Asegúrese de registrar la fecha y la hora en la que se instaló y se removió el anillo, así como también el tipo de fluido, cualquier técnica de control de corrosión y los tratamientos que se estaban aplicando durante la corrida del testigo. Envíe el anillo al laboratorio de procesamiento tan pronto como sea posible.

## Cálculo de la tasa de corrosión

La tasa de corrosión, basándose en la pérdida de peso (a partir del análisis del testigo de corrosión) se calcula de la siguiente manera:

$$\text{Tasa de corrosión, } \frac{\text{lb}_m}{\text{ft}^2/\text{año}} = \frac{\text{Pérdida de peso, g}}{\text{Tiempo de exposición, hr}} \times K$$

$$\text{milésimas por año} = \text{lb/pies}^2/\text{año} \times 24,6$$

donde:

K = una constante utilizada para el área del anillo expuesto y la densidad del metal. Se indica en el sobre de envío.

**Nota:** *Las constantes para los anillos revestidos de plástico son significativamente diferentes y no deben intercambiarse.*

La inspección realizada al anillo puede arrojar una tasa de corrosión muy baja con picaduras profundas. Dicha condición indicaría un problema de corrosión serio a pesar de las tasas bajas de corrosión que se han calculado.

## Procedimiento de prueba con los testigos de corrosión de la sarta de perforación

La colocación de anillos de prueba de corrosión en las uniones de tubería es una de las técnicas más comunes utilizadas para evaluar la corrosividad de los ambientes del fluido de perforación en la sarta de perforación y en las otras piezas de acero. Una revisión de las escamas y picaduras en los anillos expuestos da una idea de la causa de la corrosión, ayudando así a escoger la solución apropiada.

Los anillos de corrosión deben enviarse al campo en sobres sellados o envueltos para minimizar la corrosión atmosférica.

### Procedimiento

1. Los anillos de corrosión de la tubería de perforación deben mantenerse en la sarta por lo menos 40 horas. El anillo se coloca usualmente en la unión de tubería en la parte superior de la primera parada, sobre los portamecha, y puede dejarse en la sarta de perforación por más de una corrida de la mecha. Puede colocarse un anillo adicional en el sustituto del kelly con el fin de monitorear la corrosión en este punto. Asegúrese de que la cavidad de la caja esté limpia para evitar interferencia con el enroscado adecuado de la unión y para no dañar el anillo. En algunos casos, se han utilizado sustitutos especialmente fabricados para colocar el anillo en la sarta. Durante la instalación, el anillo debe manipularse solamente con guantes limpios y secos.
2. El testigo de corrosión en la tubería de perforación debe limpiarse totalmente.
3. Deben removerse los residuos del fluido de perforación en el testigo, limpiando con un trapo cuando se saque el anillo de la sarta de perforación. Debe revisarse si el anillo está severamente corroído o dañado mecánicamente. Si es evidente una corrosión severa, deben identificarse rápidamente las razones de manera tal que pueda solucionarse. Después de observaciones visuales, recubra inmediatamente el testigo con aceite o alguna grasa disponible (no utilice compuesto especial para roscas). Colóquelo en una bolsa de plástico y luego en el sobre de envío.

4. Antes de proceder a evaluar la corrosión del anillo, éste deberá enjuagarse con un solvente disponible, como la acetona o el éter de petróleo, con el fin de remover el aceite aplicado al anillo en la localización. Antes de limpiar para pesar, debe realizarse un ensayo local para determinar la presencia de subproductos de la corrosión e incrustaciones minerales. Deben limpiarse los anillos con una solución detergente y un cepillo de cerdas de fibra rígida. Puede ser necesario sumergir el anillo durante 5 a 10 segundos en ácido clorhídrico al 10% ó 15% inhibido, una o más veces, con el fin de remover los productos de la corrosión. El anillo debe cepillarse con una solución detergente cada vez que se sumerja en ácido. Enjuague abundantemente con agua limpia y luego con acetona anhidra o metanol. Deje que se seque antes de pesarlo. No debe utilizar materiales abrasivos o ácidos fuertes no inhibidos. Un baño ultrasónico puede ser útil para limpiar el anillo.
5. Después de limpiar adecuadamente el testigo de corrosión de la tubería de perforación, que ya ha sido previamente pesado, y después de registrar el tipo de ataque y corrosión, el anillo debe pesarse nuevamente con una precisión de 1 mg y se determinará la pérdida de peso. Si es evidente la pérdida significativa de metal debido a daños mecánicos, este hecho debe anotarse y tomarse en consideración al momento de evaluar el anillo. La tasa de corrosión puede indicarse como  $\text{kg}/\text{m}^2/\text{año}$ ,  $\text{lb}_m/\text{ft}^2/\text{año}$  o milésimas por año (mpa).
6. Si puede verse a simple vista la corrosión, normalmente se tratará de corrosión con picaduras. La corrosión general o el ataque uniforme se determina mejor a través de la medición de pérdida de peso. El daño mecánico al anillo frecuentemente se verá como cortes o hendiduras en la superficie externa del anillo. En algunos casos, el anillo exhibirá una serie de hendiduras y puntos desgastados, lo cual indica un movimiento considerable del anillo en la cavidad de la caja.
7. La revisión del anillo puede revelar algunas picaduras profundas con una pérdida relativamente pequeña de peso. Esta condición es indicio de un problema serio de corrosión aún cuando la tasa de corrosión calculada se considere baja.

## Cálculos

1. La tasa de corrosión en mpa puede calcularse con la siguiente fórmula para los testigos de acero con una gravedad específica de 7,86:

$$\text{mil. por año} = \frac{(\text{Pérdida de peso, mg}) (68.33)}{(\text{Area, in.}^2) (\text{Horas exposición})}$$

**Nota:** *Nota: Los anillos de corrosión suministrados por las empresas de fluidos de perforación o los laboratorios de pruebas de corrosión generalmente se entregan con un factor de multiplicación que incluye la densidad del metal y el área superficial del anillo. Así, la pérdida de peso dividida por el tiempo de exposición sólo deberá multiplicarse por el factor suministrado, para obtener la tasa de corrosión.*

**Nota:** *En estos cálculos se utiliza el área superficial total del anillo. El tiempo usado se basa en el tiempo total en la sarta de perforación.*

2. A continuación se presentan las tasas de conversión entre las diferentes unidades para los testigos de acero (gravedad específica: 7,86):

- $\text{lb}_m/\text{ft}^2/\text{año} = 0,0406 \times \text{mpa}$
- $\text{lb}_m/\text{ft}^2/\text{año} = 0,2041 \text{ kg}/\text{m}^2/\text{año}$
- $\text{kg}/\text{m}^2/\text{año} = 0,1988 \times \text{mpa}$

## Consejos para el tratamiento de la corrosión

### Depuradores de oxígeno

#### NOXYGEN

NOXYGEN™ es un líquido que viene en tambores de 55 galones. El mejor uso es a través de la bomba de inyección de químicos hacia la línea de succión. La tasa inicial de inyección debe ser tan alta como permita la bomba, reduciendo la tasa tanto según sea necesario para obtener el residual de sulfito requerido en la línea de flujo. Mantenga 75 a 125 mg/L de residual de sulfito. Los hoyos de gran diámetro con altas tasas de circulación necesitarán tasas más altas de inyección de químicos. Todos los accesorios y las válvulas en el equipo de inyección de químicos deben ser de

acero inoxidable de calidad. Todos los accesorios deben ser herméticos. **Evite accesorios de bronce y cobre.**

## Aminas formadoras de película

### AMI-TEC

AMI-TEC™ puede aplicarse con tratamientos de rociado, inmersión o tratamientos en “lotes”. Durante los viajes, cuando no es posible rociar, se puede tratar la tubería colocando un bache de 15 a 20 gal de amina/diesel en el espacio anular por debajo de la línea de flujo y un lote de 5 a 10 gal dentro de la tubería después que se “ha extraído seca”. De esta manera, la tubería puede revestirse por dentro y por fuera en los viajes. AMI-TEC es soluble en aceite y puede dispersarse en agua. La adición de AMI-TEC en un sistema de fluidos puede causar problemas severos en la reología y los mejores tratamientos con este material minimizan su arrastre en el fluido. Véase la [Tabla 4-10](#) acerca de las cantidades de amina requeridas para el tratamiento con píldoras.

## Inhibidor de escamas

### SCALE BAN

SCALE-BAN™ es un inhibidor químico que interrumpe y deforma el patrón de crecimiento cristalino normal de las escamas de carbonatos. Se requiere SCALE-BAN en bajas concentraciones. Una cantidad de 3 a 5 ppm en el sistema resulta efectiva para inhibir la formación de escamas. La inspección visual de la tubería de perforación indicará si son suficientes los niveles del tratamiento. Cuando se forman escamas, las celdas de concentración de oxígeno se desarrollan por debajo de ellas y se produce picadura severa localizada. Se recomienda SCALE-BAN cuando el gas carbonato está presente o cuando se utiliza cal en cantidades significativas en el sistema circulante. SCALE-BAN no removerá las escamas ya presentes en la tubería.

Es necesario el chorro de arena o algún otro método de limpieza para remover los depósitos de incrustaciones que ya se encuentren presentes en la tubería.

**Tabla 4-10 CANTIDADES DE AMINA PARA TRATAMIENTO CON PÍLDORAS**

O.D.	Peso / ft T&C Nominal	I.D.	ft lineales por galón (×1000)	Píldora mín. 10.000 ft o menos en galones	Píldora adi- cional/ 1000 ft por debajo de 10.000 ft
3½"	9.50	2.992"	2.7382	8.0	1.0
	13.30	2.764"	3.2082		
	15.50	2.602"	3.6201		
4"	11.85	3.476"	2.0283	12.0	1.25
	14.00	3.340"	2.1973		
	15.70	3.240"	2.3348		
4½"	13.75	3.958"	1.5644	15.0	1.5
	16.60	3.826"	1.6745		
	20.00	3.640"	1.8501		
5"	16.25	4.408"	1.2614	19.0	2.0
	19.50	4.276"	1.3407		
5½"	21.90	4.778"	1.0738	23.0	2.5
	24.70	4.670"	1.1240		

## Tratamiento del fluido de empaque

Los fluidos de empaque son fluidos que se dejan entre la tubería de revestimiento y la tubería de producción. Los empaques de la tubería de revestimiento son fluidos que se dejan entre el revestimiento y el hoyo abierto. Dichos fluidos pueden dejarse en el lugar por diversas razones, pero las principales son:

- para inhibir la corrosión y prolongar la vida útil de las piezas tubulares.
- para crear una columna hidrostática con el fin de controlar las presiones en caso de una fuga en la tubería de revestimiento o en la de producción.

Los fluidos de empaque se formulan a partir de tres tipos básicos de fluidos: fluido de perforación de base agua, salmuera y base aceite. Las técnicas para formular un fluido de empaque son las siguientes:



## Fluido de perforación de base agua

1. Eleve los geles para evitar el asentamiento de sólidos durante los largos períodos en los cuales el fluido permanece estancado.
2. Eleve el pH a 11 con soda cáustica.
3. Mezcle 25 a 75 galones del inhibidor de corrosión MUD-PAC<sup>®</sup> de manera uniforme, en cada 100 bbl de fluido que se utilizará. La cantidad de MUD-PAC utilizada dependerá del tipo y de la gravedad de los problemas de corrosión que se esperan y del tipo de fluido empleado.

**Nota:** *No se recomienda MUD-PAC para utilizarlo en fluidos de empaque no dispersos sin una prueba piloto cuidadosa, puesto que puede actuar como un adelgazador en dichos sistemas. Se utilizarán concentraciones menores de MUD-PAC en fluidos tratados con lignosulfonato y cuando la zona productora está libre de cantidades perjudiciales de  $H_2S$  y  $CO_2$ . Cuando la zona productora contiene concentraciones más altas de  $H_2S$  y  $CO_2$  o cuando están presentes las bacterias reductoras de sulfato, deben utilizarse elevadas concentraciones de MUD-PAC. Si los fluidos que se producen contienen grandes cantidades de  $H_2S$ , puede requerirse tratamiento adicional con MIL-GARD<sup>®</sup>. Probablemente no sea necesario utilizar biocidas adicionales cuando se emplee MUD-PAC.*

## Salmuera

1. Para elevar el pH de NaCl y KCl entre 10,0 y 10,5, utilice soda cáustica (NaOH) o potasa cáustica (KOH). Para elevar el pH de salmueras de alta densidad, es decir  $CaCl_2$ ,  $CaBr_2$ , etc. y combinaciones de dichas salmueras, no utilice soda cáustica, en su lugar use pequeñas cantidades de cal ( $CaOH_2$ ) y eleve el pH solamente cuando sea absolutamente necesario.
2. Agregue BRINE-PAC<sup>®</sup> a la salmuera a una concentración de 24 gal/100 bbl de salmuera. En áreas altamente corrosivas, puede ser necesario incrementar la concentración de BRINE-PAC. No utilice BRINE-PAC con salmueras que contengan sólidos.

3. No circule o airee la salmuera que contenga BRINE-PAC, ya que esto consumirá el depurador de oxígeno.
4. En áreas donde el  $H_2S$  sea un problema, agregue de 6 a 12 lb<sub>m</sub>/bbl de MIL-GARD<sup>®</sup> R para controlar la corrosión por sulfuro.

## Fluidos de base aceite

1. Debido a que la fase externa (aceite) no es conductiva ni corrosiva, no es necesario agregar inhibidores químicos a los fluidos de base aceite.
2. Aumente la estabilidad de la emulsión del sistema con tratamientos de CARBO-TEC<sup>®</sup> y cal. Esto proporcionará la estabilidad necesaria para el servicio de fluido de empaque a largo plazo.
3. Eleve el punto cedente y la resistencia gel con CARBO-GEL<sup>®</sup> para evitar el asentamiento de sólidos y minimizar la segregación. Para aplicaciones a altas temperaturas, pueden utilizarse CARBO-GEL<sup>®</sup> / CARBO-VIS<sup>™</sup> junto con con CARBO-VIS HT.
4. Aumente la concentración en exceso de cal a 5 lb<sub>m</sub>/bbl como una medida de precaución contra una posible invasión de  $H_2S$ . También puede agregarse MIL-GARD (no MIL-GARD R).

Figura 4-31 Conductividad de las salmueras

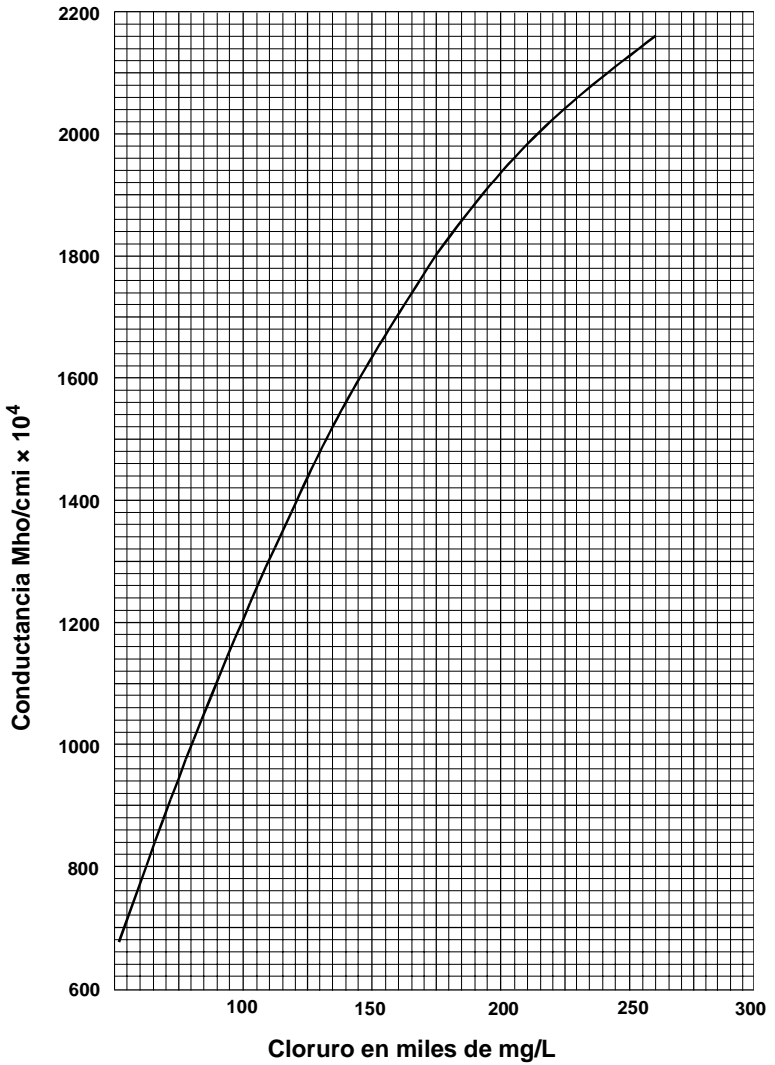


Figura 4-32 Solubilidad del oxígeno en función de la salinidad

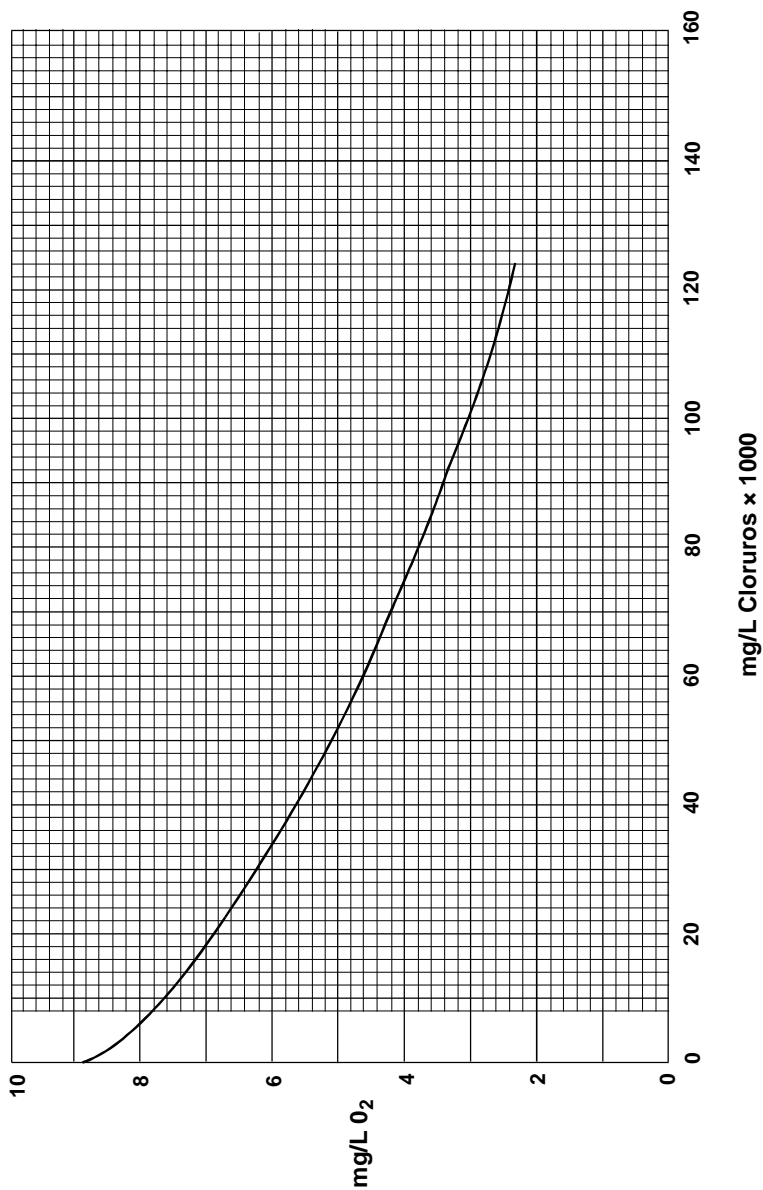


Figura 4-33 Solubilidad del oxígeno en agua en función de la temperatura (atmósfera seca)

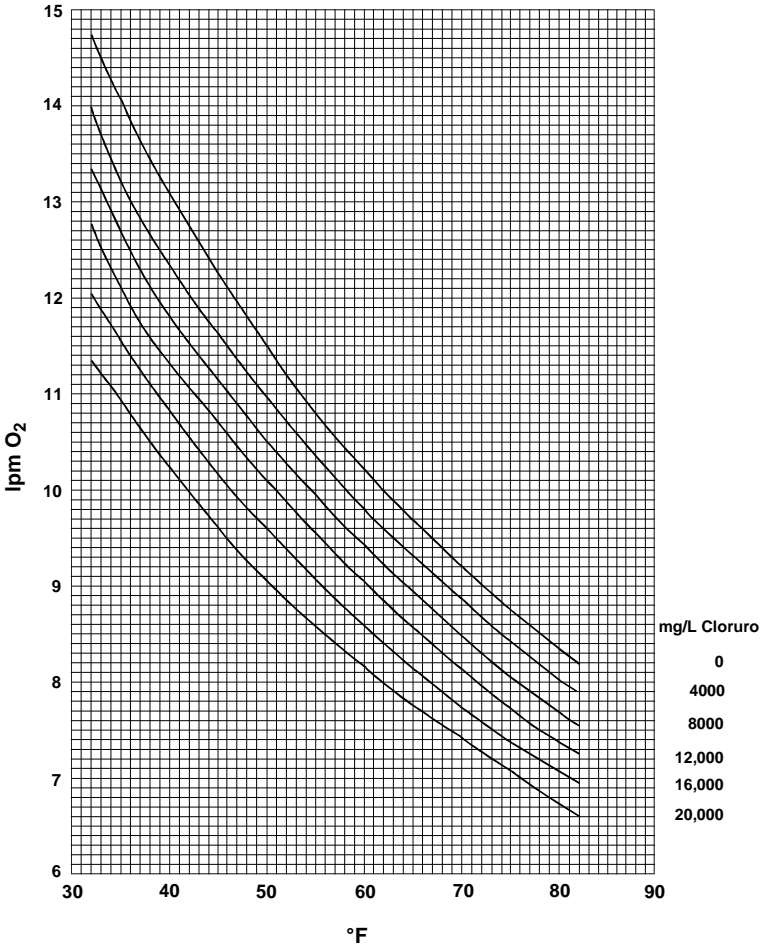


Figura 4-34 Efecto de la concentración de sal en la corrosión

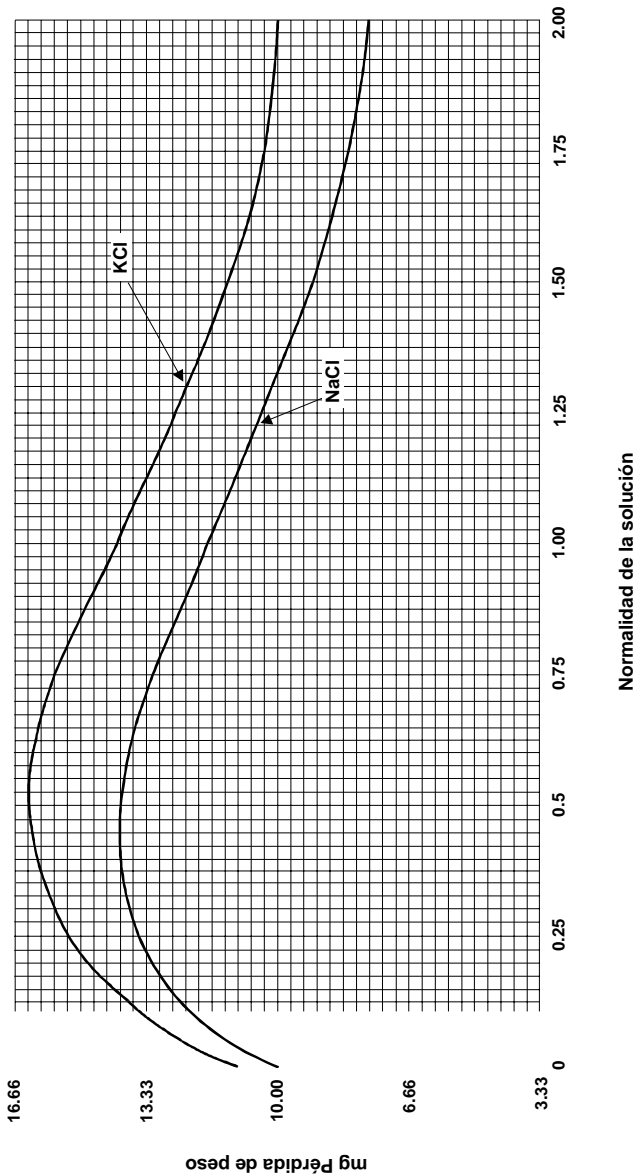


Figura 4-35 Efecto del pH en la corrosión del acero dulce

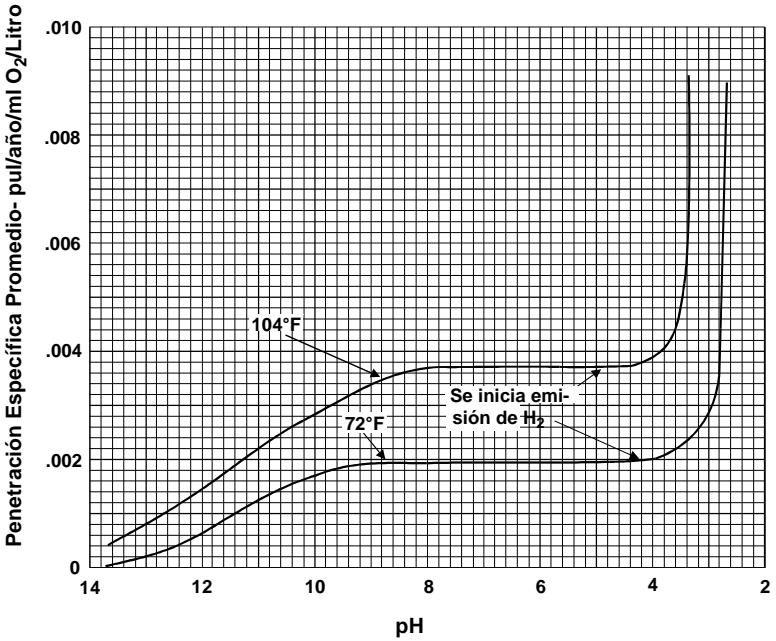
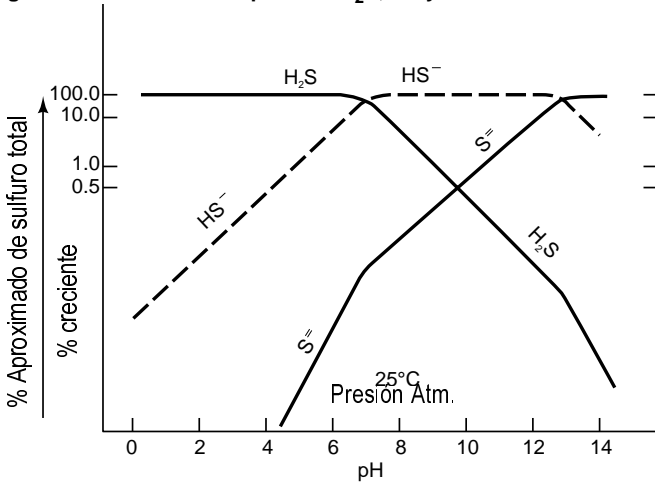


Figura 4-36 Distribución aprox. de H<sub>2</sub>S, HS<sup>-</sup> y S<sup>=</sup> como función del pH







## Fórmulas, gráficos y tablas

Esta Sección del Manual de Fluidos de Baker Hughes INTEQ suministra todas las fórmulas, tablas y/o gráficos necesarios para llenar las secciones de volumen y circulación del Formato de Informe de Lodos de Perforación API. También se han incluido fórmulas, gráficos y tablas adicionales que pudieran requerirse para diseñar con éxito el sistema de fluidos.

Este capítulo se ha dividido en las secciones siguientes:

- [Fórmulas generales](#)
- [Diagramas y tablas](#)
- [Información acerca de la mecha, la tubería de revestimiento y la tubería de perforación](#)
- [Tablas de sales](#)
- [Información química](#)
- [Factores de conversión](#)
- [Conversión a Unidades Métricas "SI"](#)

## Fórmulas generales

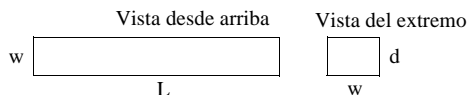
### Determinación de la capacidad de la fosa

El contenedor más común para los volúmenes superficiales es una fosa rectangular con paredes verticales y un fondo plano. Otros tipos de fosas que pueden encontrarse son las fosas rectangulares con paredes inclinadas y los tanques circulares o elípticos cilíndricos.

**Nota:** *Todas las dimensiones en las fórmulas siguientes están en pies.*

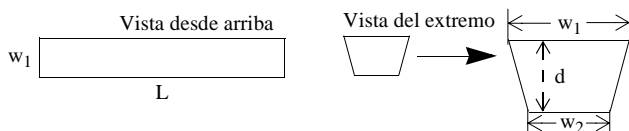
1. Tanques rectangulares con fondo plano

$$bbf = \frac{(L)(w)(d)}{5,615} \quad (5-1)$$



2. Tanques rectangulares con paredes inclinadas

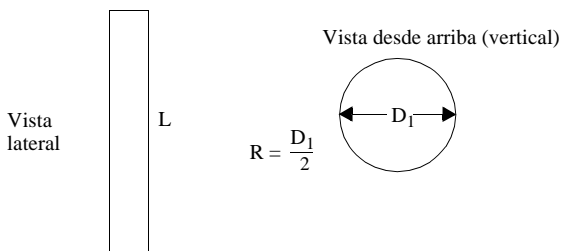
$$bbf = \frac{(L)(d) \left[ \frac{w_1 + w_2}{2} \right]}{5.615} \quad (5-2)$$



## 3. Tanques cilíndricos circulares

### a. *Vertical*

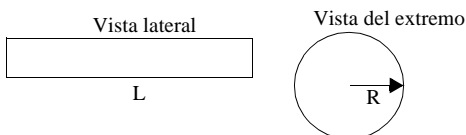
$$bbf = \frac{(\pi)(R^2)(L)}{5.615} \quad (5-3)$$



### b. *Horizontal*

- Determine la capacidad total del tanque

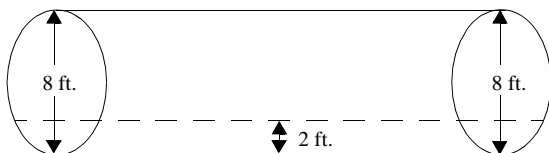
$$bbf = \frac{(\pi)(R^2)(L)}{5.615} \quad (5-4)$$



- Determine el porcentaje del diámetro del tanque que está lleno.

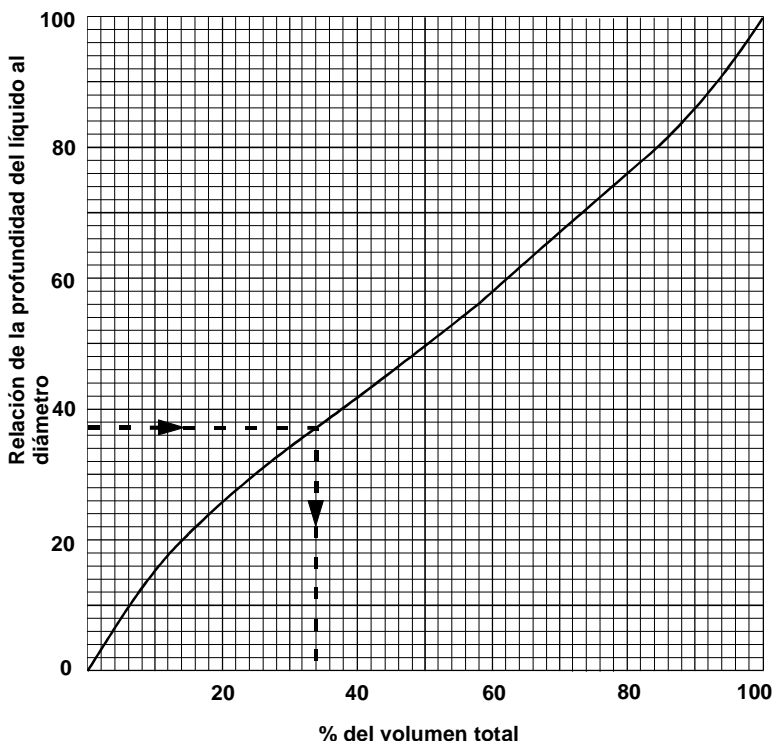
Si un tanque de diámetro de 8 pies está lleno hasta un nivel de 2 pies, el tanque está lleno hasta un 25% de su diámetro.

$$\frac{2\text{ft}}{8\text{ft}} \times 100 = 25\%$$



Utilice el siguiente gráfico para determinar el volumen del tanque basándose en el porcentaje del diámetro del tanque lleno.

Curva de calibración para tanques cilíndricos en posición horizontal



## Ejemplo:

Diámetro: 4 pies

Longitud: 20 pies

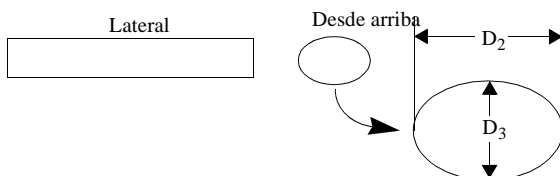
Altura del fluido: 1,5 pies

- Volumen total del tanque =  $(3,14 \times 2^2 \times 20) / 5,615 = 44,73$  bbl
- Relación de la profundidad del líquido al diámetro =  $(1,5 \div 4) \times 100 = 37,5$
- A partir del gráfico, la relación de 37,5 indica 34% de la capacidad

% del volumen total =  $0,34 \times 44,7 = 15,2$  bbl de fluido en el tanque

4. Tanques cilíndricos elípticos:

$$\text{bbl} = \frac{\left[ \frac{D_2 \times D_3}{4} \right] (\pi)(d)}{5.6} \quad (5-5)$$



**Volumen en el hoyo abierto y en el revestimiento (sin tubería)**

$$\text{bbl/ft} = \frac{I.D.^2}{1029.4} \quad (5-6)$$

$$\text{bbl} = \frac{I.D.^2}{1029.4} \times L$$

**Nota:** *Utilice el diámetro interno (I.D.) para el diámetro de la mecha y del revestimiento en hoyos abiertos. No contemple derrumbe del hoyo abierto a menos que se conozcan los valores de los datos de registro del fluido (lodo) o los registros de calibración. Las tablas de capacidad del espacio anular y del revestimiento pueden utilizarse en lugar de las fórmulas.*

### Capacidad de la tubería

$$\text{bbl/ft} = \frac{\text{I.D.}^2}{1029.4} \quad (5-7)$$

o

$$\text{bbl} = \frac{\text{I.D.}^2}{1029.4} \times L$$

donde:

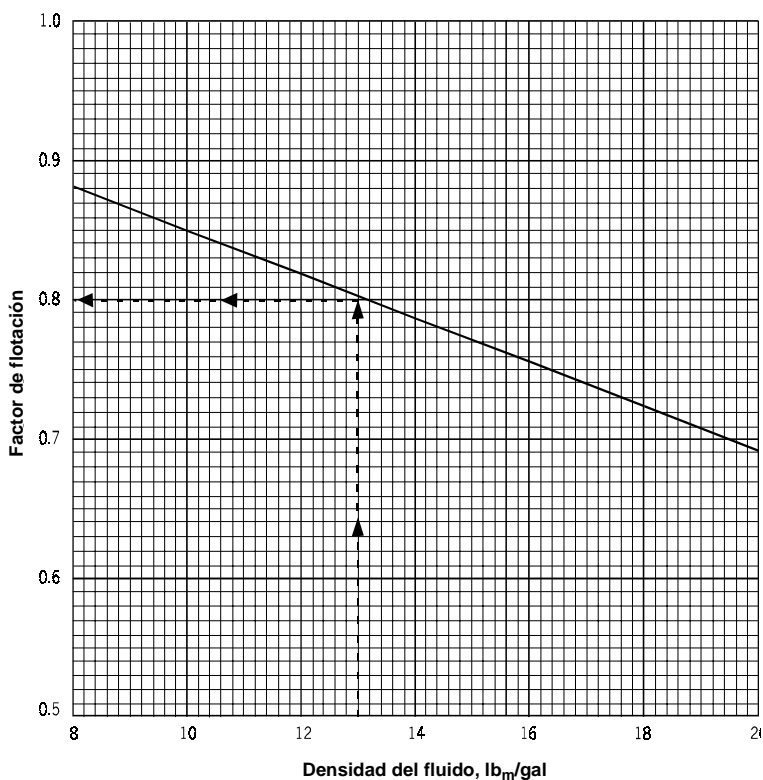
I.D. = diámetro interno de la tubería de perforación (pulg).  
Utilice los I.D. equivalentes de las tablas de tubería que se encuentran en el presente capítulo (ver [Diagramas y tablas](#))

L = Longitud (pies)

### Desplazamiento de la tubería obtenido en las tablas de tubería

Debido a que el espesor varía en los diversos tipos de uniones de tubería, es más exacto leer los desplazamientos en las tablas de tubería (véase [Diagramas y tablas](#)) que calcularlos, a menos que tuviese a su disposición las especificaciones de las uniones de tuberías.

## Gráfico de flotación



### Ejemplo:

Si el peso del fluido es de 13 lb<sub>m</sub>/gal y el peso de la sarta de perforación (en aire) es de 90.000 lb<sub>m</sub>, determine el peso de flotación de la sarta.

- Ubíquese, en el gráfico, en el peso del fluido. Ahora siga hacia arriba hasta la línea y luego hacia la izquierda, para leer el factor de flotación .
- Determine el peso de flotación multiplicando el peso total de la sarta (en aire) por el factor:

$$0,8 \times 90.000 = 72.000 \text{ lb}_m$$



## Volumen anular

$$\text{bbl/ft} = \frac{\text{I.D.}^2 - \text{O.D.}^2}{1029.4} \quad (5-8)$$

o

$$\text{bbl} = \frac{\text{I.D.}^2 - \text{O.D.}^2}{1029.4} \times L$$

donde:

I.D.= diámetro interno del revestimiento o diámetro de la mecha, pulgadas

O.D.= diámetro externo de la tubería de perforación o de los portamecha, pulgadas

L= longitud de la sección anular, pies

## Rendimiento de las bombas

1. Duplex:

$$\text{bbl/stk} = \frac{D_1^2 - \frac{D_r^2}{2}}{3088.2} \times V_e \times S_1 \quad (5-9)$$

2. Triplex:

$$\text{bbl/stk} = \frac{D_1^2 \times V_e}{4117.7} \times S_1 \quad (5-10)$$

donde:

$D_1$  = diámetro de la camisa, pulgadas

$D_r$  = diámetro del vástago, pulgadas

$V_e$  = eficiencia volumétrica (fracción decimal)

$S_1$  = Longitud de la embolada, pulgadas

El rendimiento de las bombas puede determinarse en los diagramas de bombas que se encuentran en la sección de [Diagramas y tablas](#), del presente capítulo.

### Velocidad anular

$$AV = \frac{24.5(\text{gpm})}{\text{I.D.}^2 - \text{O.D.}^2} \quad (5-11)$$

donde:

AV = Velocidad anular, pies/minuto

gpm = gal/min

I.D. = diámetro interno del hoyo o tubería de revestimiento, pulgadas

O.D. = diámetro externo de la tubería o de los cuellos, pulgadas

Fondos arriba (emboladas o tiempo)

$$\frac{\text{Volumen anular (bbl)}}{\text{Rendimiento de bomba (bbl/stk o bbl/min)}} \quad (5-12)$$

### Desplazamiento total circulante (emboladas o tiempo)

$$\frac{\text{Volumen total del sistema (bbl)}}{\text{Rendimiento de bomba (bbl/stk o bbl/min)}} \quad (5-13)$$

donde:

Volumen total del sistema = Volumen superficial +  
Capacidad de la tubería + Volumen anular

### Desplazamiento de volumen del hoyo (emboladas o tiempo)

$$\frac{\text{Volumen del hoyo (bbl)}}{\text{Rendimiento de bomba (bbl/stk o bbl/min)}} \quad (5-14)$$

donde:

$$\text{Volumen del hoyo} = \text{Volumen anular} + \text{Capacidad de tub. de perf.}$$

o

$$\text{Volumen del hoyo} = \text{Capacidad hoyo abierto} - \text{Desplazamiento sarta de perf.}$$

### Aumento de peso utilizando MIL-BAR (Barita)

$$X = \frac{1470(W_2 - W_1)}{(35 - W_2)} \quad (5-15)$$

donde:

X = sacos de MIL-BAR<sup>®</sup> / 100 bbl de fluido (sacos de 100 lb<sub>m</sub>)

W<sub>1</sub> = peso inicial del fluido (lb<sub>m</sub> / gal)

W<sub>2</sub> = peso deseado del fluido (lb<sub>m</sub> / gal)

### Aumento de volumen utilizando MIL-BAR (Barita)

$$V = \frac{100(W_2 - W_1)}{(35 - W_2)} \quad (5-16)$$

donde:

V = aumento de volumen / 100 bbl de fluido

W<sub>1</sub> = peso inicial de fluido (lb<sub>m</sub>/gal)

W<sub>2</sub> = peso deseado de fluido (lb<sub>m</sub>/gal)

### Aumento de peso utilizando DENSIMIX (Hematita)

$$X = \frac{1749(W_2 - W_1)}{(41.7 - W_2)} \quad (5-17)$$

donde:

X = sacos de DENSIMIX<sup>®</sup>/ 100 bbl de fluido (sacos de 100 lb<sub>m</sub>)

W<sub>1</sub> = peso inicial de fluido (lb<sub>m</sub>/gal)

W<sub>2</sub> = peso deseado de fluido (lb<sub>m</sub>/gal)

### Aumento de volumen utilizando DENSIMIX (Hematita)

$$V = \frac{100(W_2 - W_1)}{(41.7 - W_2)} \quad (5-18)$$

donde:

V = aumento de volumen/100 bbl de fluido

W<sub>1</sub> = peso inicial de fluido (lb<sub>m</sub>/gal)

W<sub>2</sub> = peso deseado de fluido (lb<sub>m</sub>/gal)

### Aumento de peso utilizando W.O. 30 (carbonato de calcio)

$$X = \frac{944.6(W_2 - W_1)}{(22.5 - W_2)} \quad (5-19)$$

donde:

X = sacos de W.O. 30<sup>TM</sup>/100 bbl de fluido (sacos de 100 lb<sub>m</sub>)

W<sub>1</sub> = peso inicial del fluido (lb<sub>m</sub>/gal)

W<sub>2</sub> = peso deseado del fluido (lb<sub>m</sub>/gal)

### Aumento de volumen utilizando W.O. 30 (carbonato de calcio)

$$V = \frac{100(W_2 - W_1)}{(22.5 - W_2)} \quad (5-20)$$

donde:

V = aumento de volumen/100 bbl de fluido

$W_1$  = peso inicial de fluido (lb<sub>m</sub>/gal)

$W_2$  = peso deseado de fluido (lb<sub>m</sub>/gal)

### Reducción de peso con agua dulce

$$X = \frac{V_i(W_1 - W_2)}{(W_2 - 7.00^*)} \quad (5-22)$$

donde:

X = bbl de agua requerida

$V_i$  = volumen inicial (bbl)

$W_1$  = peso inicial de fluido (lb<sub>m</sub>/gal)

$W_2$  = peso deseado de fluido (lb<sub>m</sub>/gal)

### Reducción de peso con aceite

$$X = \frac{V_i(W_1 - W_2)}{(W_2 - 7.00^*)} \quad (5-22)$$

\* Densidad específica del aceite = 0,84

donde:

X = bbl de aceite requerido

$V_i$  = volumen inicial (bbl)

$W_1$  = peso inicial de fluido (lb<sub>m</sub>/gal)

$W_2$  = peso deseado de fluido (lb<sub>m</sub>/gal)

### Mezcla de líquidos de diversas densidades

$$V_A + V_B = V_T \quad (5-23)$$

$$(V_A)(W_A) + (V_B)(W_B) = (V_T)(W_T) \quad (5-24)$$

donde:

$V_A$  = volumen del primer fluido (bbl)

$V_B$  = volumen del segundo fluido (bbl)

$V_T$  = volumen final (bbl)

$W_A$  = peso del primer fluido (lb<sub>m</sub>/gal)

$W_B$  = peso del segundo fluido (lb<sub>m</sub>/gal)

$W_T$  = peso de los fluidos combinados o peso final (lb<sub>m</sub>/gal)

**Nota:** *Esta fórmula supone que los fluidos son totalmente miscibles, no ocurre ninguna reacción de precipitación y los fluidos son de salinidad comparable. Esta ecuación no se aplica a la mezcla de fluidos de salmuera de alta densidad.*

### Aumento de la densidad del fluido con píldora pesada

$$\Delta D = \frac{(MW)(L_{DP})(DP_{cap})}{V_{slug}}$$

donde,

$\Delta D$  = aumento de densidad del fluido, (lb<sub>m</sub>/gal)

MW = densidad actual del fluido, (lb<sub>m</sub>/gal)

$DP_{cap}$  = capacidad de la tubería de perforación, (bbl/ft)

$V_{slug}$  = volumen de píldora, generalmente 30 - 50 bbls

$L_{DP}$  = longitud deseada de tubería seca, generalmente 500 - 800 pies

### Diagramas y tablas

Frecuentemente los cálculos se facilitan al utilizar los valores estándar para los parámetros y/o las mediciones de las tablas de datos. Las tablas en la presente sección contienen la siguiente información:

- Desplazamiento de las bombas de fluido triplex
- Desplazamiento de las bombas de fluido duplex
- Capacidad del hoyo
- Capacidad de la tubería de revestimiento
- Capacidad y desplazamiento de la tubería de perforación
- Capacidad y desplazamiento del portamecha
- Capacidad y desplazamiento de la tubería de producción
- Capacidad/desplazamiento de la tubería de perforación, y capacidad del hoyo/espacio anular

## Desplazamiento de las bombas de fluido triplex

Desplazamiento de las bombas de fluido triplex (bbl por embolada- 100% eficiencia)

Tamaño de la camisa (in)	Longitud de embolada (in.)								
	7.00	7.50	8.00	8.50	9.00	9.25	10.00	11.00	12.00
3.00	0.0153	0.0164	0.0175	0.0186	0.0197	0.0202	0.0219	0.024	0.0262
3.25	0.01795	0.0192	0.0205	0.0218	0.0231	0.0237	0.0257	0.0283	0.0307
3.50	0.0208	0.0223	0.0238	0.0252	0.0267	0.0276	0.0298	0.0326	0.0357
3.75	0.0238	0.0257	0.0273	0.0290	0.0307	0.0317	0.034	0.0376	0.0408
4.00	0.0271	0.029	0.0311	0.033	0.035	0.036	0.0388	0.0429	0.0467
4.25	0.0307	0.0328	0.035	0.0374	0.0395	0.0404	0.0438	0.0483	0.0526
4.50	0.0345	0.0369	0.0392	0.0419	0.0443	0.0455	0.0493	0.054	0.0590
4.75	0.0383	0.0411	0.0438	0.0466	0.0493	0.0507	0.0547	0.0602	0.0657
5.00	0.0426	0.0455	0.0486	0.0517	0.0548	0.0562	0.0607	0.0669	0.0729
5.25	0.0469	0.0502	0.0535	0.0569	0.0602	0.062	0.0669	0.0736	0.0802
5.50	0.0514	0.055	0.0588	0.0624	0.0661	0.0678	0.0736	0.0807	0.088
5.75	0.0562	0.0602	0.0643	0.0683	0.0721	0.0743	0.0802	0.0883	0.0964
6.00	0.0611	0.0655	0.070	0.0743	0.0786	0.0809	0.0874	0.0961	0.105
6.25	0.0664	0.0712	0.0759	0.0807	0.0855	0.0878	0.0948	0.1043	0.1138
6.50	0.0719	0.0719	0.0821	0.0871	0.0924	0.0949	0.1026	0.1129	0.123
6.75	0.0774	0.083	0.0886	0.094	0.0995	0.1023	0.1107	0.1217	0.1328
7.00	0.833	0.893	0.0952	0.101	0.1071	0.11	0.119	0.131	0.143



Desplazamiento de las bombas de fluido duplex

Desplazamiento de las bombas de fluido duplex (bbl por embolada - Eficiencia 100% )

Tamaño de la camisa (in.)	Long. de embolada (in.)					
	12	14	15	16	18	20
	Diám. del vástago (in.)					
	2.00	2.00	2.25	2.25	2.50	2.50
4.00	0.055	0.064	—	—	—	—
4.25	0.062	0.073	—	—	—	—
4.50	0.071	0.083	0.086	0.096	0.099	0.111
4.75	0.080	0.093	0.097	0.104	0.113	0.126
5.00	0.089	0.104	0.109	0.116	0.127	0.142
5.25	0.099	0.116	0.121	0.129	0.142	0.158
5.50	0.110	0.128	0.135	0.144	0.158	0.176
5.75	0.121	0.141	0.149	0.158	0.174	0.194
6.00	0.132	0.154	0.162	0.173	0.192	0.213
6.25	0.144	0.168	0.178	0.189	0.209	0.233
6.50	0.156	0.182	0.193	0.206	0.228	0.253
6.75	0.169	0.197	0.209	0.223	0.247	0.275
7.00	0.183	0.213	0.226	0.241	0.267	0.297
7.25	0.196	0.229	0.243	0.259	0.288	0.320
7.50	—	—	0.261	0.278	0.310	0.344
7.75	—	—	0.279	0.298	0.332	0.369

### Capacidad del hoyo

Tamaño de la mecha*		Barriles por pie lineal	Pies lineales por barril
(in)	(mm)		
3.750	95.2	0.01366	73.2064
3.875	98.4	0.01459	68.5553
4.125	104.8	0.0165	60.6061
4.500	114.3	0.0197	50.7614
4.625	117.5	0.0208	48.0769
4.750	120.6	0.0219	45.6621
5.875	149.2	0.0335	29.8507
6.000	152.4	0.0350	28.5714
6.125	155.6	0.0364	27.4725
6.250	158.7	0.0380	26.3158
6.500	165.1	0.0410	24.3902
6.750	171.4	0.0443	22.5734
7.875	200.0	0.0602	16.6113
8.375	212.7	0.0681	14.6843
8.500	215.9	0.0702	14.2450
8.750	222.2	0.0744	13.4409
9.000	228.6	0.0787	12.7065
9.500	241.3	0.0877	11.4025
9.875	250.8	0.0947	10.5597
10.625	269.9	0.1097	9.1158
11.000	279.4	0.1175	8.5106
12.250	311.1	0.1458	6.8587
13.500	342.9	0.1770	5.6497
13.750	349.3	0.1837	5.4437
14.750	374.6	0.2113	4.7316
15.000	381.0	0.2086	4.5752
17.500	444.5	0.2975	3.3614
20.000	508.0	0.3886	2.5733
24.000	609.6	0.5595	1.7873
26.000	660.4	0.6567	1.5228

\*Para tamaños de mecha no indicados, utilice la Ecuación 5-6 en la sección de Fórmulas Generales.

## Capacidad de la tubería de revestimiento

O.D.		Peso / Ft con aco- plamientos(lb <sub>m</sub> )	I.D.		Barriles por pie lineal
(in.)	(mm)		(in.)	(mm)	
4.50	114.3	9.50	4.090	103.9	0.0163
4.50	114.3	10.50	4.052	102.9	0.0160
4.50	114.3	11.60	4.000	101.6	0.0155
4.50	114.3	13.50	3.920	99.6	0.0149
5.00	127.0	15.00	4.408	112.0	0.0189
5.00	127.0	18.00	4.276	108.6	0.0178
5.00	127.0	20.30	4.183	106.3	0.0170
5.00	127.0	23.20	4.046	102.8	0.0159
5.50	139.7	14.00	5.012	127.3	0.0244
5.50	139.7	15.00	4.974	126.3	0.0240
5.50	139.7	15.50	4.950	125.7	0.0238
5.50	139.7	17.00	4.892	124.3	0.0232
5.50	139.7	20.00	4.778	121.4	0.0222
5.50	139.7	23.00	4.670	118.6	0.0212
6.625	168.28	17.00	6.135	155.8	0.0365
6.625	168.28	20.00	6.049	153.6	0.0355
6.625	168.28	24.00	5.921	150.4	0.0341
6.625	168.28	28.00	5.791	147.1	0.0326
6.625	168.28	32.00	5.675	144.1	0.0312
7.00	177.8	20.00	6.456	164.0	0.0405
7.00	177.8	23.00	6.366	161.7	0.0393
7.00	177.8	26.00	6.276	159.4	0.0383
7.00	177.8	29.00	6.184	156.0	0.0371
7.00	177.8	32.00	6.094	154.8	0.0360
7.00	177.8	35.00	6.004	152.5	0.0350
7.625	193.7	26.40	6.969	177.0	0.0472
7.625	193.7	29.70	6.875	174.6	0.0459
7.625	193.7	33.70	6.765	171.8	0.0445
7.625	193.7	39.00	6.624	168.3	0.0426
8.625	219.1	24.00	8.097	205.7	0.0637

### Capacidad de la tubería de revestimiento (continuación)

O.D.		Peso / Ft con aco- plamien- tos(lb <sub>m</sub> )	I.D.		Barriles por pie lineal
(in.)	(mm)		(in.)	(mm)	
8.625	219.1	28.00	8.017	203.6	0.0624
8.625	219.1	32.00	7.921	201.2	0.0610
9.625	244.5	32.30	9.001	228.6	0.0787
9.625	244.5	36.00	8.921	226.6	0.0773
9.625	244.5	40.00	8.835	224.4	0.0758
9.625	244.5	43.50	8.755	222.4	0.0745
9.625	244.5	47.00	8.681	220.5	0.0732
9.625	244.5	53.50	8.535	216.8	0.0708
10.750	273.1	32.75	10.192	258.9	0.1009
10.750	273,1	40.50	10.050	255.3	0.0981
10.750	273.1	45.50	9.950	252.7	0.0962
10.750	273.1	51.00	9.850	250.2	0.0943
11.750	298.5	38.00	11.150	283.2	0.1207
11.750	298.5	42.00	11.084	281.5	0.1193
11.750	298.5	47.00	11.000	279.4	0.1175
11.750	298.5	54.00	10.880	276.4	0.1150
11.750	298.5	60.00	10.772	273.6	0.1127
13.375	339.7	54.50	12.615	330.4	0.1546
13.375	339.7	61.00	12.515	317.9	0.1522
13.375	339.7	68.00	12.415	315.3	0.1497
13.375	339.7	72.00	12.347	313.6	0.1481
16.000	406.4	65.00	15.250	387.4	0.2259
16.000	406.4	75.00	15.124	384.1	0.2222
16.000	406.4	84.00	15.010	381.3	0.2189
20.000	508.0	94.00	19.124	485.7	0.3553
20.000	508.0	106.50	19.000	482.6	0.3507
20.000	508.0	133.00	18.542	470.9	0.3408
*21.000	533.4	—	20.000	508.0	0.3886
*21.000	533.4	—	19.750	501.6	0.3789
*21.000	533.4	—	19.626	498.5	0.3742

\* *Tubos conductores comunes.*

## Capacidad y desplazamiento de la tubería de perforación

Capacidad y desplazamiento de la tubería de perforación									
O.D. (in.)	O.D. (mm)	Unión de tubería (in.)	Unión de tubería (mm)	I.D. equivalente (in.)	I.D. equivalente (mm)	Conexión de unión de tub.	Peso(lb m/ft)	Capacidad (bbl/ft)	Desplaza. (bbl/ft)
2.375	60.325	1.75	44.45	1.815	46.1	Liso interior	6.65	0.00320	0.00249
2.875	73.03	2.125	53.975	2.151	54.61	Liso interior	10.40	0.004495	0.003994
3.5	88.9	2.6875	68.26	2.764	70.1	Liso interior	13.30	0.007421	0.004839
3.5	88.9	2.5625	65.08	2.60	66.04	Liso interior	15.50	0.006577	0.005639
4.0	101.6	3.25	82.55	3.34	80.772	Liso interior	14.00	0.01084	0.005093
4.5	114.3	2.25	57.15	3.54	89.9	API regular	16.60	0.01217	*
4.5	114.3	3.00	76.20	3.76	95.5	Hoyo total	16.60	0.01373	*
4.5	114.3	3.25	82.55	3.78	96.01	Hoyo extra	16.60	0.01388	*
4.5	114.3	3.75	95.25	3.826	97.03	Liso interior	16.60	0.014219	0.006390
5.0	127.0	3.75	95.25	4.23	107.4	Hoyo extra	19.50	0.018876	0.005457
5.0	127.0	3.50	88.9	3.97	100.8	Hoyo extra	25.60	0.01776	0.00709
5.5	139.7	2.75	69.85	4.40	111.8	Regular	21.90	*	*
5.5	139.7	4.8125	122.24	4.80	121.9	Liso interior	21.90	0.0220	0.008037
6.625	168.3	5.9063	150.02	5.96	151.38	Liso interior	25.20	0.0345	0.00807
Capacidad de tub. de perforación Hevi-Wate									
3.5	88.9	*	*	2.08	52.83	*	26.0	0.0042	*
4.0	101.6	*	*	2.58	65.5	*	28.0	0.00647	*
4.5	114.3	*	*	2.77	70.4	*	42.0	0.00745	*
5.0	127.0	*	*	3.02	76.7	*	50.0	0.00886	*

### Capacidad y desplazamiento del portamecha

O.D		I.D		Peso	Capacidad	Desplaz.
(in.)	(mm)	(in.)	(mm)	(lb <sub>m</sub> /ft)	(bbl/ft)	(bbl/ft)
3.125	79.4	1.25	31.75	22.0	0.00151	0.00796
3.50	88.9	1.5	38.1	26.7	0.00218	0.00971
3.75	95.25	1.5	38.1	31.6	0.00218	0.01147
4.00	101.6	2.0	50.8	32.0	0.0039	0.0116
4.25	108.0	2.0	50.8	37.5	0.0039	0.0136
4.50	114.3	2.25	57.2	40.6	0.0049	0.0148
4.75	120.65	2.25	57.2	46.8	0.0049	0.0170
5.00	127.0	2.25	57.2	53.3	0.0049	0.0194
5.25	133.5	2.25	57.2	60.1	0.0049	0.0219
5.50	139.7	2.25	57.2	67.3	0.0049	0.0245
5.75	146.1	2.25	57.2	74.8	0.0049	0.0272
6.00	152.4	2.25	57.2	82.6	0.0049	0.0301
6.25	158.8	2.25	57.2	90.5	0.0049	0.0329
6.25	158.8	2.8125	71.4	83.8	0.0077	0.0303
6.50	166.1	2.25	57.2	99.5	0.0049	0.0362
6.50	166.1	2.8125	71.4	92.8	0.0077	0.0334
6.75	171.5	2.8125	71.4	102.0	0.0077	0.366
7.00	177.8	2.8125	71.4	111.0	0.0077	0.399
7.25	184.1	2.8125	71.4	120.0	0.0077	0.0434
7.50	190.5	2.8125	71.4	130.0	0.0077	0.0469
7.75	196.8	2.8125	71.4	140.0	0.0077	0.0507
8.00	203.4	2.25	57.2	157.5	0.0049	0.0573
8.00	203.4	3.00	76.2	147.0	0.0087	0.0535
8.00	203.4	2.8125	71.4	151.0	0.0077	0.0545
8.25	209.5	3.00	76.2	158.0	0.0087	0.0575
8.50	215.9	3.00	76.2	169.0	0.0087	0.0615
8.75	222.3	3.00	76.2	181.0	0.0087	0.0658
9.00	228.6	3.00	76.2	192.0	0.00874	0.06994
9.25	234.95	3.00	76.2	205.0	0.00874	0.07437
9.50	241.3	3.00	76.2	217.0	0.00874	0.07892
9.75	247.7	3.00	76.2	230.0	0.00874	0.08360
10.00	254.0	3.00	76.2	243.0	0.00874	0.08839
11.00	279.4	3.00	76.2	299.0	0.00874	0.10880

### Capacidad y desplazamiento de la tubería de producción

O.D		I.D		Peso	Capacidad	Desplaz.
(in.)	(mm)	(in.)	(mm)	(lb <sub>m</sub> /ft)	(bbl/ft)	(bbl/ft)
2.375	60.3	1.995	50.6	4.60	0.00387	0.00167
2.875	73.0	2.441	62.0	6.40	0.00579	0.00233
3.500	88.9	2.992	75.9	10.20	0.00829	0.00370
4.000	101.6	3.476	88.3	11.00	0.01174	0.00400
4.500	114.3	3.958	100.5	12.60	0.01522	0.00458

### Capacidad/desplazamiento de la tubería de perforación, y capacidad del hoyo/espacio anular

Tubería de perforación				Hoyo		
O.D. (in.)	Peso nom. (lb <sub>m</sub> /ft)	Desplazamiento (bb/ft)	Capacidad (bbl/ft)	Tamaño (in.)	Cap. Hoyo. (bbl/ft)	Cap. anular (bbl/ft)
2.375	6.65	0.002419	0.00320	4.250	0.0175	0.0119
	6.65	0.002419	0.00320	4.750	0.0219	0.0164
2.875	10.40	0.003784	0.004495	4.750	0.0219	0.0136
	10.40	0.003784	0.004495	5.625	0.0307	0.0224
	10.40	0.003784	0.004495	6.125	0.0364	0.0284
1.500	13.30	0.004839	0.007421	6.125	0.0364	0.0241
	13.30	0.004839	0.007421	6.625	0.0426	0.0307
	15.50	0.005639	0.006576	6.750	0.0443	0.0324
				7.750	0.0583	0.0464
4.000	14.00	0.005093	0.010836	7.750	0.0583	0.0423
	14.00	0.005093	0.010836	8.500	0.0702	0.0546
				8.750	0.0744	0.0588
4.500	16.60	0.006390	0.014219	7.875	0.0602	0.0396
	16.60	0.006390	0.014219	8.500	0.0702	0.0496
	16.60	0.006390	0.014219	8.750	0.0744	0.0538
	16.60	0.006390	0.014219	9.875	0.0947	0.0741
				12.250	0.1458	0.1252
5.000	19.50	0.007094	0.017762	8.500	0.0702	0.0453
	19.50	0.007094	0.017762	9.875	0.0947	0.0698
				0.875	0.1149	0.0900
				12.250	0.1458	0.1209



### **Información acerca de la mecha, la tubería de revestimiento y la tubería de perforación**

La presente sección incluye la siguiente información:

- Comparación por tipo de mecha con conos dentados
- Comparación por tipo de mecha de insertos
- Area de las boquillas
- Recomendaciones para el peso de la mecha de diamante
- Resistencia de la tubería de revestimiento
- Combinación de mecha y tubería de revestimiento
- Volúmenes del fluido de descarga de la bomba
- Resistencia de la tubería de perforación y de la tubería de producción para perforación en psi
- Combinaciones de conexiones superficiales:  
Longitud - I.D. de los componentes
- Condición de la unión de tubería y tubería de perforación: identificación por código de colores

## Comparación por tipo de mecha con conos dentados

Tipo de formación	Código IADC	Hughes	Reed	Security	Smith
Blanda	111	R1	Y11	S3S	DS/DJ
	114	X3A	S11	S33S	SDS
	115	XG3A	—	—	—
	116	ATJ-1	HP11	S33SF	FDS
	121	R2	Y12	S3/S3T	DT
	124	J2T/J2	—	S33	SDT
	126	JG2	HP12	S33F	FDT
	127	R3	—	—	—
	131	X1G	Y13	S4/S4T	DG
	134	XGG	—	S44	SDG
	135	J3	S13G	S44G	SDGH
	136	JG3	—	S44F	FDG
	137	—	HP13G	S44GF	FDGH
	Blanda a media	211	R4	Y21	M4N
214		XV	—	M44N	SV
215		XGV	S21 G	M44NG	SVH
216		J4	—	M44NF	FV
217		JG4	HP21 G	—	FVH
235		XGC	—	—	—
Media a dura	311	—	Y31	H7	L4
	316	J7	—	—	—
	317	JG7	HP31G	—	—
	346	J8	—	—	—

## Comparación por tipo de mecha de insertos

Tipo de formación	Código IADC	Hughes	Reed	Security	Smith
Blanda a media	437	ATJ-11/ATJ-115	HP43A	S82F	F1
	517	ATJ-22/ATJ-22S	HP51	S84F	A1/F2
	527	ATJ-22C	HP52	S85F	F27
	537	ATJ-33/ATJ-33S/ ATJ-33A	HP53	S86F	F3
	547	ATJ-33C	HP54	S88F	F37
Media a dura	612	G44	—	—	4JA/4GA
	617	ATJ-44/ATJ-44A	HP61	M84F	F4/F45
	627	ATJ-44C	HP62	M89TF	F5
	637	ATJ-55R/ATJ-55/ ATJ-55A	HP63	M89F	F57/F47

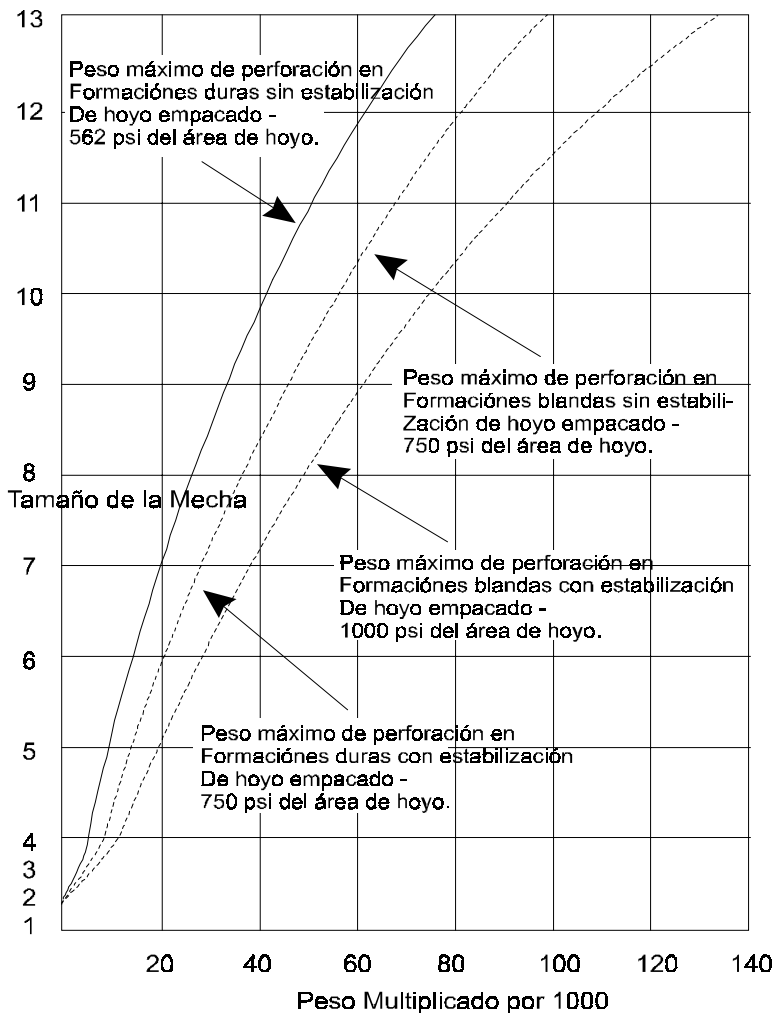
## Comparación por tipo de mecha de insertos (cont.)

Tipo de formación	Código IADC	Hughes	Reed	Security	Smith
Dura	732	G77	Y73JA	—	7JA/7GA
	737	ATJ-77	HP73	H87F	F7
Extra dura	837	ATJ-99A/ATJ-99	HP83	H100F	F9

## Area de las boquillas

Tam. de boquilla (32avosde pulg.)	Area* de una (in <sup>2</sup> )	Area* de dos (in <sup>2</sup> )	Area* de tres (in <sup>2</sup> )	Area* de cua- tro (in <sup>2</sup> )	Area* de cinco (in <sup>2</sup> )	Area* de seis (in <sup>2</sup> )
7	0.0376	0.0752	0.1127	0.1503	0.1879	0.2255
8	0.0491	0.0982	0.1473	0.1963	0.2454	0.2945
9	0.0621	0.1242	0.1864	0.2485	0.3106	0.3728
10	0.0767	0.1534	0.2301	0.3068	0.3835	0.4602
11	0.0928	0.1856	0.2784	0.3712	0.4640	0.5568
12	0.1104	0.2209	0.3313	0.4418	0.5522	0.6627
13	0.1296	0.2592	0.3889	0.5185	0.6481	0.7777
14	0.1503	0.3007	0.4510	0.6013	0.7517	0.9020
15	0.1726	0.3451	0.5177	0.6903	0.8629	1.0354
16	0.1963	0.3927	0.5890	0.7854	0.9817	1.1781
18	0.2485	0.4970	0.7455	0.9940	1.2425	1.4910
20	0.3068	0.6136	0.9204	1.2272	1.5340	1.8408
22	0.3712	0.7424	1.1137	1.4849	1.8561	2.2273
24	0.4418	0.8836	1.3254	1.7671	2.2089	2.6507
26	0.5185	1.0370	1.5555	2.0739	2.5924	3.1109
28	0.6013	1.2026	1.8040	2.4053	3.0066	3.6079
30	0.6903	1.3806	2.0709	2.7612	3.4515	4.1417
32	0.7854	1.5708	2.3562	3.1416	3.9270	4.7124

## Recomendaciones para el peso de la mecha de diamante



Fuente: CHRISTENSEN Diamond Products

## Resistencia de la tubería de revestimiento

O. D.Tub. de revestimiento (in.)	Peso (lb <sub>m</sub> /ft)	Grado	Estallido psi*	Colapso psi*	Tensión psi*
5.500	13.00	F-25	1,810	1,660	95,000
	14.00	H-40	3,110	2,140	139,000
	15.50	J-55	4,810	3,860	211,000
	17.00	N-80	7,740	5,890	320,000
	17.00	P-110	10,640	8,520	418,000
**6.000	15.00	F-25	1,740	1,540	108,000
	18.00	H-40	3,360	2,780	179,000
	18.00	J-55	4,620	3,620	239,000
	18.00	N-80	6,720	4,740	323,000
	23.00	P-110	12,190	10,380	565,000
6.625	17.00	F-25	1,620	1,370	121,000
	20.00	H-40	3,040	2,360	195,000
	20.00	J-55	4,180	3,060	259,000
	24.00	N-80	7,440	5,550	430,000
	24.00	†P-110	10,230	7,850	562,000
7.000	17.00	F-25	1,440	1,100	118,000
	17.00	H-40	2,310	1,370	160,000
	20.00	J-55	3,740	2,500	254,000
	26.00	N-80	7,240	5,320	460,000
	26.00	†P-110	9,960	7,220	602,000
7.625	20.00	F-25	1,430	1,100	138,000
	24.00	H-40	2,750	1,970	227,000
	26.40	J-55	4,140	3,010	333,000
	26.40	N-80	6,020	3,930	439,000
	29.70	†P-110	9,470	6,180	661,000
8.625	24.00	F-25	1,340	950	161,000
	28.00	H-40	2,470	1,580	252,000
	24.00	J-55	2,950	1,430	288,000
	36.00	N-80	6,490	4,470	581,000
	40.00	†P-110	10,040	7,420	858,000
9.625	29.30	F-25	1,280	860	85,000
	32.30	H-40	2,270	1,320	279,000
	36.00	J-55	3,520	2,220	422,000
	40.00	N-80	5,750	3,530	606,000
	43.50	†P-110	8,700	4,760	875,000

### Resistencia de la tubería de revestimiento (continuación)

O. D. Tub. de revestimiento (in.)	Peso (lb <sub>m</sub> /ft)	Grado	Estallido psi <sup>a</sup>	Colapso psi <sup>a</sup>	Tensión psi <sup>a</sup>
10.750	32.75	F-25	1,140	650	196,000
	32.75	H-40	1,820	830	265,000
	40.50	J-55	3,130	1,730	450,000
	51.00	N-80	5,860	3,750	680,000
	51.00	†P-110	8,060	3,750	890,000
11.750	38.00	F-25	1,120	620	220,000
	42.00	H-40	1,980	940	222,000
	47.00	J-55	3,070	1,630	507,000
	60.00	N-80	5,830	3,680	778,000
13.375	48.00	F-25	1,080	560	260,000
	48.00	H-40	1,730	740	352,000
	54.50	J-55	2,730	1,140	545,000
	72.00	N-80	5,380	2,880	868,000
16.000	55.00	F-25	850	290	258,000
	65.00	H-40	1,640	640	423,000
	75.00	J-55	2,630	1,010	662,000
20.000	94.00	F-25	960	410	359,000
	94.00	H-40	1,530	487	487,000

\* Las resistencias al colapso, la cedencia interna y la cedencia de las uniones son valores mínimos sin factor de seguridad. (reproducidos, con autorización, del Boletín API 5C2, Bulletin on Performance of Casing and Tubing).

\*\*No es norma API. Se presenta sólo como información.

<sup>a</sup> Norma API tentativa

## Combinación de mecha y tubería de revestimiento

O.D. Tub. de reves.(in.)	Peso (lb <sub>m</sub> /ft)	I.D. Tub. de reves. (in.)	Deriva de tub. de reves.	Tamaño de mecha (in.)	Rosca estándar del pin en mecha
4.50	9.5	4.090	3.965	3.875	2.375 API Regular
	10.5	4.052	3.927	3.875	
	11.6	4.000	3.875	3.875	
	13.5	3.920	3.795	3.750	
5.00	15.0	4.408	4.283	4.25	2.375 API Regular
	18.0	4.276	4.151	4.125	
5.50	14.0	5.012	4.887	4.75	2.875 API Regular
	15.5	4.950	4.825	4.75	
	17.0	4.892	4.767	4.75	
	20.0	4.778	4.653	4.625	2.375 API Regular
	23.0	4.670	4.545	4.50	
6.625	17.0	6.135	6.010	6.00	3.50 API Regular
	20.0	6.049	5.924	5.875	
	24.0	5.921	5.796	5.625	
	28.0	5.791	5.666	5.625	
	32.0	5.675	5.550	5.375	
7.00	20.0	6.456	6.331	6.25	3.50 API Regular
	23.0	6.366	6.241	6.25	
	26.0	6.276	6.151	6.125	
	29.0	6.184	6.059	6.00	
	32.0	6.094	5.969	6.00	
	35.0	6.004	5.879	5.875	
7.625	26.4	6.969	6.844	6.75	3.50 API Regular
	29.7	6.875	6.750	6.75	
	33.7	6.765	6.640	6.625	
	39.0	6.625	6.500	6.50	
8.625	24.0	8.097	7.972	7.875	4.50 API Regular
	28.0	8.017	7.892	7.875	
	32.0	7.921	7.796	7.625	
9.625	32.3	9.001	8.845	8.75	4.50 API Regular
	36.0	8.921	8.765	8.75	
	40.0	8.835	8.679	8.625	
	43.5	8.755	8.599	8.625	
	47.0	8.681	8.525	8.50	
	53.5	8.535	8.379	8.375	

### Combinación de mecha y tubería de revestimiento (continuación)

O.D. Tub. de revés.(in.)	Peso (lb <sub>m</sub> /ft)	I.D. Tub. de revés. (in.)	Deriva de tub. de revés.	Tamaño de mecha (in.)	Rosca estándar del pin en mecha
10.75	32.75	10.192	10.036	9.875	6.625 API Regular
	40.5	10.050	9.894	9.875	
	45.5	9.950	9.794	*9.750	
	51.0	9.850	9.694	*9.625	
11.75	38.0	11.150	10.994	11.00	6.625 API Regular
	42.0	11.084	10.928	10.75	
	47.0	11.000	10.844	*10.75	
	54.0	10.880	10.724	*10.625	
	60.0	10.772	10.616	*10.625	
13.375	54.5	12.615	12.459	12.25	6.625 API Regular
	61.0	12.515	12.359	12.25	
	68.0	12.415	12.259	12.25	
	72.0	12.347	12.191	12.00	
16.00	65.0	15.250	15.062	15.00	6.625 API Regular
	75.0	15.125	14.938	14.75	
	84.0	15.010	14.822	14.75	
20.00	94.0	19.124	18.936	17.50	6.625 API Regular

\* Rosca 5.5 API regular opcional

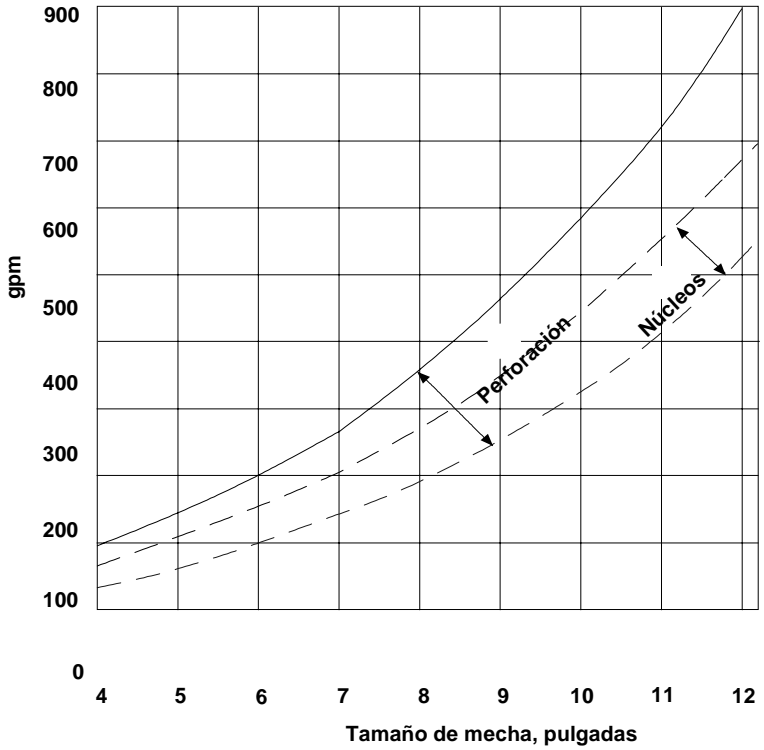
### Condición de la unión de tubería y tubería de perforación: identificación por código de colores

<b>Unión de tubería y tub. de perf.</b>	
<i>Clasificación</i>	<i>Número/color de las bandas</i>
Clase premium	Dos blancas
Clase 1	Una blanca
Clase 2	Una amarilla
Clase 3	Una azul
Clase 4	Una verde
Desecho	Una roja
<i>Condición de la unión de tubería</i>	<i>Número/ Color de las bandas</i>
Reparable en campo	Tres verdes, 120' de separación
Desechar o reparar en taller	Tres rojas, 120' de separación



## Volúmenes del fluido de descarga de la bomba

### Volúmenes hidráulicos de descarga



Fuente: Hughes Christensen Diamond Products

### Resistencia de la tubería de perforación y de la tubería de producción para perforación en psi

Tub. de perf. O.D. (in.)	Peso (lb <sub>m</sub> /ft)	Grado	Estallido	Colapso	Tensión
2.375	4.70	N-80	11,200	9,800	104,340
	4.85	E	10,580	8,830	97,820
	6.65	D	11,350	10,140	101,000
	6.65	E	15,470	12,480	138,000
2.875	6.50	N-80	10,570	8,900	144,960
	6.85	E	9,980	8,830	135,900
	10.40	D	12,120	10,730	157,000
	10.40	E	16,530	13,210	214,000
3.50	9.30	N-80	10,160	8,580	207,220
	9.50	E	9,600	8,080	194,270
	13.30	D	10,120	9,170	199,000
	13.30	E	12,350	11,290	272,000
4.00	11.00	N-80	9,170	7,520	246,140
	11.85	E	8,660	7,080	230,760
	14.00	D	7,940	7,380	209,000
	14.00	E	10,830	9,090	285,000
4.50	12.75	N-80	8,440	6,680	288,040
	13.75	E	7,900	6,290	270,030
	16.60	D	7,210	6,760	242,000
	16.60	E	9,830	8,310	331,000
5.00	15.00	E	7,830	6,140	328,070
	19.50	D	6,960	6,550	290,000
	19.50	E	9,500	8,060	390,000

### Combinaciones de conexiones superficiales: Longitud - I.D. de los componentes

Caso No.	Parada	Manguera	Swivel	Kelly
1	40' - 3.0"	45' - 2.0"	20' - 2.0"	40' - 2.25"
2	40' - 3.5"	55' - 2.5"	25' - 2.5"	40' - 3.25"
3	45' - 4.0"	55' - 3.0"	25' - 2.5"	40' - 3.25"
4	45' - 4.0"	55' - 3.0"	30' - 3.0"	40' - 4.00"

## Tablas de sales

Las siguientes tablas provienen de tres fuentes. La tabla de cloruro de potasio proviene de *CRC Handbook of Chemistry and Physics*, 62da edición. La tabla de cloruro de sodio proviene de Staples y Nuttall, *Journal of Physical Chemistry Reference Data*, 1977, Volumen 6, y la tabla de cloruro de calcio proviene de Clarke y Grew, *Journal of Physical Chemistry Reference Data*, 1985, Volumen 14. Las tablas se dividen en las siguientes columnas:

1. **Porcentaje en peso** = porcentaje en peso del soluto anhidro; g del soluto/100 g de solución.
2. **Densidad específica** = relación de la masa de un cuerpo a la masa de un volumen igual de agua a 4°C. La densidad específica es adimensional.
3. **Densidad** = relación de la masa de una muestra a su volumen a la misma temperatura. Se supone que la densidad del agua es 8,33 lb<sub>m</sub>/gal.
4. **lb<sub>m</sub> de sal/bbl de solución** = las libras de sal en un barril de solución de una densidad dada.
5. **Galones de agua por barril de solución** = los galones de agua para hacer un barril de solución con una densidad dada.
6. **Sal, mg/L** = la concentración de sal en 1 litro (L) de solución.
7. **Cloruros, mg/L** = concentración de cloruros en 1 litro (L) de solución.
8. **Factor de incremento de volumen** = el aumento de volumen que tiene lugar cuando se agrega un peso específico de sal a un volumen específico de agua dulce. El valor de la columna **8a** se utiliza para las correcciones de la retorta.
9. **Punto de cristalización, °F** = es el punto de cristalización de una solución que contiene una concentración específica de sales.
10. **A<sub>w</sub>** = actividad de la solución. Este valor se ha llamado Coeficiente de Actividad de la Formación (F.A.C.) en anteriores manuales. Dicho valor, independientemente del término utilizado, es una medida del potencial del

fluido para absorber agua. Para mayores detalles consulte el [Capítulo 3](#), **Fluidos de perforación de base aceite y sintética**.

## Propiedades físicas de las soluciones de cloruro de potasio de potasio

Propiedades físicas de las soluciones de cloruro de potasio (a 20°C)

2	3	4	5	6	7	8*	9
Den- sidad esp.	Densidad (lb <sub>m</sub> /gal)	KCl (lb <sub>m</sub> /bbl)	H <sub>2</sub> O (gal/bbl)	KCl (mg/L)	Cloruros (mg/L)	Factor de Inc. de Vol	Pto. de cristaliza- ción(T)
1.005	8.37	3.5	41.8	10,000	4,756	1.005	31.2
1.011	8.42	7.1	41.6	20,200	9,606	1.009	30.3
1.017	8.47	10.7	41.4	30,500	14,506	1.013	29.5
1.024	8.53	14.4	41.3	41,000	19,499	1.017	28.6
1.030	8.59	18.1	51.1	51,500	24,493	1.022	27.8
1.037	8.64	21.8	40.9	62,200	29,582	1.026	26.9
1.044	8.69	25.6	40.7	73,000	34,718	1.031	26.1
1.050	8.75	29.4	40.5	84,000	39,950	1.035	25.2
1.057	8.80	33.3	40.4	95,100	45,229	1.039	24.3
1.063	8.86	37.3	40.2	106,300	50,556	1.045	23.4
1.070	8.90	41.2	40.0	117,700	55,977	1.050	22.4
1.077	8.97	45.3	39.8	129,200	61,447	1.055	21.4
1.084	9.03	49.4	39.6	140,900	67,011	1.061	20.4
1.091	9.08	53.5	39.4	152,700	72,623	1.066	20.0
1.097	9.12	57.6	39.1	164,600	78,282	1.072	18.5
1.104	9.20	61.9	38.9	176,700	84,038	1.078	17.0
1.111	9.26	66.1	38.7	188,900	89,840	1.084	16.0
1.119	9.32	70.5	38.5	201,300	95,737	1.090	15.0
1.126	9.38	74.9	38.3	213,900	101,730	1.097	14.0
1.111	9.44	79.3	38.0	226,600	107,770	1.104	13.0

*1 en saco contiene una cantidad trivial de agua y, por lo tanto, el aumento de volumen por las adiciones de sacos es el mismo que de corrección de la retorta.*

Propiedades físicas de las soluciones de cloruro de potasio (a 20°C) (continuación)

1	2	3	4	5	6	7	8*	9
% en peso	Densidad espec. a	Densidad (lb <sub>m</sub> /gal)	KCl (lb <sub>m</sub> /bbl)	H <sub>2</sub> O (gal/bbl)	KCl (mg/L)	Cloruros (mg/L)	Factor de Inc. de Vol	Pto. de cristalización(T)
21.0	1.140	9.51	83.9	37.8	239,500	114,000	1.111	22.0
22.0	1.147	9.56	88.4	37.6	252,400	120,040	1.117	34.0
23.0	1.155	9.64	93.1	37.4	265,700	126,473	1.125	48.0
24.0	1.162	9.68	97.7	37.1	278,900	132,643	1.132	59.0

**CONVERSIONES METRICAS:**

$$\text{KCl (g/L)} = \text{KCl (lb}_m\text{/bbl)} \times 2,85714$$

$$\text{H}_2\text{O (ml/L)} = \text{H}_2\text{O (gal/bbl)} \times 23,8086$$

$$\text{KCl (ppm)} = \% \text{ en peso} \times 10,000$$

$$\text{mg/L} = \text{ppm} \times \text{Densidad especifica}$$

$$\text{Cl}^- \text{ (mg/L)} = \text{KCl (mg/L)} \times 0,476$$

$$\text{KCl (mg/L)} = \text{Cl}^- \text{ (mg/L)} \times 2,101$$

$$\text{K}^+ \text{ (mg/L)} = \text{Cl}^- \text{ (mg/L)} \times 1,103$$

$$\text{Cl}^- \text{ (mg/L)} = \text{K}^+ \text{ (mg/L)} \times 0,907$$

**FÓRMULAS:**

$$\text{Sal (lb}_m\text{/bbl de agua)} = \text{Factor de incremento de volumen} \times \text{Kl (lb}_m\text{/bbl)}$$

$$\text{Densidad específica} = 1,00056 + 1,22832 (10^{-6}) (\text{Cl}^-, \text{mg/L})$$

$$\text{Factor de incremento de volumen} = 1 + (2,775 \times 10^{-7}) (\text{Cl}^-)^{1,105}$$

### Propiedades físicas de las soluciones de carbonato de potasio

% peso	S.G. (20°C)	Dens. lb/gal	K <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> mg/L	K <sup>+</sup> mg/L	CO <sup>3=</sup>	K <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> lb/bbl	Agua gal/bbl
1	1.01	8.42	10,100	5,715	4,386	3.535	41.88
2	1.02	8.49	20,300	11,487	8,815	7.105	41.83
3	1.03	8.57	30,800	17,429	13,374	10.78	41.77
4	1.04	8.64	41,400	23,427	17,977	14.49	41.71
5	1.05	8.72	52,200	29,539	22,667	18.27	41.64
6	1.05	8.80	63,200	35,763	27,443	22.12	41.57
7	1.06	8.87	74,300	42,045	32,263	26.005	41.49
8	1.07	8.95	85,700	48,496	37,213	29.995	41.40
9	1.08	9.03	97,300	55,060	42,250	34.055	41.31
10	1.09	9.11	109,000	61,680	47,331	38.15	41.22
11	1.10	9.19	121,000	68,471	52,541	42.35	41.12
12	1.11	9.27	133,200	75,375	57,839	46.62	41.01
13	1.12	9.35	145,500	82,335	63,180	50.925	40.90
14	1.13	9.43	158,100	89,465	68,651	55.335	40.79
15	1.14	9.52	170,900	96,708	74,209	59.815	40.66
16	1.15	9.60	183,800	104,008	79,811	64.33	40.54
17	1.16	9.68	197,000	111,477	85,542	68.95	40.41
18	1.17	9.77	210,500	119,117	91,405	73.675	40.27
19	1.18	9.85	224,100	126,813	97,310	78.435	40.13
20	1.19	9.94	238,000	134,678	103,346	83.3	39.98
22	1.21	10.11	266,300	150,693	115,634	93.205	39.66
24	1.23	10.29	295,700	167,329	128,401	103.495	39.32
26	1.26	10.47	325,900	184,419	141,514	114.065	38.96
28	1.28	10.66	357,100	202,074	155,062	124.985	38.57
30	1.30	10.84	389,400	220,352	169,088	136.29	38.16
32	1.32	11.03	422,600	239,139	183,504	147.91	37.71
34	1.35	11.22	456,800	258,492	198,354	159.88	37.24
36	1.37	11.42	492,000	278,411	213,639	172.2	36.74
38	1.39	11.62	528,300	298,952	229,401	184.905	36.20
40	1.42	11.81	565,600	320,059	245,598	197.96	35.63

Propiedades físicas de las soluciones de cloruro de sodio

Propiedades físicas de las soluciones de cloruro de sodio (a 20°C)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
% peso	Densidad específica	Densidad (lb <sub>m</sub> /gal)	NaCl (lb <sub>m</sub> /bbl)	H <sub>2</sub> O (gal/bbl)	NaCl (mg/L)	Cloruros (mg/L)	Factor de Incr. de Vol	Pto. de cristalización (T)	A <sub>w</sub>
1.0	1.007	8.40	3.5	41.87	10,070	6,108	1.003	31.0	0.996
2.0	1.014	8.46	7.1	41.75	20,286	12,305	1.006	30.0	0.989
3.0	1.021	8.52	10.7	41.63	30,630	18,580	1.009	28.8	0.983
4.0	1.029	8.58	14.4	41.46	41,144	24,957	1.013	27.7	0.976
5.0	1.036	8.65	18.2	41.34	51,800	31,421	1.016	26.5	0.970
6.0	1.043	8.70	21.9	41.10	62,586	37,963	1.020	25.3	0.964
7.0	1.050	8.76	25.8	41.02	73,500	44,584	1.024	24.1	0.957
8.0	1.058	8.83	29.7	40.86	84,624	51,331	1.028	22.9	0.950
9.0	1.065	8.89	33.6	40.70	95,850	58,141	1.032	21.5	0.943
10.0	1.073	8.95	37.6	40.54	107,260	65,062	1.036	20.2	0.935
11.0	1.080	9.01	41.6	40.38	118,800	72,062	1.040	18.8	0.927
12.0	1.088	9.08	45.7	40.19	130,512	79,166	1.045	17.3	0.919
13.0	1.095	9.14	49.9	40.00	142,350	86,347	1.050	15.7	0.910
14.0	1.103	9.20	54.1	39.85	154,392	93,651	1.054	14.1	0.901
15.0	1.111	9.27	58.4	39.66	166,650	101,087	1.059	12.4	0.892
16.0	1.118	9.33	62.7	39.44	178,912	108,524	1.065	10.6	0.882
17.0	1.126	9.40	67.1	39.25	191,420	116,112	1.070	8.7	0.872
18.0	1.134	9.46	71.5	39.03	204,102	123,804	1.076	6.7	0.861
19.0	1.142	9.53	76.0	38.85	216,980	131,616	1.081	4.6	0.850
20.0	1.150	9.60	80.6	38.64	229,960	139,489	1.087	2.4	0.839



Propiedades físicas de las soluciones de cloruro de sodio (a 20°C) (continuación)

1	2	3	4	5	6	7	8*	9	10
% en peso	Densidad específica	Densidad (lb <sub>m</sub> /gal)	NaCl (lb <sub>m</sub> /bbl)	H <sub>2</sub> O (gal/bbl)	NaCl (mg/L)	Cloruros (mg/L)	Factor de Inc. de Vol	Pto. de cristalización(T)	A <sub>w</sub>
21.0	1.158	9.66	85.2	38.43	243,180	147,508	1.09	0.0	0.827
22.0	1.166	9.73	89.9	38.22	256,520	155,600	1.099	-2.5	0.815
23.0	1.174	9.80	94.6	37.97	270,020	163,789	1.106	-5.2	0.802
24.0	1.183	9.87	99.5	37.74	283,800	172,147	1.113	+11.4	0.788
25.0	1.191	9.94	104.4	37.50	297,750	180,609	1.120	+15.0	0.774
26.0	1.199	10.01	109.3	37.27	311,818	189,143	1.127	+25.0	0.759

**CONVERSIONES METRICAS:**

$$\text{NaCl (g/L)} = \text{NaCl (lb}_m\text{/bbl)} \times 2,85714$$

$$\text{H}_2\text{O (ml/L)} = \text{H}_2\text{O (gal/bbl)} \times 23,8086$$

$$\text{NaCl (ppm)} = \% \text{ en peso} \times 10,000$$

$$\text{Cl}^- \text{ (mg/L)} = \text{NaCl (mg/L)} \times 0,6066$$

$$\text{NaCl (mg/L)} = \text{Cl}^- \text{ (mg/L)} \times 1,65$$

$$\text{mg/L} = \text{ppm} \times \text{Densidad específica}$$

**FORMULAS:**

$$\text{Sal (lb}_m\text{/bbl de agua)} = \text{Factor de incremento de volumen} \times \text{NaCl (lb}_m\text{/bbl)}$$

$$\text{Densidad específica} = 1,0036 [0,99707 + 6,504 (10^{-3}) (\% \text{ en peso de NaCl}) + 4,395 (10^{-5}) (\% \text{ en peso de NaCl})^2] \circ 1 + 1,94(10^{-6}) (\text{Cl}^-, \text{ mg/L})^{0,95}$$

$$\text{Factor de incremento de volumen} = 1,00045 + 2,72232 (10^{-3}) (\% \text{ en peso de NaCl})$$

$$+ 8,15591 (10^{-5}) (\% \text{ en peso de NaCl})^2 \circ 1 + 5,88 (10^{-8}) (\text{Cl}^-, \text{ mg/L})^{1,2}$$

$$A_w = 0,99755 - 4,3547 (10^{-3}) (\% \text{ en peso de NaCl}) - 1,8205 (10^{-4}) (\% \text{ en peso de NaCl})^2$$

## Propiedades de las soluciones de cloruro de magnesio

Propiedades de las soluciones de cloruro de magnesio a 20°C →

% en peso	Densidad específica	Densidad (lb <sub>m</sub> /gal)	MgCl <sub>2</sub> • 6H <sub>2</sub> O (lb <sub>m</sub> /bbl)	H <sub>2</sub> O (gal/bbl)
1.0	1.008	8.41	7.54	41.71
2.0	1.016	8.48	15.15	41.45
3.0	1.024	8.55	22.92	40.87
4.0	1.033	8.62	30.76	40.28
5.0	1.041	8.69	38.82	39.69
6.0	1.050	8.76	46.96	39.06
7.0	1.058	8.83	55.24	38.43
8.0	1.067	8.90	63.60	37.80
9.0	1.076	8.98	72.11	37.17
10.0	1.085	9.05	80.85	36.50
11.0	1.094	9.13	89.73	36.16
12.0	1.103	9.20	98.61	35.83
13.0	1.112	9.28	107.76	35.13
14.0	1.121	9.35	116.90	34.44
15.0	1.130	9.43	126.35	33.73
16.0	1.139	9.50	135.79	33.01
17.0	1.148	9.58	145.53	31.48
18.0	1.157	9.66	155.27	29.95
19.0	1.167	9.73	165.28	29.13
20.0	1.176	9.81	175.28	28.31
21.0	1.186	9.90	185.66	27.47
22.0	1.196	9.98	196.03	26.63
23.0	1.206	10.06	206.78	25.77
24.0	1.216	10.15	217.53	24.91
25.0	1.227	10.24	228.58	24.00
26.0	1.237	10.32	239.63	23.10
27.0	1.248	10.41	251.02	22.18
28.0	1.258	10.50	262.40	21.25
29.0	1.269	10.59	274.12	20.29
30.0	1.279	10.67	285.84	19.32

**FORMULAS:**

**Sal** (lb<sub>m</sub>/bbl de agua) = Factor de incremento de volumen x MgCl<sub>2</sub> (lb<sub>m</sub>/bbl)

**Densidad específica** = 1,00038 + 7,95497 (10<sup>-3</sup>)(% peso MgCl<sub>2</sub>) + 4,38583 (10<sup>-5</sup>) (% en peso MgCl<sub>2</sub>)<sup>2</sup>

**\*Factor de incremento de volumen** =

0,999074 + 1,58008 (10<sup>-3</sup>)(% en peso MgCl<sub>2</sub>) + 7,66303 (10<sup>-5</sup>)(% en peso MgCl<sub>2</sub>)<sup>2</sup>

**A<sub>w</sub>** = 0,986688 - 1,2334 (10<sup>-3</sup>)(% en peso MgCl<sub>2</sub>) - 4,16512 (10<sup>-4</sup>)(% en peso MgCl<sub>2</sub>)<sup>2</sup>

# Fórmulas, gráficos y tablas

## Propiedades de las soluciones de cloruro de magnesio a 20°C(cont)

MgCl <sub>2</sub> (mg/L)	Cloruros (mg/L)	Fact. de Inc. de Volumen 100% MgCl <sub>2</sub>	Fact. de Inc. de Volumen por la sal	A <sub>w</sub>
10,080	7,502	1.001	1.007	0.985
20,320	15,123	1.002	1.013	0.981
30,720	22,863	1.004	1.028	0.978
41,320	30,752	1.006	1.043	0.974
52,050	38,738	1.009	1.058	0.970
63,000	46,887	1.012	1.075	0.964
74,060	55,118	1.014	1.093	0.958
85,360	63,528	1.017	1.111	0.952
96,840	72,072	1.020	1.130	0.943
108,500	80,750	1.023	1.151	0.934
120,340	89,562	1.026	1.161	0.924
132,360	98,508	1.029	1.172	0.913
144,560	107,587	1.033	1.195	0.901
156,940	116,801	1.036	1.220	0.888
169,500	126,149	1.040	1.245	0.875
182,240	135,630	1.044	1.272	0.862
195,160	145,246	1.048	1.334	0.846
208,260	154,995	1.052	1.403	0.830
221,635	164,950	1.057	1.442	0.813
235,200	175,045	1.061	1.484	0.795
249,060	185,360	1.066	1.529	0.778
263,120	195,824	1.071	1.577	0.760
277,380	206,437	1.076	1.630	0.737
291,840	217,199	1.081	1.686	0.713
306,625	228,203	1.087	1.750	0.691
321,620	239,362	1.092	1.818	0.669
336,825	250,679	1.098	1.894	0.647
352,240	262,151	1.103	1.976	0.625
367,865	273,780	1.110	2.070	0.604
383,700	285,565	1.116	2.174	0.582

\*Aumento de volumen en base a 100% sal, es decir, de la retorta

\*\* Aumento de volumen derivado de la sal y del agua en la sal en sacos.

### CONVERSIONES METRICAS:

$$\text{MgCl}_2 \text{ (g/L)} = \text{MgCl}_2 \text{ (lb}_m\text{/bbl)} \times 2,85714$$

$$\text{H}_2\text{O (ml/L)} = \text{H}_2\text{O (gal/bbl)} \times 23,8086$$

$$\text{MgCl}_2 \text{ (ppm)} = \% \text{ en peso MgCl}_2 \times 10,000$$

$$\text{Cl}^- \text{ (ppm)} = \text{MgCl}_2 \text{ (ppm)} \times 0,7442$$

## Propiedades de las soluciones de cloruro de calcio

Propiedades de las soluciones de cloruro de calcio a 20°C —)

1	2	3	4a	4b	5a	5b
% peso	Dens. especí- fica	Den- sidad (lb <sub>m</sub> /gal)	100% CaCl <sub>2</sub> (lb <sub>m</sub> /bbl)	95% CaCl <sub>2</sub> (lb <sub>m</sub> /bbl)	H <sub>2</sub> O con	H <sub>2</sub> O con
					100% CaCl <sub>2</sub> (gal/bbl)	95% CaCl <sub>2</sub> (gal/bbl)
1	1.009	8.42	3.53	3.72	41.93	41.91
2	1.017	8.49	7.13	7.50	41.85	41.81
3	1.026	8.56	10.78	11.35	41.78	41.71
4	1.034	8.63	14.50	15.26	41.69	41.60
5	1.043	8.70	18.27	19.23	41.60	41.48
6	1.051	8.77	22.11	23.27	41.49	41.35
7	1.060	8.84	25.99	27.36	41.38	41.22
8	1.068	8.91	29.94	31.52	41.27	41.08
9	1.077	8.98	33.95	35.74	41.14	40.93
10	1.085	9.05	38.03	40.03	41.01	40.77
11	1.094	9.13	42.18	44.40	40.90	40.63
12	1.103	9.20	46.39	48.83	40.76	40.47
13	1.113	9.28	50.69	53.36	40.65	40.33
14	1.122	9.36	55.05	57.95	40.53	40.18
15	1.132	9.44	59.49	62.62	40.40	40.02
16	1.141	9.52	63.98	67.35	40.25	39.85
17	1.151	9.60	68.55	72.16	40.10	39.67
18	1.160	9.68	73.18	77.03	39.95	39.49
19	1.170	9.76	77.91	82.01	39.80	39.31
20	1.180	9.85	82.72	87.07	39.65	39.13
21	1.190	9.93	87.59	92.20	39.48	38.93
22	1.200	10.01	92.53	97.40	39.31	38.73
23	1.210	10.10	97.55	102.68	39.14	38.52
24	1.220	10.18	102.62	108.02	38.95	38.30
25	1.231	10.27	107.82	113.49	38.76	38.08
26	1.241	10.36	113.09	119.04	38.57	37.86
27	1.252	10.44	118.44	124.67	38.37	37.62
28	1.262	10.53	123.85	130.37	38.16	37.38
29	1.273	10.62	129.39	136.20	37.96	37.14
30	1.284	10.71	135.00	142.11	37.75	36.90
31	1.295	10.81	140.70	148.11	37.53	36.64
32	1.306	10.90	146.48	154.19	37.30	36.38
33	1.317	10.99	152.32	160.34	37.06	36.10
34	1.328	11.08	158.25	166.58	36.81	35.81
35	1.340	11.18	164.32	172.97	36.57	35.53
36	1.351	11.27	170.47	179.44	36.32	35.24
37	1.363	11.37	176.76	186.06	36.06	34.95
38	1.375	11.47	183.13	192.77	35.81	34.65
39	1.387	11.57	189.53	199.50	35.53	34.33
40	1.398	11.67	195.99	206.31	35.23	33.99

**Propiedades de las soluciones de cloruro de calcio a 20°C (cont.)**

6	7	8a*	8b**	9	10
CaCl <sub>2</sub> (mg/L)	Cloruros (mg/L)	Fact. de Inc. de Volumen 100% CaCl <sub>2</sub>	Fact. de Inc. de Volumen 95% CaCl <sub>2</sub>	Pto. de cristaliza- ción(°F)	A <sub>w</sub>
10,085	6,454	1.002	1.002	31.1	0.998
20,340	13,018	1.004	1.004	30.4	0.996
30,765	19,690	1.006	1.007	29.5	0.993
41,360	26,470	1.008	1.010	28.6	0.989
52,125	33,360	1.011	1.013	27.7	0.984
63,060	40,358	1.013	1.016	26.8	0.979
74,165	47,466	1.016	1.019	25.9	0.973
85,440	54,682	1.018	1.022	24.6	0.967
96,885	62,006	1.021	1.026	23.5	0.959
108,500	69,440	1.024	1.030	22.3	0.951
120,340	77,018	1.027	1.034	20.8	0.942
132,360	84,710	1.030	1.038	19.3	0.933
144,625	92,560	1.034	1.041	17.6	0.923
157,080	100,531	1.037	1.045	15.5	0.912
169,725	108,624	1.041	1.049	13.5	0.900
182,560	116,838	1.044	1.054	11.2	0.888
195,585	125,174	1.048	1.059	8.6	0.875
208,800	133,632	1.051	1.064	5.9	0.862
222,300	142,272	1.056	1.068	2.8	0.847
236,000	151,040	1.060	1.073	-0.4	0.832
249,900	159,936	1.065	1.079	-3.9	0.816
264,000	168,960	1.069	1.084	-7.8	0.800
278,300	178,112	1.074	1.090	-11.9	0.783
292,800	187,392	1.078	1.097	-16.2	0.765
307,625	196,880	1.084	1.103	-21.0	0.746
322,660	206,502	1.089	1.109	-25.8	0.727
337,905	216,259	1.095	1.116	-31.2	0.707
353,360	226,150	1.100	1.124	-37.8	0.686
369,170	236,269	1.107	1.131	-49.4	0.665
385,200	246,528	1.113	1.138	-50.8	0.643
401,450	256,928	1.120	1.146	-33.2	0.620
417,920	267,469	1.126	1.155	-19.5	0.597
434,610	278,150	1.134	1.163	-6.9	0.573
451,520	288,973	1.141	1.173	+4.3	0.548
468,825	300,048	1.149	1.182	+14.4	0.522
486,360	311,270	1.156	1.192	+24.1	0.496
504,310	322,758	1.165	1.202	+33.4	0.469
522,500	334,400	1.173	1.212	+42.1	0.441
540,735	346,070	1.183	1.224	+49.6	0.413
559,200	357,888	1.192	1.236	+55.9	0.384

### Propiedades de las soluciones de cloruro de calcio (a 20°C)

- Cuando se utiliza  $\text{CaCl}_2$  con una pureza diferente a 95%:

$\text{CaCl}_2$  nuevo ( $\text{lb}_m/\text{bbl}$ ) = 95 x  $\text{CaCl}_2$  ( $\text{lb}_m/\text{bbl}$ ) 95% ÷ % de pureza

$$\text{Nueva H}_2\text{O} \begin{matrix} (\text{gal}/\text{bbl}) \end{matrix} = \text{H}_2\text{O} \begin{matrix} (\text{gal}/\text{bbl}) \end{matrix} - \left[ \frac{\text{Nuevo CaCl}_2 (\text{lb}_m/\text{bbl}) - 95\% \text{ CaCl}_2 (\text{lb}_m/\text{bbl})}{8.345} \right]$$

Aumento de volumen derivado de la sal = 42 ÷ agua nueva

- Ejemplo: salmuera de  $\text{CaCl}_2$  al 35% utilizando  $\text{CaCl}_2$  al 78% :

$$\text{CaCl}_2 \text{ nuevo } (\text{lb}_m/\text{bbl}) = 95 \times 172,97 \div 78 = 210,67$$

$$\text{Nuevo H}_2\text{O} (\text{lb}_m/\text{bbl}) = 35.53 - \left[ \frac{210.67 - 172.97}{8.345} \right] = 31.01$$

Aumento de volumen derivado de sal al 78% = 42 ÷ 31,01 = 1,354

- Conversiones métricas:

$$\text{CaCl}_2 (\text{g}/\text{L}) = \text{CaCl}_2 (\text{lb}_m/\text{bbl}) \times 2,85714$$

$$\text{H}_2\text{O} (\text{mL}/\text{L}) = \text{H}_2\text{O} (\text{gal}/\text{bbl}) \times 23,8086$$

$$\text{CaCl}_2 (\text{ppm}) = \% \text{ en peso} \times 10.000$$

$$\text{Cl}^- (\text{ppm}) = \text{CaCl}_2 (\text{ppm}) \times 0,639$$

$$\text{mg}/\text{L} = \text{ppm} \times \text{densidad específica (S.G.)}$$

- Fórmulas:

**Sal** ( $\text{lb}_m/\text{bbl}$  de agua) = Factor de incremento de volumen x  $\text{CaCl}_2$  ( $\text{lb}_m/\text{bbl}$ )

$$\text{S.G.} = 1,0036 [0,99707 + 7,923 (10^{-3}) (\% \text{ en peso de } \text{CaCl}_2) + 4,964(10^{-5}) (\% \text{ en peso de } \text{CaCl}_2)^2] + 8,94922(10^{-5}) (\% \text{ en peso de } \text{CaCl}_2)^2$$

## Fórmulas, gráficos y tablas

---

$$A_w = 0,99989 - 1,39359 (10^{-3}) (\% \text{ en peso } \text{CaCl}_2) \\ - 3,50352 (10^{-4}) (\% \text{ en peso de } \text{CaCl}_2)$$

$$\% \text{ en peso } \text{CaCl}_2 = \frac{100\% \text{ CaCl}_2 (\text{lb}_m/\text{bbl}) \times \% \text{ Pureza } \text{CaCl}_2}{\text{Densidad específica} \times 350}$$

### Propiedades físicas de las soluciones de cloruro de amonio

Densidad lb/gal	Densidad esp. @ 60°F	lbs NH <sub>4</sub> Cl por cada bbl salmuera	bbls agua por cada bbl salmuera	% en peso de cloruro de amonio (NH <sub>4</sub> Cl)
8.4	1.007	7.0	0.990	1.98
8.45	1.013	10.5	0.981	3.00
8.5	1.020	19.0	0.969	5.30
8.6	1.031	30.0	0.940	8.40
8.7	1.044	42.0	0.919	11.50
8.8	1.055	53.0	0.900	14.40
8.9	1.068	65.0	0.881	17.40
9.0	1.079	77.0	0.860	20.40
9.1	1.128	88.0	0.840	23.00
9.2	1.103	100.0	0.819	25.90
9.5	1.139	135.0	0.750	33.90



## Preparación de las soluciones de cloruro de calcio

Preparación de soluciones de cloruro de calcio ( $\text{CaCl}_2$ ) con  $\text{CaCl}_2$  11.6 lb/gal líquido

$\text{Ve}^* 10^4$	Densidad lb/gal	Densidad específica @ 68°F	bbl 11.6 $\text{CaCl}_2$ por cada bbl de salmuera	bbl de agua por cada bbl de salmuera	Pto. de cristalización, °F	% en peso $\text{CaCl}_2$
	8.4	1.01	0.022	0.978	+31	1.0
	8.5	1.02	0.052	0.948	+30	2.0
	8.6	1.03	0.083	0.917	+28	4.0
	8.7	1.04	0.113	0.887	+27	5.0
	8.8	1.06	0.144	0.856	+25	6.0
	8.9	1.07	0.174	0.826	+23	7.0
3.33	9.0	1.08	0.203	0.797	+21	9.0
	9.1	1.09	0.233	0.767	+19	10.0
	9.2	1.10	0.264	0.736	+17	11.0
	9.3	1.11	0.294	0.706	+15	12.0
	9.4	1.13	0.325	0.675	+12	14.0
3.00	9.5	1.14	0.356	0.644	+9	15.0
	9.6	1.15	0.390	0.610	+6	16.0
	9.7	1.16	0.420	0.580	+3	17.0
	9.8	1.17	0.450	0.550	-1	19.0
	9.9	1.19	0.480	0.520	-6	20.0

Preparación de soluciones de cloruro de calcio (CaCl<sub>2</sub>) con CaCl<sub>2</sub> 11.6 lb/gal líquido(continuación)

Ve* 10 <sup>4</sup>	Densidad lb/gal	Densidad específica @ 68°F	bbl 11.6 CaCl <sub>2</sub> por cada bbl de salmuera	bbl de agua por cada bbl de salmuera	Pto. de cristalización, °F	% en peso CaCl <sub>2</sub>
2.89	10.0	1.20	0.510	0.490	-11	21.0
	10.1	1.21	0.540	0.460	-16	22.0
	10.2	1.22	0.571	0.429	-22	23.0
	10.3	1.23	0.601	0.399	-28	25.0
	10.4	1.25	0.632	0.368	-34	26.0
2.6	10.5	1.26	0.663	0.337	-41	27.0
	10.6	1.27	0.694	0.306	-48	28.0
	10.7	1.28	0.724	0.276	-55	29.0
	10.8	1.29	0.755	0.245	-51	30.0
	10.9	1.31	0.785	0.215	-31	31.0
2.4	11.0	1.32	0.820	0.180	-15	32.0
	11.1	1.33	0.850	0.150	0	33.0
	11.2	1.34	0.880	0.120	+12	34.0
	11.3	1.35	0.910	0.090	+23	35.0
	11.4	1.37	0.940	0.060	+34	36.0
2.39	11.5	1.38	0.970	0.030	+43	37.0
	11.6	1.39	1.00	0.000	+53	38.0

\*Determinado por métodos ASTM

V<sub>e</sub> = Factor de expansión gal/gal /°F. Se utiliza con los cálculos de ajuste de densidad.

Ejemplo: Para preparar 10 bbl de CaCl<sub>2</sub> 11 lb/gal a partir de CaCl<sub>2</sub> líquido 11.6 lb/gal, agregue 10 x 0.264 = 2.6 bbl de CaCl<sub>2</sub> 11.6 lb/gal a 10 x 0.736 bbl de agua dulce.

### Preparación de las soluciones con base de bromuro de potasio utilizando KBr concentrado y granulado

Densidad lb/gal	bbl agua por cada bbl de sal- muera	bbl KBr por cada bbl salmuera	% KBr	Pto. de cristalización, °F (LCTD)
8.3	1.000	—	—	32
8.6	0.985	15.1	4.2	30
8.7	0.980	21.9	6.0	30
8.8	0.974	28.1	7.6	29
8.9	0.967	34.8	9.3	28
9.0	0.962	40.8	10.8	27
9.1	0.956	47.0	12.3	27
9.2	0.954	52.6	13.6	26
9.3	0.947	58.6	15.0	26
9.4	0.942	64.7	16.4	25
9.5	0.937	70.6	17.7	24
9.6	0.932	76.6	19.0	23
9.7	0.928	82.3	20.2	22
9.8	0.922	88.5	21.5	22
9.9	0.916	94.8	22.8	21
10.0	0.911	100.8	24.0	19
10.1	0.905	106.9	25.2	18
10.2	0.901	112.7	26.3	17
10.3	0.895	119.0	27.5	16
10.4	0.888	125.4	28.7	15
10.5	0.883	131.4	29.8	14
10.6	0.878	137.6	30.9	12
10.7	0.872	143.8	32.0	13
10.8	0.865	150.6	33.2	20
10.9	0.858	157.0	34.3	27
11.0	0.854	162.6	35.2	33
11.1	0.847	169.2	36.3	41
11.2	0.842	175.5	37.3	49
11.3	0.835	181.2	38.3	57
11.4	0.829	188.2	39.3	66
11.5	0.824	194.2	40.2	75

**Ejemplo:**

Para preparar 10 bbl de KBr 10 lb/gal:

$10 \times 0,911 = 9,1$  bbl de agua

$10 \times 100,8 = 1,008$  lbs de KBr

Agregue 1,008 lbs de KBr a 9,1 bbl de agua.

**Requerimientos para las soluciones de cloruro de calcio - bromuro de calcio utilizando salmuera de  $\text{CaCl}_2$  11,6 lb<sub>m</sub>/gal, salmuera de  $\text{CaBr}_2$  14,2 lb<sub>m</sub>/gal y  $\text{CaCl}_2$  en sacos (formulación para 1 bbl)**

Densidad salmuera a 60°F (lb <sub>m</sub> /gal)	11.6 lb <sub>m</sub> /gal $\text{CaCl}_2$ (bbl)	14.2 lb <sub>m</sub> /gal $\text{CaBr}_2$ (bbl)	94 a 97% $\text{CaCl}_2$ (lb) (hojuelas o pellas)	Pto. de cristalización (°F)
11.7	.9714	.0246	3.5	+45
11.8	.9429	.9429	6.9	+51
11.9	.9143	.0738	10.4	+52
12.0	.8857	.0984	13.9	+54
12.1	.8572	.1229	17.4	+55
12.2	.8286	.1475	20.8	+55
12.3	.8000	.1722	24.3	+56
12.4	.7715	.1967	27.8	+56
12.5	.7429	.2213	31.2	+57
12.6	.7143	.2459	34.7	+58
12.7	.6857	.2705	38.2	+58
12.8	.6572	.2951	41.7	+58
12.9	.6286	.3197	45.1	+59
13.0	.6000	.3443	48.6	+59
13.1	.5714	.3689	52.1	+60
13.2	.5429	.3935	55.5	+60
13.3	.5143	.4181	59.0	+60
13.4	.4851	.4432	62.6	+61
13.5	.4572	.4672	66.0	+61
13.6	.4286	.4919	69.4	+62
13.7	.4000	.5165	72.9	+62
13.8	.3714	.5411	75.4	+63
13.9	.3429	.5656	79.8	+63

### Requerimientos de las soluciones de cloruro de calcio/bromuro de calcio (continuación)

Densidad salmuera a 60°F (lb <sub>m</sub> /gal)	11.6 lb <sub>m</sub> /gal CaCl <sub>2</sub> (bbl)	14.2 lb <sub>m</sub> /gal CaBr <sub>2</sub> (bbl)	94 a 97% CaCl <sub>2</sub> (lb) (hojuelas o pellas)	Pto. de cristalización (°F)
14.0	.3143	.5903	83.3	+64
14.1	.2857	.6149	86.8	+64
14.2	.2572	.6394	90.3	+64
14.3	.2286	.6640	93.7	+65
14.4	2000	.6886	97.2	+65
14.5	.1715	.7132	100.7	+65
14.6	.1429	.7378	104.2	+66
14.7	.1143	.7624	107.6	+66
14.8	.0858	.7869	111.1	+67
14.9	.0572	.8116	114.6	+67
15.0	.0286	.8361	118.0	+67
15.1	.0000	.8608	121.5	+68

#### *Conversiones*

ppm de CaCl<sub>2</sub> = % en peso x 10.000

ppm Cl<sup>-</sup> = PPM de CaCl<sub>2</sub> x 0,64

#### *Fórmulas*

Cuando utiliza CaCl<sub>2</sub> al 78%

$$(lb_m/bbl) = 95\% CaCl_2 \times 1.218$$

$$\begin{array}{c} \text{Nueva } H_2O \\ (\text{gal/bbl}) \end{array} = \begin{array}{c} H_2O \\ (\text{gal/bbl}) \end{array} \left[ \frac{\begin{array}{c} 78\% \text{ CaCl}_2 \quad 95\% \text{ CaCl}_2 \\ (lb_m/bbl) \quad (lb_m/bbl) \end{array}}{8.345} \right]$$

## Fórmulas, gráficos y tablas

### Preparación de las soluciones con base de bromuro de calcio utilizando $\text{CaCl}_2$ sólido al 94% y $\text{CaBr}_2$ líquido 14,2 lb/gal

$\text{CaCl}_2 / \text{CaBr}_2$ Densidad a 60°F		lb $\text{CaCl}_2$ por cada bbl de salmuera	bbl 14.2 $\text{CaBr}_2$ por cada bbl de salmuera	bbl agua dulce por cada bbl de salmuera
lb/gal	lb/ft <sup>3</sup>			
11.7	87.52	193.39	0.0254	0.8163
11.8	88.26	191.00	0.0507	0.7924
11.9	89.01	188.42	0.0762	0.7683
12.0	89.76	185.85	0.1016	0.7443
12.1	90.51	183.28	0.1269	0.7203
12.2	91.26	180.70	0.1524	0.6963
12.3	92.00	178.13	0.1778	0.6723
12.4	92.75	175.56	0.2032	0.6483
12.5	93.50	172.99	0.2286	0.6243
12.6	94.25	170.41	0.2540	0.6003
12.7	95.00	167.83	0.2794	0.5762
12.8	95.74	165.27	0.3048	0.5523
13.0	97.24	160.12	0.3556	0.5042
13.1	97.99	157.54	0.3810	0.4802
13.2	98.74	154.97	0.4064	0.4562
13.3	99.48	152.40	0.4318	0.4322
13.4	100.23	149.82	0.4572	0.4082
13.5	100.98	147.26	0.4826	0.3842
13.6	101.73	144.68	0.5080	0.3602
13.7	102.48	142.12	0.5334	0.3361
13.8	103.22	139.54	0.5589	0.3121
13.9	103.97	136.98	0.5842	0.2882
14.0	104.72	134.40	0.6069	0.2641
14.1	105.47	131.84	0.6351	0.2401
14.2	106.22	129.26	0.6604	0.2161
14.3	106.96	126.68	0.6858	0.1921
14.4	107.71	124.11	0.7113	0.1681
14.5	108.46	121.54	0.7366	0.1441
14.6	109.21	118.97	0.7620	0.1201
14.7	109.96	116.39	0.7875	0.0961
14.8	110.70	113.82	0.8128	0.0721
14.9	111.45	111.25	0.8382	0.0481
15.0	112.20	108.67	0.8637	0.0241
15.1	112.95	106.10	0.8891	0.0000



**Ejemplo:**

Para preparar 10 bbl de  $\text{CaBr}_2$  13,0 lb/gal a partir de mínimo  $\text{CaCl}_2$  sólido al 94% y  $\text{CaBr}_2$  14,2 lb/gal líquido: agregue  $10 \times 160,1 = 1600$  lbs de  $\text{CaCl}_2$  sólido a  $10 \times 0,35 = 3,5$  bbl de  $\text{CaBr}_2$  14,2 lb/gal y  $10 \times 0,50 = 5,0$  bbl de agua dulce.

### Preparación de las soluciones de bromuro de calcio utilizando CaBr<sub>2</sub> seco al 95%

Densidad de la salmuera		bbld de agua dulce por cada bbl de salmuera	lb 95% CaBr <sub>2</sub> por bbl de sal- muera
lb/gal	lb/ft <sup>3</sup>		
11.0	82.28	0.889	150.8
11.1	83.03	0.887	155.9
11.2	83.78	0.884	160.9
11.3	84.52	0.878	167.4
11.4	85.27	0.869	174.5
11.5	86.02	0.867	179.6
11.6	86.77	0.864	184.7
11.7	87.52	0.863	188.9
11.8	88.26	0.849	198.3
11.9	89.01	0.849	202.6
12.0	89.76	0.848	207.0
12.1	90.51	0.840	214.1
12.3	92.00	0.831	225.8
12.4	92.75	0.830	230.3
12.5	93.50	0.821	237.7
12.6	94.25	0.819	242.4
12.7	95.00	0.810	250.0
12.8	95.74	0.808	254.8
12.9	96.49	0.797	266.5
13.0	97.24	0.796	267.4
13.1	97.99	0.794	272.3
13.2	98.74	0.791	277.3
13.3	99.48	0.789	282.4
13.4	100.23	0.778	290.4
13.5	100.98	0.775	295.6
13.6	101.73	0.772	300.8
13.7	102.48	0.761	309.0
13.8	103.22	0.758	314.3
13.9	103.97	0.755	319.7
14.0	104.72	0.751	325.1
14.1	105.47	0.748	330.5
14.2	106.22	0.744	335.9
14.3	106.96	0.740	341.5

**Ejemplo:**

Para preparar 10 bbl de  $\text{CaBr}_2$  13,0 lb/gal a partir de  $\text{CaBr}_2$  sólido al 95%: agregue  $10 \times 267,4 = 2,675$  lbs de  $\text{CaBr}_2$  al 95% a  $10 \times 0,796 = 7,9$  bbl de agua dulce.

### Preparación de soluciones con base de bromuro de sodio utilizando 10,0 lb/gal de solución de NaCl y 12,4 lb/gal de solución de NaBr

Densidad (lb/gal)	bbl 10.0 NaCl por cada bbl de salmuera	bbl 12.4 NaBr por cada bbl de salmuera	Pto. de cristalización(°F) (LCTD)
10.0	1.000	0.000	30
10.1	0.958	0.042	*
10.2	0.917	0.083	*
10.3	0.875	0.125	*
10.4	0.833	0.167	*
10.5	0.792	0.208	*
10.6	0.750	0.250	*
10.7	0.708	0.292	*
10.8	0.667	0.333	*
10.9	0.625	0.375	*
11.1	0.583	0.417	*
11.2	0.500	0.500	*
11.3	0.458	0.542	*
11.4	0.417	0.583	*
11.5	0.375	0.625	*
11.6	0.333	0.667	*
11.7	0.292	0.708	*
11.8	0.250	0.750	*
11.9	0.208	0.792	23
12.0	0.167	0.833	28
12.1	0.125	0.875	32
12.2	0.083	0.917	36
12.3	0.042	0.958	39
12.4	0.000	1.000	46
<p><i>* Datos que se están reconfirmando</i></p> <p><b>Ejemplo:</b></p> <p>Para preparar 10 bbl de NaBr 11,0 lb/gal:</p> <p><math>10 \times 0,583 = 5,8</math> bbl de NaCl 10,0 lb/gal</p> <p><math>10 \times 0,417 = 4,2</math> bbl de NaBr 12,4 lb/gal</p> <p>Agregue 5,8 bbl de NaCl 10,0 lb/gal a 4,2 bbl de NaBr 12,4 lb/gal.</p>			

### Preparación de las soluciones con base de bromuro de sodio utilizando NaCl sólido, NaBr concentrado granular y agua

Densidad lb/gal	bbl agua por bbl de salmuera	bbl NaCl por bbl de sal- muera	lb NaBr por bbl de sal- muera	Pto. de cristalización, °F (LCTD)
10.0	0.886	110.0	0	30
10.1	0.883	106.0	9.3	*
10.2	0.880	102.0	18.6	*
10.3	0.877	97.8	27.9	*
10.4	0.874	93.7	37.1	*
10.5	0.871	89.6	46.4	*
10.6	0.868	85.6	55.7	*
10.7	0.865	81.5	65.0	*
10.8	0.862	77.4	74.3	*
10.9	0.859	73.4	83.6	*
11.0	0.856	69.3	92.8	*
11.1	0.853	65.2	102.0	*
11.2	0.850	61.2	111.0	*
11.3	0.847	57.1	121.0	*
11.4	0.844	52.9	130.0	*
11.5	0.841	48.8	139.0	*
11.6	0.838	44.8	149.0	*
11.7	0.835	40.7	158.0	*
11.8	0.832	36.6	167.0	*
11.9	0.829	32.6	177.0	*
12.0	0.826	28.5	186.0	37
12.1	0.823	24.4	195.0	41
12.2	0.820	20.4	204.0	47
12.3	0.818	16.3	214.0	49
12.4	0.815	12.2	223.0	53
12.5	0.812	8.1	232.0	56
12.6	0.809	4.1	242.0	60
12.7	0.806	0	251.0	63

*\* Datos que se están reconfirmando*

**Ejemplo:**

Para preparar 10 bbl de NaBr 11,0 lb/gal:

$10 \times 0,856 = 8,6$  bbl de agua

$10 \times 69,3 = 693$  lbs de NaCl

$10 \times 92,8 = 928$  lbs de NaBr

Agregue 693 lbs de NaCl y 928 lbs de NaBr a 8,6 bbl de agua.

### Requerimientos de la salmuera de bromuro de sodio (utilizando NaBr al 95%)

Salmuera @ 20°C/68°F		Requerimientos para 1 bbl de salmuera		Requerimientos para 1 M <sup>3</sup> de salmuera		Punto de cristalización**	
ppg	S.G.	H <sub>2</sub> O gals	NaBr lbs	H <sub>2</sub> O/ M <sup>3</sup> s	NaBr kgs	°F	°C
8.4	1.007	41.81	4.08	0.996	11.65	31.0	- 0.6
8.5	1.019	41.66	9.60	0.992	27.38	30.0	- 1.1
8.6	1.031	41.51	15.07	0.988	42.99	29.0	- 1.7
8.7	1.043	41.35	20.60	0.984	58.77	29.0	- 1.7
8.8	1.055	41.18	26.15	0.981	74.62	28.0	- 2.2
8.9	1.067	41.02	31.70	0.977	90.44	26.0	- 3.3
9.0	1.079	40.85	37.39	0.973	106.68	25.0	- 3.9
9.1	1.091	40.69	42.92	0.969	122.45	24.0	- 4.4
9.2	1.103	40.51	48.55	0.965	138.52	23.0	- 5.0
9.3	1.115	40.34	54.20	0.961	154.64	22.0	- 5.6
9.4	1.127	40.17	59.84	0.956	170.72	21.0	- 6.1
9.5	1.139	39.99	65.52	0.952	186.92	20.0	- 6.7
9.6	1.151	39.81	71.21	0.948	203.15	19.0	- 7.2
9.7	1.163	39.64	76.91	0.944	219.42	18.0	- 7.8
9.8	1.175	39.46	82.58	0.939	235.62	16.0	- 8.9
9.9	1.187	39.27	88.33	0.935	252.01	15.0	- 9.4
10.0	1.199	39.09	94.05	0.931	268.34	14.0	- 10.0
10.1	1.211	38.90	99.81	0.926	284.75	12.0	- 11.1
10.2	1.223	38.72	105.56	0.922	301.18	11.0	- 11.7
10.3	1.235	38.53	111.33	0.917	317.62	10.0	- 12.2
10.4	1.247	38.34	117.09	0.913	334.07	8.0	- 13.3
10.5	1.259	38.16	122.86	0.909	350.52	6.0	- 14.4
10.6	1.271	37.97	128.62	0.904	366.96	5.0	- 15.0
10.7	1.283	37.78	134.41	0.900	383.48	4.0	- 15.6
10.8	1.295	37.59	140.19	0.895	399.98	2.0	- 16.7
10.9	1.307	37.40	146.02	0.890	416.62	0.0	- 17.8

### Requerimientos de la salmuera de bromuro de sodio (con NaBr al 95%) (continuación)

Salmuera @ 20°C/68°F		Requerimientos para 1 bbl de salmuera		Requerimientos para 1 M <sup>3</sup> de salmuera		Punto de cristalización**	
ppg	S.G.	H <sub>2</sub> O gals	NaBr lbs	H <sub>2</sub> O/ M <sup>3</sup> s	NaBr kgs	°F	°C
11.0	1.319	37.20	151.87	0.886	433.30	- 2.0	- 18.9
11.1	1.331	37.00	157.71	0.881	449.96	- 3.0	- 19.4
11.2	1.343	36.80	163.58	0.876	466.72	- 5.0	- 20.6
11.3	1.354	36.61	169.40	0.872	483.32	- 7.0	- 21.7
11.4	1.366	36.41	175.28	0.867	500.08	- 9.0	- 22.8
11.5	1.379	36.21	181.14	0.862	516.79	- 11.0	- 23.9
11.6	1.391	36.02	186.98	0.858	533.47	- 14.0	- 25.6
11.7	1.402	35.81	192.83	0.853	550.16	- 16.0	- 26.7

*\*\* Debido a las variaciones en las impurezas de la sal y los lugares de nucleación, se recomienda reconfirmar los puntos de cristalización antes del uso en el campo.*



## Tabla de salmuera de formiato de sodio

HCOONa (% en peso)	HCOONa (g/L)	H <sub>2</sub> O ini- cial (mL/ L)	Densidad (S.G.)	Densidad (ppg)	Factor de corrección	Sodio (mg/L)	Ibs HCOONa /bbl H <sub>2</sub> O	Actividad
1.0	10.05	996.6	1.0049	8.371	1.0034	3397	3.53	0.992
2.0	20.20	991.7	1.0102	8.415	1.0083	6829	7.13	0.986
3.0	30.47	987.0	1.0157	8.461	1.0131	10301	10.81	0.979
4.0	40.86	982.4	1.0215	8.509	1.0179	13813	14.56	0.972
5.0	51.38	977.9	1.0275	8.559	1.0226	17367	18.39	0.965
6.0	62.02	973.4	1.0337	8.611	1.0273	20966	22.30	0.958
7.0	72.80	968.9	1.0400	8.663	1.0321	24609	26.30	0.951
8.0	83.71	964.4	1.0464	8.716	1.0369	28297	30.38	0.946
9.0	94.75	958.8	1.0528	8.770	1.0419	32030	34.55	0.938
10.0	105.83	956.1	1.0593	8.824	1.0470	35808	38.82	0.932
11.0	117.24	950.3	1.0668	8.878	1.0523	39631	43.18	0.925
12.0	128.68	945.4	1.0724	8.933	1.0578	43600	47.64	0.919
13.0	140.26	940.4	1.0789	8.987	1.0634	47413	52.20	0.913
14.0	151.97	935.2	1.0855	9.042	1.0693	51372	56.87	0.906
15.0	163.81	930.0	1.0921	9.097	1.0763	55375	61.65	0.900
16.0	175.79	924.5	1.0987	9.152	1.0816	59424	66.55	0.893

Tabla de salmuera de formiato de sodio

HCOONa (% peso)	HCOONa (g/L)	H <sub>2</sub> O ini- cial (mL/ L)	Den- sidad(S. G.)	Densidad (ppg)	Factor de corrección	Sodio (mg/L)	lbs HCOONa /bbl H <sub>2</sub> O	Actividad
17.0	187.91	919.1	1.1053	9.207	1.0880	63519	71.56	0.887
18.0	200.16	913.5	1.1120	9.263	1.0947	67660	76.69	0.880
19.0	212.56	907.7	1.1187	9.318	1.1016	71848	81.95	0.873
20.0	226.08	901.9	1.1254	9.374	1.1087	76084	87.34	0.866
21.0	237.75	896.0	1.1322	9.431	1.1160	80369	92.87	0.859
22.0	250.58	890.0	1.1390	9.488	1.1236	84704	98.54	0.852
23.0	253.56	883.9	1.1459	9.546	1.1313	89092	104.36	0.844
24.0	276.69	877.8	1.1529	9.604	1.1392	93532	110.33	0.836
25.0	289.99	871.5	1.1600	9.663	1.1474	98027	116.46	0.828
26.0	303.46	865.2	1.1671	9.722	1.1557	102579	122.75	0.819
27.0	317.09	858.9	1.1744	9.783	1.1643	107188	129.22	0.810
28.0	330.90	852.4	1.1818	9.844	1.1731	111857	135.87	0.800
29.0	344.89	845.9	1.1893	9.907	1.1822	116586	142.70	0.790
30.0	359.08	839.3	1.1969	9.970	1.1914	121376	149.73	0.780
31.0	373.42	832.7	1.2046	10.034	1.2010	126228	156.96	0.770
32.0	387.96	826.9	1.2124	10.099	1.2108	131143	164.41	0.759

Tabla de salmuera de formiato de sodio

HCOONa (% peso)	HCOONa (g/L)	H <sub>2</sub> O ini- cial (mL/ L)	Den- sidad(S. G.)	Densidad (ppg)	Factor de corrección	Sodio (mg/L)	lbs HCOONa /bbl H <sub>2</sub> O	Actividad
33.0	402.68	819.0	1.2202	10.165	1.2210	136119	172.08	0.748
34.0	417.58	812.1	1.2282	10.231	1.2314	141157	179.98	0.736
35.0	432.66	806.0	1.2362	10.297	1.2423	146253	188.12	0.725
36.0	447.90	797.7	1.2442	10.364	1.2536	151407	196.52	0.713
37.0	463.30	790.3	1.2522	10.431	1.2654	156613	205.19	0.702
38.0	478.85	782.7	1.2601	10.497	1.2776	161868	214.13	0.691
39.0	494.52	774.9	1.2680	10.562	1.2905	167165	223.37	0.680
40.0	510.29	766.8	1.2757	10.627	1.3041	172497	232.91	0.670
41.0	526.14	758.5	1.2833	10.690	1.3184	177855	242.78	0.660
42.0	542.04	749.9	1.2906	10.750	1.3336	183227	252.99	0.651
43.0	557.93	740.9	1.2975	10.808	1.3497	188601	263.56	0.643
44.0	573.79	731.6	1.3041	10.863	1.3669	193962	274.51	0.636
45.0	589.58	721.9	1.3101	10.913	1.3863	199293	286.86	0.630
46.0	605.19	711.7	1.3156	10.959	1.4051	204574	297.61	0.626
47.0	620.59	701.1	1.3204	10.999	1.4264	209782	309.82	0.622
48.0	635.71	689.9	1.3244	11.032	1.4494	214891	322.50	0.619
49.0	650.45	678.2	1.3274	11.058	1.4746	219874	335.67	0.617
49.5	657.65	672.1	1.3286	11.067	1.4878	222307	342.45	0.616

## Tabla de salmuera de formiato de potasio

HCOOK (% en peso)	HCOOK (g/L)	H <sub>2</sub> O ini- cial (mL/ L)	Densidad (S.G.)	Densidad (ppg)	Factor de corrección	Potasio (mg/L)	lbs HCOOK/ bbl H <sub>2</sub> O	Actividad
1.0	10.06	998.0	1.0063	8.382	1.0020	4677	3.53	0.994
2.0	20.25	994.0	1.0124	8.433	1.0061	9411	7.13	0.991
3.0	30.55	989.7	1.0164	8.484	1.0106	14201	10.81	0.987
4.0	40.97	985.1	1.0243	8.533	1.0161	19044	14.56	0.984
5.0	51.51	980.4	1.0302	8.581	1.0200	23841	18.39	0.980
6.0	62.16	975.5	1.0359	8.629	1.0261	28890	22.30	0.975
7.0	72.92	970.5	1.0417	8.677	1.0304	33892	26.30	0.971
8.0	83.79	966.3	1.0474	8.725	1.0359	38946	30.38	0.968
9.0	94.78	960.1	1.0531	8.772	1.0416	44063	34.55	0.961
10.0	105.88	954.7	1.0588	8.820	1.0476	49214	38.82	0.956
11.0	117.11	949.2	1.0646	8.868	1.0535	54430	43.18	0.951
12.0	128.45	943.6	1.0704	8.916	1.0597	59700	47.64	0.946
13.0	139.91	938.0	1.0762	8.965	1.0661	65028	52.20	0.940
14.0	151.49	932.3	1.0821	9.014	1.0726	70413	56.87	0.934
15.0	163.21	928.5	1.0881	9.063	1.0793	75858	61.65	0.928
16.0	175.05	920.7	1.0941	9.114	1.0862	81363	66.55	0.922

Tabla de salmuera de formiato de potasio

Tabla de salmuera de formiato de potasio

HCOOK (% en peso)	HCOOK (g/L)	H <sub>2</sub> O inicial (mL/ L)	Densidad (S.G.)	Densidad (ppg)	Factor de corrección	Potasio (mg/L)	lbs HCOOK/ bbl H <sub>2</sub> O	Actividad
17.0	187.03	918.8	1.1002	9.164	1.0931	86930	71.56	0.915
18.0	199.14	908.9	1.1064	9.216	1.1003	92561	76.68	0.908
19.0	211.40	902.9	1.1126	9.268	1.1076	98257	81.95	0.901
20.0	223.80	896.8	1.1190	9.321	1.1151	104019	87.34	0.894
21.0	236.34	890.7	1.1254	9.375	1.1227	109850	92.87	0.886
22.0	249.04	884.5	1.1320	9.429	1.1305	116750	98.54	0.878
23.0	261.88	878.3	1.1386	9.485	1.1386	121721	104.36	0.870
24.0	274.88	872.0	1.1453	9.541	1.1467	127763	110.33	0.862
25.0	288.04	865.7	1.1522	9.598	1.1552	133880	116.46	0.854
26.0	301.36	859.3	1.1591	9.666	1.1638	140071	122.75	0.845
27.0	314.84	852.8	1.1661	9.714	1.1726	146337	129.22	0.836
28.0	328.49	846.2	1.1732	9.773	1.1817	152680	135.87	0.827
29.0	342.30	839.6	1.1804	9.832	1.1911	159100	142.70	0.818
30.0	356.29	832.8	1.1876	9.883	1.2007	165599	149.73	0.809
31.0	370.44	826.0	1.1950	9.954	1.2106	172176	156.96	0.799
32.0	384.76	819.1	1.2024	10.016	1.2209	178833	164.41	0.789

Tabla de salmuera de formiato de potasio

HCOOK (% en peso)	HCOOK (g/L)	H <sub>2</sub> O ini- cial (mL/ L)	Densidad (S.G.)	Densidad (ppg)	Factor de corrección	Potasio (mg/L)	lbs HCOOK/ bbl H <sub>2</sub> O	Actividad
33.0	399.25	812.1	1.2099	10.078	1.2314	185569	172.08	0.780
34.0	413.92	804.9	1.2174	10.141	1.2423	192386	179.98	0.770
35.0	428.76	797.7	1.2250	10.204	1.2536	199283	188.12	0.760
36.0	443.77	790.3	1.2327	10.268	1.2653	206261	196.52	0.750
37.0	458.96	782.9	1.2404	10.333	1.2773	213320	205.19	0.740
38.0	474.32	775.3	1.2482	10.398	1.2899	220459	214.13	0.730
39.0	489.85	767.6	1.2560	10.463	1.3028	227679	223.37	0.719
40.0	505.56	759.7	1.2639	10.528	1.3163	234981	232.91	0.709
41.0	521.44	751.7	1.2718	10.594	1.3303	242363	242.78	0.699
42.0	537.50	743.6	1.2798	10.660	1.3448	249826	252.99	0.689
43.0	553.73	735.3	1.2877	10.727	1.3599	257369	263.56	0.678
44.0	570.13	726.9	1.2958	10.794	1.3756	264993	274.51	0.668
45.0	586.71	718.4	1.3038	10.861	1.3920	272697	285.85	0.658
46.0	603.46	709.7	1.3119	10.928	1.4091	280482	297.61	0.648
47.0	620.38	700.8	1.3200	10.996	1.4269	288348	309.82	0.638
48.0	637.48	691.8	1.3281	11.063	1.4454	296296	322.50	0.627

Tabla de salmuera de formiato de potasio

HCOOK (% en peso)	HCOOK (g/L)	H <sub>2</sub> O ini- cial (mL/ L)	Densidad (S.G.)	Densidad (ppg)	Factor de corrección	Potasio (mg/L)	lbs HCOOK/ bbl H <sub>2</sub> O	Actividad
49.0	654.76	682.7	1.3362	11.131	1.4648	304325	335.67	0.617
50.0	672.21	673.5	1.3444	11.199	1.4850	312436	349.37	0.607
51.0	689.84	664.0	1.3526	11.267	1.5081	320630	363.63	0.597
52.0	707.65	654.4	1.3609	11.336	1.5281	328908	378.48	0.587
53.0	725.64	644.7	1.3691	11.405	1.5512	337272	393.97	0.576
54.0	743.82	634.8	1.3774	11.474	1.5754	345722	410.13	0.566
55.0	762.19	624.7	1.3858	11.544	1.6007	354262	427.01	0.556
56.0	780.76	614.6	1.3942	11.614	1.6272	362893	444.65	0.546
57.0	799.54	604.2	1.4027	11.684	1.6550	371618	463.12	0.535
58.0	818.52	593.8	1.4112	11.756	1.6841	380440	482.46	0.526
59.0	837.71	583.2	1.4199	11.827	1.7147	389363	502.75	0.514
60.0	857.14	572.5	1.4286	11.900	1.7469	398391	52706	0.504
61.0	876.80	561.6	1.4374	11.973	1.7807	407529	546.45	0.493
62.0	896.71	550.6	1.4463	12.048	1.8162	416783	570.02	0.482
63.0	916.88	539.5	1.4564	12.123	1.8537	426167	594.87	0.471
64.0	937.32	528.2	1.4646	12.200	1.8932	435661	621.10	0.459

Tabla de salmuera de formiato de potasio

HCOOK (% en peso)	HCOOK (g/L)	H <sub>2</sub> O ini- cial (mL/ L)	Densidad (S.G.)	Densidad (ppg)	Factor de corrección	Potasio (mg/L)	lbs HCOOK/ bbl H <sub>2</sub> O	Actividad
65.0	958.06	516.8	1.4739	12.278	1.9349	445300	648.83	0.447
66.0	979.11	505.3	1.4835	12.358	1.9790	455083	678.19	0.436
67.0	1000.49	493.7	1.4933	12.439	2.0267	465020	709.33	0.423
68.0	1022.22	481.9	1.5033	12.522	2.0751	476121	742.41	0.409
69.0	1044.33	470.0	1.5135	12.608	2.1275	486397	777.63	0.396
70.0	1066.84	458.0	1.5241	12.695	2.1832	495861	815.20	0.381
71.0	1089.79	445.9	1.5349	12.788	2.2425	506525	855.35	0.366
72.0	1113.20	433.7	1.5461	12.879	2.3058	517405	898.38	0.350
73.0	1137.10	421.3	1.5677	12.976	2.3734	528517	944.59	0.333
74.0	1181.54	408.8	1.5697	13.075	2.4459	539876	994.36	0.314
75.0	1186.56	398.2	1.5821	13.179	2.5238	551503	1048.11	0.294



## Propiedades de las soluciones de nitrato de calcio al 85%

Propiedades de las soluciones de nitrato de calcio al 85% (a 25°C)

% en peso	Densidad esp. (g/cm <sup>3</sup> )	Densidad (lb/gal)	85% Ca(NO <sub>3</sub> ) <sub>2</sub>	H <sub>2</sub> O con 85% Ca(NO <sub>3</sub> ) <sub>2</sub> (L/m <sup>3</sup> )	Ca(NO <sub>3</sub> ) <sub>2</sub> (mg/L)	Calcio (mg/L)	Factor de Inc. de Vol. 85% Ca(NO <sub>3</sub> ) <sub>2</sub>	Aw
1	1.005	8.39	10	997	10089	2080	1.002	0.998
2	1.012	8.45	20	993	20043	4191	1.007	0.995
3	1.019	8.5	30	989	30762	5327	1.011	0.993
4	1.026	8.56	41	985	41349	8490	1.016	0.990
5	1.033	8.62	51	980	52105	10680	1.021	0.988
6	1.040	8.68	62	976	63036	12897	1.025	0.985
7	1.047	8.74	73	972	74143	15142	1.030	0.983
8	1.054	8.80	84	968	85429	17416	1.034	0.980
9	1.061	8.85	95	963	96898	19718	1.039	0.977
10	1.068	8.91	106	959	108552	22050	1.044	0.974
11	1.075	8.97	118	954	120395	24411	1.049	0.972
12	1.082	9.03	129	950	132429	26802	1.054	0.969
13	1.090	9.09	141	945	144657	29224	1.059	0.966
14	1.097	9.15	152	940	157083	31676	1.064	0.963
15	1.104	9.21	164	935	169708	34160	1.069	0.960

Propiedades de las soluciones de nitrato de calcio al 85% (a 25°C)

% en peso	Densidad esp. (g/cm <sup>3</sup> )	Densidad (lb/gal)	85% Ca(NO <sub>3</sub> ) <sub>2</sub>	H <sub>2</sub> O con 85% Ca(NO <sub>3</sub> ) <sub>2</sub> (L/m <sup>3</sup> )	Ca(NO <sub>3</sub> ) <sub>2</sub> (mg/L)	Calcio (mg/L)	Factor de Inc. de Vol. 85% Ca(NO <sub>3</sub> ) <sub>2</sub>	Aw
16	1.111	9.27	175	930	182538	36676	1.074	0.956
17	1.119	9.34	189	925	195573	39224	1.080	0.953
18	1.126	9.40	201	920	208818	41805	1.086	0.950
19	1.134	9.46	214	915	222274	44419	1.092	0.948
20	1.141	9.52	226	910	235946	47067	1.098	0.942
21	1.149	9.58	239	905	249836	49748	1.104	0.939
22	1.156	9.65	252	899	263948	52464	1.111	0.935
23	1.164	9.71	265	894	278283	56215	1.117	0.931
24	1.171	9.78	279	888	292846	58001	1.124	0.927
25	1.179	9.84	292	882	307538	60823	1.132	0.922
26	1.187	9.91	306	876	322664	63681	1.139	0.918
27	1.195	9.97	320	871	337925	66576	1.147	0.913
28	1.203	10.04	334	865	353426	69508	1.155	0.909
29	1.211	10.10	348	858	369169	72477	1.163	0.904
30	1.219	10.17	362	852	385156	75484	1.172	0.898

**Propiedades de las soluciones de nitrato de calcio al 85% (a 25°C)**

<b>% en peso</b>	<b>Densidad esp. (g/cm<sup>3</sup>)</b>	<b>Densidad (lb/gal)</b>	<b>85% Ca(NO<sub>3</sub>)<sub>2</sub></b>	<b>H<sub>2</sub>O con 85% Ca(NO<sub>3</sub>)<sub>2</sub> (L/m<sup>3</sup>)</b>	<b>Ca(NO<sub>3</sub>)<sub>2</sub> (mg/L)</b>	<b>Calcio (mg/L)</b>	<b>Factor de Inc. de Vol. 85% Ca(NO<sub>3</sub>)<sub>2</sub></b>	<b>Aw</b>
31	1.227	10.24	377	846	401392	78530	1.181	0.893
32	1.235	10.31	392	839	417878	81614	1.190	0.888
33	1.243	10.38	406	833	434618	84738	1.200	0.882
34	1.252	10.44	421	826	451615	87901	1.210	0.876
35	1.260	10.51	437	820	468872	91105	1.220	0.870
36	1.268	10.59	452	813	486392	94349	1.231	0.864
37	1.277	10.66	468	806	504178	97634	1.242	0.857
38	1.286	10.73	484	799	522232	100961	1.253	0.851
39	1.294	10.80	500	791	540558	104329	1.265	0.844
40	1.303	10.87	516	784	559159	107740	1.278	0.837
41	1.312	10.95	532	776	578038	111193	1.291	0.829
42	1.321	11.02	549	769	597197	114690	1.304	0.821
43	1.33	11.10	566	761	616640	118230	1.318	0.814
44	1.339	11.17	583	753	636370	121815	1.332	0.805
45	1.348	11.25	600	745	656389	125444	1.347	0.797

**Propiedades de las soluciones de nitrato de calcio al 85% (a 25°C)**

<b>% en peso</b>	<b>Densidad esp. (g/cm<sup>3</sup>)</b>	<b>Densidad (lb/gal)</b>	<b>85% Ca(NO<sub>3</sub>)<sub>2</sub></b>	<b>H<sub>2</sub>O con 85% Ca(NO<sub>3</sub>)<sub>2</sub> (L/m<sup>3</sup>)</b>	<b>Ca(NO<sub>3</sub>)<sub>2</sub> (mg/L)</b>	<b>Calcio (mg/L)</b>	<b>Factor de Inc. de Vol. 85% Ca(NO<sub>3</sub>)<sub>2</sub></b>	<b>Aw</b>
46	1.357	11.33	617	737	676701	129117	1.362	0.788
47	1.367	11.41	635	729	697308	132837	1.377	0.779
48	1.376	11.49	653	720	718214	136602	1.394	0.770
49	1.386	11.57	671	712	739421	140413	1.410	0.760
50	1.396	11.65	689	703	760933	144271	1.428	0.751

### Información química

La presente sección contiene la siguiente información:

- Pesos atómicos internacionales
- Fórmulas químicas de los agentes comunes de tratamiento
- Escala de dureza de Moh
- Densidad específica y dureza de los materiales comunes en campos petroleros
- Intervalos del pH de indicadores comunes
- pH aproximado de ácidos, bases y químicos utilizados en campos petroleros
- Normalidad (N) de las soluciones
- Químicos requeridos para remover los contaminantes iónicos
- Efecto de la sal en la solubilidad del calcio @ a 72°F
- Efecto de la soda cáustica en la solubilidad del calcio @ a 72°F

## Pesos atómicos internacionales

Elemento	Símbolo	Nro. Atómico	Peso Atómico*
Actinio	Ac	89	227.0278
Aluminio	Al	13	26.9815
Americio	Am	95	(243)
Antimonio	Sb	51	121.75
Argón	Ar	18	39.948
Arsénico	As	33	74.9216
Astatinio	At	85	(210)
Bario	Ba	56	137.34
Berkelio	Bk	97	(247)
Berilio	Be	4	9.0122
Bismuto	Bi	83	208.9804
Boro	B	5	10.81
Bromo	Br	35	79.904
Cadmio	Cd	48	112.40
Calcio	Ca	20	40.08
Californio	Cf	98	(251)
Carbono	C	6	12.011
Cerio	Ce	58	140.12
Cesio	Cs	55	132.9054
Cloro	Cl	17	35.453
Cromo	Cr	24	51.996
Cobalto	Co	27	58.9332
Cobre	Cu	29	63.546
Curio	Cm	96	(247)
Disproseo	Dy	66	162.50
Einstenio	Es	99	(254)
Erbio	Er	68	167.26
Europio	Eu	63	151.96
Fermio	Fm	100	(257)
Flúor	F	9	18.9984
Francio	Fr	87	(223)
Gadolinio	Gd	64	157.25
Galio	Ga	31	69.72
Germanio	Ge	32	72.59
Oro	Au	79	196.9665
Hafnio	Hf	72	178.49

## Fórmulas, gráficos y tablas

### Pesos atómicos internacionales (continuación)

Elemento	Símbolo	Nro. Atómico	Peso Atómico*	
	Ha	105	(262)	
Hanio	He	2	4.0026	
Helio	Ho	67	164.9304	
Holmio	H	1	1.0079	
Hidrógeno	In	49	114.82	
Iridio	I	53	126.9045	
Yodo	Ir	77	192.22	
Iridio	Fe	26	55.847	
Hierro	Kr	36	83.80	
Criptón	La	57	138.9055	
Lantano	Lr	103	(260)	
Laurencio	Pb	82	207.2	
Plomo	Li	3	6.941	
Litio	Lu	71	174.97	
Magnesio	Mg	12	24.305	
Magnesio	Mn	25	54.9380	
Manganeso	Md	101	(258)	
Mendelevio	Hg	80	200.59	
Mercurio	Mo	42	95.94	
Molybdenum	Molibdeno	Nd	60	144.24
Molibdeno	Ne	10	20.179	
Neón	Neptuno	Np	93	237.0482
Neptuno	Ni	28	58.70	
Níquel	Niobio	Nb	41	92.9064
Niobio	N	7	14.0067	
Nitrógeno	Nobelio	No	102	(255)
Nobelio	Os	76	190.2	
Osmio	O	8	15.9994	
Oxígeno	Paladio	Pd	46	106.4
Paladio	P	15	30.9738	
Fósforo	Platino	Pt	78	195.09
Platino	Pu	94	(244)	
Plutonio	Po	84	(209)	
Polonio	Potasio	K	19	39.098
Potasio	Pr	59	140.9077	
Praseodimio	Promecio	PM	61	(145)
Promecio	Protactinio	Pa	91	231.0359
Protactinio				

## Pesos atómicos internacionales (continuación)

Elemento	Símbolo	Nro. Atómico	Peso Atómico*
Radio	Ra	88	226.0254
Radón	Rn	86	(222)
Renio	Re	75	186.207
Rodio	Rh	45	102.9055
Rubidio	Rb	37	85.4678
Rutherfordio	Rf	104	(261)
Rutenio	Ru	44	101.07
Samario	Sm	62	150.4
Escandio	Sc	21	44.9559
Selenio	Se	34	78.96
Silicio	Si	14	28.086
Plata	Ag	47	107.868
Sodio	Na	11	22.9898
Estroncio	Sr	38	87.62
Azufre	S	16	32.06
Tantalio	Ta	73	180.9479
Tecnecio (Masarium)	Tc	43	(97)
Telurio	Te	52	127.60
Terbio	Tb	65	158.9254
Talio	Tl	81	204.37
Torio	Th	90	232.0381
Tulio	Tm	69	168.9342
Estaño	Sn	50	118.69
Titanio	Ti	22	47.90
Tungsteno	W	74	183.85
Uranio	U	92	238.029
Vanadio	V	23	50.9414
Xenón	Xe	54	131.30
Yterbio	Yb	70	173.04
Yterbio	Y	39	88.9059
Zinc	Zn	30	65.38
Circonio	Zr	40	91.22

\* El paréntesis ( ) denota el isótopo mejor conocido o más estable.

Fuente: *Perry's Chemical Engineers' Handbook*, sexta edición



## Fórmulas químicas de los agentes comunes de tratamiento

Agente común de tratamiento	Fórmula química
Estearato de aluminio	$Al(Cl_8H_{36}O_2)_3$
Bisulfito de amonio	$(NH_4)HSO_3$
Anhidrita	$CaSO_4$
Barita (MI-BAR®)	$BaSO_4$
Carbonato de calcio	$CaCO_3$
Cloruro de calcio	$CaCl_2$
Soda cáustica (Hidróxido de sodio)	$NaOH$
Potasa cáustica (Hidróxido de potasio)	$KOH$
Galena (Sulfuro de plomo)	$PbS$
Yeso	$CaSO_4 \cdot 2H_2O$
Cal	$Ca(OH)_2$
Cloruro de potasio	$KCl$
Acido fosfórico	$H_3PO_4$
Cal viva	$CaO$
Pirofosfato ácido de sodio (SAPP)	$Na_2H_2P_2O_7$
Bicarbonato de sodio	$NaHCO_3$
Carbonato de sodio (Sosa comercial)	$Na_2CO_3$
Cloruro de sodio	$NaCl$
Carboximetilcelulosa sódica	$RCH_2COO^-Na^+$
Sulfito de sodio	$Na_2SO_3$
Tiosulfato de sodio	$Na_2S_2O_3$
Sulfato de zinc (MIL-GARD®)	$2ZnCO_3 \cdot 3Zn(OH)_2$

## Escala de dureza de Moh

Mineral	Escala
Talco	1 (más blando)
Yeso	2
Calcita	3
Fluorita	4
Apatita	5
Feldespatio ortoclasa	6
Cuarzo	7
Topacio	8
Corindón	9
Diamante	10

### Densidad específica y dureza de los materiales comunes en campos petroleros

Material	Fórmula química	Densidad específica	Dureza de Moh
Anhidrita	CaSO <sub>4</sub>	2.9	—
Atapulgita (SALTWATER GEL®)	—	2.3 - 2.7	—
Barita (MIL-BAR®)	BaSO <sub>4</sub>	4.0 - 4.5	3.0 - 3.5
Bentonita (MIL-GEL®)	—	2.3 - 2.7	1.0 - 2.0
Calcita (caliza)	CaCO <sub>3</sub>	2.7 - 2.9	3.0
Cloruro de calcio	CaCl <sub>2</sub>	1.95	—
Cemento	—	3.1 - 3.2	—
Arcilla	—	2.5 - 2.7	—
Aceite diesel	—	0.85	—
Dolomita	CaMg(CO <sub>3</sub> ) <sub>2</sub>	2.86	3.5 - 4.0
Feldespato	—	2.4 - 2.7	—
Galena	PbS	6.95	2.5 - 2.75
Grafito	C	2.09 - 2.23	1.0 - 2.0
Yeso	CaSO <sub>4</sub> • 2H <sub>2</sub> O	2.30 - 2.37	2.0
Halita (Sal)	NaCl	2.16 - 2.17	2.5
Hematita (DENSIMIX®)	Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	5.0 - 5.3	5.0 - 6.0
Ilita (Arcilla)	—	2.6 - 2.9	1.0 - 2.0
Ilmenita	FeTiO <sub>3</sub>	4.68 - 4.76	5.0 - 6.0
Magnesita	MgCO <sub>3</sub>	2.98 - 3.44	3.5 - 4.5
Montmorillonita (Arcilla)	—	2.0 - 3.0	1.0 - 2.0
Pirita	FeS <sub>2</sub>	5.02	6.0 - 6.5
Cuarzo	SiO <sub>2</sub>	2.65	7.0
Sal	NaCl	2.2	—
Arena	—	2.1 - 2.7	—
Lutita	—	2.2 - 2.9	—
Siderita	FeCO <sub>3</sub>	3.96	4.0 - 4.5
Pizarra	—	2.7 - 2.8	—
Smithsonita	ZnCO <sub>3</sub>	3.8	4.0 - 4.5
Silvita	KCl	1.99	2.0
(Muriato de potasa)			
Agua (dulce)	H <sub>2</sub> O	1.00	—

## Intervalos del pH de indicadores comunes

Nombre	Intervalo de pH	Color	→	Cambio
Rojo cresol*	0.4 - 1.8	Rojo	→	Amarillo
	7.0 - 8.8	Amarillo	→	Rojo
Azul timol	1.2 - 2.8	Rojo	→	Amarillo
Púrpura metacresol*	1.2 - 2.8	Rojo	→	Amarillo
	7.4 - 9.0	Amarillo	→	Púrpura
Azul de bromofenol	3.0 - 4.6	Amarillo	→	Azul
Rojo congo	3.0 - 5.0	Azul	→	Rojo
Anaranjado de metilo	3.2 - 4.4	Rojo	→	Amarillo
Verde de bromocresol	3.8 - 5.4	Amarillo	→	Azul
Rojo de etilo	4.0 - 5.8	Incoloro	→	Rojo
Rojo de metilo	4.8 - 6.0	Rojo	→	Amarillo
Púrpura de bromocresol	5.2 - 6.8	Amarillo	→	Púrpura
Azul de bromotimol	6.0 - 7.6	Amarillo	→	Azul
Rojo de fenol	6.6 - 8.0	Amarillo	→	Rojo
Rojo neutro	6.8 - 8.0	Rojo	→	Ambar
*(Rojo cresol)	7.0 - 8.8	Amarillo	→	Rojo
*(Púrpura de metacresol)	7.4 - 9.0	Amarillo	→	Púrpura
Fenolftaleína	8.2 - 10.0	Incoloro	→	Rosado
Timolftaleína	9.4 - 10.6	Incoloro	→	Azul
Amarillo de alizarina R	10.1 - 12.0	Amarillo	→	Rojo
Trinitrotolueno 2,4,6	11.5 - 13.0	Incoloro	→	Naranja
Trinitrobenceno 1,3,5	12.0 - 14.0	Incoloro	→	Naranja

### pH aproximado de ácidos, bases y químicos utilizados en campos petroleros

Acidos	pH
Acético, N	2.4
Acético, 0,1N	2.9
Acético, 0,01N	3.4
Alumbre, 0,1N	3.2
Bórico, 0,1N	5.2
Carbónico (Saturado)	3.8
Cítrico, 0,1N	2.2
Fórmico, 0,1N	2.3
Clorhídrico, N	0.1
Clorhídrico, 0,1N	1.1
Clorhídrico, 0,01N	2.0
Sulfuro de hidrógeno, 0,1N	4.1
Ortofosfórico, 0,1N	1.5
Oxálico, 0,1N	1.6
Sulfúrico, N	0.3
Sulfúrico, 0,1N	1.2
Sulfúrico, 0,01N	2.1
Sulfuroso, 0,1N	1.5
Bases	pH
Amoníaco, N	11.6
Amoníaco, 0,1N	11.1
Amoníaco, 0,01N	10.6
Bórax, 0,1N	9.2
Carbonato de calcio (saturado)	9.4
Hidróxido de calcio (saturado)	12.4
Hidróxido ferroso (saturado)	9.5
Cal (saturada)	12.4
Magnesia (saturada)	10.5
Hidróxido de potasio, N	14.0
Hidróxido de potasio, 0,1N	13.0
Hidróxido de potasio, 0,01N	12.0
Bicarbonato de sodio, 0,1N	8.4
Carbonato de sodio, 0,1N	11.6
Hidróxido de sodio, N	14.0
Hidróxido de sodio, 0,01N	13.0
Hidróxido de sodio, 0,01N	12.0

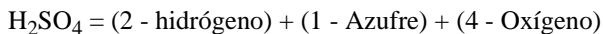
### pH aproximado de ácidos, bases y químicos para campos petroleros (continuación)

Químico para campo petrolero	pH
CHEMTROL® X	9.0 - 10.0
FILTREX™	10.0
LIGC®	5.0 - 6.0
LIGCON®	9.0 - 10.0
MILSTARCH®	7.0
MIL-TEMP® (ALL-TEMP™)	7.0
NEW-DRILL® HP (solución al 2%)	10.2
NEW-TROL™	9.0 - 10.0
OILFOS®	7.0
PERMA-LOSE™ HT	7.0
PROTECTOMAG® M	7.0
SAPP	4.2
SHALE-TROL®	2.0 - 3.0
*SOLTEX™	8.2
UNI-CAL® (solución al 3%)	≈ 3.0

*\* SOLTEX es una marca registrada de Drilling Specialities Company*

### Normalidad (N) de las soluciones

La normalidad (N) de una solución es el número de los pesos equivalentes de un químico (soluto) por litro de solución. El peso equivalente de un ácido o base depende de la reacción que ocurra. En la mayoría de las reacciones del sistema de fluidos, un peso equivalente (1) es el peso molecular del químico dividido entre las cargas (+ o -) suministradas a la reacción. Por ejemplo, ¿Cuál es el peso equivalente de H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub> (ácido sulfúrico)?



$$\text{Peso molecular} = (2 \times 1) + (1 \times 32) + (4 \times 16) = 98$$

$$\text{Peso molecular} = (2 \times 1) + (1 \times 32) + (4 \times 16) = 98$$

## Fórmulas, gráficos y tablas

Como un ácido,  $\text{H}_2\text{SO}_4$  suministra 2 iones  $\text{H}^+$  ions o un total de 2 (+). Por lo tanto, un peso equivalente de  $\text{H}_2\text{SO}_4$  es igual a:

$$\frac{98}{2} = 49 \text{ g de } \text{H}_2\text{SO}_4$$

Una solución de  $\text{H}_2\text{SO}_4$  0,1 N tendría 49 g de ácido y suficiente agua como para el volumen total de la solución de 1 litro (1000 mL). Una solución de  $\text{H}_2\text{SO}_4$  0,1N tendría 4,9 g de ácido y suficiente agua para el volumen total de la solución de un litro (1000 mL).

### Químicos requeridos para remover los contaminantes iónicos

Contaminante (mg/L)	×	Factor	=	Químico de tratamiento(lb <sub>m</sub> / bbl)
$\text{Ca}^{++}$	×	0.00093	=	$\text{Na}_2\text{CO}_3$ (Sosa comercial)
$\text{Ca}^{++}$	×	0.00074	=	$\text{NaHCO}_3$ (Bicarb. de sodio)*
$\text{Ca}^{++}$	×	0.00097	=	$\text{Na}_2\text{H}_2\text{P}_2\text{O}_7$ (SAPP)
$\text{Ca}^{++}$	×	0.00173	=	$\text{BaCO}_3$ (Carbonato de bario)
$\text{Mg}^{++}$	×	0.00093	=	$\text{Na}_2\text{CO}_3$
$\text{Mg}^{++}$	×	0.00116	=	$\text{NaOH}$ (Soda cáusitca)*
$\text{SO}_4^{=}$	×	0.00073	=	$\text{BaCO}_3$
$\text{CO}_3^{=}$	×	0.00043	=	$\text{Ca}(\text{OH})_2$ (Cal)**
$\text{CO}_3^{=}$	×	0.00100	=	$\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ (Yeso)
$\text{HCO}_3^{-}$	×	0.00021	=	$\text{Ca}(\text{OH})_2$ **
$\text{HCO}_3^{-}$	×	0.00200	=	$\text{NaOH}$ (Soda cáustica)
$\text{PO}_4^{\equiv}$	×	0.00041	=	$\text{Ca}(\text{OH})_2$ **

\* Es mejor utilizarlo donde el pH y el calcio son altos.

\*\*Utilícelo con precaución. Puede aumentar el pH.

#### Ejemplo:

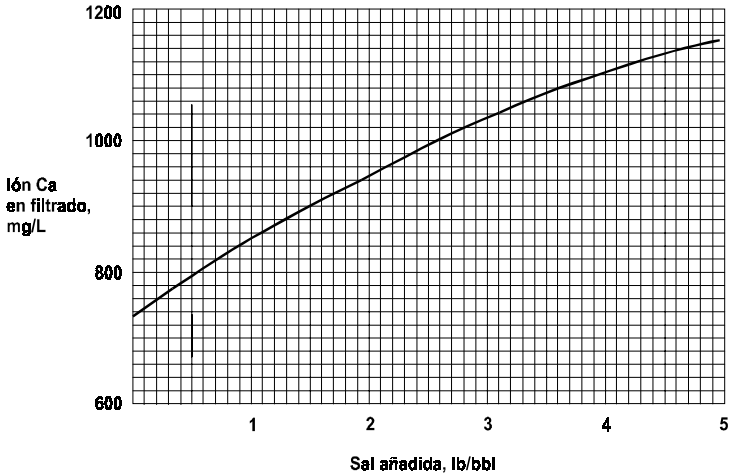
La titulación del filtrado muestra un nivel de calcio de 650mg/L. Para remover todo excepto 100 mg/L, aproximadamente, trate 550 mg/L (650-100 = 550) de calcio con sosa comercial.

# Fórmulas, gráficos y tablas

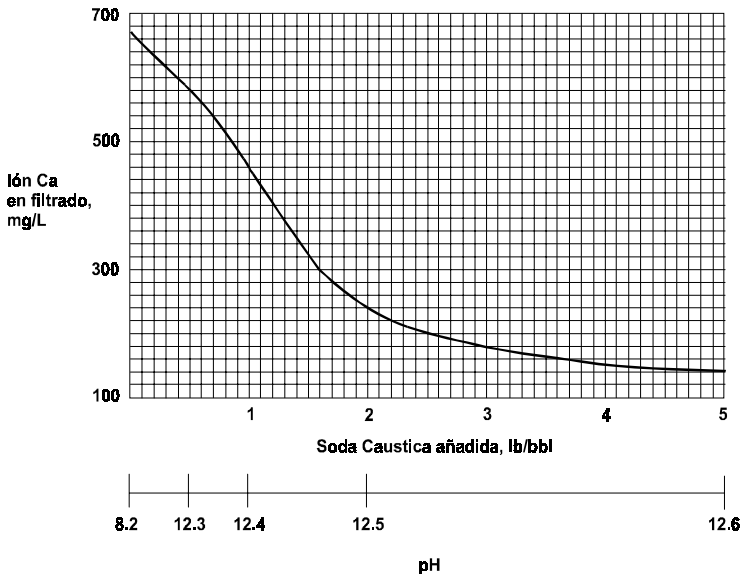
Por consiguiente, la sosa comercial requerida es aproximadamente:

$$550 \times 0,00093 = 0,51 \text{ lb}_m/\text{bbl.}$$

## Efecto de la sal en la solubilidad del calcio @ a 72°F



## Efecto de la soda cáustica en la solubilidad del calcio @ a 72°F



## Factores de conversión

Convertir	Multiplicar por	Para obtener
<b>A</b>		
acres	$1.60 \times 10^2$	varas
acres	$4.047 \times 10^{-1}$	hectáreas
acres	$4.35 \times 10^4$	pies cuadrados
acres	$4.047 \times 10^3$	metros cuadrados
acres	$1.562 \times 10^{-3}$	millas cuadradas
acres	$4.840 \times 10^3$	yardas cuadradas
acre - pie	$4.365 \times 10^4$	pies cúbicos
acre - pie	$3.259 \times 10_5$	galones
amperio / cm cuadrado	6.452	amp./pulg, cuadradas
amperio / m cuadrado	$6.452 \times 10_{.4}$	amp./pulg, cuadradas
amperio - hora	$3.600 \times 10^3$	culombios
angstrom	$3.937 \times 10^{-9}$	pulgadas
angstrom	$1.0 \times 10^{-4}$	micrones o p
años	$3.65256 \times 10^2$	días (medios solares)
años	$8.7661 \times 10^3$	horas ( medias solares)
años luz	$5.9 \times 10^{12}$	millas
años luz	$9.46091 \times 10^{12}$	kilómetros
área	$2.471 \times 10^{-2}$	acres (EE.UU.)
área	$1.196 \times 10^2$	yardas cuadradas
área	$1.0 \times 10^2$	metros cuadrados
astronómica, unidad	$1.495 \times 10^3$	kilómetros
atmósferas	$7.6 \times 10^1$	cm de mercurio (a 0°C)
atmósferas	$3.39 \times 10^1$	pies de agua (a 4°C)
atmósferas	$2.992 \times 10^1$	pulgadas de mercurio (a 0°C)
atmósferas	$7.6 \times 10^{-1}$	metros de mercurio (a 0°C)



## Fórmulas, gráficos y tablas

atmósferas	$7.6 \times 10^2$	mm de mercurio (a 0°C)
atmósferas	1.0333	kg / centímetro cuadrado
atmósferas	$1.0333 \times 10^4$	kg / metro cuadrado

<b>B</b>		
barriles (EE.UU., secos)	3.281	bushel
barriles (EE.UU., secos)	$7.056 \times 10^3$	pulgada cúbica
barriles (EE.UU., secos)	$1.05 \times 10^2$	cuarto de galón (seco)
barriles (EE.UU., líquidos)	$3.1 \times 10^1$	galón
barriles (petróleo)	$4.2 \times 10^1$	galón (petróleo)
bars	$9.869 \times 10^{-1}$	atmósferas
bars	$1.0 \times 10^6$	dinas / centímetro cuadrado
bars	$1.020 \times 10^1$	kg. / metro cuadrado
bar	$2.089 \times 10^3$	lb / pie cuadrado
bars	$1.45 \times 10^1$	lb / pulgada cuadrada
baria	1.00	dinas / centímetro cuadrado
brazas	1.8288	metros
brazas	6.0	pies
Btu	$1.0409 \times 10^1$	litro - atmósferas
Btu	$1.0550 \times 10^{10}$	ergios
Btu	$7.7816 \times 10^2$	pies - lb
Btu	$2.52 \times 10^2$	gramos - calorías
Btu	$3.927 \times 10^{-4}$	caballos de fuerza
Btu	$1.005 \times 10^3$	joules
Btu	$2.52 \times 10^{-1}$	kg - calorías

## Fórmulas, gráficos y tablas

Btu	$1.0758 \times 10^2$	kg - metros
Btu	$2.928 \times 10^{-4}$	kilovatio - hora
Btu / hora	$2.162 \times 10^{-1}$	pie - lb / segundo
Btu / hora	$7.0 \times 10^{-2}$	gramo - calorías / segundo
Btu / hora	$3.929 \times 10^{-4}$	caballos de fuerza
Btu / hora	$2.931 \times 10^{-1}$	váticos
Btu / min.	$1.296 \times 10^1$	pie - lb / segundo
Btu / min.	$2.356 \times 10^{-2}$	caballos de fuerza
Btu / min.	$1.757 \times 10^{-2}$	kilovatios
Btu / min.	$1.757 \times 10^1$	váticos
Btu / pies cuadrados / minuto	$1.22 \times 10^{-1}$	váticos / pulgada cuadrada
balde (británico, seco)	$1.8184 \times 10^4$	centímetro cúbico
bushels	1.2445	pies cúbicos
bushels	$2.1504 \times 10^3$	pulgadas cúbicas
bushels	$3.524 \times 10^{-2}$	metros cúbicos
bushels	$3.524 \times 10^1$	litros
bushels	4.0	pecks
bushels	$6.4 \times 10^1$	pintas (secas)
bushels	$3.2 \times 10^1$	cuartos (secos)

<b>C</b>		
caballos de fuerza	$4.244 \times 10^{-1}$	Btu / minuto
caballos de fuerza	$3.3 \times 10^4$	pie - lb / minuto
caballos de fuerza	$5.50 \times 10^2$	pie - lb / segundo
caballos de fuerza (métricos)	$9.863 \times 10^{-1}$	caballos de fuerza
caballos de fuerza	1.014	caballos de fuerza (métricos)
caballos de fuerza	$1.068 \times 10^1$	kilogramo - calorías / minuto

## Fórmulas, gráficos y tablas

caballos de fuerza	$7.457 \times 10^{-1}$	kilovatios
caballos de fuerza	$7.457 \times 10^2$	vattios
caballos de fuerza (caldera)	$3.352 \times 10^4$	Btu / hora
caballos de fuerza (caldera)	9.803	kilovatios
caballos de fuerza - hora	$2.547 \times 10^3$	Btu
caballos de fuerza - hora	$2.6845 \times 10^{13}$	ergios
caballos de fuerza - hora	$1.98 \times 10^6$	pie - lb
caballos de fuerza - hora	$6.4119 \times 10^5$	gramo - calorías
caballos de fuerza - hora	$2.684 \times 10^5$	joules
caballos de fuerza - hora	$6.417 \times 10^2$	kilogramo - calorías
caballos de fuerza - hora	$2.737 \times 10^5$	kilogramo - metros
caballos de fuerza - hora	$7.457 \times 10^{-1}$	kilovatios - hora
calorías, gramo (medio)	$3.9685 \times 10^{-3}$	Btu (medio)
centares	1.0	metros cuadrados
centígrados (grados)	$(^{\circ}\text{C} \times 9/5) + 32$	fahrenheit (grados)
centígrados (grados)	$^{\circ}\text{C} + 273.18$	kelvin (grados)
centigramos	$1.0 \times 10^{-2}$	gramos
centilitros	$3.382 \times 10^{-1}$	onza (fluida) EE.UU.
centilitros	$6.103 \times 10^{-1}$	pulgada cúbica
centilitros	2.705	dracmas
centilitros	$1.0 \times 10^{-2}$	litros
centímetros	$3.281 \times 10^{-2}$	pies
centímetros	$3.937 \times 10^{-1}$	pulgadas
centímetros	$1.0 \times 10^{-5}$	kilómetros

## Fórmulas, gráficos y tablas

centímetros	$1.0 \times 10^{-2}$	metros
centímetros	$6.214 \times 10^{-6}$	millas
centímetros	$1.0 \times 10^1$	milímetros
centímetros	$3.937 \times 10^2$	mils
centímetros	$1.094 \times 10^{-2}$	yardas
centímetros	$1.0 \times 10^4$	micrones
centímetros	$1.0 \times 10^8$	unidades angstrom
centímetros - dinas	$1.020 \times 10^{-3}$	centímetros - gramos
centímetros - dinas	$1.020 \times 10^8$	metros - kilogramos
centímetros - dinas	$7.376 \times 10^{-8}$	lb - pies
centímetros - gramos	$9.807 \times 10^2$	centímetros - dinas
centímetros - gramos	$1.0 \times 10^{-5}$	metro - kilogramo
centímetros - gramos	$7.233 \times 10^{-5}$	lb - pie
centímetros de mercurio	$1.316 \times 10^{-2}$	atmósferas
centímetros de mercurio	$4.461 \times 10^{-1}$	pies de agua
centímetros de mercurio	$1.36 \times 10^2$	kilogramos / metro cuadrado
centímetros de mercurio	$2.785 \times 10^{-1}$	lb / pie cuadrado
centímetros de mercurio	$1.934 \times 10^{-1}$	lb / pulgada cuadrada
centímetros / seg.	1.969	pies / minuto
centímetros / seg.	$3.281 \times 10^{-2}$	pies / segundo
centímetros / seg.	$3.6 \times 10^{-2}$	km. / hora
centímetros / seg.	$1.943 \times 10^{-2}$	nudos
centímetros / seg.	$6.0 \times 10^{-1}$	metros / minuto
centímetros / seg.	$2.237 \times 10^{-2}$	millas / hora
centímetros / seg.	$3.728 \times 10^{-1}$	millas / minuto
centímetros / seg. / seg.	$3.281 \times 10^{-2}$	pies / seg. / seg.
centímetros / seg. / seg.	$3.6 \times 10^{-2}$	kilómetro / hora / seg.
centímetros / seg. / seg.	$1.0 \times 10^{-2}$	metros / seg. / seg.

## Fórmulas, gráficos y tablas

centímetros / seg. / seg.	$2.237 \times 10^{-2}$	millas / hora / seg.
centímetros cuadrados	$1.973 \times 10^5$	mils circulares
centímetros cuadrados	$1.076 \times 10^{-3}$	pies cuadrados
centímetros cuadrados	$1.550 \times 10^{-1}$	pulgadas cuadradas
centímetros cuadrados	$1.0 \times 10^{-4}$	metros cuadrados
centímetros cuadrados	$3.861 \times 10^{-11}$	millas cuadradas
centímetros cuadrados	$1.0 \times 10^2$	milímetros cuadrados
centímetros cuadrados	$1.196 \times 10^{-4}$	yardas cuadradas
centímetros cúbicos	$3.531 \times 10^{-5}$	pies cúbicos
centímetros cúbicos	$6.102 \times 10^{-2}$	pulgadas cúbicas
centímetros cúbicos	$1.0 \times 10^{-6}$	metros cúbicos
centímetros cúbicos	$1.308 \times 10^{-6}$	yardas cúbicas
centímetros cúbicos	$2.642 \times 10^{-4}$	galones (EE.UU., líquidos)
centímetros cúbicos	$1.0 \times 10^{-3}$	litros
centímetros cúbicos	$2.113 \times 10^{-3}$	pintas (EE.UU., líquidas)
centímetros cúbicos	$1.057 \times 10^{-3}$	cuartos (EE.UU., líquidos)
centipoise	$1.0 \times 10^{-2}$	gramos / centímetros - seg.
centipoise	$6.72 \times 10^{-4}$	lb / pie - seg.
centipoise	2.4	lb / pie - hora
cuadrantes (ángulo)	$5.4 \times 10^3$	minutos
cuadrantes	1.571	radianes
cuadrantes (ángulo)	$3.24 \times 10^5$	segundos
cuartos (secos)	$6.72 \times 10^1$	pulgadas cúbicas
cuartos (líquidos)	$9.464 \times 10^2$	centímetros cúbicos
cuartos (líquidos)	$3.342 \times 10^{-2}$	pies cúbicos
cuartos (líquidos)	$5.775 \times 10^1$	pulgadas cúbicas
cuartos (líquidos)	$9.464 \times 10^{-4}$	metros cúbicos
cuartos (líquidos)	$1238 \times 10^{-3}$	yardas cúbicas
cuartos (líquidos)	$2.5 \times 10^{-1}$	galones

## Fórmulas, gráficos y tablas

cuartos (líquidos)	$9.463 \times 10^{-1}$	litros
cuerdas	8.0	pies de cuerda
cuerda (pies de)	$1.6 \times 10^{-1}$	pies cúbicos
culombios	$2.998 \times 10^9$	statculombios
culombios	$1.036 \times 10^{-5}$	faradays
culombios / cm cuadrados	6.452	culombios / pulg. cuadrada
culombios / cm cuadrados	$1.0 \times 10^4$	culombios / metro cuadrado
culombios / pulg. cuadradas	$1.550 \times 10^{-1}$	culombios / cm cuadrado
culombios / pulg. cuadradas	$1.550 \times 10^3$	culombios / metro cuadrado
culombios / metros cuadrados	$1.0 \times 10^{-4}$	culombios / cm cuadrado
culombios / metros cuadrados	$6.452 \times 10^{-4}$	culombios / pulgada cuadrada

<b>D</b>		
dalton	$1.650 \times 10^{-24}$	gramos
decigramos	$1.0 \times 10^{-1}$	gramos
decilitros	$1.0 \times 10^{-1}$	litros
decímetros	$1.0 \times 10^{-1}$	metros
decagramos	$1.0 \times 10^1$	gramos
decalitros	$1.0 \times 10^1$	litros
decámetros	$1.0 \times 10^1$	metros
días	$8.64 \times 10^4$	segundos
días	$1.44 \times 10^3$	minutos
días	$2.4 \times 10^1$	horas
dinas / centímetro cuadrado	$1.0 \times 10^{-2}$	ergio / milímetro cuadrado
dinas / centímetro cuadrado	$9.869 \times 10^{-7}$	atmósferas

## Fórmulas, gráficos y tablas

dinas / centímetro cuadrado	$2.953 \times 10^{-5}$	pulgadas de mercurio (a 0°C)
dinas / centímetro cuadrado	$4.015 \times 10^{-4}$	pulgadas de agua (a 4°C)
dinas	$1.020 \times 10^{-3}$	gramos
dinas	$1.0 \times 10^{-7}$	joules / centímetro
dinas	$1.0 \times 10^{-5}$	joules / metro (newton)
dinas	$1.020 \times 10^{-6}$	kilómetro
dinas	$7.233 \times 10^{-5}$	poundales
dinas	$2,248 \times 10^{-6}$	lb
dinas / centímetro cuadrado	$1.0 \times 10^{-6}$	bar
dracmas (apotecarias o troy)	$1.3714 \times 10^1$	onzas (avoirdupois)
dracmas (apotecarias o troy)	$1.25 \times 10^1$	onzas (troy)
dracmas (EE.UU., fluidas o troy)	3.6967	centímetros cúbicos
dracmas	1.7718	gramos
dracmas	$2.7244 \times 10^1$	granos
dracmas	$6.25 \times 10^{-2}$	onzas

### E

ergio / segundo	1.0	dina - centímetro / seg.
ergios	$9.486 \times 10^{-11}$	Btu
ergios	1.0	dina - centímetro
ergios	$7.376 \times 10^{-8}$	pie - lb
ergios	$2.389 \times 10^{-8}$	gramo - calorías
ergios	$1.020 \times 10^{-3}$	gramo - centímetro
ergios	$3.7250 \times 10^{-14}$	caballos de fuerza - hora
ergios	$1.0 \times 10^{-7}$	joules

## Fórmulas, gráficos y tablas

ergios	$2.389 \times 10^{-11}$	kilogramo - calorías
ergios	$1.020 \times 10^{-8}$	kilogramo - metros
ergios	$2.773 \times 10^{-14}$	kilovatios - hora
ergios	$2.773 \times 10^{-11}$	vatios - hora
ergio / segundo	$5.668 \times 10^{-9}$	Btu / minuto
ergio / segundo	$4.426 \times 10^{-6}$	pies - lb / minuto
ergio / segundo	$7.3756 \times 10^{-8}$	pies - lb / segundo
ergio / segundo	$1.341 \times 10^{-10}$	caballos de fuerza
ergio / segundo	$1.433 \times 10^{-9}$	kilogramo - calorías / minuto
ergio / segundo	$1.0 \times 10^{-10}$	kilovatios
estadios ( <i>furlong</i> )	$1.25 \times 10^{-1}$	millas (EE.UU.)
estadios ( <i>furlong</i> )	$4.0 \times 10^1$	varas
estadios ( <i>furlong</i> )	$6.6 \times 10^2$	pies
estadios ( <i>furlong</i> )	$2.0117 \times 10^2$	metros

### F

fahrenheit (grados)	$(^{\circ}\text{F} - 32) \times 5/9$	centígrado (grados)
---------------------	--------------------------------------	---------------------

### G

galón	$3.785 \times 10^3$	centímetros cúbicos
galón	$1,337 \times 10^{-1}$	pies cúbicos
galón	$2.31 \times 10^2$	pulgadas cúbicas
galón	$3.785 \times 10^{-3}$	metro cúbico
galón	$4.951 \times 10^{-3}$	yardas cúbicas
galón	3.785	litros
galón (líquido, británico Imperial)	1.20095	galón (EE.UU., líquido)
galón (EE.UU.)	$8.3267 \times 10^{-1}$	galón (Imperial)
galón de agua	8.337	lb de agua
galón / minuto	$2.228 \times 10^{-3}$	pies cúbicos / segundo



## Fórmulas, gráficos y tablas

galón / minuto	$6.308 \times 10^{-2}$	litros / segundo
galón / minuto	8.0208	pies cúbicos / hora
gill (británico)	$1.4207 \times 10^2$	centímetros cúbicos
gill (EE.UU.)	$1.18295 \times 10^2$	centímetros cúbicos
gill (EE.UU.)	$1.183 \times 10^{-1}$	litros
gill (EE.UU.)	$2.5 \times 10^{-1}$	pintas (líquidas)
grados (ángulo)	$1.111 \times 10^{-2}$	cuadrantes
grados (ángulo)	$1.745 \times 10^{-2}$	radianes
grados (ángulo)	$3.6 \times 10^3$	segundos
grados / seg.	$1.745 \times 10^{-2}$	radianes / segundo
grados / seg.	$1.667 \times 10^{-1}$	rev./ minuto
gramo	$9.807 \times 10^2$	dinas
gramo	$1.543 \times 10^1$	granos (troy)
gramo	$9.807 \times 10^{-5}$	joules / centímetro
gramo	$9.807 \times 10^{-3}$	joules / metro (newton)
gramo	$1.0 \times 10^{-3}$	kilogramos
gramo	$1.0 \times 10^3$	miligramos
gramo	$3.527 \times 10^{-2}$	onzas (avoirdupois)
gramo	$3.215 \times 10^{-2}$	onzas (troy)
gramo	$7.093 \times 10^{-8}$	poundal
gramo	$2.207 \times 10^{-3}$	lb
gramo / centímetro	$5.6 \times 10^{-3}$	lb / pulgada
gramo / centímetro cúbico	$6.243 \times 10^1$	lb / pies cúbicos
gramo / centímetro cúbico	$3.613 \times 10^{-2}$	lb / pulgadas cúbicas
gramo / centímetro cúbico	$3.405 \times 10^{-7}$	lb / mil - pie
gramo / litro	$5.8417 \times 10^1$	granos / galón
gramo / litro	8.345	lb / 1000 galones
gramo / litro	$6.2427 \times 10^{-2}$	lb / pies cúbicos
gramo / centímetro cuadrado	2.0481	lb / pies cuadrados

## Fórmulas, gráficos y tablas

gramo - caloría	$3.9683 \times 10^{-3}$	Btu
gramo - caloría	$4.184 \times 10^7$	ergios
gramo - caloría	3.085	pie - lb
gramo - caloría	$1.5596 \times 10^{-6}$	caballos de fuerza - hora
gramo - caloría	$1.162 \times 10^{-6}$	kilovatio - hora
gramo - caloría	$1.162 \times 10^{-3}$	vatio - hora
gramo - caloría / segundo	$1.4286 \times 10^1$	Btu / hora
gramo - centímetro	$9.297 \times 10^{-8}$	Btu
gramo - centímetro	$9.807 \times 10^2$	ergios
gramo - centímetro	$9.807 \times 10^{-5}$	joules
gramo - centímetro	$2.343 \times 10^{-8}$	kilogramo - calorías
gramo - centímetro	$1.0 \times 10^{-5}$	kilogramo - metros
grano	$3.657 \times 10^{-2}$	dracmas (avoirdupois)
grano (troy)	1.0	granos (avoirdupois)
grano (troy)	$6.48 \times 10^{-2}$	gramos
grano (troy)	$2.0833 \times 10^{-3}$	onzas (avoirdupois)
grano (troy)	$4.167 \times 10^{-8}$	<i>pennyweight</i> (troy)
grano / galón de EE.UU.	$1.7118 \times 10^1$	partes / millón
grano / galón de EE.UU.	$1.4286 \times 10^2$	lb / millones de galones
grano / galón Imperial	$1.4286 \times 10^1$	partes / millón

### H

hectárea	2.471	acres
hectárea	$1.076 \times 10^5$	pies cuadrados
hectogramo	$1.0 \times 10^2$	gramos
hectolitro	$1.0 \times 10^2$	litros
hectómetro	$1.0 \times 10^2$	metros
hectovatio	$1.0 \times 10^2$	vaticos

## Fórmulas, gráficos y tablas

hora	$1.167 \times 10^{-8}$	días
hora	$5.952 \times 10^{-3}$	semanas
hora	$3.6 \times 10^3$	segundos

I		
internacional (amperio)	$9.998 \times 10^{-1}$	amperio absoluto (EE.UU.)
internacional (voltio)	1.00033	voltio absoluto (EE.UU.)
internacional (culombio)	$9.99335 \times 10^{-1}$	culombio absoluto

J		
joules	$9.486 \times 10^{-4}$	Btu
joules	$1.0 \times 10^7$	ergios
joules	$7.736 \times 10^{-1}$	pies - libra
joules	$2.389 \times 10^{-4}$	kilogramo - calorías
joules	$1.020 \times 10^{-1}$	kilogramo - metros
joules	$2.778 \times 10^{-4}$	vattios - hora
joules / centímetro	$1.020 \times 10^4$	gramos
joules / centímetro	$1.0 \times 10^7$	dinas
joules / centímetro	$1.0 \times 10^2$	joules / metro (newton)
joules / centímetro	$7.233 \times 10^2$	poundal
joules / centímetro	$2.248 \times 10^1$	lb

## Fórmulas, gráficos y tablas

<b>K</b>		
kilogramo	$9.80665 \times 10^5$	dinas
kilogramo	$1.0 \times 10^3$	gramos
kilogramo	$9.807 \times 10^{-2}$	joules / centímetro
kilogramo	9.807	joules / metro (newton)
kilogramo	$7.093 \times 10^1$	poundales
kilogramo	2.2046	lb
kilogramo	$9.843 \times 10^{-4}$	toneladas (largas)
kilogramo	$1.102 \times 10^{-3}$	toneladas (cortas)
kilogramo	$3.5274 \times 10^1$	onzas (avoirdupois)
kilogramo / metro cúbico	$1.0 \times 10^{-3}$	gramos / centímetro cúbico
kilogramo / metro cúbico	$6.243 \times 10^{-2}$	lb / pie cúbico
kilogramo / metro cúbico	$3.613 \times 10^{-5}$	lb / pulgada cuadrada
kilogramo / metro cúbico	$3.405 \times 10^{-10}$	lb / mil - pie
kilogramo / metro	$6.72 \times 10^{-1}$	lb / pie
kilogramo/ cm. cuadrado	$9.80665 \times 10^5$	dinas / centímetro cuadrado
kilogramo/ cm. cuadrado	$9.678 \times 10^{-1}$	atmósferas
kilogramo/ cm. cuadrado	$3.281 \times 10^1$	pies de agua
kilogramo/ cm. cuadrado	$2.896 \times 10^1$	pulgadas de mercurio
kilogramo/ cm. cuadrado	$2.048 \times 10^3$	lb / pie cuadrado
kilogramo/ cm. cuadrado	$1.422 \times 10^1$	lb / pulgada cuadrada
kilogramo/ metro cuadrado	$9.678 \times 10^{-5}$	atmósferas

## Fórmulas, gráficos y tablas

kilogramo/ metro cuadrado	$9.807 \times 10^{-5}$	bares
kilogramo/ metro cuadrado	$3.281 \times 10^{-3}$	pies de agua
kilogramo/ metro cuadrado	$2.896 \times 10^{-3}$	pulgadas de mercurio
kilogramo/ metro cuadrado	$2.048 \times 10^{-1}$	lb / pies cuadrados
kilogramo/ metro cuadrado	$1.422 \times 10^{-3}$	lb / pulgada cuadrada
kilogramo/ metro cuadrado	$9.80665 \times 10^1$	dinas / centímetro cuadrado
kilogramo/ mm. cuadrado	$1.0 \times 10^6$	kilogramo / metro cuadrado
kilogramo - caloría	3.968	Btu
kilogramo - caloría	$3.086 \times 10^3$	pie - lb
kilogramo - caloría	$1.558 \times 10^{-3}$	caballos de fuerza - hora
kilogramo - caloría	$4.183 \times 10^3$	joules
kilogramo - caloría	$4.269 \times 10^2$	kilogramos - metro
kilogramo - caloría	4.186	kilojoules
kilogramo - caloría	$1.163 \times 10^{-3}$	kilovatios - hora
kilogramo - caloría / minuto	$5.143 \times 10^1$	pies - lb / segundo
kilogramo - caloría / minuto	$9.351 \times 10^{-2}$	caballos de fuerza
kilogramo - caloría / minuto	$6.972 \times 10^{-2}$	kilovatios
kilogramo - metro	$9.296 \times 10^{-3}$	Btu
kilogramo - metro	$9.807 \times 10^7$	ergios
kilogramo - metro	7.233	pies - lb
kilogramo - metro	9.807	joules
kilogramo - metro	$2.342 \times 10^{-3}$	kilogramo - calorías
kilogramo - metro	$2.723 \times 10^{-6}$	kilovatios - hora
kilolitro	$1.0 \times 10^3$	litros

## Fórmulas, gráficos y tablas

kilolitro	1.308	yardas cúbicas
kilolitro	$3.5316 \times 10^1$	pies cúbicos
kilolitro	$2.6418 \times 10^2$	galones (EE.UU., líquidos)
kilómetro	$1.0 \times 10^5$	centímetros
kilómetro	$3.281 \times 10^3$	pies
kilómetro	$3.937 \times 10^4$	pulgadas
kilómetro	$1.0 \times 10^3$	metros
kilómetro	$6.214 \times 10^{-1}$	millas (estatutarias)
kilómetro	$5.396 \times 10^{-1}$	millas (náuticas)
kilómetro	$1.0 \times 10^6$	milímetros
kilómetro	$1.0936 \times 10^3$	yardas
kilómetro cuadrado	$2.471 \times 10^2$	acres
kilómetro cuadrado	$1.0 \times 10^{10}$	centímetros cuadrados
kilómetro cuadrado	$1.076 \times 10^7$	pies cuadrados
kilómetro cuadrado	$1.550 \times 10^9$	pulgadas cuadradas
kilómetro cuadrado	$1.0 \times 10^6$	metros cuadrados
kilómetro cuadrado	$3.861 \times 10^{-1}$	millas cuadradas
kilómetro cuadrado	$1.196 \times 10^6$	yardas cuadradas
kilómetro / hora	$2.778 \times 10^1$	centímetros / segundo
kilómetro / hora	$5.468 \times 10^1$	pies / minuto
kilómetro / hora	$9.113 \times 10^{-1}$	pies / segundo
kilómetro / hora	$5.396 \times 10^{-1}$	nudos
kilómetro / hora	$1.667 \times 10^1$	metros / minuto
kilómetro / hora	$6.214 \times 10^{-1}$	millas / hora
kilómetro / hora / segundo	$2.778 \times 10^1$	centímetros / seg. / seg.
kilómetro / hora / segundo	$9.113 \times 10^{-1}$	pies / seg. / seg.
kilómetro / hora / segundo	$2.778 \times 10^{-1}$	metros / seg. / seg.
kilómetro / hora / segundo	$6.214 \times 10^{-1}$	millas / hora / segundo

## Fórmulas, gráficos y tablas

kilovatios	$5.692 \times 10^1$	Btu / minuto
kilovatios	$4.426 \times 10^4$	pie - lb / minuto
kilovatios	$7.376 \times 10^2$	pie - lb/ segundo
kilovatios	1.341	caballos de fuerza
kilovatios	$1.434 \times 10^1$	kilogramos - caloría / minuto
kilovatios	$1.0 \times 10^3$	vatios
kilovatio - hora	$3.413 \times 10^3$	Btu
kilovatio - hora	$3.6 \times 10^{13}$	ergios
kilovatio - hora	$2.655 \times 10^6$	pies - lb
kilovatio - hora	$8.5985 \times 10^3$	gramos - caloría
kilovatio - hora	1.341	caballos de fuerza - hora
kilovatio - hora	$3.6 \times 10^6$	joules
kilovatio - hora	$8.605 \times 10^2$	kilogramos - caloría
kilovatio - hora	$3.671 \times 10^5$	kilogramos - metro
kilovatio - hora	3.53	lb de agua evaporada, a 212 °F
kilovatio - hora	$2.275 \times 10^1$	lb de agua elevada de 62°F a 212°F

L		
legua	3.0	millas (aprox.)
libras	$2.56 \times 10^2$	dracmas
libras	$4.448 \times 10^5$	dinas
libras	$7.0 \times 10^3$	granos
libras	$4.5358 \times 10^2$	gramos
libras	$4.448 \times 10^{-2}$	joules / centímetro
libras	4.448	joules / metro (newton)
libras	$4.536 \times 10^{-1}$	kilogramo
libras	$1.6 \times 10^1$	onzas
libras	$1.458 \times 10^1$	onzas (troy)

## Fórmulas, gráficos y tablas

libras	$3.217 \times 10^1$	poundales
libras	1.21528	lb (troy)
libras	$5.0 \times 10^{-4}$	toneladas (cortas)
libras (troy)	$5.760 \times 10^3$	granos
libras (troy)	$3.7324 \times 10^2$	gramos
libras (troy)	$1.3166 \times 10^1$	onzas (avoirdupois)
libras (troy)	$1.2 \times 10^1$	onzas (troy)
libras (troy)	$2.4 \times 10^2$	<i>pennyweights</i> (troy)
libras (troy)	$8.2286 \times 10^{-1}$	lb (avoirdupois)
libras (troy)	$3.6735 \times 10^{-4}$	toneladas (largas)
libras (troy)	$3.7324 \times 10^{-4}$	toneladas (métricas)
libras (troy)	$4.1143 \times 10^{-4}$	toneladas (cortas)
libras de agua	$1.602 \times 10^{-2}$	pies cúbicos
libras de agua	$2.768 \times 10^1$	pulgadas cúbicas
libras de agua	$1.198 \times 10^{-1}$	galones
libras de agua / minuto	$2.670 \times 10^{-4}$	pies cúbicos / seg.
libras - pie	$1.356 \times 10^7$	centímetros - dinas
libras - pie	$1.3825 \times 10^4$	centímetros - gramos
libras - pie	$1.383 \times 10^{-1}$	metros - kilogramo
libras / pie cúbico	$1.602 \times 10^{-2}$	gramos / centímetro cúbico
libras / pie cúbico	$1.602 \times 10^{-2}$	kilogramo / metro cúbico
libras / pie cúbico	$5.787 \times 10^1$	lb / pulgadas cúbicas
libras / pie cúbico	$5.456 \times 10^{-9}$	lb / mil - pie
libras / pulgada cúbica	$2.768 \times 10^1$	gramos / centímetro cúbico
libras / pulgada cúbica	$2.768 \times 10^4$	kilogramo / metro cúbico
libras / pulgada cúbica	$1.728 \times 10^3$	lb / pies cúbicos
libras / pulgada cúbica	$9.425 \times 10^{-6}$	lb / mil - pies
libras / pie	1.488	kilogramos / metro
libras / pulgada	$1.786 \times 10^2$	gramos / centímetro



## Fórmulas, gráficos y tablas

libras / mil - pie	$2.306 \times 10^6$	gramos / centímetro cúbico
libras / pie cuadrado	$4.725 \times 10^{-4}$	atmósferas
libras / pie cuadrado	$1.602 \times 10^{-4}$	pies de agua
libras / pie cuadrado	$1.414 \times 10^2$	pulgadas de mercurio
libras / pie cuadrado	4.882	kilogramos / metro cuadrado
libras / pie cuadrado	$6.944 \times 10^{-3}$	lb / pulgada cuadrada
libras / pie cuadrado	$7.02 \times 10^{-2}$	kilogramo / cm. cuadrado
libras / pulgada cuadrada	$6.804 \times 10^{-2}$	atmósferas
libras / pulgada cuadrada	2.307	pies de agua
libras / pulgada cuadrada	2.036	pulgadas de mercurio
libras / pulgada cuadrada	$7.031 \times 10^2$	kilogramo / metro cuadrado
libras / pulgada cuadrada	$1.44 \times 10^2$	lb / pie cuadrado
libras / pulgada cuadrada	$7.2 \times 10^{-2}$	toneladas cortas / pie cuadrado
litros	$2.838 \times 10^{-2}$	bushels (EE.UU., secos)
litros	$1.0 \times 10^3$	centímetros GU
litros	$3.531 \times 10^{-2}$	pies cúbicos
litros	$6.102 \times 10^1$	pulgadas cuadradas
litros	$1.0 \times 10^{-3}$	metros cúbicos
litros	$1.308 \times 10^{-3}$	yardas cúbicas
litros	$2.642 \times 10^{-1}$	galones (EE.UU., líquidos)
litros	2.113	pinta (EE.UU., líquida)
litros	1.057	cuartos (EE.UU., líquidos)
litros / minuto	$5.886 \times 10^{-4}$	pies cúbicos / segundo

## Fórmulas, gráficos y tablas

litros / minuto	$4.403 \times 10^{-3}$	galones / segundo
$\log_{10}n$	2.303	$\ln n$
$\ln n$	$4.343 \times 10^{-1}$	$\log_{10} n$
lumen	$7.958 \times 10^{-2}$	bujía esférica
lumen / pie cuadrado	1.0	pies - bujías luminosas
lumen / pie cuadrado	$1.076 \times 10^1$	lumen / metro cuadrado
lux	$9.29 \times 10^{-2}$	pies - bujías luminosas

<b>M</b>		
mano	$1.016 \times 10^1$	centímetros
megohmio	$1.0 \times 10^{12}$	microohmios
megohmio	$1.0 \times 10^6$	ohmios
megohmio / centímetro cúbico	$1.0 \times 10^{-3}$	megohmios /cm. cúbico
megohmio / centímetro cúbico	2.54	megohmios / pulgada cúbica
megohmio / centímetro cúbico	$1.662 \times 10^{-1}$	mhos / mil pies
megohmio / pulgada cúbica	$3.937 \times 10^{-1}$	megohmios / cm. cúbico
metros	$1.0 \times 10^{10}$	unidades angstrom
metros	$1.0 \times 10^2$	centímetros
metros	$5.4681 \times 10^{-1}$	brazas
metros	3.281	pies
metros	$3.937 \times 10^1$	pulgadas
metros	$1.0 \times 10^{-3}$	kilómetros
metros	$5.396 \times 10^{-4}$	millas (náuticas)
metros	$6.214 \times 10^{-4}$	millas (estatutarias)
metros	$1.0 \times 10^3$	milímetros
metros	1.094	yardas
metros cuadrados	$2.471 \times 10^{-4}$	acres

## Fórmulas, gráficos y tablas

metros cuadrados	$1.0 \times 10^4$	centímetros cúbicos
metros cuadrados	$1.076 \times 10^1$	pies cuadrados
metros cuadrados	$1.55 \times 10^3$	pulgadas cuadradas
metros cuadrados	$3.861 \times 10^{-7}$	millas cuadradas
metros cuadrados	$1.0 \times 10^6$	milímetros cuadrados
metros cuadrados	1.196	yardas cuadradas
metro cúbico	$2.838 \times 10^1$	bushel (secos)
metro cúbico	$1.0 \times 10^6$	centímetros cúbicos
metro cúbico	$3.531 \times 10^1$	pies cúbicos
metro cúbico	$6.1023 \times 10^1$	pulgadas cúbicas
metro cúbico	1.308	yardas cúbicas
metro cúbico	$2.642 \times 10^2$	galones (EE.UU., líquidos)
metro cúbico	$1.0 \times 10^3$	litros
metro cúbico	$2.113 \times 10^3$	pintas (EE.UU., líquidas)
metro cúbico	$1.057 \times 10^3$	cuartos (EE.UU., líquidos)
metros / minuto	1.667	centímetros / segundo
metros / minuto	3.218	pies / minuto
metros / minuto	$5.468 \times 10^{-2}$	pies / segundo
metros / minuto	$6.0 \times 10^{-2}$	kilómetros / hora
metros / minuto	$3.238 \times 10^{-2}$	nudos
metros / minuto	$3.728 \times 10^{-2}$	millas / hora
metros / segundo	$1.968 \times 10^2$	pies / minuto
metros / segundo	3.281	pies / segundo
metros / segundo	3.6	kilómetros / hora
metros / segundo	$6.0 \times 10^{-2}$	kilómetros / minuto
metros / segundo	2.237	millas / hora
metros / segundo	$3.728 \times 10^{-2}$	millas / minuto
metros / segundo / segundo	$1.0 \times 10^2$	centímetros / seg. / seg.

## Fórmulas, gráficos y tablas

metros / segundo / segundo	3.281	pies / seg. / seg.
metros / segundo / segundo	3.6	kilómetros / hora / seg.
metros / segundo / segundo	2.237	millas / hora / seg.
metro - kilogramos	$9.807 \times 10^7$	centímetros - dinas
metro - kilogramos	$1.0 \times 10^5$	centímetros - gramo
metro - kilogramos	7.233	lb - pies
microgramos	$1.0 \times 10^{-6}$	gramos
microohmios	$1.0 \times 10^{-12}$	megohmios
microohmios	$1.0 \times 10^{-6}$	ohmios
microlitros	$1.0 \times 10^{-6}$	litros
micromicrones	$1.0 \times 10^{-12}$	metros
micrones	$1.0 \times 10^{-6}$	metros
milimicrones	$1.0 \times 10^{-9}$	metros
miligramos	$1.5442 \times 10^{-2}$	granos
miligramos	$1.0 \times 10^{-3}$	gramos
miligramos / litro	1.0	partes / millón
milihenrios	$1.0 \times 10^{-3}$	henrios
mililitros	$1.0 \times 10^{-3}$	litros
milímetros	$1.0 \times 10^{-1}$	centímetros
milímetros	$3.281 \times 10^{-3}$	pies
milímetros	$3.937 \times 10^{-2}$	pulgadas
milímetros	$1.0 \times 10^{-6}$	kilómetros
milímetros	$1.0 \times 10^{-3}$	metros
milímetros	$6.214 \times 10^{-7}$	millas
milímetros	$3.937 \times 10^1$	millas
milímetros	$1.094 \times 10^{-3}$	yardas
milímetros cuadrados	$1.973 \times 10^3$	mils circulares
milímetros cuadrados	$1.0 \times 10^{-3}$	centímetros cuadrados
milímetros cuadrados	$1.076 \times 10^{-5}$	pies cuadrados
milímetros cuadrados	$1.55 \times 10^{-3}$	pulgada cuadrada

## Fórmulas, gráficos y tablas

millones de galones / día	1.54723	pies cúbicos / seg.
milipulgada	$2.54 \times 10^{-3}$	centímetros
milipulgada	$8.333 \times 10^{-5}$	pies
milipulgada	$1.0 \times 10^{-3}$	pulgadas
milipulgada	$2.54 \times 10^{-8}$	kilómetros
milipulgada	$2.778 \times 10^{-5}$	yardas
millas cuadradas	$6.40 \times 10^2$	acres
millas cuadradas	$2.778 \times 10^7$	pies cuadrados
millas cuadradas	2.590	kilómetros cuadrados
millas cuadradas	$2.590 \times 10^6$	metros cuadrados
millas cuadradas	$3.098 \times 10^6$	yardas cuadradas
millas (náuticas)	$6.076 \times 10^3$	pies
millas (náuticas)	1.853	kilómetros
millas (náuticas)	$1.853 \times 10^3$	metros
millas (náuticas)	1.1516	millas (estatutarias)
millas (náuticas)	2.0254	yardas
millas (estatutarias)	$1.609 \times 10^3$	centímetros
millas (estatutarias)	5.280	pies
millas (estatutarias)	$6.336 \times 10^4$	pulgadas
millas (estatutarias)	1.609	kilómetros
millas (estatutarias)	$1.609 \times 10^3$	metros
millas (estatutarias)	$8.684 \times 10^{-1}$	millas (náuticas)
millas (estatutarias)	$1.760 \times 10^3$	yardas
millas (estatutarias)	$1.69 \times 10^{-13}$	años luz
millas / hora	$4.470 \times 10^1$	centímetros / seg.
millas / hora	$8.8 \times 10^1$	pies / minuto
millas / hora	1.467	pies / seg.
millas / hora	1.6093	kilómetros / hora
millas / hora	$2.682 \times 10^{-2}$	kilómetros / minuto
millas / hora	$8.684 \times 10^{-1}$	nudos
millas / hora	$2.682 \times 10^1$	metros / minuto

## Fórmulas, gráficos y tablas

millas / hora	$1.667 \times 10^{-2}$	millas / minuto
millas / hora / segundo	$4.47 \times 10^1$	centímetros / seg. / seg.
millas / hora / segundo	1.467	pies / seg. / seg.
millas / hora / segundo	1.6093	kilómetros / hora / seg.
millas / hora / segundo	$4.47 \times 10^{-1}$	metros / seg. / seg.
millas / minuto	$2.682 \times 10^3$	centímetros / seg.
millas / minuto	$8.8 \times 10^1$	pies / seg.
millas / minuto	1.6093	kilómetros / minuto
millas / minuto	$8.684 \times 10^{-1}$	nudos / minuto
millas / minuto	$6.0 \times 10^1$	millas / hora
mínim (británico)	$5.9192 \times 10^{-2}$	centímetros cúbicos
mínim (EE.UU., fluido)	$6.1612 \times 10^{-2}$	centímetros cúbicos
minutos (ángulos)	$1.667 \times 10^{-2}$	grados
minutos (ángulos)	$1.852 \times 10^{-4}$	cuadrantes
minutos (ángulos)	$2.909 \times 10^{-4}$	radianes
minutos (ángulos)	$6.0 \times 10^1$	segundos
minutos (tiempo)	$9.9206 \times 10^{-5}$	semanas
minutos (tiempo)	$6.944 \times 10^{-4}$	días
minutos (tiempo)	$1.667 \times 10^{-2}$	horas
minutos (tiempo)	$6.0 \times 10^1$	seg.
miriagramos	$1.0 \times 10^1$	kilogramos
miriametros	$1.0 \times 10^1$	kilómetros
miriavattios	$1.0 \times 10^1$	kilovatios

<b>N</b>		
nail	2.25	pulgadas
newton	$1.5 \times 10^5$	dinas
nudos	$6.080 \times 10^3$	pies / hora
nudos	1.8532	kilómetros / hora
nudos	1.0	millas náuticas / hora

## Fórmulas, gráficos y tablas

nudos	1.151	millas estatutarias / hora
nudos	$2.027 \times 10^3$	yardas / hora
nudos	1.689	pies / segundo
nudos	$5.148 \times 10^1$	centímetros / segundo

O		
ohmio (internacional)	1.0005	ohmios (absolutos)
ohmios	$1.0 \times 10^{-6}$	megohmios
ohmios	$1.0 \times 10^6$	microohmios
onzas	8.0	dracmas
onzas	$4.375 \times 10^2$	granos
onzas	$2.8349 \times 10^1$	gramos
onzas	$6.26 \times 10^{-2}$	lb
onzas	$9.115 \times 10^{-1}$	onzas (troy)
onzas	$2.790 \times 10^{-5}$	toneladas (largas)
onzas	$3.125 \times 10^{-5}$	toneladas (cortas)
onzas (fluidas)	1.805	pulgadas cúbicas
onzas (fluidas)	$2.957 \times 10^{-2}$	litros
onzas (troy)	$4.80 \times 10^2$	granos
onzas (troy)	$3.1103 \times 10^1$	gramos
onzas (troy)	1.097	onzas (avoirdupois)
onzas (troy)	$2.0 \times 10^1$	<i>pennyweights</i> (troy)
onzas (troy)	$8.333 \times 10^{-2}$	lb (troy)
onzas / pulgada cuadrada	$4.309 \times 10^3$	dinas / centímetro cuadrado
onzas / pulgada cuadrada	$6.25 \times 10^{-2}$	lb / pulgadas cuadradas

## Fórmulas, gráficos y tablas

<b>P</b>		
paso	$3.0 \times 10^1$	pulgada
parsec	$1.9 \times 10^{13}$	millas
parsec	$3.084 \times 10^{13}$	kilómetro
partes / millón	$5.84 \times 10^{-2}$	granos / galones de EE.UU.
partes / millón	$7.016 \times 10^{-2}$	granos / galón Imperial
partes / millón	8.345	lb / millones de galones
<i>pecks</i> (británicos)	$5.546 \times 10^2$	pulgadas cuadradas
<i>pecks</i> (británicos)	9.0919	litros
<i>pecks</i> (EE.UU.)	$2.5 \times 10^{-1}$	busheles
<i>pecks</i> (EE.UU.)	$5.376 \times 10^2$	pulgadas cuadradas
<i>pecks</i> (EE.UU.)	8.8096	litros
<i>pecks</i> (EE.UU.)	8.0	cuartos (secos)
<i>pennyweights</i> (troy)	$2.4 \times 10^1$	granos
<i>pennyweights</i> (troy)	$5.0 \times 10^{-2}$	onzas (troy)
<i>pennyweights</i> (troy)	1.555	gramos
<i>pennyweights</i> (troy)	$4.1667 \times 10^{-3}$	lb (troy)
pies	$3.048 \times 10^1$	centímetros
pies	$3.048 \times 10^{-4}$	kilómetros
pies	$3.048 \times 10^{-1}$	metros
pies	$1.645 \times 10^{-4}$	millas (náuticas)
pies	$1.894 \times 10^{-4}$	millas (estatutarias)
pies	$3.048 \times 10^2$	milímetros
pies	$1.2 \times 10^4$	mils
pies de agua	$2.95 \times 10^{-2}$	atmósferas
pies de agua	$8.826 \times 10^{-1}$	pulgadas de mercurio
pies de agua	$3.048 \times 10^{-2}$	kilogramos / cm. cuadrado



## Fórmulas, gráficos y tablas

pies de agua	$3.048 \times 10^2$	kilogramos / metro cuadrado
pies de agua	$6.243 \times 10^1$	lb / pie cuadrado
pies de agua	$4.335 \times 10^{-1}$	lb / pulgada cuadrada
pies / minuto	$5.080 \times 10^{-1}$	centímetros / seg.
pies / minuto	$1.667 \times 10^{-2}$	pies / seg.
pies / minuto	$1.829 \times 10^{-2}$	kilómetros / hora
pies / minuto	$3.048 \times 10^{-1}$	metros / minuto
pies / minuto	$1.136 \times 10^{-2}$	millas / hora
pies / seg.	$3.048 \times 10^1$	centímetros / seg.
pies / seg.	1.097	kilómetros / hora
pies / seg.	$5.921 \times 10^{-1}$	nudos
pies / seg.	$1.829 \times 10^1$	metros / minuto
pies / seg.	$6.818 \times 10^{-1}$	millas / hora
pies / seg.	$1.136 \times 10^{-2}$	millas / minuto
pies / seg. / seg.	$3.048 \times 10^1$	centímetros / seg. / seg.
pies / seg. / seg.	1.097	kilómetros / hora / seg.
pies / seg. / seg.	$3.048 \times 10^{-1}$	metros / seg. / seg.
pies / seg. / seg.	$6.818 \times 10^{-1}$	millas / hora / seg.
pies / 100 pies	1.0	grados porcentuales
pies - lb	$1.286 \times 10^{-3}$	Btu
pies - lb	$1.356 \times 10^7$	ergios
pies - lb	$3.241 \times 10^{-1}$	gramos - caloría
pies - lb	$5.050 \times 10^{-7}$	caballos de fuerza / hora
pies - lb	1.356	joules
pies - lb	$3.241 \times 10^{-4}$	kilogramos - caloría
pies - lb	$1.383 \times 10^{-1}$	kilogramos - metro
pies - lb	$3.766 \times 10^{-7}$	kilovatios - hora
pies - lb / minuto	$1.286 \times 10^{-3}$	Btu / minuto
pies - lb / minuto	$1.667 \times 10^{-2}$	pie - libra / seg.
pies - lb / minuto	$3.030 \times 10^{-5}$	caballos de fuerza

## Fórmulas, gráficos y tablas

pies - lb / minuto	$3.241 \times 10^{-4}$	kilogramo - calorías / minuto
pies - lb / minuto	$2.260 \times 10^{-5}$	kilovatios
pies - lb / seg.	4.6263	Btu / hora
pies - lb / seg.	$7.717 \times 10^{-2}$	Btu / minuto
pies - lb / seg.	$1.818 \times 10^{-3}$	caballos de fuerza
pies - lb / seg.	$1.945 \times 10^{-2}$	kilogramo - calorías / minuto
pies - lb / seg.	$1.356 \times 10^{-3}$	kilovatios
pies cuadrados	$2.296 \times 10^3$	acres
pies cuadrados	$1.833 \times 10^3$	mils circulares
pies cuadrados	$9.29 \times 10^2$	centímetros cuadrados
pies cuadrados	$1.44 \times 10^2$	pulgadas cuadradas
pies cuadrados	$9.29 \times 10^{-2}$	metros cuadrados
pies cuadrados	$3.587 \times 10^8$	millas cuadradas
pies cuadrados	$9.29 \times 10^4$	milímetros cuadrados
pies cuadrados	$1.111 \times 10^{-1}$	yardas cuadradas
pies cúbicos	$8.036 \times 10^{-1}$	bushel (secos)
pies cúbicos	$2.8320 \times 10^4$	centímetros cúbicos
pies cúbicos	$1.728 \times 10^3$	pulgadas cúbicas
pies cúbicos	$2.832 \times 10^{-2}$	metros cúbicos
pies cúbicos	$3.704 \times 10^{-2}$	yardas cúbicas
pies cúbicos	7.48052	galones (EE.UU., líquidos)
pies cúbicos	$2.832 \times 10^1$	litros
pies cúbicos	$5.984 \times 10^1$	pintas (EE.UU., líquidas)
pies cúbicos	$2.992 \times 10^1$	cuartos (EE.UU., líquidos)
pies cúbicos / minuto	$4.72 \times 10^2$	centímetros cúbicos / seg.
pies cúbicos / minuto	$1.247 \times 10^{-1}$	galones / seg.
pies cúbicos / minuto	$4.720 \times 10^{-1}$	litros / seg.
pies cúbicos / minuto	$6.243 \times 10^1$	lb de agua / minuto

## Fórmulas, gráficos y tablas

pies cúbicos / segundo	$6.46317 \times 10^{-1}$	millones de galones / día
pies cúbicos / segundo	$4.48831 \times 10^2$	galones / minuto
pintas (secas)	$3.36 \times 10^1$	pulgadas cúbicas
pintas (secas)	$1.5625 \times 10^{-2}$	bushes
pintas (secas)	$5.0 \times 10^{-1}$	cuartos
pintas (secas)	$5.5059 \times 10^{-1}$	litros
pintas (líquidas)	$4.732 \times 10^2$	centímetros cúbicos
pintas (líquidas)	$1.617 \times 10^{-4}$	pies cúbicos
pintas (líquidas)	$2.887 \times 10^1$	pulgadas cúbicas
pintas (líquidas)	$4.732 \times 10^{-4}$	metros cúbicos
pintas (líquidas)	$6.189 \times 10^{-4}$	yardas cúbicas
pintas (líquidas)	$1.25 \times 10^{-1}$	galones
pintas (líquidas)	$4.732 \times 10^{-1}$	litros
pintas (líquidas)	$5.0 \times 10^{-1}$	cuartos (líquidos)
poise	1.0	gramos / centímetro - seg.
poundal	$1.3826 \times 10^4$	dinas
poundal	$1.41 \times 10^1$	gramos
poundal	$1.383 \times 10^{-3}$	joules / centímetro
poundal	$1.383 \times 10^{-1}$	joules / metro (newton)
poundal	$1.41 \times 10^{-2}$	kilogramos
poundal	$3.108 \times 10^{-2}$	lb
pulgada	2.540	centímetros
pulgada	$2.540 \times 10^{-2}$	metros
pulgada	$1.578 \times 10^{-5}$	millas
pulgada	$2.54 \times 10^1$	milímetros
pulgada	$1.0 \times 10^3$	mils
pulgada	$2.778 \times 10^{-2}$	yardas
pulgada	$2.54 \times 10^8$	unidades angstrom
pulgada	$5.0505 \times 10^{-3}$	varas
pulgadas de mercurio	$3.342 \times 10^{-2}$	atmósferas

## Fórmulas, gráficos y tablas

pulgadas de mercurio	1.133	pies de agua
pulgadas de mercurio	$3.453 \times 10^{-2}$	kilogramos / cm. cuadrado
pulgadas de mercurio	$3.453 \times 10^2$	kilogramos / metro cuadrado
pulgadas de mercurio	$7.073 \times 10^1$	lb / pies cuadrados
pulgadas de mercurio	$4.912 \times 10^{-1}$	lb / pulgadas cuadradas
pulgadas de agua (a 4°C)	$2.458 \times 10^{-3}$	atmósferas
pulgadas de agua (a 4°C)	$7.355 \times 10^{-2}$	pulgadas de mercurio
pulgadas de agua (a 4°C)	$2.54 \times 10^{-3}$	kilogramos / cm. cuadrado
pulgadas de agua (a 4°C)	$5.781 \times 10^{-1}$	onzas / pulgada cuadrada
pulgadas de agua (a 4°C)	5.204	lb / pies cuadradas
pulgadas de agua (a 4°C)	$3.613 \times 10^{-2}$	lb / pulgadas cuadradas
pulgada cuadrada	$1.273 \times 10^6$	mils circulares
pulgada cuadrada	6.452	centímetros cuadrados
pulgada cuadrada	$6.944 \times 10^{-3}$	pies cuadrados
pulgada cuadrada	$6.452 \times 10^2$	milímetros cuadrados
pulgada cuadrada	$1.0 \times 10^6$	mils cuadrados
pulgada cuadrada	$7.716 \times 10^{-4}$	yardas cuadradas
pulgada cúbica	$1.639 \times 10^1$	centímetros cúbicos
pulgada cúbica	$5.787 \times 10^{-4}$	pies cúbicos
pulgada cúbica	$1.639 \times 10^{-5}$	metros cúbicos
pulgada cúbica	$2.143 \times 10^{-5}$	yardas cúbicas
pulgada cúbica	$4.329 \times 10^{-3}$	galones
pulgada cúbica	$1.639 \times 10^{-2}$	litros
pulgada cúbica	$3.463 \times 10^{-2}$	pintas (EE.UU., líquidas)
pulgada cúbica	$1.732 \times 10^{-2}$	cuartos (EE.UU., líquidos)

## Fórmulas, gráficos y tablas

<b>Q</b>		
quantum de planck	$6.624 \times 10^{27}$	ergios - segundo
quintales ( largos)	$1.12 \times 10^2$	lb
quintales ( largos)	$5.0 \times 10^{-2}$	toneladas ( largas)
quintales ( largos)	$5.08023 \times 10^1$	kilogramos
quintales ( largos)	$4.53592 \times 10^{-2}$	toneladas ( métricas)
quintales ( largos)	$4.46429 \times 10^{-2}$	toneladas (largas)
quintales ( largos)	$4.53592 \times 10^1$	kilogramos

<b>R</b>		
radianes	$5.7296 \times 10^1$	grados
radianes	$3.438 \times 10^3$	minutos
radianes	$6.366 \times 10^{-1}$	cuadrantes
radianes	$2.063 \times 10^5$	segundos
radianes / seg.	$5.7296 \times 10^1$	grados / seg.
radianes / seg.	9.549	revoluciones / minuto
radianes / seg.	$1.592 \times 10^{-1}$	revoluciones / seg.
radianes / seg. / seg.	$5.7296 \times 10^2$	revoluciones / minuto / min.
radianes / seg. / seg.	9.549	revoluciones / minuto / seg.
radianes / seg. / seg.	$1.592 \times 10^{-1}$	revoluciones / seg. / seg.
resmas	$5.0 \times 10^2$	hojas
revoluciones	$3.60 \times 10^2$	grados
revoluciones	4.0	cuadrantes
revoluciones	6.283	radianes
revoluciones / minuto	6.0	grados / seg.
revoluciones / minuto	$1.047 \times 10^{-1}$	radianes / seg.
revoluciones / minuto	$1.667 \times 10^{-2}$	revoluciones / seg.

## Fórmulas, gráficos y tablas

revoluciones / minuto / minuto	$1.745 \times 10^{-3}$	radianes / seg. / seg.
revoluciones / minuto / minuto	$1.667 \times 10^{-2}$	revoluciones / minuto / seg.
revoluciones / minuto / minuto	$2.778 \times 10^{-4}$	revoluciones / seg. / seg.
revoluciones / seg.	$3.6 \times 10^2$	grados / seg.
revoluciones / seg.	6.283	radianes / seg.
revoluciones / seg.	$6.0 \times 10^1$	revoluciones / minuto
revoluciones / seg. / seg.	6.283	radianes / seg. / seg.
revoluciones / seg. / seg.	$3.6 \times 10^3$	revoluciones / minuto / min.
revoluciones / seg. / seg.	$6.0 \times 10^1$	revoluciones / minuto / seg.

<b>S</b>		
segundos (ángulo)	$2.778 \times 10^{-4}$	grados
segundos (ángulo)	$1.667 \times 10^{-2}$	minutos
segundos (ángulo)	$3.087 \times 10^{-6}$	cuadrantes
segundos (ángulo)	$4.848 \times 10^{-6}$	radianes
semanas	$1.68 \times 10^2$	hora
semanas	$1.008 \times 10^4$	minuto
semanas	$6.048 \times 10^5$	seg.

<b>T</b>		
Temperatura		
°C + 273	1.0	Kelvin absoluto (°K)
°C + 17.78	1.8	°Fahrenheit (°F)
°F + 460	1.0	Rankine absoluto (°R)
°F -32	0.5556	°C Celsius (°C)
toneladas (cortas)	$9.0718 \times 10^2$	kilogramos

## Fórmulas, gráficos y tablas

toneladas (cortas)	$3.2 \times 10^4$	onzas
toneladas (cortas)	$2.9166 \times 10^4$	onzas (troy)
toneladas (cortas)	$2.0 \times 10^3$	lb
toneladas (cortas)	$2.43 \times 10^3$	lb (troy)
toneladas (cortas)	$8.9287 \times 10^{-1}$	toneladas (largas)
toneladas (cortas)	$9.078 \times 10^{-1}$	toneladas (métricas)
toneladas (cort.)/ pie cuadrado	$9.765 \times 10^3$	kilogramo / metro cuadrado
toneladas (cort.)/ pie cuadrado	$1.389 \times 10^1$	lb / pulgada cuadrada
toneladas (cort.)/ pulgada cuadrada	$1.406 \times 10^6$	kilogramo / metro cuadrado
toneladas (cort.)/ pulgada cuadrada	$2.0 \times 10^3$	lb / pulgada cuadrada
toneladas (largas)	$1.016 \times 10^3$	kilogramos
toneladas (largas)	$2.24 \times 10^3$	lb
toneladas (largas)	1.1	toneladas (cortas) <sup>9</sup>
toneladas métricas ( <i>miliers</i> )	$1.0 \times 10^3$	kilogramos
toneladas (métricas)	$1.0 \times 10^3$	kilogramos
toneladas (métricas)	2.205	lb
toneladas de agua / 24 horas	$8.333 \times 10^1$	lb de agua / hora
toneladas de agua / 24 horas	$1.6643 \times 10^{-1}$	galones / minuto
toneladas de agua / 24 horas	1.3349	pies cúbicos / hora

<b>V</b>		
varas	5.029	metros
vara (medida de inspección)	5.5	yardas
varas	$1.65 \times 10^1$	pies

## Fórmulas, gráficos y tablas

varas	$1.98 \times 10^2$	pulgadas
varas	$3.125 \times 10^{-3}$	millas
váticos	3.4129	Btu / hora
váticos	$5.688 \times 10^{-2}$	Btu / minuto
váticos	$1.0 \times 10^7$	ergios / segundo
váticos	$4.427 \times 10^1$	pie - lb / minuto
váticos	$7.378 \times 10^1$	pie - lb / seg.
váticos	$1.341 \times 10^{-1}$	caballos de fuerza
váticos	$1.36 \times 10^{-3}$	caballos de fuerza (métricos)
váticos	$1.433 \times 10^{-2}$	kilogramo - calorías / minuto
váticos	$1.0 \times 10^{-3}$	kilovatios
váticos (absolutos)	1.0	joules / seg.
váticos - hora	3.413	Btu
váticos - hora	$3.6 \times 10^{10}$	ergios
váticos - hora	$2.656 \times 10^3$	pie - lb
váticos - hora	$8.605 \times 10^2$	gramo - calorías
váticos - hora	$1.314 \times 10^{-3}$	caballos de fuerza - hora
váticos - hora	$8.605 \times 10^{-1}$	kilogramo - calorías
váticos - hora	$3.672 \times 10^2$	kilogramo - metros
váticos - hora	$1.0 \times 10^{-3}$	kilovatios - horas
vatio (internacional)	1.000165	vatio (absoluto)
voltios / pulgada	$3.937 \times 10^7$	abvoltios / centímetro
voltios / pulgada	$3.937 \times 10^{-1}$	voltios / centímetro
voltio (absoluto)	$3.336 \times 10^{-3}$	statvoltios
voltios	$1.0 \times 10^3$	abvoltios



## Fórmulas, gráficos y tablas

Y		
yardas	$9.144 \times 10^1$	centímetros
yardas	$9.144 \times 10^{-4}$	kilómetros
yardas	$9.144 \times 10^{-1}$	metros
yardas	$4.934 \times 10^{-4}$	millas (náuticas)
yardas	$5.682 \times 10^{-4}$	millas (estatutarias)
yardas	$9.144 \times 10^2$	milímetros
yardas cuadradas	$2.066 \times 10^{-4}$	acres
yardas cuadradas	$8.361 \times 10^3$	centímetros cuadrados
yardas cuadradas	9.0	pies cuadrados
yardas cuadradas	$1.296 \times 10^3$	pulgadas cuadradas
yardas cuadradas	$8.361 \times 10^{-1}$	metros cuadrados
yardas cuadradas	$3.228 \times 10^{-7}$	millas cuadradas
yardas cuadradas	$8.361 \times 10^5$	milímetros cuadrados
yarda cúbica	$7.646 \times 10^5$	centímetros cúbicos
yarda cúbica	$2.7 \times 10^1$	pies cúbicos
yarda cúbica	$4.6656 \times 10^4$	pulgadas cuadradas
yarda cúbica	$7.646 \times 10^{-1}$	metros cúbicos
yarda cúbica	$2.02 \times 10^2$	galones (EE.UU., líquidos)
yarda cúbica	$7.646 \times 10^2$	litros
yarda cúbica	$1.6159 \times 10^3$	pintas (EE.UU., líquidas)
yarda cúbica	$8.079 \times 10^2$	cuartos (EE.UU., líquidos)
yarda cúbica / minuto	$4.5 \times 10^{-1}$	pies cúbicos / seg.
yarda cúbica / minuto	3.367	galones / seg.
yarda cúbica / minuto	$1.274 \times 10^1$	litros / seg.

## Constantes físicas útiles

### Constantes de gases

R = 0,0821	(atm) (litro)/(g-mol) (°K)
R = 1,987	g-calorías/(g-mol) (°K)
R = 1,987	Btu/(lb-mol) (°R)
R = 1,987	c.h.u./(lb-mol) (°K)
R = 8,314	joules/(g-mol) (°K)
R = 1546	(feet) (lb-fuerza)/(lb-mol) (°R)
R = 10,73	(lb-fuerza/pulg. cuad.) (pies cúb.)/(lb-mol) (°R)
R = 18,510	(lb-fuerza/pulg. cuad.) (cu in.)/(lb-mol) (°R)
R = 0,7302	(atm) (pies cúb.)/(lb-mol) (°R)
R = $8,48 \times 10^5$	(kg/m <sup>2</sup> ) (cm cúb.)/(lb-mol) (°K)

donde

R = Constante de gas

°R = grados Rankine

°K = Kelvin

### Aceleración de la gravedad (estándar)

$$g = 32,17 \text{ pies/seg}^2 = 980 \text{ cm./seg}^2$$

### Velocidad del sonido en aire seco a una temperatura de 0°C y 1 atmósfera

$$33,136 \text{ cm./seg.} = 1089 \text{ pies/seg.}$$

### Calor de la fusión del agua

$$79,7 \text{ calorías / gramo} = 144 \text{ Btu / lb}$$

### Calor de la evaporación del agua a una presión de 1 atmósfera

$$540 \text{ calorías / gramo} = 970 \text{ Btu / lb}$$

### Calor específico del aire

$$C_p = 0,238 \text{ calorías / (g) (°C)}$$

### Densidad del aire seco a una temperatura de 0°C y 760 mm

$$0,001293 \text{ gramos / centímetro cúbico}$$

**Conversión a Unidades Métricas "SI"**

**Tabla de conversión a unidades métricas "SI"**

Propiedad	Unidad tradicional	Unidad "SI" recomendada	Símbolo	Factor de conversión	Ejemplo
<b>Propiedades mecánicas</b>					
Profundidad	pie	metro	m	0,3048	10.000 pies = 3048 metros
Diámetro del hoyo	pulgada	milímetro	mm	25,4	12¼ pulgadas = 311 mm
Diámetro de tubería.	pulgada	milímetro	mm	25,4	4½ pulgadas = 114 mm
Tamaño de mecha	pulgada	milímetro	mm	25,4	12¼ pulgadas = 311 mm
Peso sobre la mecha	libra	newton	N	4,4	20.000 lb = 88.000 N
Veloci. mesa rotatoria	r.p.m.	* rev. por minuto	r/min	1	45 r.p.m. = 45 r/min
Tamaño boquilla	1/32 de pulgada	milímetro	mm	0,79	10/32 de pul. = 7,9 mm
Velocidad boquilla	pies / seg.	metro / seg.	m/s	0,3048	400 pies /seg. = 122 m/s
Tasa de perforación	pies / hora	*metro / hora	m/h	0,3048	30 pies / hora = 9 m/h
Volumen	barriles	metro cúbico	m <sup>3</sup>	0,159	3000 bbl = 477 m <sup>3</sup>
Tamaño de la camisa	pulgada	milímetro	mm	25,4	6½ pulg. = 165 mm
Diámetro del vástago	pulgada	milímetro	mm	25,4	2¼ pulg. = 57 mm
Longitud embolada	pulgada	milímetro	mm	25,4	16 pulg. = 406 mm
Rendimiento bomba	barril / minuto o galón / minuto	*metro cúbico/min. *metro cúbico/min	m <sup>3</sup> /min m <sup>3</sup> /min	0,159 0,00378	8,5 bbl/mm = 1,35 m <sup>3</sup> /min. 357 gpm = 1,35 m <sup>3</sup> /min.
Presión de la bomba	libras / pulg. cuadr.	kilopascal	kPa	6,9	2500 psi = 17.300 kPa
Velocidad anular	pies / min.	*metro / minuto	m/min	0,3048	200 pies/min = 61 m/min
Veloci. deslizamiento	pies / min.	*metro / minuto	m/min	0,3048	20 pies/min = 6,1 m/min
Temperatura	grados Fahrenheit	grado Celsius	°C	(°F - 32)+ 1,8	80°F = 27°C
	grados Centígrados	grado Celsius	°C	1,0	
Viscosidad Marsh	segundos /cuarto de galón segundos / 1000cm <sup>3</sup>	segundos / litro segundos / litro	s/L s/L	<i>Las unidades</i> 1,0	<i>normalmente no se convierten</i>

Tabla de conversión a unidades métricas "SI" (continuación)

Propiedad	Unidad tradicional	Unidad "SI" recomendada	Símbolo	Factor de conversión	Ejemplo
Peso del fluido	libras / galón	kilogramo / metro <sup>3</sup>	kg/m <sup>3</sup>	120	10 lb/gal = 1200 kg/m <sup>3</sup>
Gradiente de presión	libras /pie <sup>3</sup>	kilogramo / metro <sup>3</sup>	kg/m <sup>3</sup>	1,6	74,8 lb/ft <sup>3</sup> = 1200 kg/m <sup>3</sup>
Altura hidrostática	psi/ pie	kilopascal /metro	kPa/m	22,6	0,52 psi/ft = 11,8 kPa/m
Esfuerzo de corte	psi	kilopascal	kPa	6,9	4000 psi = 27.600 kPa
	lb <sub>f</sub> / 100 pies <sup>2</sup>	pascal	Pa	0,48	20 lb <sub>f</sub> /100 ft <sup>2</sup> = 960 Pa
	dinas / cm <sup>2</sup>	pascal	Pa	0,100	1,0 dina/cm <sup>2</sup> = 1,0 Pa
Tasa de corte	saegundo recíproco	segundo recíproco	s <sup>-1</sup>	1,0	
Viscosidad aparente, plástica & efectiva	*centipoise	*centipoise	cP		
Punto cedente	lb <sub>f</sub> /100 pies <sup>2</sup>	pascal	Pa	0,48	15 lb <sub>f</sub> /100 pies <sup>2</sup> = 7,2 Pa
Resistencia gel	lb <sub>f</sub> /100 pies <sup>2</sup>	pascal	Pa	0,48	3 lb <sub>f</sub> /100 pies <sup>2</sup> = 1,44 Pa
Lectura del cuadrante	lb <sub>f</sub> /100 pies <sup>2</sup>	pascal	Pa	0,51	lectura del cuadrante -10 = 5,1 Pa
Medidor V-G estándar	1,065				
Constantes de la ley exponencial					
n	adimensional	milipascal segundo <sup>n</sup> / centímetro cuadrado	mPa.s <sup>n</sup> /cm <sup>2</sup>	100	10 dinas s <sup>n</sup> /cm <sup>2</sup> = 100 mPa s <sup>n</sup> /cm <sup>2</sup>
K	dinas s <sup>n</sup> /cm <sup>2</sup>	milipascal segundo <sup>n</sup> / centímetro cuadrado	mPa.s <sup>n</sup> /cm <sup>2</sup>	479	1,2 lb <sub>f</sub> s <sup>n</sup> /100 pies <sup>2</sup> = 575 mPa s <sup>n</sup> /cm <sup>2</sup>
	lb <sub>f</sub> / s <sup>n</sup> / 100 pies <sup>2</sup>				
Filtrado AP	centímetro cúbico / 30 min	*centímetro cúbico / 30 min	cm <sup>3</sup> /30 min		

Tabla de conversión a unidades métricas "SI" (continuación)

Propiedad	Unidad tradicional	Unidad "SI" recomendada	Símbolo	Factor de conv.	Ejemplo
Reoque	$1/32$ pulgadas	milímetro	mm	0.8	$3/32$ pulgadas = 2,4 mm
Contenido de arena, sólidos, aceite y agua	% en volumen	metro cúbico/metro cúb.	$m^3/m^3$	0.01	10 % = 0,1 $m^3/m^3$
Tamaño de partículas	Micrones	micrómetro	$\mu m$	1.0	
<b>Propiedades químicas</b>					
Concentración iónica	granos / galón partes / millón	*miligramo / litro *miligramo / litro	mg/L mg/L	17,1× gravedad específica	500 granos /gal = 860 mg/L 100.000 ppm de NaCl x 1,070 = 107.070 mg/L
Alcalinidad P <sub>f</sub> , M <sub>f</sub> , P1, P2	centímetro cúbico/ centímetro cúbico	centímetro cúbico/ centímetro cúbico	$cm^3/cm^3$		
MBT Contenido azul de metileno	centímetro cúbico/ centímetro cúbico	centímetro cúbico/ centímetro cúbico	$cm^3/cm^3$		
<b>Misceláneos</b>					
Concentración del aditivo Tasa de corrosión	libra / barril lb / pie / año	kilogramo/ metro cúbico kilogramo/metro cuadrado/año	$kg/m^3$ $kg/m^2/año$	2,85 4,9	10 lb <sub>m</sub> /bbl = 28.5 kg/m <sup>3</sup> 87 lb/ft <sup>2</sup> /año = 426 kg/m <sup>2</sup> /
Rendimiento de bentonita	mils / año barriles /tonelada de EE.UU.	milímetros/año *metro cúbico/ tonelada métrica	mm/año $m^3/t$	0,0254 0,175	200 mils/año = 5,08 mm/a 100 bbl/ton = 17,5 $m^3/t$
Caballaje hidráulicoHP	caballos de fuerza	kilovatio	kw	0,746	600caballos = 450 kw

Tabla de conversión a unidades métricas "SI" (continuación)

Propiedad	Unidad tradicional	Unidad "SI" recomendada	Símbolo	Factor de Conv.	Ejemplo
Tamaño malla de rejilla	aberturas/pulgada	aberturas/centímetro	aberturas/cm	0,254	malla 100 = 25,4 aberturas/cm
Apertura	micrón	micrómetro	$\mu\text{m}$	1,0	
Area abierta	% de área	metro cuadrado/metro cuadrado	$\text{m}^2/\text{m}^2$	0,01	30% = 0,3 $\text{m}^2/\text{m}^2$
Peso de tub. de perf.	libra/pie	kilogramo/metro	kg/m	1,49	19,5 lb/ft = 29,1 kg/m
<b>Fluidos de base aceite</b>					
Contenido de aceite	% en volumen	metro cúbico/metro cúb.	$\text{m}^3/\text{m}^3$	0.01	10% = 0,1 $\text{m}^3/\text{m}^3$
Contenido de agua	% en volumen	metro cúbico/metro cúb.	$\text{m}^3/\text{m}^3$	0.01	10% = 0,1 $\text{m}^3/\text{m}^3$
Estabilidad de la emulsión	voltios	voltios	V		
Actividad	adimensional				
Salinidad	ppm	*miligramos/litro	mg/L	gravedad específica $\frac{(^{\circ}\text{F} - 32)}{1.8}$	250.000 ppm de $\text{CaCl}_2 \times 1.24 =$ 310.000 mg/L
Punto de anilina	grados Fahrenheit	grados Celsius	$^{\circ}\text{C}$	1.8	150 $^{\circ}\text{F} = 66^{\circ}\text{C}$

\* Indica una desviación aceptable en relación a la unidad preferida según API 2564



## **Hemisferio Occidental**

*Unidad de Negocios/Laboratorio*

2001 Rankin Road

P.O. Box 670968

Houston, Texas 77267-0968

Tel: 1-713-625-4200

Fax: 1-713-625-5800

U.S.A.

## **Hemisferio Oriental**

*Unidad de Negocios*

Hammersley House, 2nd Floor

5/8 Warwick Street

London W1R 6JE

U.K.

Tel: 44-0171-544-8100

Fax: 44-0171-544-8101

*Centro de Servicios Técnicos*

Campus 1,

Aberdeen Science & Technology Park,

Balgownie Road,

Bridge of Don

Aberdeen AB22 8GT,

Scotland

Tel: 44-1224-226000

Fax: 44-1224-226026