

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES
"ZARAGOZA"

**ESTUDIO DE FLUIDOS ELABORADOS A BASE DE
SALMUERAS ORGÁNICAS PARA LA
PERFORACIÓN DE POZOS PETROLEROS.**

TESIS DE LICENCIATURA EN INGENIERÍA QUÍMICA

**QUE PRESENTA:
Guillermo Naranjo Zavaleta**

**DIRECTOR DE TESIS:
Ing. Eusebio Capitanachi González.**



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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



FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES
ZARAGOZA

CARRERA DE INGENIERIA QUIMICA

UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE MEXICO

REGISTRO DE TESIS PROFESIONAL

NOMBRE DEL ALUMNO: NARANJO ZAVALA GUILLERMO

No DE CUENTA: 8832045-4

TEMA PROPUESTO: ESTUDIO DE FLUIDOS ELABORADOS A BASE DE SALMUERAS ORGANICAS
PARA LA PERFORACION DE POZOS PETROLEROS

DIRECTOR DE LA TESIS: ING. EUSEBIO CAPITANACHI CONZALEZ

FIRMA: [Firma]

ESCUELA O FACULTAD DE ADSCRIPCION DEL DIRECTOR: DIVISION DE ESTUDIOS DE
POSGRADO DE LA FACULTAD DE INGENIERIA (DEPFI), U.N.A.M.

Mexico, D.F., 04 DE NOVIEMBRE DE 1998.



[Firma]
ING. ARTURO ENRIQUE MENDÉZ GUTIERREZ
JEFE DE LA CARRERA DE
INGENIERIA QUIMICA

NOTA: Una vez aprobado y registrado el tema, NO se podrá modificar el contenido.



FACULTAD DE ESTUDIOS
SUPERIORES
ZARAGOZA

JEFATURA DE LA CARRERA
DE INGENIERIA QUIMICA

OFICIO: FESZ/JCIQ/004/2000.

ALUMNO: NARANJO ZA VALETA GUILLERMO
Presente.

En respuesta a su solicitud de asignación de jurado, la jefatura a mi cargo, ha propuesto a los siguientes sinodales:

<i>Presidente:</i>	<i>I.Q. René De la Mora Medina</i>
<i>Vocal:</i>	<i>Ing. Eusebio Capitanachi González</i>
<i>Secretario:</i>	<i>I.Q. Salvador Gallegos Ramales</i>
<i>Suplente:</i>	<i>M. en C. Pablo Eduardo Valero Tejeda</i>
<i>Suplente:</i>	<i>I.Q. Ana Lidia Tlapanco Godar</i>

Sin más por el momento, reciba un cordial saludo.

A T E N T A M E N T E
"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"
México, D. F., 9 de Marzo del 2000.

ING. ARTURO E. MENDEZ GUTIERREZ
JEFE DE LA CARRERA

AEMG/isa*

DEDICATORIAS Y AGRADECIMIENTOS

A DIOS:

Por concederme serenidad para aceptar las cosas que no puedo cambiar, valor para cambiar las cosas que sí puedo y sabiduría para distinguir la diferencia.

A MIS PADRES:

Por haberme dado la vida, por creer en mí, por enseñarme un camino justo y honrrado, por enseñarme principios y valores suficientes para saberlos honrrar, los admiro por el gran esfuerzo que han puesto en su caminar y nunca han flaqueado, les agradezco por enseñarme a no rendirme y seguir siempre adelante, por darme la formación que tengo, por todo lo que han hecho en mi vida, a Ustedes les dedico este trabajo, es la cosecha que han obtenido. Solo le pido a Dios que les de salud y bienestar y que los conserve con muchos años de vida.

A MIS HERMANAS:

Por confiar en mí, por apoyarme e impulsarme en seguir adelante en todo momento, por lo buenas que han sido conmigo.

A MI FAMILIA:

Les agradezco toda la confianza que han tenido en mí, por el apoyo que me han brindado y por todos los momentos que hemos pasado juntos.

A MIS VERDADEROS AMIGOS:

Por su lealtad, respeto, afecto, comprensión, presencia y apoyo.

A MIS PROFESORES:

Al formar parte fundamental de la relación enseñanza-aprendizaje, destacándose su disposición a la formación no sólo como profesionista sino como seres humanos íntegros, y en especial a los que revisaron y dieron el punto final en este trabajo

A LA U.N.A.M.:

Por darme la oportunidad de formarme dentro de ti, por ser mi alma mater, por darme el privilegio de sentirme universitario con honor y responsabilidad, te agradezco por todo el apoyo que he tenido de ti.

A LA FES ZARAGOZA:

Ya que dentro de sus instalaciones me forme con los conocimientos necesarios para afrontar el reto que implicaría el ejercicio de mi profesión y la superación constante y permanente.

AL INSTITUTO MEXICANO DEL PETRÓLEO:

Por darme la oportunidad de realizar este trabajo dentro de sus instalaciones, por creer en mí, te doy las gracias.

A JUGOS DEL VALLE:

Por darme la oportunidad de superación y culminar ésta meta tan importante para mi desarrollo profesional.

A LA M. EN C. Ma. GUADALUPE SÁNCHEZ ROMERO.

Por creer en mí e impulsarme a seguir con el trabajo en cada momento para realizarlo de la mejor manera, por darme confianza y apoyarme en cualquier situación. También te agradezco por lo buena que eres, no solo laboralmente sino como persona al dar sabios consejos. Gracias Lupita.

A LA Q.F.B. Ma. DEL CARMEN HERNÁNDEZ RODRÍGUEZ:

Por todo el apoyo otorgado durante la realización de este trabajo y darme la oportunidad de superarme laboral, personal y profesionalmente, te dedico ésta tesis por ayudarme a culminarla. Gracias Mary.

AL Q.F.B. SERGIO MARIO MARTÍNEZ ASIAÍN:

Por apoyarme en el trabajo, por creer en mí. Te agradezco todo Mario

Doy gracias a Dios por haberme dado tan maravillosa familia.

*Los que triunfan no son los que no se equivocan,
sino los que aprenden de sus errores.*

Los que fracasan son aquellos que se desaniman por sus errores.

Si caes, cae hacia delante; después levántate e inténtalo una vez más...

ESTUDIO DE FLUIDOS ELABORADOS A BASE DE SALMUERAS ORGÁNICAS PARA LA PERFORACIÓN DE POZOS PETROLEROS

CONTENIDO	Página
SINÓPSIS.....	1
1. INTRODUCCIÓN.....	4
2. GENERALIDADES SOBRE PERFORACIÓN DE POZOS PETROLEROS.....	5
2.1. Antecedentes históricos.....	7
2.2. Equipo para la perforación rotatoria.....	11
2.3. Sistema de circulación para la perforación rotatoria.....	24
3. GENERALIDADES SOBRE FLUIDOS DE PERFORACIÓN.....	28
3.1. Definición de fluido de perforación.....	28
3.2. Clasificación de los fluidos de perforación.....	28
3.3. Funciones y características de los fluidos de perforación.....	32
3.4. Selección de los fluidos de perforación.....	36
3.5. Propiedades de los fluidos de perforación.....	37
3.6. Procedimiento de pruebas estandarizadas para fluidos de perforación.....	49
3.7. Aditivos y químicos de los fluidos de perforación.....	95
3.8. Principales problemas del pozo en donde intervienen los fluidos de perforación.....	97
4. ASPECTOS GENERALES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN ELABORADOS A BASE DE SALMUERAS ORGÁNICAS.....	110
4.1. Antecedentes históricos.....	110
4.2. Clasificación de las salmueras orgánicas.....	110
4.3. Propiedades de las salmueras orgánicas.....	113
4.4. Aplicación de las salmueras orgánicas.....	124
5. IMPACTO AMBIENTAL CAUSADO POR LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN CONVENCIONALES Y POR LAS SALMUERAS ORGÁNICAS.....	147
5.1. Toxicidad.....	149
5.2. Biodegradabilidad.....	158
5.3. Inhibición de crecimiento bacteriana.....	164
6. MÉTODOS DE TRATAMIENTO ACTUALES PARA REDUCIR EL IMPACTO AMBIENTAL CAUSADO POR LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN CONVENCIONALES Y POR LAS SALMUERAS DE FORMIATO.....	166
6.1. Métodos de tratamiento para fluidos de perforación convencionales base aceite.....	166
6.2. Métodos de tratamiento para fluidos de perforación a base de formiato.....	180
7. ASPECTOS ECONÓMICOS EN EL USO DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN CONVENCIONALES Y POR LAS SALMUERAS DE FORMIATO.....	181
8. CRITERIOS PARA LA SELECCIÓN DE FLUIDOS ELABORADOS A BASE DE SALMUERAS ORGÁNICAS COMO UNA NUEVA ALTERNATIVA DE LOS FLUIDOS CONVENCIONALES DE PERFORACIÓN.....	186
8.1. Criterios de selección más importantes.....	187
8.2. Selección de fluidos para perforar la zona productora.....	188
8.3. Ejemplo para la selección de fluidos de perforación.....	190
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	192
LISTA DE FIGURAS.....	194
LISTA DE TABLAS.....	196
BIBLIOGRAFÍA.....	198

SINÓPSIS

Los objetivos que se plantaron en este trabajo fueron los siguientes:

1. Evaluar y diferenciar las ventajas más importantes que se obtienen al utilizar fluidos elaborados a base de salmueras orgánicas como sustitutos de los fluidos convencionales de perforación.
2. Presentar una selección de diversos fluidos de perforación convencionales y de salmueras orgánicas en base a su toxicidad para evitar daños ecológicos, así como mencionar algunos métodos de tratamiento actuales para reducir el impacto ambiental.
3. Realizar un análisis de costos de operación de diferentes tipos de fluidos de perforación convencionales y de salmueras orgánicas utilizados para perforar pozos petroleros.

En este trabajo se describen las generalidades sobre perforación y fluidos de perforación; así como los aspectos teóricos y técnicos de interés de la primera, segunda y tercera generación de salmueras (cloruros, bromuros y formiatos, respectivamente) para la perforación de pozos petroleros.

Debido a las características propicias para la intervención en pozos, se enfatiza sobre la utilización de salmueras de formiato, en virtud a sus excelentes características en comparación a los fluidos de perforación convencionales (fluidos a base aceite y salmueras de la primera y segunda generación).

Con respecto a la compatibilidad con los materiales, se presentan los resultados de algunas pruebas que se han efectuado a fin de confirmar la baja corrosión de las salmueras de formiato. Estos resultados provienen de un estudio sobre corrosividad del formiato de potasio y sodio, efectuado por Shell Research, Amhem. Como el formiato de cesio es el principal fluido destinado para el uso como un reemplazo del bromuro de cinc, algunas pruebas se realizaron en Halliburton Energy Services en Dallas para comparar estos dos fluidos.

Para evaluar la compatibilidad de las salmueras de formiato con los elastómeros, se presentan dos conjuntos de pruebas que se realizaron en Inglaterra. Las pruebas se efectuaron en el formiato de potasio bajo una exposición de hasta 8 semanas a 2 temperaturas diferentes. Otra prueba se llevo a cabo con el formiato de cesio a una temperatura de 180°C a fin de compararla con la salmuera normalmente usada, el bromuro de cinc.

Se realizó una comparación por parte de una compañía especializada (M-I) para obtener la tolerancia a la contaminación de sólidos. Se utilizaron para ésta prueba un fluido de perforación de formiato de potasio, un lodo de pseudo aceite (Novadrill) y un lodo base aceite (Versaclean) con las mismas densidades.

Se comparó la tolerancia de sal de $MgCl_2$ (10% p/p) en un lodo de formiato de potasio, en uno base aceite y en uno base pseudo aceite (Novadrill y Versaclean). Las muestras se sometieron a calentamiento prolongado durante 16 horas a 175°C.

Se presentan algunos aspectos sobre estabilidad de lutitas, perforación a través de formaciones de sal, disminución de daños a la formación, disolución de incrustaciones e inhibición de hidratos con respecto a los formiatos y fluidos de perforación afines.

Las pruebas de toxicidad acuática se llevaron a cabo en Inglaterra en diversas especies de agua dulce y marina junto con el desarrollo de formiatos durante los últimos tres años. Tanto Shell Research, como Sittingbourne han estado activamente envueltas en el desarrollo de PARCOM, pruebas de formiatos en especies recomendadas por PARCOM se han llevado a cabo en sus laboratorios. Shell Research Centre, por iniciativa propia, llevó a cabo pruebas de PARCOM en bromuro de cinc, para evaluar el formiato de cesio como un reemplazo para este sistema de salmuera altamente tóxico.

Las pruebas de toxicidad en mamíferos sólo se han llevado a cabo en formiatos de cesio pues este sistema de salmuera no ha sido cubierto ampliamente en la literatura comúnmente utilizada.

La biodegradabilidad se probó al principio para todos los formiatos en Inglaterra y un estudio más exhaustivo se llevó a cabo posteriormente en las salmueras de formiato de sodio y de potasio.

Este trabajo resume gran parte de las pruebas de toxicidad y biodegradabilidad que se han llevado a cabo en los formiatos. También, los datos de la literatura y resultados de pruebas obtenidas en otros sistemas de salmuera han sido incluidos para su comparación.

Este trabajo contempla varias operaciones recientes de campo, las cuales confirman el comportamiento excepcional de los formiatos a altas temperaturas, altas presiones, pozos de diámetro reducido y uso de tubería flexible o continua. Se describe el proceso general desarrollado por Shell Research que demuestra la eficiencia y los beneficios económicos del primer sistema a escala de recuperación (reciclaje) de un fluido de perforación de formiato de potasio que se llevó a cabo en Porsgrunn, Noruega.

Se presenta un análisis técnico de las posibles alternativas de tratamiento actuales para reducir el impacto ambiental causado por los recortes impregnados de fluido de perforación base aceite.

En el aspecto económico, se muestra un análisis de costos de diferentes tipos de salmueras y fluidos convencionales de perforación de pozos, en base a un contrato que presentó la Compañía Forbrico a Petróleos Mexicanos para la perforación de pozos petroleros costa afuera en la Sonda de Campeche en el año de 1999.

Se describen los criterios de selección y un ejemplo en base a las características de los fluidos de perforación a base de salmueras de formiato con respecto a los fluidos de perforación convencionales para poder realizar una adecuada selección para una intervención de perforación.

Con los resultados obtenidos pudimos concluir que:

1. Las dificultades relacionadas con los pocos fabricantes y los precios altos han afectado hasta ahora la introducción de estos fluidos en el mercado. Esta situación está ahora en el proceso de cambiar ya que el número de fabricantes está aumentando y se han hecho arreglos para las compras de retorno. El uso de los formiatos se está incrementando continuamente y, en adición al número de fabricantes, se han completado algunas aplicaciones exitosas de perforación.
2. La literatura y pruebas limitadas en el laboratorio indican que la descomposición térmica no es importante en una salmuera pura de formiato bajo condiciones donde las salmueras de formiato normalmente se usarán (es decir hasta 200°C).
3. Las pruebas de corrosión disponibles de las sales de formiato muestran que tienen baja corrosividad comparado con otros sistemas de salmueras comúnmente usados. En particular, la carencia de Corrosión Química Acelerada (CQA) los hace mucho más apropiados que las salmueras convencionales de bromuro y cloruro. La facilidad para ajustar el pH de las salmueras de formiato da una ventaja adicional.
4. De las pruebas de toxicidad acuática en las especies marinas y de agua dulce, el formiato de sodio puede categorizarse como "no tóxico". El formiato de potasio muestra ser "no tóxico" en todas menos en dos de las pruebas de toxicidad. En el crustáceo de agua dulce, *Daphnia magna*, y en la prueba al crustáceo marino *Acartia tonsa*, se categoriza como "prácticamente no tóxico." El cloruro de potasio y el acetato de potasio muestran tener la misma toxicidad que el formiato de potasio, demostrando que el ión potasio contribuye más a la toxicidad que el ión formiato.
5. Las pruebas a las especies marinas que se llevaron a cabo clasifican a todos los formiatos en la categoría de "no tóxicos" o "prácticamente no tóxico", mientras que el bromuro de cinc lo clasifican como "muy tóxico" o "ligeramente tóxico".

6. Con base en toda la biodegradabilidad realizada puede concluirse que los formiatos son rápidamente biodegradables y todos ellos aprueban el "criterio del tiempo de ventana" (substancias que alcanzan el 60% biodegradación tienen que hacerlo dentro de los 10 días de alcanzar el nivel del 10%).
7. Cuando se requiera el empleo de fluidos de perforación a base de aceite, será responsabilidad del contratista el utilizar la tecnología para el tratamiento adecuado de los recortes para evitar daño a la ecología.
8. Del análisis económico, se determina que las salmueras a base de formiato tiene mayor costo respecto a los fluidos de perforación base aceite y las salmueras de la primera y segunda generación, pero el costo se justifica debido a que minimiza los daños al medio ambiente, además de obtener todos los beneficios adicionales cuando es utilizado durante la perforación de un pozo petrolero.

1. INTRODUCCIÓN

Los beneficios de los sistemas de fluidos a base de formiato (sales derivadas del ácido fórmico), para las aplicaciones de perforación de pozos petroleros han sido bien documentados, tanto en el laboratorio como en los usos preliminares de campo. A medida que esta tecnología de fluidos se ha venido aceptando como una solución de alto valor en los medios ambientalmente sensibles, los operadores están empezando a utilizar los formiatos en aquellas situaciones donde pueden aprovechar sus propiedades especiales.

Se ha encontrado en los estudios de laboratorio que los sistemas de salmueras de formiato poseen las siguientes características, en la perforación de pozos de petróleo:

1. Amplio rango de densidades de fluidos limpios desde 1.0-2.36 g/cc.
2. Estabilidad de la pérdida de filtrado de los viscosificantes y polímeros a 175°C (350°F).
3. Temperaturas de cristalización bajas.
4. Biodegradables y con un excelente perfil toxicológico.
5. Estabilidad hacia las lutitas.
6. Potencial de corrosión bajo.
7. Compatibles con la mayoría de los elastómeros.
8. En su uso normal inhiben el crecimiento de las bacterias.
9. Alta tolerancia a la contaminación de sólidos.
10. Compatible con los fluidos de la formación y con las secciones de sal.
11. Inhibe la formación de hidratos de gas.
12. Fácil de recuperar (reciclar).

Estos beneficios se predijeron principalmente en base a las características físicas de las salmueras de formiato: composición monovalente, bajas temperaturas de cristalización, altas temperaturas de transición de los polímeros cuando se mezclan con las salmueras, baja actividad con agua y efecto osmótico en las lutitas, etc. Faltaba que las compañías operadoras confirmaran las ventajas de comportamiento en el uso real.

Mientras que los fluidos de formiato han probado que son altamente efectivos como fluidos de perforación de pozos petroleros en el número limitado de aplicaciones en las cuales han sido usados, es necesario continuar su aplicación en una variedad de medios ambientales exigentes. La aplicación ideal de los formiatos sería su uso en áreas ambientalmente sensibles, perforación a alta temperatura, perforación de lutitas hidrofílicas y la perforación de pozos horizontales con tubería continua.

2. GENERALIDADES SOBRE PERFORACIÓN DE POZOS PETROLEROS

Las actividades de la industria petrolera mundial comienzan con la *exploración*, que es el conjunto de actividades de campo y gabinete (oficina) cuyo objetivo consiste en descubrir y localizar nuevos depósitos de hidrocarburos o nuevas extensiones de los existentes. Todas las compañías petroleras del mundo destinan una parte importante de sus recursos técnicos y económicos a esta actividad, con miras a incrementar sus reservas de hidrocarburos.

Las primeras exploraciones en busca del hidrocarburo carecían de bases científicas y se concretaban por lo general a encontrar manifestaciones superficiales del petróleo, llamadas "chapopoterás". Posteriormente, la técnica exploratoria consistió en la perforación de pozos de cateo, siguiendo las tendencias marcadas por los pozos productores, con el resultado de que muchos pozos eran localizados al azar.

En lo que corresponde a la industria en México⁽¹⁾, no fue sino entre 1910 y 1920 cuando se comenzaron a utilizar los servicios de los geólogos, quienes con mayores conocimientos de las relaciones entre las condiciones superficiales y las del subsuelo, podían determinar con mayores probabilidades de éxito los lugares en que debían perforarse los pozos, basados en la exploración geológica superficial.

Numerosos campos fueron descubiertos como fruto de este tipo de exploraciones, y pronto la experiencia demostró la existencia de yacimientos a mayores profundidades. En la actualidad se extrae petróleo de profundidades de casi 7 mil metros, desde luego a costos más elevados por la complejidad de las técnicas y equipo requerido de perforación.

En 1920 hicieron su aparición en la industria del petróleo, los métodos geofísicos de exploración, técnicas que pueden determinar las condiciones de las capas profundas del subsuelo mediante la medición de las propiedades físicas de las rocas, que se hace desde la superficie, o bien dentro de los pozos que se perforan. Estos métodos han demostrado ser sumamente valiosos para la búsqueda del hidrocarburo. Sus resultados, interpretados adecuadamente con criterios geológicos, han dado lugar al descubrimiento de casi 80 por ciento de las reservas de hidrocarburos actuales del mundo.

La exploración petrolera en nuestros días puede dividirse en varias etapas:

- a. Trabajos de reconocimiento.
 - b. Trabajos de detalle.
 - c. Estudios para la localización de pozos exploratorios.
 - d. Análisis de los resultados obtenidos para programar la perforación de nuevos pozos.
- ◆ Los trabajos de reconocimiento se encargan de estudiar las condiciones geológicas de un área para estimar las posibilidades de que contenga hidrocarburos en su subsuelo. Incluyen exploraciones fotogeológicas, de geología superficial y estudios físicos de gravimetría, magnetometría y sismología regional.
 - ◆ Los trabajos de detalle se realizan en áreas seleccionadas con las mayores posibilidades, tratando de definir los lugares donde las capas del subsuelo presenten características apropiadas para la acumulación de petróleo. El método más valioso para este tipo de trabajo es el sismológico.
 - ◆ La información obtenida en las exploraciones geológicas y geofísicas se analiza cuidadosamente para decidir los sitios donde deben perforarse los pozos exploratorios.

- ♦ Durante la perforación de estos pozos, geólogos y paleontólogos estudian las muestras de roca cortadas en el pozo, haciendo periódicamente mediciones geofísicas dentro del mismo. Los resultados de estos estudios definen las capas del subsuelo que contienen hidrocarburos y de las cuales puede extraerse petróleo.

No obstante lo minucioso de estos métodos modernos, no siempre conducen al hallazgo del yacimiento, a pesar de existir condiciones geológicas propicias para el producto. Por ello, la exploración se lleva a cabo en forma tenaz, examinando nuevas áreas y revisando constantemente la información obtenida. Esto permite la evaluación de las reservas potenciales de hidrocarburos.

Las actividades exploratorias se encauzan al objetivo básico de descubrir mayores reservas y evaluar las posibilidades petrolíferas de nuevas regiones.

En México, el desarrollo de los energéticos hizo necesario en los últimos dieciocho años la localización de nuevos yacimientos. Para tales fines, a las técnicas ya establecidas se incorporaron métodos más avanzados y novedosos como la geoquímica en trabajos de geología superficial y el sistema sísmográfico tridimensional en la plataforma marina de Campeche. Posteriormente, en 1980, en el Golfo de México y en el Pacífico se iniciaron estudios con la técnica "Sniffer" (técnica para muestreo de fondo) para determinar el flujo de hidrocarburos provenientes del fondo marino.

En un año, México exploró 160 mil kilómetros cuadrados con magnetometría aérea, que representó el doble de lo hecho en los 15 años anteriores.

Con base en los descubrimientos logrados por los trabajos de exploración, empiezan las actividades de explotación que desarrollan los campos petroleros, tomando en cuenta los siguientes factores, entre los más importantes:

1. Dimensión de la estructura.
2. Espesor del estrato productor.
3. Posibilidades de producción.
4. Número de localizaciones a perforarse.
5. Análisis económico de la cantidad de equipos de perforación necesarios.
6. Construcción de caminos de acceso.
7. Condiciones de habitabilidad.
8. Aprovisionamiento de agua y combustibles.

Una vez que se ha localizado un pozo se construye el camino de acceso, se transportan los materiales, el equipo y se inicia la *perforación*. El sistema utilizado para este trabajo es el de perforación rotatoria (que se describe más adelante) ya que otros han sido desechados por anticuados. En México, cada pozo es atendido por cuatro cuadrillas de trabajadores. Cada cuadrilla se compone de un perforador y un ayudante, un ayudante de perforación rotatoria (chango), tres ayudantes de perforación (piso), un operario de combustión interna, un encargado de pozo, además de un mecánico y un soldador con ayudantes.

Se elabora un programa de perforación en el que se indica la profundidad del pozo y las tuberías de revestimiento que han de cementarse, que generalmente son tres. Para alojar estas tuberías se hacen perforaciones con barrenas de diferente espesor; 432, 311 y 219 milímetros, conforme a la profundidad. De ser necesario, durante la perforación se toman muestras de las rocas que constituyen la formación.

Cuando se ha cementado la última tubería y se ha probado con presión, el pozo se pone en explotación, usualmente mediante la técnica de terminación permanente, que consiste en llenar el pozo con agua, introducir la tubería de producción, instalar el árbol de válvulas, poner y disparar las cargas explosivas frente a la roca que contiene el petróleo. Después se abre el pozo para que fluya por sí mismo, o se le sondea si es necesario.

Finalmente, el pozo ya en *producción*, se conecta a la tubería de descarga para conducir el hidrocarburo a la tubería de separación que segrega el aceite del gas, los cuales continúan su curso por ductos diferentes.

2.1 ANTECEDENTES HISTORICOS

Robert Beart (Inglaterra, 1844) emitió las primeras patentes sobre métodos de perforación rotatoria para agujeros perforados en tierra. Unos 2500 años previos a esta época, se habían perforado pozos en China y después en Persia, Egipto y Europa por el método de perforación por percusión. El método de perforación por percusión consistió en una barrena de metal pesada que se suspendía del nivel de tierra al fondo del agujero por una soga. El taladro era levantado repetidamente y se dejaba caer para aplastar las piedras en el fondo del agujero. Periódicamente esta barrena era apartada del agujero y un arco se bajaba para remover los recortes de piedra y agua.

Básicamente, el método de perforación rotatoria comprendía una barrena giratoria para perforar el fondo del agujero o bien para cortar la formación por una acción de raspado o dragado. La rotación de la barrena para perforar era proporcionada por una tubería de perforación conectada a la maquinaria de perforación del pozo en la superficie. El método de perforación rotatoria normalmente requiere la circulación continua de agua a través de la tubería de perforación para enfriar la barrena y remover recortes de la formación del fondo del agujero a la superficie a través del espacio anular entre la tubería de perforación y la pared del agujero. El sistema de circulación descrito en la patente de Beart involucró el uso de agua la cual fue inyectada por el espacio anular. El agua y recortes retornaban a la superficie a través de la tubería de perforación. Este método actualmente se conoce como "circulación inversa."

El uso de agua para remover recortes continuamente del fondo del agujero fue reportada por Fauvelle, un ingeniero francés (1845). Fauvelle bombeó agua por el tubo de perforación conectado a una barrena de tipo de percusión.

En 1860, Leschot, otro ingeniero francés, emitió una patente para el uso de barrenas de diamante para la perforación de pozos en una zona de formación de gran dureza para un proyecto de construcción de un túnel en los Alpes Suizos. Una operación de perforación por percusión que tiene fracturadores o diamantes rompedores tiene que tener una buena circulación de fluido de perforación para disipar el calor generado por la acción de raspado de los diamantes en la formación dura. El método de Leschot carece de detalles sobre el método de circulación. Por otro lado, Cattin (1860) patentó una barrena cortadora giratoria.

Sweeney de Estados Unidos de Norte América (1866) emitió una patente sobre un pequeño malacate manual, en la perforación rotatoria que fue usada para perforar agujeros en canteras de piedra. Esta patente menciona el posible uso de aire como un fluido circulante para remover los recortes del agujero. La patente de Sweeney describe una barrena para perforar rocas con la acción de cortadores rodantes que cortan la formación con una acción cortar-triturar en lugar de una acción de raspado semejante al requerido para barrenas de diamante o barrenas de cuchillas.

Chapman en Estados Unidos de Norte América (1887) patentó el uso de arcilla, salvado, granos, cemento y materiales similares para ser usados como aditivos de los fluidos de perforación para sellar las paredes de un pozo perforado. La importancia de los fluidos de perforación en el proceso de perforación rotatoria está reconocida.

Para el año de 1890, había una gran variedad de contratistas en perforación rotatoria que perforaban pozos de agua en Texas y el área media continental de los Estados Unidos de Norte América. En 1893, se descubrió petróleo durante la perforación rotatoria de un pozo de agua cerca de Corsicana, Texas. En los próximos diez años se perforaron más de 1000 pozos cerca de Corsicana por el proceso rotatorio. Una empresa industrial de equipo de perforación rotatoria se abrió en Corsicana y muchas de las herramientas de perforación más anticuadas fueron mejoradas.

En 1901, la realización del pozo de petróleo de Lucas en Spindletop cerca de Gladys, Texas, recibió el reconocimiento mundial cuando fluyeron 75000-80000 barriles de petróleo por día. El pozo fue perforado por el método de perforación rotatoria y el fluido de perforación que fue circulado consistió en agua, cortes finos de tierra del agujero y arcillas viscosificantes.

El Capitán Anthony F. Lucas, un ingeniero austriaco, había perforado un pozo anteriormente a Spindletop con herramientas de cable (o percusión) y fue abandonado el pozo debido a la formación de cavernas. El capitán empleó a los hermanos Hamill, quienes compraron un equipo de perforación rotatoria en Corsicana para perforar el segundo pozo. La experiencia previa de estos hombres con el proceso de perforación rotatoria y el entendimiento en el uso de lodos de circulación para la perforación de formaciones suaves expuestas a cavernas o derrumbes fue la clave del éxito en la terminación del pozo de Lucas.

Para el año de 1906, se usó un dispositivo que permitía mezclar arcilla en la superficie o "gumbo" a través del fluido de perforación para hacerlo "espeso" y "fuerte."

Los objetivos y muchos de los métodos de perforar un pozo en el mar son iguales a los de la perforación en tierra. Pero la operación resulta mucho más compleja y costosa, y se necesita mucho más personal.

Una de las primeras patentes para una torre de perforación en el mar se otorgó a T. F. Rowland en 1869^[3]. Aun cuando era para trabajar en aguas someras, su torre anclada de cuatro patas fue la precursora de las actuales plataformas marinas.

La primera operación costafuera en Estados Unidos de Norte América comenzó en 1886 cuando se descubrió un campo petrolífero en las costas de Santa Bárbara, California. El primer pozo se perforó desde la playa, pero ya para 1890 se estaban perforando pozos en el Pacífico, en muelles tendidos desde la orilla, algunos de ellos a más de 300 metros de la playa. Se perforaron más de 200 pozos pero la producción fue escasa y las torres colocadas corrían peligro de dañarse en caso de tempestades.

Más tarde se perforaron en el Golfo de México algunos pozos cerca de la orilla frente a Texas y Louisiana. En 1920 volvieron a perforarse pozos desde muelles tendidos desde la playa frente a California. En 1932 se perforó el que se considera el primer pozo desde una plataforma en Rincón, California. Al mismo tiempo se perforaban pozos costafuera por medios direccionales o de perforación desviada desde la orilla en Wilmington y Huntington Beach. A fines de esa década ya se perforaban pozos en el Golfo, frente a Louisiana.

Después de la Segunda Guerra Mundial se comprendió que el mar podría proveer nuevos y fértiles campos petrolíferos y desde entonces se han perforado millares de pozos a pesar de los problemas especiales que esta nueva aventura petrolera representaba. Los métodos y operaciones en tierra se fueron adaptando en lo posible y se desarrollaron nuevas técnicas marítimas en exploración, perforación, producción y transporte.

PERIODOS DE LA PERFORACIÓN ROTATORIA

El desarrollo de la perforación rotatoria puede ser dividido en cuatro periodos como sigue:

- 1888-1928, periodo de inicio.
- 1928-1948, periodo de desarrollo.
- 1948-1968, periodo científico, y
- 1968 a la fecha, periodo de automatización.

a.- Periodo de inicio: 1888-1928.

La primera barrena giratoria cortadora de roca con dos cortadores fue introducida por Sharp y Hughes^[2] en 1908. Ésta fue una gran mejora por encima de las barrenas de "cola de pescado" usadas anteriormente por la perforación rotatoria para formaciones más duras. Este desarrollo de la barrena y el uso de lodos de perforación para perforar todo tipo de formaciones por el método de perforación rotatoria, llegó a ser el más popular y más utilizado.

Los métodos de perforación rotatorios y herramientas, han mejorado gradualmente después de la perforación en Spindletop. Se introdujeron las primeras bombas de lodos desarrolladas exclusivamente para la circulación de los fluidos de perforación rotatoria alrededor de 1910. Ellos eran impulsados por vapor y

bombeados a no más de 250 gal/min a 500 psi de presión de descarga. Bombas impulsadas por vapor conveniente para 1000 psi de presión de descarga eran fabricados en 1916. Para 1928, bombas de 18 pg y 20 plg de longitud para 1500 psi de presión de descarga estaban disponibles.

El lodo de perforación, que era una necesidad prioritaria para el proceso de perforación rotatoria, no recibió mucha atención por parte de la ingeniería hasta la década de los 20's. En los principios de 20's era conocido que el óxido férrico y sulfato de bario (barita) podrían ser usados como aditivos de los fluidos de perforación para aumentar la densidad o peso sobre la densidad que podría ser obtenida mezclando agua y arcilla exclusivamente. Así, los fluidos de perforación fueron desarrollados, observándose que tenían la habilidad de prevenir la invasión o entrada de fluidos de formación de presión alta en el pozo perforado. El uso de barita llegó a ser el método aceptado para el control de la densidad de los lodos de perforación.

b.- Periodo de Desarrollo: 1928-1948.

Para 1930, el análisis de los lodos para comprobar los valores de la viscosidad y la densidad en pozos profundos llegó a ser una práctica común en California. La misma prueba de lodos en agujeros profundos fueron usados en Texas y la costa del Golfo de Louisiana durante 1935. La prueba de filtrado o la pérdida de agua en fluidos de perforación se comenzó aproximadamente al mismo tiempo.

A principios de los 30's, las barrenas con boquillas para la circulación de fluidos de perforación u orificios cerca de la cuchilla cortante llegó a ser popular cuando fue concebido que una corriente de alta presión del fluido de perforación que chocara con el fondo del agujero tendría algunas veces más del doble de la velocidad de penetración. En 1933, se introdujeron tres barrenas cortadoras de roca a la industria de la perforación rotatoria.

En 1935, Harth introdujo el uso de bentonita para suspender recortes y esto marcó el comienzo de la industria de los lodos de perforación.

Tres barrenas cortadoras de roca equipadas con conductos internos perfilados para dirigir la circulación del fluido de perforación al fondo del agujero a través de boquillas hidráulicas con salida a chorro fueron probadas primero a principios de los 40's y se presentaron en la industria a finales de los 40's y principios de los 50's.

Este desarrollo favoreció el incremento de la velocidad de penetración y comenzó la atención a la ingeniería para el sistema de circulación y el sistema hidráulico de las barrenas con salida a chorro. Los contratistas en perforación encontraron que las cavidades podían ser más rápidamente perforadas con bombas de alto poder y alta presión, para conseguir potencia hidráulica en la barrena.

En vista de que las tuberías sucesivas de revestimiento reducen el diámetro del pozo con un incremento de la profundidad, el tamaño de la barrena que puede bajarse a través del revestimiento más pequeño es limitado.

Una herramienta especial la cual es llamada "escariador" fue desarrollada para su uso cuando se desea un agujero de diámetro mayor debajo del revestimiento más pequeño; por ejemplo, para proporcionar más espacio para la cementación. El escariador tiene extremidades expandibles con cortadores afianzados a ellos. En la activación, las extremidades del escariador afuera de la sección de formación sobre la barrena, resulta en agrandamiento substancial del diámetro del pozo.

c.- Periodo Científico: 1948-1968.

Uno de los desarrollos más significativos en la perforación rotatoria y en la industria de la perforación ha sido el incremento en la profundidad de perforación. El registro de la profundidad de un pozo en los Estados Unidos de Norte América aumentó de 17,832 pies en 1947 a más de 31,000 pies en 1974.

Gray y Young (1973) analizaron 25 años de avance tecnológico de perforación, determinando que aún cuando los fundamentos básicos de perforación rotatoria no habían cambiado en ese tiempo, muchas mejoras básicas en el proceso y equipo habían sido introducidas. La vida de la barrena y la velocidad de rotación se había incrementado 2000% (veinte veces) a través de la introducción de mejoras en el diseño de las barrenas con salida a chorro, inserción de barrenas de tungsteno-carburo, barrenas selladoras-transportadoras, y las barrenas de transportación periódica. Estudios fundamentales de rotura de la roca, transporte de recortes y fluidos de perforación, técnicas de predicción de presión anormales en la formación, combinadas con el perfeccionamiento del diseño de equipo se han usado, para mejorar la efectividad y economía de la perforación rotatoria.

d.- Periodo de Automatización (Desde 1968).

El gran progreso se ha tenido con el desarrollo de equipos de perforación rotatorios y fluidos de perforación desde que los equipos con capacidad de 2000 pies de profundidad y "aguas lodosas" fueron usadas por Lucas y los hermanos de Hamill en Spindletop en 1901. Se han hecho propuestas y se han diseñado equipos para perforar profundidades de alrededor de 50,000 pies por arriba de 9000 caballos de fuerza de energía.

La manufactura de los materiales necesarios para la formulación de los fluidos de perforación para la perforación de pozos es manejado por una industria muy grande hoy en día. Compañías productoras de lodos mantienen grandes cantidades de bentonita, barita, polímeros, químicos, además de muchos otros aditivos almacenados cerca de las áreas principales de perforación de pozos petroleros del mundo.

A finales de los 60's, muchos ingenieros de perforación creyeron que el uso de unidades de cómputo para el control de perforaciones sería más difundido de lo que es realmente en la actualidad. Las razones para este retraso de desarrollo son complejas, pero contribuyen factores que probablemente incluyen gran incremento en las actividades de perforación, escases de ingenieros de perforación experimentados, y cambios en las prácticas de perforación.

La exitosa introducción y el uso extendido de barrenas de tungsteno-carburo en los comienzos de los 70's resultó en muchos cambios de peso sobre la barrena y de determinación práctica de las velocidades de rotación. Estas prácticas operacionales no fueron compatibles con la barrena optimizada en peso y velocidad de rotación recomendadas por algunos de los precursores de las técnicas de predicción de perforación.

Algunas de las primeras técnicas de predicción fueron desarrolladas para barrenas con dientes para moler formaciones de dureza media y alta. Éste tipo de barrenas han sido reemplazadas virtualmente en todas las áreas de perforación por barrenas de insertos de tungsteno-carburo. Las primeras técnicas de predicción requerían soluciones por computadora y estaban sujetas a muchas condiciones limitantes a menudo ignorando los efectos por condiciones hidráulicas y propiedades del lodo.

El desempeño excelente de la perforación puede ser obtenido actualmente con barrenas de insertos. Los métodos contemporáneos para determinar los parámetros y variables que afectan la velocidad de penetración deben incluir el uso de las últimas técnicas de predicción y programas que resulten en un costo mínimo de perforación.

Las técnicas de predicción para la perforación deberán ser modificadas y actualizarse los nuevos métodos de cálculo desarrollados, así como los nuevos productos utilizados y la nueva tecnología introducida.

2.2 EQUIPO PARA LA PERFORACIÓN ROTATORIA.

Se puede considerar a una instalación de perforación como una fábrica o una planta manufacturera. Está diseñada para fabricar solamente un producto —*el pozo petrolero*. Difiere de otras instalaciones manufactureras en que el equipo de perforación es móvil; o sea, debe ser trasladado continuamente. Sin embargo, este requisito de portabilidad no impone demasiadas limitaciones sobre la capacidad de una instalación para perforar. Estas mismas instalaciones pueden ser trasladadas varias millas o kilómetros a un área nueva de perforación, ser ensambladas nuevamente y seguir perforando un agujero nuevo. Lo único que se debe tener en cuenta cuando se está diseñando una instalación, es que ninguno de los componentes debe ser tan grande o pesado que no pueda ser transportado por un camión.

En la figura 2.1 se muestra una instalación para perforar y sus componentes⁴¹, en la tabla 2.1 se muestran los nombres de cada uno de los componentes de dicha instalación.

A) TORRE O MÁSTIL.

Una consideración importante que hay que tomar en cuenta cuando se está comenzando una operación de perforación es la torre o mástil que se va a utilizar. Una torre o mástil es una estructura de acero que soporta muchos metros de tubería de perforación que a menudo pesa más de 100 toneladas.

Una torre estándar es una estructura con cuatro patas de apoyo que descansan sobre una base cuadrada y se ensambla pieza a pieza, cada vez que se perfora un pozo. En contraste, el mástil es ensamblado una sola vez, cuando es fabricado. Luego de ser fabricado, el mástil se mantiene como una sola pieza y se eleva y se baja como una sola unidad cada vez que se perfora un pozo. Cuando un mástil se eleva, parece la cuchilla de una navaja sevillana que se está abriendo y cerrando. Este mástil se conoce como un mástil doblegable. La torre estándar, con la excepción de algunas instalaciones en tierra y muchas instalaciones marinas rara vez se encuentra hoy día y casi ha sido sustituida por el mástil.

El mástil o torre se erige sobre una infraestructura que sirve para dos propósitos principales: 1.-soportar el piso de la instalación, y así proporcionar espacio para equipo y empleados y 2.-proveer espacio debajo del piso para enormes válvulas especiales llamadas preventores de reventones.

La infraestructura no solo soporta el peso de la mesa rotatoria, sino el peso completo de la barra maestra, cuando la barra está suspendida en el agujero por las cuñas. También soporta una sarta de tubería de revestimiento, cuando la tubería se está instalando en el agujero utilizando cuñas que van asentadas dentro de la mesa rotatoria o cuando se está almacenando a la tubería temporalmente en la infraestructura. El piso de la instalación también sostiene el malacate, los controles del perforador y otros equipos relacionados con la perforación rotatoria.

Las torres y mástiles se clasifican de acuerdo a su capacidad para soportar cargas verticales y la velocidad del viento que puedan soportar de lado. Las capacidades de carga de las instalaciones modernas pueden variar desde 250,000 hasta 1,500,000 libras. Una torre o mástil típico puede soportar vientos de aproximadamente 100 a 130 millas por hora (160 a 210 km/hora) con el peine lleno de tubería y sin la necesidad de tener cables conectados a anclas en el suelo para refuerzo.

Otra consideración que hay que tomar en cuenta en el diseño de la instalación es la altura. La torre o mástil y su infraestructura debe soportar el peso de la barra maestra en todo momento, mientras la sarta está suspendida del bloque de corona y cuando está descansando en la mesa rotatoria. La altura de la torre o mástil no influye en la capacidad de carga del mismo, pero sí influye en la altura de las secciones de tubo que se pueden sacar del agujero sin tener que desconectarlas. Esto se debe a que el bloque de corona debe estar a suficiente altura de la sección para permitir sacar la sarta del agujero y almacenarla

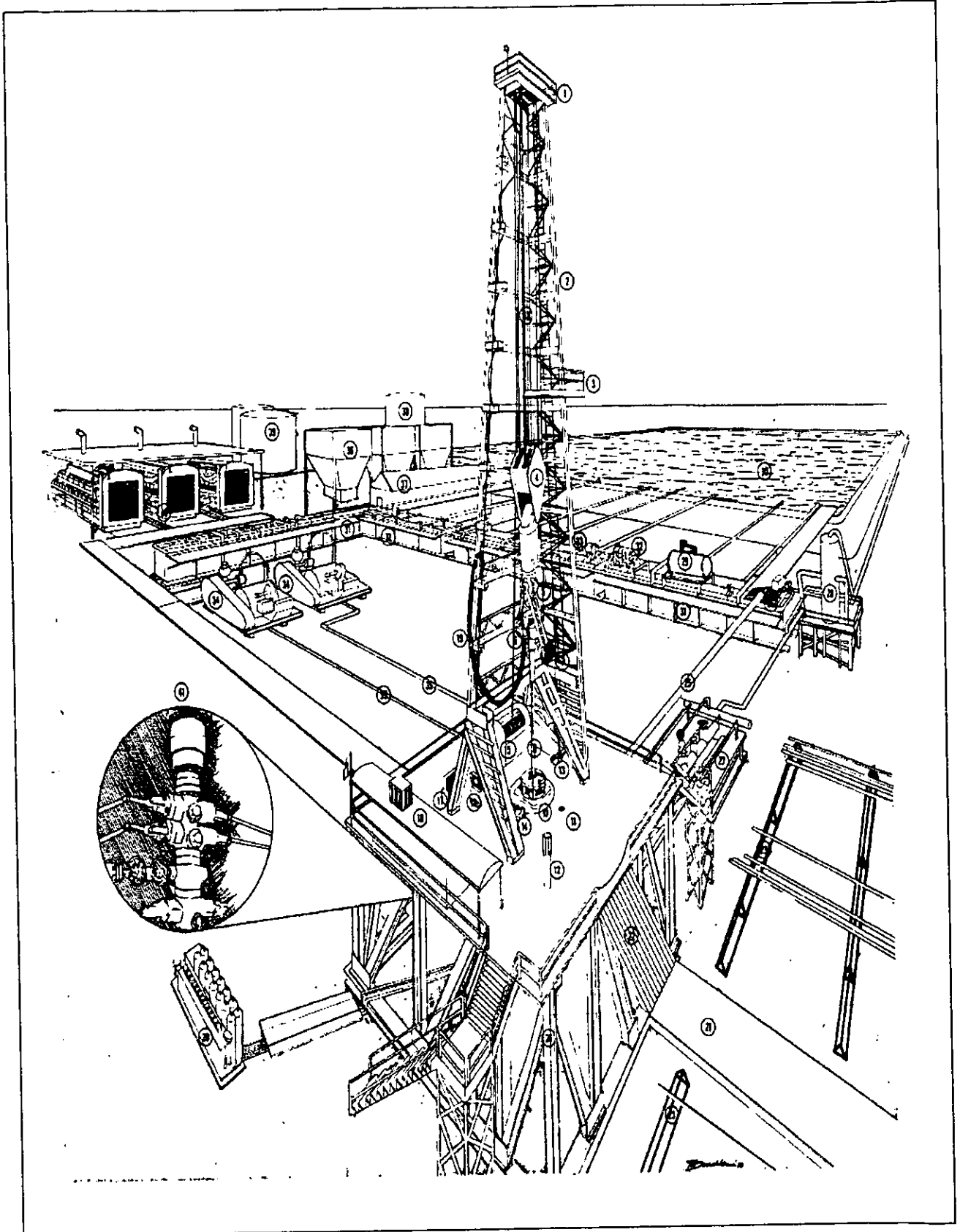


Figura 2.1. Instalación para perforar y sus componentes.

1. Bloque de corona y cornisa.	15. Malacate.	29. Degasificador.
2. Mástil.	16. Indicador de peso.	30. Foso o tanque de reserva o tanque de residuos.
3. Plataforma del torrero, encuelladero o piso de enganche.	17. Consola del perforador.	31. Tanque de lodo.
4. Bloque de aparejo o bloque viajero.	18. Galpón del perforador o caseta.	32. Desarcillador.
5. Gancho.	19. Manguera de lodo o manguera de circulación.	33. Desarenador.
6. Unión giratoria	20. Unidad del acumulador.	34. Bombas del lodo.
7. Elevadores.	21. Pasillo.	35. Línea de lodo o tubería conductora de lodo.
8. Cuadrante.	22. Rampa para tubería.	36. Depósitos para materiales de lodo.
9. Buje del cuadrante.	23. Rastrillera para tubería.	37. Depósito para componentes secos del lodo.
10. Buje maestro.	24. Infraestructura o subestructura.	38. Tanque de agua.
11. Hueco para depositar el tubo o hueco de ratón.	25. Línea de descarga.	39. Tanque de combustible.
12. Ratonera o hueco de rata.	26. Zaranda vibratoria, zaranda separadora, tamiz vibratorio o tamiz separador.	40. Motores y generadores.
13. Llaves de contrafuerza.	27. Controles del estrangulador	41. Preventores de reventones.
14. Tenazas o llave de cadena.	28. Separador de lodo y gas.	42. Cables de perforación.

Tabla 2.1.- Composición de una instalación para perforar.

temporalmente en el peine, cuando se le saca para cambiar la barrena o para alguna otra operación de perforación.

Cuando la sarta de perforación se saca del agujero, se hace en secciones que usualmente consisten de tres juntas de tubo. Estas secciones se llaman *juegos de tres* o *lingadas*. Cada *junta* mide aproximadamente 30 pies (9 m) y un juego de tres mide aproximadamente 90 pies (27 m) y se puede acomodar en una instalación que mide 136 pies (42 m).

B) EQUIPO ROTATORIO.

El equipo rotatorio, de arriba hacia abajo, consiste de la unión giratoria, el cuadrante, la mesa rotatoria, la barra maestra y la barrena. La *barra maestra*, o barra de carga, es el ensamble de equipo entre la unión giratoria y la barrena, incluyendo el cuadrante, la tubería de perforación y el portabarrenas. El término *sarta de perforación* se refiere sencillamente a la tubería de perforación y el portabarrenas; sin embargo, en el campo petrolero *sarta de perforación* a menudo se utiliza refiriéndose a todo el ensamble.

Unión Giratoria

Una *unión giratoria* o cabeza de inyección es un aparato mecánico realmente extraordinario. Va conectada al bloque de aparejo por una enorme asa. La unión giratoria tiene tres funciones básicas: 1.-soportar el peso de la barra maestra, 2.-permitir que la barra maestra gire y, 3.-proveer un sello hermético y un pasadizo para que el lodo de perforación pueda ser bombeado por la parte interior de la barra maestra. El fluido de perforación está bajo alta presión, a veces más de 3,000 psi ó lb/plg². El fluido entra por el *cuello de ganso* o conexión en S, un tubo curvado que conecta la unión giratoria a una manguera que transporta el fluido de perforación desde la bomba de lodos. Entonces el fluido pasa a través del *tubo lavador*, un tubo vertical en el centro del cuerpo de la unión giratoria y hasta el cuadrante y la sarta de perforación.

Cuadrante y Mesa Rotatoria

El *cuadrante* es una pieza de tubo cuadrada o hexagonal que mide aproximadamente 40 pies (12 m) y que forma el extremo superior de la barra maestra. El cuadrante también sirve como un pasadizo para el fluido de perforación que baja hacia el agujero y además transmite la rotación a la sarta de perforación y a la barrena.

La *válvula de seguridad* o válvula de tapón del cuadrante es una válvula especial que aparece como un bulto en la parte superior del cuadrante. La válvula de tapón se puede cerrar para aislar la presión que sale por la sarta de perforación. La mayoría de las válvulas de tapón requieren una llave especial para cerrarla. Por lo tanto, el perforador debe asegurarse que la llave para la válvula de tapón del cuadrante siempre se guarde en el mismo sitio y que todos los miembros de la cuadrilla sepan donde la pueden encontrar.

Otra válvula de seguridad generalmente se conecta entre el extremo inferior del cuadrante y el extremo superior de la tubería de perforación. Cuando el cuadrante está elevado en la instalación, como cuando se esta haciendo una conexión, la válvula de tapón es difícil de cerrar. Si ocurre una emergencia, la válvula de seguridad adicional proporciona un medio accesible para cerrar la sarta.

El extremo superior del cuadrante va conectado a la unión giratoria y su extremo inferior va conectado a la tubería de perforación. La tubería de perforación va roscada a un aparato llamado la *unión sustituta del cuadrante* o la *unión sustituta*. Esta unión sustituta es un acople corto que va enroscado a la parte inferior del cuadrante. Las roscas inferiores de la unión sustitutas son enroscadas temporalmente con cada junta de tubería de perforación que va añadiéndose a la sarta. La unión sustituta evita desgaste en las roscas del cuadrante y cuando se desgastan las roscas de la unión, ésta es reemplazada.

El cuadrante va sentado dentro de una apertura cuadrada o hexagonal (dependiendo del cuadrante). El buje de transmisión o *buje del cuadrante* va sentado dentro de una parte de la mesa rotatoria llamada el *buje maestro* o buje de rotación. A medida que el buje maestro gira, el cuadrante gira y a medida que el cuadrante gira, la sarta de perforación y la barrena giran.

La *mesa rotatoria* es lo que le da el nombre a la perforación rotatoria. Recibe energía de la central de distribución o de su propio motor eléctrico. La mesa rotatoria también acomoda a las *cuñas* -un aparato que disminuye gradualmente en diámetro y que esta forrado de elementos de agarre parecidos a dientes. Estos aguantan a la tubería suspendida dentro del agujero de perforación cuando se desconecta el cuadrante.

Sarta de Perforación

La *sarta de perforación* está compuesta de tubería de perforación y una tubería especial de paredes gruesas llamada el *portabarrenas*. Cada junta de tubería de perforación mide aproximadamente 30 pies (9 m). Cada extremo de la junta tiene roscas. El extremo con las roscas interiores se conoce como la *caja* y el extremo con las roscas exteriores se conoce como *piñon*. Cuando se conecta la tubería, el *piñon* se centra dentro de la caja y la conexión se ajusta. Los extremos enroscados de la tubería se conocen como las *uniones de tubería vástago* o uniones de maniobra y realmente son piezas separadas que el fabricante solda a la parte exterior de la junta de tubo. Luego, el fabricante corta roscas en estas piezas a medidas especificadas por la industria.

Dos *tenazas* pesadas son empleadas para hacer las conexiones cuando la tubería esta entrando al agujero de perforación y para desenroscar la tubería cuando ésta está saliendo del agujero. Estas dos tenazas son suspendidas de la torre o el mástil de modo que pueden ser manejadas en el piso de la torre o el mástil, más o menos a la altura de la cintura de un hombre. Las tenazas llevan un contrapeso en el extremo de un cable de suspensión, que permite que un empleado en el piso las suba o baje según sea necesario.

Las tenazas tienen varios juegos de mandíbulas para acomodar a los diversos tamaños de tubería de perforación; los diferentes tamaños de tubería también requieren cuñas de diferentes tamaños. Tanto las tenazas como las cuñas tienen elementos de agarre que sujetan la superficie exterior de la tubería. Los dientes de las cuñas y las tenazas se embotan con el uso pero ambos pueden ser afilados o reemplazados.

Las mandíbulas de las tenazas se utilizan para agarrar a la unión de tubería vástago y luego apretarla cuando se jala el extremo del mango de las tenazas. Las primeras tenazas (las *tenazas de desenrosque*) van conectadas al carrete de desenrosque del malacate. Las *tenazas de contra fuerza* son operadas con una cadena o cable del carrete situado cerca del perforador. Ambas tenazas son equipadas con líneas de seguridad hechas de cable de acero fuerte para evitar que éstas ocasionen heridas a los trabajadores mientras están en uso.

Los *portabarrenas*, como la tubería de perforación, son tubos de acero a través de los cuales se puede bombear lodo. Los portabarrenas son más pesados que la tubería de perforación y se utilizan en el extremo inferior de la sarta para poner peso sobre la barrena. Este peso sobre la barrena es lo que le permite a la barrena perforar. Los portabarrenas miden aproximadamente 30 pies (9 m) de largo, y, a diferencia de la tubería de perforación que tiene uniones de tubería vástago soldadas, las roscas son cortadas directamente en los portabarrenas.

Barrenas

Dos tipos principales de barrenas han sido desarrollados a través de los años para lograr una perforación más efectiva. Las *barrenas de rodillos* que tienen dispositivos coniformes de acero llamados *conos* que ruedan libremente a medida que la barrena gira. La mayoría de las barrenas tienen tres conos, aunque algunas tienen dos y otras cuatro. Los fabricantes de barrenas pueden cortar dientes de los mismos conos (figura 2.2, A) o insertar botones de carburo de tungsteno, un material muy duro, dentro de los conos (figura 2.2, B). Estos dientes cortan la formación a medida que la barrena gira. Toda barrena tiene boquillas que han sido taladradas en ella para permitir que el fluido de perforación pueda circular. Muchas barrenas tienen boquillas que dirigen un chorro a alta velocidad hacia los lados y fondo de cada cono para que los recortes puedan ser barridos hacia afuera a medida que la barrena perfora.

En el caso de las *barrenas de diamantes*, estas no tienen conos ni dientes (figura 2.2, C). En vez de éstos, varios diamantes se incrustan en el fondo y a los lados de la barrena (los diamantes son extremadamente resistentes). Las barrenas de diamante son especialmente efectivas para perforar formaciones duras; sin embargo, también pueden ser utilizadas efectivamente en formaciones blandas.

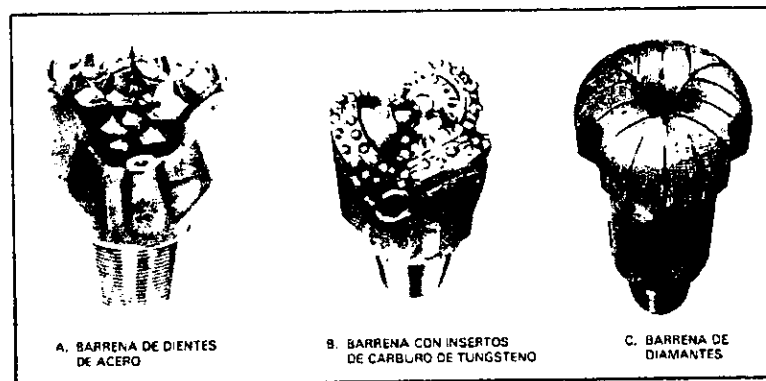


Figura 2.2. Tres tipos de barrenas para perforación rotatoria

C) SISTEMA DE ENERGÍA

Fuente Primaria

Actualmente, todas las instalaciones de perforación utilizan motores de combustión interna como fuentes primarias de energía. La mayoría de estos motores operan con diesel, aunque pueden utilizarse también

motores que queman gas natural o gas licuado de petróleo. La potencia de los motores de una instalación puede variar de 500 a más de 5,000 caballos de fuerza.

Transmisión de Energía

Dos métodos comunes utilizados para transmitir la potencia desde la fuente primaria hasta los componentes de la instalación de perforación son el *mecánico* y el *eléctrico*. Hasta hace poco, casi todas las instalaciones eran mecánicas; o sea, la potencia de los motores era transmitida a los componentes por medios mecánicos. Actualmente, las instalaciones "diesel-eléctricas" están rápidamente reemplazando a las mecánicas.

En una instalación de transmisión mecánica, la energía es transmitida desde los motores hasta el malacate, bombas y demás maquinaria a través de un ensamble conocido como la *central de distribución*. La central de distribución está compuesta por embragues, uniones, ruedas de cabilla, correas, poleas y ejes, todos los cuales funcionan para lograr la transmisión de energía.

Las instalaciones "diesel-eléctricas" utilizan motores diesel (en instalaciones en tierra casi siempre están localizados a alguna distancia del piso de la instalación de perforación). Estos motores diesel suministran la energía a grandes generadores de electricidad. Estos generadores a su vez producen electricidad que se transmite por cables hasta un dispositivo de distribución. De aquí, la electricidad viaja a través de cables adicionales hasta los motores eléctricos que van conectados directamente al equipo -el malacate, las bombas de lodo y la mesa rotatoria.

El sistema "diesel-eléctrico" tiene un número de ventajas sobre el sistema mecánico. Una de las ventajas principales es la eliminación de la transmisión pesada y complicada de la central de distribución y la transmisión de cadenas, así eliminando la necesidad de alinear la central de distribución con los motores y el malacate. Otra ventaja es que los motores se pueden colocar lejos del piso de la instalación, así reduciendo el ruido de los motores.

Los arreglos de las instalaciones no tienen un patrón fijo. La central de distribución, las bombas y el equipo rotatorio pueden estar colocados de diferentes maneras dependiendo de las preferencias del contratista de perforación. Cada contratista tiene diferentes ideas sobre la mejor manera de distribuir el equipo en la instalación y cada uno lo arregla de acuerdo a sus necesidades.

D) SISTEMA DE ELEVACIÓN

Malacate

El *malacate* es una pieza de equipo grande y pesada que consiste de un tambor que gira sobre un eje alrededor del cual un cable de acero (llamado cable de perforación) va enrollado. También tiene un eje que atraviesa el malacate y que tiene un carrete y un tambor que giran en cada extremo de este eje. Varios ejes, embragues y transmisiones de cadena y cambio facilitan los cambios de dirección y velocidad.

El malacate utiliza el mecanismo que se conoce comúnmente en otras industrias como cabrestante, cabría o gūinche. Los propósitos principales del malacate son dos, extraer e introducir la tubería al agujero de perforación. Un cable de acero es enrollado en el carrete del malacate y cuando se pone a funcionar el malacate, el carrete gira. Dependiendo en qué dirección gira el carrete, el bloque de aparejo o bloque viajero sube o baja a medida que el carrete enrosca o desenrosca el cable. Como la sarta de perforación está conectada al bloque de aparejo, ésta sube o baja cuando el bloque suba o baje.

Una de las características sobresalientes del malacate es el sistema de frenos que hace posible que un perforador controle fácilmente cargas de miles de libras o kilos de tubería de perforación o de revestimiento. La mayoría de las instalaciones tienen por lo menos dos sistemas de frenos. Un freno mecánico que puede

parar la carga inmediatamente y otro freno, generalmente hidráulico o eléctrico, que controla la velocidad de descenso de una carga en el bloque de aparejo, pero no para el descenso completamente.

Una parte integral del malacate es una transmisión que provee un sistema de cambios de velocidad. Este sistema de transmisión le da al perforador una gran variedad de velocidades que puede utilizar para levantar la tubería. Por lo tanto, el carrete del malacate puede tener un mínimo de cuatro y hasta ocho velocidades.

Otra característica del malacate es el eje con sus dos carretes especiales. El *carrete de enroscar* está localizado en el lado del malacate que le queda más cerca al perforador y se usa para azocar y apretar las piezas de tubo. El otro carrete que está localizado al otro extremo del malacate se usa para desconectar los tubos cuando se sacan del agujero. Un malacate neumático se utiliza en muchas de las instalaciones cuando se van a levantar cargas livianas. Los carretes son esenciales para las operaciones de perforación rotatoria, pero pueden ser muy peligrosos si no se utilizan con cuidado. La ropa y partes del cuerpo se pueden enredar en los carretes si no se tiene cuidado.

Bloques y Cable de Perforación

El bloque de aparejo, el bloque de corona y el cable de perforación constituyen un conjunto cuya función es soportar la carga que está en la torre o mástil mientras se introduce o extrae del agujero. Durante operaciones de perforación, esta carga consiste del gancho, la unión giratoria, el cuadrante, la tubería de perforación, el portabarrenas y una barrena conectada al extremo inferior de los portabarrenas. Durante operaciones de cementación, una sarta de tubería especial llamada tubería de revestimiento (muchas veces una carga más pesada que toda la barra maestra) tiene que ser introducida dentro del agujero y cementarla.

Como sucede con casi todas las partes de la instalación de perforación rotatoria, los bloques y el cable de perforación deben ser sumamente fuertes para poder soportar pesos tan enormes. También debe eliminarse la fricción en los bloques hasta donde sea posible mientras que se mantiene la fuerza deseada. Es por esto que utilizar buenos cojinetes y buena lubricación son tan importantes.

El *cable de perforación* generalmente está construido de cable de acero de 1 1/8 a 1 1/2 pulgadas (2.86 a 3.81 cm) de diámetro. El cable de acero es un artículo que se desgasta y se tiene que reponer, por lo que puede ser un gasto apreciable en cualquier instalación de perforación.

Aunque el cable de acero tiene un aspecto muy parecido al cable común, este ha sido especialmente diseñado para las cargas pesadas encontradas en las instalaciones de perforación. Para lograr la mayor economía con el uso del cable de acero en una instalación de perforación, debe ser seleccionado de acuerdo con el peso que tendrá que soportar y el diseño de las roldanas del bloque de corona y el bloque de aparejo a través de las cuales el cable tendrá que pasar. El cable debe ser inspeccionado con frecuencia para asegurar que esté en buenas condiciones. El cable de perforación debe ser movido periódicamente para que se desgaste igualmente por todos lados. El procedimiento para cortar el cable desgastado debe tomar en cuenta el uso o trabajo realizado. El desgaste del cable de acero es determinado por el peso, distancia y movimiento de un cable viajando sobre un punto dado.

Para poder utilizar el cable de acero como cable de perforación, este debe ser enhebrado, ya que llega a la instalación enrollado sobre un tambor alimentador. El primer paso que se lleva a cabo para enhebrar el cable es tomar el extremo del cable y subirlo hasta la cima del mástil o la torre donde hay un juego de poleas. Este juego de poleas se conoce como *bloque de corona* o corona de roldanas. Las hendiduras en el bloque se conocen como *poleas* o roldanas. El cable de perforación se enhebra por una de las poleas y se baja hasta el piso de la instalación. Temporalmente descansando sobre el piso de la instalación se encuentra otro juego enorme de poleas llamado el *bloque de aparejo* o bloque viajero. El extremo del cable se enhebra por una de las poleas de este ensamble y se sube nuevamente hacia el bloque de corona. Allí el cable se enhebra nuevamente por el bloque de corona, se vuelve a bajar y se le devuelve nuevamente hasta el bloque de aparejo donde se vuelve a enhebrar. Esta operación se lleva a cabo varias veces hasta que se logra el número correcto de enhebradas. La operación de enhebrar casi siempre se lleva a cabo antes de elevar el mástil.

Una vez que la última enhebrada se ha llevado a cabo, el extremo del cable se baja hasta el piso de la instalación y se conecta al tambor del malacate. La parte del cable que sale del malacate hacia el bloque de corona se llama *línea viva* -viva porque se mueve mientras se sube o se baja el bloque de aparejo en la instalación. El extremo del cable que corre del bloque de corona al tambor alimentador también se asegura. Esta parte del cable se conoce como *línea muerta* -muerta porque no se mueve una vez que se ha asegurado. Montado sobre la infraestructura de la instalación se encuentra un aparato que se llama el ancla de cable muerto. Este *ancla de cable muerto* sostiene fijo al cable. Ahora el bloque de aparejo puede ser elevado del piso de la instalación hacia arriba enrollando cable con el tambor del malacate. Para bajar el bloque de aparejo, el cable se suelta.

Los bloques de corona y bloques de aparejo usualmente se ven más pequeños de lo que realmente son, porque son vistos desde la distancia. Las poleas alrededor de las cuales se enhebra el cable miden 5 pies (1.5 m) o más de diámetro y los pasadores sobre los cuales las poleas giran pueden medir 1 pie (31 cm) o más de diámetro. El número de poleas requeridas en el bloque de corona siempre es uno más que las necesitadas en el bloque de aparejo. La polea adicional en el bloque de corona es necesaria para enhebrar la línea muerta.

Aditamentos para el bloque de aparejo incluyen un muelle que actúa como un cojín para absorber choques y un *gancho* al cual se conecta equipo para soportar la sarta de perforación. El gancho del bloque de aparejo puede conectarse a una barra cilíndrica de acero llamada *asa* que soporta la unión giratoria o cabeza de inyección. Además de esta *asa* para la unión giratoria, existen dos *asas* adicionales que se utilizan para conectar los elevadores al gancho. Los *elevadores* son un juego de abrazaderas que agarran la sarta de perforación para permitirle al perforador bajar o subir la sarta de perforación en el agujero. El perforador baja el bloque de aparejo y los elevadores hasta un punto donde la cuadrilla puede conectar los elevadores a la tubería.

E) EQUIPO AUXILIAR

En adición a los ensambles de equipo que componen una instalación de perforación, hay un gran número de piezas de equipos menores que son necesarios para llevar a cabo la perforación de un pozo. Algunos de éstos son los generadores, los compresores de aire, las presas o tanques para almacenar el lodo y varios instrumentos.

Generadores de Electricidad

Las instalaciones modernas están provistas de *generadores* que producen corriente eléctrica alterna que casi siempre reciben su potencia a través de motores de diesel. La mayoría de estos generadores tienen capacidades de 50 a 100 kilovatios aunque unidades más grandes a veces son instaladas. Por lo general, los generadores tienen la suficiente capacidad para producir la mayor parte de la potencia eléctrica de la instalación, sin incluir el equipo de levantamiento, bombeo y rotación, utilizando una sola unidad. Una segunda unidad de motor y generador se mantiene en reserva. Corriente alterna producida por los generadores se utiliza para el alumbrado de la instalación, los motores de la zaranda vibratoria, los agitadores de los tanques de lodo, las bombas centrífugas, los instrumentos de la instalación, los abanicos que enfrían los motores y el aire acondicionado de los dormitorios que se proveen en muchas de las instalaciones más grandes.

Compresores

En las instalaciones mecánicas, un *compresor* pequeño usualmente se monta en la central de distribución de los motores para suministrar el aire para todos los instrumentos neumáticos y los embragues. El compresor tiene un tanque que permite mantener una reserva de aire comprimido. Instalaciones "diesel-eléctricas" usualmente tienen otro compresor para suministrar aire a alta presión para otros usos, por

ejemplo: poner a funcionar el motor principal y operar los elevadores neumáticos, cuñas neumáticas, las bombas de aire en el equipo para prevención de reventones, pozo de agua y herramientas neumáticas, entre otros usos.

Equipo para el Almacenamiento del Lodo

Un sistema completo de lodos en el equipo de perforación usualmente incluye una presa de asentamiento, de tratamiento y de succión además de contenedores de desechos líquidos y sólidos. Otras formas de almacenar el lodo y sus aditivos se utilizan a medida que la perforación progresa. Tanques o casetas para almacenarlos, un tanque para almacenar el aceite y bombas centrífugas para mezclar el lodo son necesarios para el sistema de distribución.

Instrumentos de Perforación

El sistema de instrumentación es quizás la parte más importante de las instalaciones modernas, ya que puede ser que solamente se cuente con un *indicador de peso*, o puede incluirse una gran variedad de instrumentos tales como un *indicador del nivel del lodo*, un *indicador de la densidad del lodo*, *indicadores de torsión* y aparatos que mantienen un registro gráfico cronológico del trabajo que se está llevando a cabo en la instalación, particularmente de la profundidad en la cual se está perforando. Los instrumentos deben estar colocados en la posición del perforador para que él pueda observar el peso sobre la barra maestra, el nivel de lodo en los tanques, la velocidad de rotación, la tensión sobre el cable de las tenazas y otras variables. Una unidad que registra el lodo, puede ser utilizada para mantenerse al tanto de la situación en el agujero de perforación y observar cualquier indicio de aceite y gas que salen con el fluido de perforación.

Equipo Adicional

Las instalaciones de perforación generalmente incluyen facilidades para almacenar combustible, un cuarto para que los empleados se cambien de ropa, un *galpón* en el piso de la instalación para servirle de oficina al perforador, una bodega para guardar herramientas y otras facilidades. Las instalaciones localizadas en áreas remotas muchas veces están provistas de un dormitorio donde las cuadrillas viven mientras están trabajando. A veces el supervisor tiene un remolque que sirve como oficina con un teléfono y radio para comunicarse con las oficinas centrales. El supervisor también vive en este remolque.

El número y tipo de equipo auxiliar requerido en una instalación depende del servicio que se espera que la instalación rinda. Los variables como el terreno, el clima, la ubicación en cuanto a los centros de abastecimiento y transportación también deben ser considerados.

Las instalaciones marinas y costa afuera tienen dormitorios, comedores, su propia planta generadora de electricidad, su propia planta potabilizadora de agua y sistema de drenaje al igual que espacio para el almacenamiento de los aditivos del lodo, agentes químicos, cemento, aceite y otros materiales para operar la instalación por muchos días. La mayoría de las instalaciones grandes están equipadas para transmitir información constantemente a las oficinas centrales sobre las operaciones de perforación que se están llevando a cabo.

El mantener la instalación de perforación en buen estado implica tener un sitio para cada cosa mientras se lleva a cabo la perforación. "*Rastrilleras*" y "*burros*" para tubería de perforación y de revestimiento, se utilizan para almacenaje temporal. También se tiene un sitio para todas las herramientas de mano utilizadas para el mantenimiento de la instalación.

F) CUADRILLA

Aunque no es un componente propio de la instalación de perforación en sí, la cuadrilla es una parte muy importante de la misma.

Una *cuadrilla de perforación* consta de cuatro individuos. El número de individuos que componen una cuadrilla depende del tipo de operación, es decir, si es en tierra firme, en una barcaza sumergible, en un cuerpo de agua rodeado por tierra, en una tundra o en una instalación para aguas profundas en el océano. Esta última puede requerir varios especialistas que no son necesarios en instalaciones más convencionales.

Personal adicional puede añadirse a la cuadrilla algunas veces para que ayuden con operaciones especiales tales como introducir una sarta larga de tubería de revestimiento al agujero, a veces se usa una cuadrilla especializada en tubería de revestimiento, la cual cuenta con su propio equipo especializado para esta operación y la cuadrilla regular se convierte en ayudante.

Supervisor

El *supervisor* o superintendente, es la persona encargada de la instalación de perforación y de las operaciones de perforación. Generalmente está disponible las veinticuatro horas al día y vive en un remolque cerca de la instalación. En muchos casos puede estar disponible durante la duración de su tiempo de trabajo asignado, lo cual puede ser más de una semana antes de que lo releven. Sus conocimientos incluyen años de experiencia en una instalación como miembro de la cuadrilla y perforador. Debe tener vastos conocimientos sobre la instalación, su equipo y herramientas. Él dirige las operaciones de perforación de la instalación y el trabajo llevado a cabo por la cuadrilla y también es responsable de contratar nuevos empleados además de coordinar los negocios entre la compañía operadora y el contratista de perforación.

Perforador

El *perforador* está a cargo de las tareas rutinarias de perforación y manipula la maquinaria de perforación. El perforador queda bajo la dirección directa del supervisor de la instalación y es a su vez el supervisor de la cuadrilla. Él y los otros miembros de la cuadrilla trabajan turnos de ocho horas antes de ser relevados por una cuadrilla y perforador nuevos. El perforador da las instrucciones sobre el trabajo en la instalación a los otros cinco o seis miembros de la cuadrilla. En algunos países, el perforador tiene un asistente llamado *segundo* que le sigue en rango en la instalación y que lo releve a varios intervalos durante su turno.

Encuellador

El *encuellador*, enganchador, torrero o chango trabaja en el *piso de enganche*, una pequeña plataforma también llamada encuelladero que está localizada en la parte alta en la instalación. En México y en muchos otros países, el encuellador le sigue en rango al perforador y se considera al asistente perforador en algunas instalaciones. El piso de enganche está localizado como a 90 pies (30 m) del piso de la instalación. Cuando se está sacando la tubería del agujero, él manipula el extremo superior, guiándolo hacia el agujero y retirándolo con equipo especial utilizado para extraer la tubería y volverla a introducir en el agujero. Mientras se están llevando a cabo operaciones de perforación, el encuellador es responsable de mantener en buenas condiciones el lodo de perforación y dar mantenimiento y reparar las bombas.

Motorista y Mecánico

El *motorista* es generalmente responsable de los motores, el combustible y el equipo auxiliar tal como los generadores, los compresores de aire, las bombas de agua y otros accesorios. El motorista mantiene el nivel del aceite de lubricación en las máquinas y puede hacer arreglos menores en los motores, pero un mecánico es generalmente empleado para reparaciones mayores.

El *mecánico* de la instalación, si es que hay uno, está encargado del mantenimiento general de todos los componentes mecánicos en la instalación. Puede hacer arreglos menores en los motores, bombas pequeñas y otra maquinaria en o alrededor de la instalación.

Electricista

El *electricista* de la instalación mantiene y repara los sistemas de generación y distribución de energía de la instalación de perforación. Puede hacer reparaciones menores en los generadores o motores eléctricos, inspeccionar y mantener la línea eléctrica y mantener el alumbrado y otros enseres eléctricos. No todas las instalaciones tienen un electricista.

Ayudante del Perforador

El *ayudante del perforador* u obrero, es el responsable de manejar el extremo inferior de la tubería de perforación cuando se le está introduciendo o extrayendo del agujero. Una cuadrilla completa puede consistir de dos y hasta cuatro ayudantes del perforador. Los ayudantes del perforador también manejan las tenazas cuando se está conectando o desconectando tubería. Además de estas tareas en el piso de la instalación, los ayudantes del perforador mantienen el equipo limpio y pintado y hacen reparaciones generales.

Operador de Grúa y Ayudante de Piso

En las instalaciones costa afuera, las compañías perforadoras tienen que contratar el mismo tipo de cuadrilla que se utiliza en tierra, más personal adicional. Entre el personal adicional se encuentran los operadores de grúa y los ayudantes de piso. Los *ayudantes de piso* manejan el equipo y abastecimientos que son constantemente suplidos a la instalación desde bases en tierra firme. Los ayudantes de piso trabajan bajo la dirección del *operador de grúa*, quien maneja la grúa mientras se cargan y se descargan materiales.

G) MANTENIMIENTO GENERAL DE LA INSTALACIÓN DE PERFORACIÓN

Mientras no se están haciendo viajes o interconexiones de los equipos, los ayudantes del perforador tienen suficiente trabajo para mantenerse ocupados. La mayoría del trabajo consiste en tareas rutinarias que son esenciales para el funcionamiento seguro de la instalación. Para el personal sin experiencia, cada tarea es una oportunidad para aprender. Si trabaja cuidadosamente como se le ha indicado, aprende a hacer cada tarea de tal manera que la segunda vez no tendrá que ser capacitado nuevamente y trabajos parecidos se harán fáciles de aprender. Trabajando con cuidado, el empleado no se incapacitará por causa de un accidente.

Mantenimiento

El mantener una instalación de perforación segura comienza con la limpieza, algunas funciones para ayudar a mantener la instalación limpia incluyen:

1. Recolectar las herramientas de mano y almacenarlas en su lugar asignado;
2. Lavar el piso de la instalación;
3. Limpiar el área alrededor de la instalación;
4. Revisar las tenazas, reemplazando los dientes gastados e inspeccionar las líneas de seguridad de las tenazas y;
5. Lubricar la instalación por lo menos una vez al día.

Reparaciones

Cuando personal sin experiencia comienza a trabajar, no se espera que él sepa cómo reparar la instalación. Trabaja con el encuallador, el motorista o cualquier miembro de la cuadrilla que tenga experiencia, bajo la supervisión del supervisor o perforador. Las bombas de lodo requieren más atención que cualquier otra pieza del equipo. Los forros de los frenos del malacate deben ser cambiados ocasionalmente. La mayor parte del trabajo de mantenimiento en una instalación de perforación es preventivo. Si este trabajo preventivo se hace en el tiempo indicado, la mayor parte de las reparaciones de la instalación serán pequeñas y el tiempo durante el cual no se puede perforar por estas reparaciones será mínimo. Las reparaciones pequeñas evitan reparaciones mayores al igual que el mantener la instalación limpia y arreglada evita grandes accidentes.

H) MEDIDAS Y SUGERENCIAS DE SEGURIDAD

El equipo de la instalación de perforación diseñado para evitar accidentes e incendios incluye pasamanos en los pasillos y escaleras, protectores en toda la maquinaria dinámica (incluyendo correas y cadenas) y dispositivos para relevar la presión en las líneas y bombas del lodo. Ropa adecuada debe ser utilizada por los empleados de la instalación cuando están llevando a cabo tareas peligrosas o cuando están trabajando en áreas peligrosas. Esta ropa de seguridad debe incluir un casco protector para la cabeza y zapatos con puntas de metal y con suelas a prueba de resbalos, goggles y guantes de camaza.

Estar siempre alerta al peligro de accidentes potenciales y tomar acción defensiva para evitarlos son igualmente importantes. Es necesario capacitar al personal sobre seguridad y procedimientos para llevar a cabo ciertos trabajos en la instalación, el manejo apropiado del equipo y otras prácticas de seguridad son una parte esencial de cualquier programa diseñado para proteger al personal, la instalación y el pozo de accidentes e incendios. Muchos contratistas de perforación, al igual que el Instituto Mexicano del Petróleo y el Servicio de Extensión Petrolera de La Universidad de Texas en Austin, publican artículos e información sobre el tema de prevención de accidentes. El personal nuevo en la instalación debe capacitarse en estas materias tan pronto empieza a trabajar ó antes si es posible.

Como es de esperar, la perforación en el mar presenta algunos problemas especiales que no se encuentran en tierra⁽³⁾. El primero, por supuesto, es que el punto de penetración en la corteza terrestre puede estar a varios metros e incluso cientos de metros debajo del piso de la torre o mástil. Para perforar hay que utilizar una tubería vertical desde el fondo del mar hasta la cubierta de la plataforma. Es necesario mantener tensión sobre ese montante para que se mantenga en posición vertical y adecuadamente alineado. Sin embargo, hay que dejar un margen de movimiento de la torre durante la perforación, debido a la acción de los vientos y las corrientes marinas, lo que constituye uno de los mayores problemas de las operaciones costa afuera.

La superficie del mar nunca está tranquila, un barco de perforación está sujeto a bamboleos laterales y ascendentes debido a las fuerzas del mar y el viento que pueden estar cambiando constantemente de dirección.

El diseño del casco y el peso del lastre pueden controlar en algo el problema del movimiento y una multiplicidad de anclas ayuda a mantener la nave en su lugar. Para los buques modernos de perforación se utilizan los sistemas de posicionamiento dinámico. Se aplana la quilla del barco, se instalan motores de empuje e hidrófonos. Se instalan una serie de transmisores con el preventor de reventones en el fondo del mar. En esencia, cuando el barco se sale de su posición, los transmisores automáticamente envían los datos para corrección, los que se reciben a través de los hidrófonos en la superficie, trasladándolos a los motores de empuje que aplican la fuerza de compensación adecuada.

La tubería vertical se conecta en el fondo del mar al preventor de reventones. Este, a su vez, puede adherirse a una plantilla de perforación a través de la cual ha de pasar la sarta de perforación a su posición apropiada. La plantilla consiste de dos planchas con orificios idénticos separadas y conectadas por tubería y que permite múltiples perforaciones en el mismo lugar.

Dado que el costo de las operaciones costafuera es elevado, se recurre a las terminaciones múltiples siempre que se puede. Algunos puntos costafuera se convierten en centros de producción para muchos pozos de perforación desviada o direccional, en algunos casos hasta 27 pozos direccionales desde un mismo punto.

También se puede colocar un desviador en el fondo del mar para canalizar las altas presiones de gas alejándolas del fondo de la plataforma de perforación. Si un bolsón de gas hiciera erupción debajo del buque o gabarra, la consecuente pérdida de sustentación en el agua provocaría su hundimiento.

Los requisitos de seguridad en el mar son mucho mayores que en tierra. En todos los países los guardacostas imponen medidas de seguridad a los barcos, extendiéndolas a todas las naves y plataformas marinas en lo referente a protección contra incendio, salvamento de vidas y navegación. Los equipos de extinción de incendios, de salvamento, y toda la estructura de seguridad y protección deben ser sujetos a inspecciones periódicas por las autoridades correspondientes. Se debe proveer al personal de chalecos salvavidas, ropa protectora y equipos de emergencia.

Igualmente se debe contar con cápsulas herméticas por si se presenta un accidente que obligue a abandonar súbitamente la plataforma. A pesar de todas las precauciones y equipos de seguridad, los fuertes vientos, las cubiertas resbaladizas y la furia del mar crean condiciones que todos los años reclaman la vida de algún trabajador en uno u otro lugar del mundo.

Los pozos de aguas muy profundas también requieren de cámaras de descompresión para los buzos. En algunos pozos se trabaja a profundidades tan grandes que a veces la descompresión toma varios días y en ciertos casos los buzos virtualmente viven en las cámaras entre cada descenso.

Uno de los mayores enemigos de las operaciones costafuera lo es la corrosión y cada año se invierten cientos de miles de dólares para prevenir o controlar sus efectos. Con todo y los múltiples problemas que encuentra la perforación y producción petrolera en el mar, el futuro de la actividad costafuera es muy amplio y prometedor. Hasta ahora, cada inconveniente que se ha presentado ha sido resuelto con nuevas soluciones de la tecnología.

Las reservas energéticas en tierra se hacen cada día más escasas, sin embargo quedan vastas cantidades de petróleo bajo el mar.

La producción de hidrocarburos costafuera ofrece no sólo una fuente continua de energía, sino también un notable efecto en el panorama económico mundial. Países como Inglaterra y Noruega, que tradicionalmente han sido importadores de petróleo, y que debido a eso han visto afectada su balanza de pagos en el mercado mundial, podrían llegar a convertirse en exportadores de petróleo, gracias a los yacimientos del Mar del Norte. En Latinoamérica, la mayoría de los países está explorando en sus costas en busca de fuentes de hidrocarburos. Venezuela, que fue uno de los primeros productores de petróleo bajo el agua en el Lago Maracaibo, lo ha encontrado también en sus playas del Mar Caribe. Una buena parte de las reservas recientemente descubiertas por México, que han devuelto al país su condición de potencia petrolera, se encuentran en el mar, tanto en el Atlántico como en el Pacífico.

2.3 SISTEMA DE CIRCULACIÓN PARA LA PERFORACIÓN ROTATORIA

La circulación del lodo necesario para la perforación⁽⁵⁾ inicia en los tanques de almacenamiento, continúa en las líneas de succión que lo conduce hacia las bombas (figura 2.3).

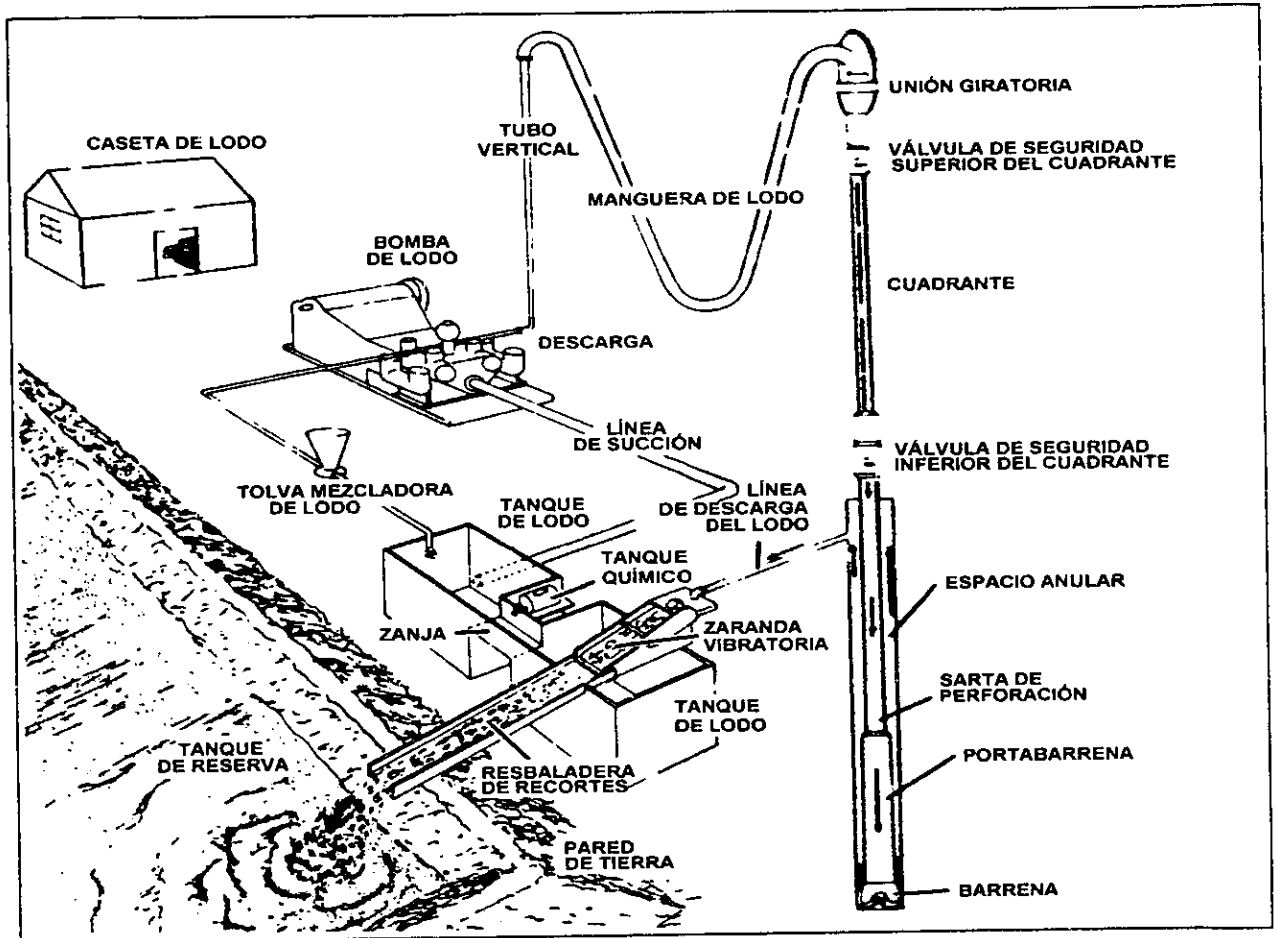


Figura 2.3.- Sistema de circulación del fluido de perforación.

Las bombas de lodo envían este fluido a través de una manguera a la unión giratoria, hacia abajo a través de la barra maestra y hacia afuera a través de la barrena. El lodo regresa a la superficie por el espacio anular del pozo, sigue a través de las líneas de descarga, pasa por la zaranda vibratoria y regresa hacia los tanques de almacenamiento. El lodo es preparado y acondicionado en el sistema superficial, empleando varios materiales y equipo auxiliar.

La bomba de lodo es el componente principal de cualquier sistema que emplea un líquido como fluido de circulación. Esta proporciona la presión para enviar el fluido a través del sistema. La unión giratoria permite elevar o descender la barra maestra mientras está circulando y girando. La barra maestra, la cual consta del cuadrante, la tubería de perforación y los portabarrenas, hace girar la barrena, proporciona el peso necesario para la perforación y provee el conducto a través del cual el fluido fluye hacia la barrena. El fluido de perforación circula a través de la barrena, hacia afuera por las toberas y hacia arriba por el espacio anular, el cual se encuentra entre la barra maestra y la pared del pozo. El fluido que llega a la superficie a

través del espacio anular acarrea los recortes producidos por la barrena. Cuando el fluido alcanza la superficie, fluye dentro de los tanques de lodo por medio de una línea de descarga después de haberse separado los recortes de roca, la arena y la lutita con aparatos tales como las zarandas vibratorias, los desarenadores, los desarcilladores y las centrifugas.

Tanques de Almacenamiento de Lodo

Las funciones principales de los tanques de lodo son:

1. Acumular el lodo circulado desde el pozo.
2. Proporcionar fluido a la bomba para la circulación.
3. Almacenar lodo para proveer suficiente fluido para llenar el pozo cuando se extrae la tubería.

Los tanques de lodo contruidos con acero ofrecen una mejor distribución para la circulación de fluidos. Tienen un volumen fijo, pueden ser limpiados fácilmente y pueden colocarse de tal manera que proporcionen una carga positiva para la succión de la bomba. El tratamiento químico del lodo es más fácil con tanques de acero porque el volumen de lodo puede ser calculado de manera precisa. Los conductos de acero pueden instalarse permanentemente con los tanques de acero y son más fáciles de limpiar, los cuales deben colocarse de manera que la corriente del lodo pueda desviarse a cualquier tanque. Equipos tales como las zarandas vibratorias, los agitadores de lodo, los desarenadores, los desarcilladores, los degasificadores o las centrifugas son fácilmente instalados en los tanques de lodo de acero. Las líneas flexibles entre la bomba de lodo y los tanques y entre los tanques mismos permiten que la instalación en nuevos locales se haga más rápido, lo cual constituye otra ventaja que ofrecen los tanques de acero.

A menudo las torres con tanques de acero también tienen contenedores que se emplean para depositar fluido de desperdicio, recortes y basura. Los tanques de reserva, se utilizan para evitar que los desechos del pozo se derramen y perjudiquen terrenos adyacentes, ayudando a la protección del medio ambiente.

El equipo auxiliar es esencial en la circulación cuando se emplean lodos pesados. Las zarandas vibratorias remueven las partículas grandes (recortes). Los agitadores de lodo permiten mantener el material densificante en suspensión en el lodo. Los degasificadores remueven el gas arrastrado mucho más rápidamente que cuando se deja reposar el lodo en un tanque. Los desarcilladores, los desarenadores y las centrifugas de lodo son útiles en la separación de las partículas de arena o de lutita y en la recuperación del material densificante (normalmente barita).

Bombas de Lodo

En una torre de perforación normalmente se instalan dos bombas, las cuales constituyen el corazón del sistema de circulación de fluido para la perforación rotatoria. Su función es el de proporcionar potencia hidráulica al fluido en forma de presión y de volumen y transportarlo del tanque a través de la barra maestra a la barrena (donde se dirige el fluido a las toberas de chorro), regresarlo hacia arriba por el espacio anular y de nuevo al tanque.

Bombas triples de acción simple. Las bombas triples de acción simple se han empleado para el servicio de lodo de perforación desde el año 1962, aun cuando las bombas de múltiples cilindros se habían usado para la acidificación, la cementación y el servicio de reacondicionamiento mucho antes. Las bombas de acción simple ejercen presión sólo en una cara de los pistones en lugar de ambos lados, como lo hacen las bombas de acción doble. Las bombas triples tienen tres pistones mucho más pequeños que los de las bombas dobles de acción doble para ciertas potencias específicas. La razón por la cual se puede obtener mayor potencia de una bomba triple relativamente pequeña es que dichas bombas operan a velocidades mayores. Ellas pueden mantener un flujo de descarga uniforme a presiones más altas que las unidades dobles, porque se expelen volúmenes de fluido iguales en cada rotación de 120 grados del cigüeñal.

Las camisas, los vástagos y los pistones para una bomba triple son mucho más livianos y cuestan menos que los repuestos equivalentes para una bomba doble de tamaño similar. En una bomba de acción simple no existen prensaestopas o empaquetaduras del vástago. Debido a su alta velocidad de operación, las bombas triples pueden bombear grandes volúmenes de fluido con camisas relativamente pequeñas. Debido a que esta bomba opera a alta velocidad, normalmente se le instala una bomba centrífuga en la succión para mejorar su eficiencia.

Múltiple de lodo. Para interconectar las dos bombas del equipo se emplea un conjunto de múltiples, codos y tes de curva abierta y los acopladores de unión que se aprietan o se sueltan con un martillo, son colocados en puntos críticos. Se usan válvulas especiales en el múltiple para poder aislar cualquier parte del múltiple en caso de presentarse una fuga durante una operación crítica o para permitir reparaciones en una parte del sistema mientras otra se encuentra operando bajo presión. Las secciones cortas de mangueras, que van desde las bombas al conjunto de múltiples, son flexibles y tienen conectores para instalarse rápidamente. Debido a que las mangueras son flexibles, muchas de las pulsaciones vibratorias que tienen su origen en la bomba son absorbidas. Debido a esta acción, las mangueras se denominan *mangueras vibratorias*.

Mantenimiento de las bombas. Las válvulas, los pistones, los vástagos y las camisas son piezas que se cambian en las bombas de lodo y deben reemplazarse en forma rutinaria cuando la bomba empieza a fallar. Estas piezas son sometidas a cargas severas y se desgastan rápidamente si no se encuentran correctamente instaladas y adecuadamente colocadas, particularmente cuando se opera a alta presión.

Tubo Vertical y Manguera de Lodo

La extensión de tubería desde el nivel de la tierra hacia arriba dentro del mástil, o torre, se denomina tubo vertical. Este conecta el extremo superior de la manguera rotatoria manteniéndola fuera del piso de la torre cuando el cuadrante se ha introducido en el pozo y la unión giratoria se encuentra cerca de la mesa rotatoria. El tubo vertical se encuentra sujeto firmemente al mástil, y en la parte superior tiene una conexión de cuello de ganso. Un extremo de la manguera de lodo se conecta al cuello de ganso en el tubo vertical y el otro extremo de la manguera se conecta al cuello de ganso de la unión giratoria. Los extremos de la manguera se sujetan al mástil y a la unión giratoria con cadenas de seguridad para evitar que la manguera caiga al piso en caso de la rotura de una conexión.

El tubo vertical y la manguera forman un conjunto flexible para el fluido de perforación en el sistema de circulación. La manguera puede izarse o bajarse como sea necesario. El tubo vertical de 48 pies (15 m) con la manguera de 55 pies (17 m) permite un movimiento de alrededor de 80 pies (25 m) de desplazamiento vertical de la unión giratoria y del cuadrante. Esta distancia es necesaria para hacer las conexiones en el agujero de conexión con un cuadrante de 45 pies (13.7 m) y paradas de 30 pies (9 m), más un margen razonable para impedir la flexión muy aguda de la manguera en el tubo vertical. Cuando se usa tubería de perforación de categoría 3 de 45 pies (13.7 m) de longitud, se necesita un tubo vertical más alto y una manguera de 75 pies (23 m).

La *manguera de lodo*, también llamada manguera del cuadrante, es parte importante del sistema de circulación, debe ser flexible y resistente a alta presión, proporcionar servicio en condiciones severas y ser capaz de manejar varios tipos de fluidos que pueden contener altos porcentajes de sólidos abrasivos. Las mangueras de lodo generalmente no se dañan cuando se encuentran en el mástil pero se maltratan cuando se desarman para el traslado de la torre. Por lo que se debe enrollar en un carrete teniendo gran cuidado en asegurar un cable o una eslinga para evitar daños en su cubierta de caucho. El American Petroleum Institute (API) ha establecido las especificaciones para este tipo de manguera.

Línea de Descarga del Lodo

La línea de descarga del lodo permite que el lodo retorne al tanque o a la zaranda vibratoria por acción de la fuerza de gravedad, tiene normalmente un diámetro de 6 a 8 pulg (152 a 203 mm). Sin embargo, si el lodo

es muy viscoso o si un gran volumen de lodo circula, será necesario usar una línea de descarga de 10 pulgadas (254 mm) de diámetro. También se necesita una línea de diámetro mayor, si el fluido tiene que viajar grandes distancias desde el cabezal del pozo a los tanques.

Instalaciones para la Mezcla y el Almacenamiento

En cualquier torre de perforación deben tomarse todas las medidas necesarias para almacenar, mezclar y tratar el lodo. Normalmente la bentonita ensacada y los productos de tratamiento químicos se almacenan en una caseta, la barita a granel en tanques metálicos y el agua para la perforación en tanques de almacenamiento. Las tolvas y las bombas se usan para dosificar y mezclar en forma eficiente los ingredientes del lodo.

Tolva mezcladora de lodo. Las tolvas a chorro se usan universalmente para agregar materiales sólidos al lodo. Se usa una tolva de baja presión para la mezcla de lodo con una bomba centrífuga. La bomba se emplea para circular el lodo del tanque a la tolva y regresarlo al tanque. La alta velocidad del fluido a través del chorro disminuye la presión en la base y succiona dentro de la corriente a los materiales colocados en el interior de la tolva, donde se mezclan con el fluido. Los materiales, tales como la arcilla, la bentonita, la barita y los productos químicos, se introducen al lodo a través de la tolva.

Bomba mezcladora de lodo. Una bomba centrífuga para la mezcla de lodo para una presión de sólo 50 lb/pg² puede desplazar más de 1,000 galones (4 m³) de líquido por minuto. Las líneas de succión y de descarga para este tipo de bomba deben tener restricciones mínimas para permitir un alto flujo. Algunas torres o mástiles que no tienen centrífugas están provistas con tubería de alta presión y emplean una de las bombas de pistón regulares con el propósito de mezclar y transferir el lodo. Sin embargo, un sistema de tubería de baja presión con una bomba centrífuga es más económico para instalar, más rápido y más fácil de operar que un sistema de alta presión.

Tanques de tratamiento. Se usan para mezclar los productos químicos al lodo. Un tanque abierto y de gran capacidad con un agitador de paletas es recomendable ya que proporcionan un conjunto funcional para la mezcla de productos químicos.

3. GENERALIDADES SOBRE FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Los fluidos de perforación fueron introducidos al iniciarse la perforación rotatoria en 1900^[6]. Inicialmente se utilizaron con el objeto de eliminar continuamente los recortes perforados, pero con el tiempo, se ha esperado más de ellos y por lo mismo se han hecho más sofisticados al mezclarlos con otras sustancias químicas. Se han introducido aditivos para impartirles propiedades específicas y se han transformado en una mezcla compleja de líquidos, sólidos y sustancias químicas.

La terminación exitosa de un pozo petrolero y su costo depende en una parte considerable de las propiedades del fluido de perforación. El costo del fluido de perforación es relativamente bajo, pero la elección del fluido correcto y mantenimiento de las propiedades requeridas mientras se perfora, influye considerablemente en los costos totales del pozo. Por ejemplo, el número de días requeridos del equipo para perforar a la profundidad requerida depende de la velocidad de penetración de la barrena.

Se debe de realizar una buena selección de los fluidos de perforación, para evitar: inestabilidad del agujero de perforación, atrapamiento de la barrena y tubería así como daño a la formación productora. Así mismo, incrementar la velocidad de perforación y tener buena limpieza del agujero.

3.1 DEFINICIÓN DE FLUIDO DE PERFORACIÓN

El Instituto Americano del Petróleo (API) define a un fluido de perforación^[7, 10] como "el fluido de circulación empleado en las operaciones de perforación rotatoria para cumplir una o todas las funciones requeridas durante esta operación". Esto implica que la perforación rotatoria no sea posible sin un fluido de circulación, haciéndolo así la variable más importante. A diferencia de ésta definición, a la definición del API le hace falta considerar las funciones primordiales de los lodos. Por consiguiente, la mejor definición es: "Un fluido de perforación óptimo es aquel en el cual la razón de flujo necesaria para limpiar el agujero resulta en los caballos de potencia hidráulica propios para limpiar la barrena, para el peso y la velocidad rotatoria impuestos para dar el costo más bajo, con tal de que esta combinación de variables resulte en un pozo perforado estable del que se conocen criterios de evaluación de formación y penetrar a la profundidad deseada".

3.2. CLASIFICACIÓN DE LOS FLUIDOS DE PERFORACION

Una clasificación general de los fluidos de perforación^[10] se muestra en la figura 3.1. Los lodos base agua son los más comúnmente usados como fluidos de perforación. Los lodos base aceite son generalmente más costosos y requieren un riguroso control por la contaminación que provocan, respecto a los lodos base agua. Actualmente se han desarrollado lodos sintéticos para sustituir a los lodos base aceite.

La utilización de gases como fluidos de perforación está limitado para áreas donde las formaciones sean impermeables. Las mezclas gas-líquido pueden utilizarse en algunas formaciones capaces de producir agua a velocidades importantes.

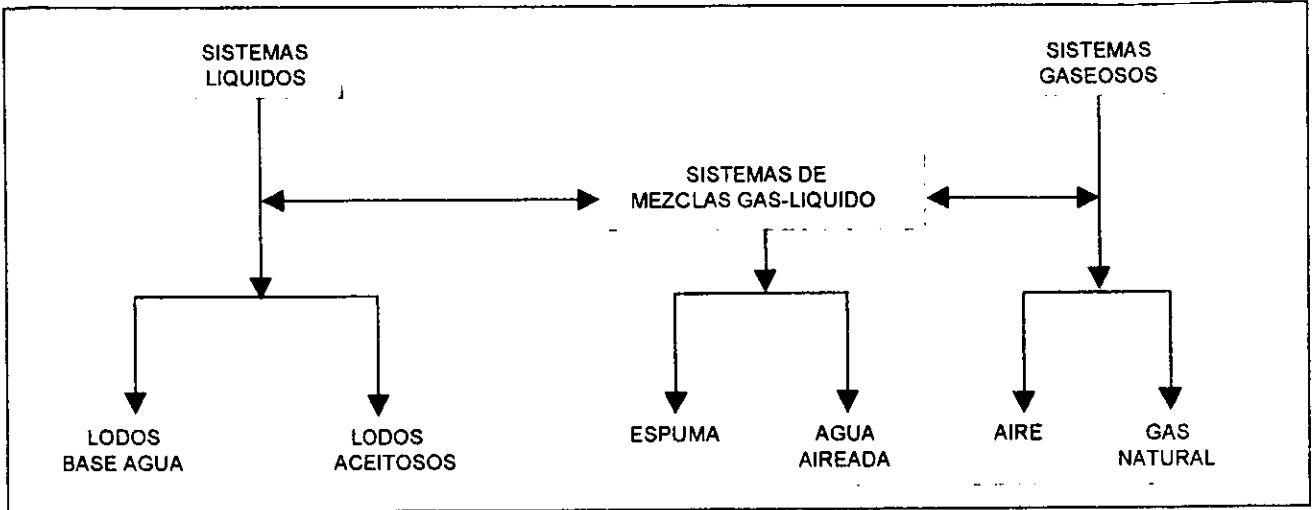


Figura 3.1.- Clasificación de los fluidos de perforación

1.- SISTEMAS LÍQUIDOS

A) SISTEMAS BASE AGUA

Una clasificación general de los sistemas base agua, se muestra en la figura 3.2.

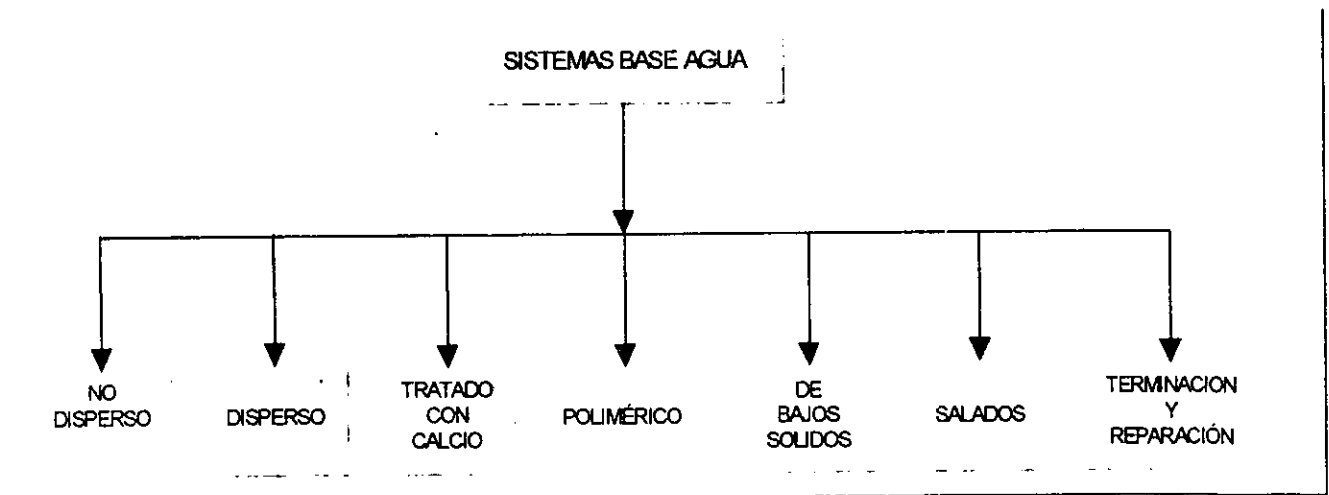


Figura 3.2.- Clasificación de sistemas base agua

Sistema no disperso

Estos sistemas incluyen lodos naturales y otros sistemas tratados ligeramente, que en forma general se utilizan para perforar pozos someros (poco profundos) o para iniciar la perforación. Particularmente a estos sistemas no se le adicionan dispersantes o adelgazadores, por lo que los sólidos perforados y las partículas de arcilla se incorporan al sistema.

Sistema Disperso

A grandes profundidades se requieren fluidos con alta densidad o en donde las condiciones del orificio de perforación pueden ser problemáticas, por lo que los lodos utilizados son dispersados frecuentemente con productos como los lignosulfonatos, lignitos o productos similares. Estos productos son defloculantes y reductores de filtrado muy efectivos.

A los sistemas dispersos generalmente se les adicionan aditivos especiales tanto para inhibir la hidratación de las lutitas, así como para ajustar o mantener las propiedades específicas de estos sistemas.

Sistema Tratado con Calcio

Cuando se adicionan cationes divalentes tales como calcio y magnesio a los lodos de perforación base agua, inhiben las arcillas de la formación, así como el hinchamiento de las lutitas. Se utilizan altos niveles de calcio soluble para controlar derrumbes de lutitas, agrandamiento del agujero y prevenir daños a la formación.

Los principales aditivos para los sistemas tratados con calcio son: cal hidratada $[\text{Ca}(\text{OH})_2]$, yeso $(\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O})$ y cloruro de calcio (CaCl_2) .

Los sistemas a base de yeso, normalmente tienen un pH de 9.5 a 10.5 unidades y una concentración de yeso de 5.7 g/L a 11.4 g/L (600 a 1200 mg/L de calcio).

Sistemas Poliméricos

Estos sistemas son lodos a los que se les adicionan polímeros de cadenas largas y altos pesos moleculares. Son utilizados para encapsular cualquier sólido perforado, evitando así la dispersión e inhibición de las capas lutíticas o para incrementar la viscosidad y reducir la pérdida de filtrado. Varios tipos de polímeros están disponibles para este propósito, tales como acrilamidas, celulosa y gomas naturales.

Frecuentemente se les adicionan a los sistemas poliméricos sales tales como: cloruro de potasio (KCl) o cloruro de sodio (NaCl), proporcionándoles así mayor estabilidad sobre las lutitas. Estos sistemas normalmente contienen una mínima cantidad de bentonita, pero son sensibles a cationes divalentes tales como calcio y magnesio. Gran parte de los polímeros son estables hasta la temperatura de 150°C, pero bajo ciertas condiciones pueden soportar altas temperaturas.

Sistemas de Bajos Sólidos

La particularidad de estos sistemas es la de controlar la cantidad (volumen) y tipos de sólidos. Los sólidos totales no deberán exceder el rango de 6% a 10% en volumen y los sólidos arcillosos 3% como máximo, así como una proporción de sólidos perforados: bentonita de preferencia 2:1.

Un sistema típico de bajos sólidos utiliza polímeros como viscosificantes o extendedores de bentonita, por lo que son sistemas no dispersos.

La principal ventaja de los sistemas de bajos sólidos es la alta velocidad de perforación.

Sistemas Salados

En esta clasificación se incluyen varios sistemas de lodos:

Sistemas saturados de sal.- Contienen una concentración de cloruros de 190000 mg/L (saturación) y son utilizados para perforar domos salinos.

Sistemas de agua salada.- Contienen una concentración de cloruros en el rango de 10000 a 185000 mg/L. A bajas concentraciones son denominados como sistemas salobres o sistemas con agua de mar. Estos sistemas generalmente se preparan con agua salobre, agua de mar o agua producida en el lugar.

Los sistemas salados pueden prepararse con agua dulce o salmueras $(\text{CaCl}_2$ o KCl) y con NaCl seco el cual se adiciona para alcanzar la salinidad deseada. Varios productos especiales como son: la atapulgita, bentonita prehidratada, carboximetil celulosa (CMC), hidroxietil celulosa (HEC), celulosa polianiónica (PAC),

almidón, etc., se utilizan para incrementar la viscosidad y reducir la pérdida de filtrado.

Sistemas para Terminación y Reparación

Los fluidos de terminación y reparación de pozos, son sistemas especializados diseñados para minimizar el daño a la formación productora o para utilizarse como fluidos empacadores. Estos sistemas normalmente son salmueras limpias o fluidos poliméricos (densificados con sal micronizada o carbonato de calcio).

B) SISTEMAS ACEITOSOS

Estos sistemas son utilizados para una gran variedad de aplicaciones, principalmente en donde la estabilidad del fluido y la inhibición son necesarias, como en el caso de altas temperaturas, agujeros profundos y en donde la estabilización del agujero sea un problema. La clasificación de los sistemas aceitosos, se muestra en la figura 3.3.

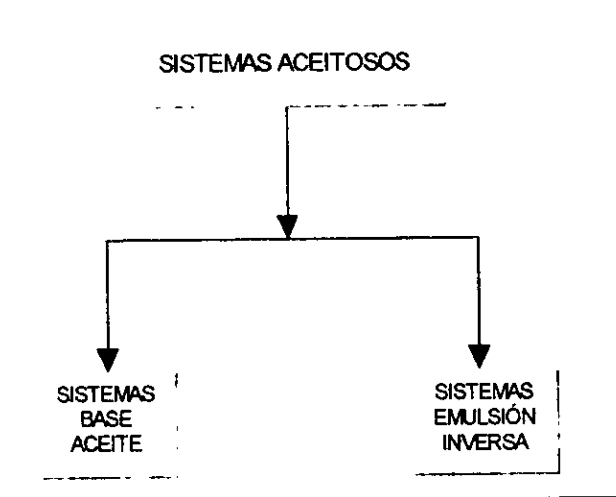


Figura 3.3.- Clasificación de sistemas aceitosos

Sistemas Base Aceite

Estos sistemas son formulados con aceite y agentes gelantes para impartirle viscosidad.

Sistemas base aceite especiales, utilizan emulsificantes y agentes mojantes (comúnmente ácidos grasos y derivados de aminas), jabones de alto peso molecular, surfactantes, aminas tratadas con materiales orgánicos, arcillas organofílicas y cal como alcalinizante.

Sistemas de Emulsión Inversa

Estos sistemas son emulsiones de agua en aceite con salmueras de CaCl_2 , KCl o NaCl , como la fase emulsificada (dispersa) y el aceite como la fase continua.

Se pueden preparar sistemas de emulsión inversa diluidas, cuya particularidad es tener baja estabilidad eléctrica y alta pérdida de filtrado. Las concentraciones de aditivos y contenido de salinidad dependerán de acuerdo a las propiedades reológicas, de filtración y de estabilidad deseadas.

2.- SISTEMAS GASEOSOS

Dos fluidos básicos conforman estos sistemas especializados.

- ◆ **Aire.** Involucra la inyección de aire seco dentro del orificio para lograr velocidades anulares que remueven los recortes.
- ◆ **Gas.** Involucra la inyección de gas natural dentro del orificio para lograr velocidades anulares que remueven los recortes.

3.- SISTEMAS DE MEZCLAS GAS-LÍQUIDO

Dos sistemas básicos conforman estos sistemas especializados:

- ◆ **Espuma.** Utiliza surfactantes o polímeros para formar una espuma estable con alta capacidad de acarreo.
- ◆ **Agua aireada.** Involucra la inyección de aire sobre el agua (reduciendo la presión hidrostática), para mover los sólidos en el agujero.

3.3. FUNCIONES Y CARACTERÍSTICAS DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN

FUNCIONES

Las funciones principales de un fluido de perforación son^[7]:

1. Enfriar y lubricar la barrena.
2. Transportar los recortes de perforación a la superficie.
3. Controlar las presiones sub-superficiales.
4. Formar un enjarre en la pared del agujero.
5. Evitar o minimizar el daño a la formación
6. Suspender los recortes al detenerse la circulación.
7. Soportar el peso de la sarta de perforación.
8. Estabilizar el agujero.
9. Permitir la adecuada evaluación de las formaciones.

1.-ENFRIAR Y LUBRICAR LA BARRENA

En la perforación, se genera una gran cantidad de calor por fricción debido al contacto de la barrena y la sarta de perforación contra la formación. El fluido de perforación disipa ese calor generado, así mismo lubrica la barrena y la sarta de perforación reduciendo la fricción. La mayoría de los fluidos de perforación son buenos lubricantes porque normalmente contienen aditivos que reducen la fricción, como la bentonita y varios polímeros. No se necesitan lubricante especiales a menos que existan condiciones poco comunes de perforación, tal como un alto torque.

2.-TRANSPORTAR LOS RECORTES DE PERFORACIÓN A LA SUPERFICIE

Una de las funciones vitales de un fluido de perforación es transportar los recortes generados por la barrena de perforación a la superficie a través del espacio anular del agujero perforado. Este proceso de levantamiento depende principalmente de la velocidad de flujo, perfil de velocidad anular del fluido, densidad del fluido, pérdida de flujo, contenido de sólidos, valor del rendimiento y fuerza de gel, peso de la barrena, tipo de barrena, velocidad de la salida del chorro de lodo de la barrena, presión diferencial, colocación del inyector, tamaño del inyector y distancia de la plataforma. Otros factores que afectan el transporte de recortes es la inclinación del agujero, velocidad de rotación de la tubería, excentricidad del espacio anular y geometría de los recortes. Variables controlables, tal como el valor del rendimiento y fuerza de gel a los niveles apropiados, para lograr una óptima remoción de los recortes cuando el fluido está en circulación y poder suspender los recortes cuando la circulación se detiene. Estas propiedades pueden ser controladas con aditivos adicionados a los lodos de perforación. Un programa hidráulico para el balance del pozo que proporcione suficiente velocidad al lodo dentro de la barrena y flujo cruzado a través de la cara de la roca para transportar los recortes hacia arriba, aumentará al máximo la eficiencia de perforación y prevendrá el retorno de los recortes.

Aunque las ecuaciones de transporte de recortes son complejas, se cuenta con procedimientos sencillos para calcular este. Para los pozos verticales, éstos son: (1).-ajuste el valor del rendimiento del fluido entre 3 y 15 lb/100 pies² y (2).-mantenga proporciones de flujo entre 25 y 50 gpm por pulgada del diámetro de la barrena. Esta combinación de valores del rendimiento y proporciones de flujo debe ajustarse para mantener un perfil de flujo laminar en el espacio anular alrededor de la tubería de perforación. (El flujo alrededor del cuello del espacio anular normalmente será turbulento excepto por materiales muy pesados, lodos muy viscosos). La sugerencia para estimar el valor y proporciones normales de flujo serán eficaces limpiando el agujero, usando un peso óptimo de la barrena y velocidad rotatoria.

Si las condiciones del agujero se deterioran y un aumento de los sólidos ocurre (como cuando una formación de lutitas se desprende) el procedimiento recomendado sería la circulación de un fluido viscoso (ya sea de bajo o alto peso molecular) para quitar recortes y escombros. La ventaja de este procedimiento es que las propiedades del sistema de lodo pueden mantenerse en el valor deseable desde un punto de vista de velocidad de penetración.

Los recortes y material pesado necesitan ser suspendidos durante las conexiones y durante los viajes. Las fuerzas iniciales de gel entre 2 y 8 lb/100 pies² son suficientes para este propósito. Diez minutos en exceso de la fuerza del gel de 5 veces la gel inicial es considerada "progresiva", y la presión de bomba para romper la circulación para no romper la formación, al reiniciar el bombeo después de viajes o desconexiones.

3.-CONTROLAR LAS PRESIONES SUB-SUPERFICIALES.

Cuando se encuentra una formación permeable, el fluido contenido dentro de ella está bajo una presión generalmente en función de la profundidad del pozo. Es necesario que el lodo de perforación tenga suficiente peso específico para vencer cualquier presión de la formación y mantener ahí los fluidos. Normalmente el peso del agua y los sólidos incorporados de la formación son suficientes para balancear las presiones; sin embargo, algunas veces se requiere adicionar al lodo materiales pesados para balancear las presiones anormalmente altas existentes en la formación, aumentando de esta manera la presión hidrostática de la columna de lodo.

4.-FORMAR UN ENJARRE EN LA PARED DEL AGUJERO.

Algunos fluidos debido a su viscosidad, sólidos en suspensión y sometidos a una presión, forman en las paredes de la formación una película protectora llamada enjarre, que sirve de pared entre el fluido de perforación y la misma formación ayudando a prevenir un derrumbe.

Un enjarre que contenga el mínimo espesor permitirá menos filtrado, lo contrario de un enjarre que contenga mayor espesor.

La formación de enjarres gruesos se debe a agentes contaminantes como agua salada, cemento, gas y otros que evitan la hidratación de la bentonita.

5.-EVITAR O MINIMIZAR EL DAÑO A LA FORMACIÓN.

Es necesario mantener la presión hidrostática igual o ligeramente superior a la presión de formación, para evitar la entrada del lodo a la formación.

Este equilibrio de presiones en ocasiones puede perderse al introducir la sarta debido a la mayor resistencia que encuentra por la estructura tipo "gel" que forma el fluido en reposo y que tendría que contrarrestarse con una mayor fuerza o presión, ésta mayor presión provocaría distorsiones en el equilibrio.

Para mantener el equilibrio es necesario agregar al fluido agentes dispersantes que faciliten su fluidez y reduzcan así la resistencia, evitando la necesidad de provocar un aumento excesivo de la presión al introducir la sarta al agujero.

Estos agentes dispersantes permiten además la formación de un enjarre en las paredes de la formación, evitando así también la migración de fluidos a la formación productora, además de utilizar en la formulación de los lodos, materiales químicos que sean compatibles con la formación productora.

6.-SUSPENDER LOS RECORTES AL DETENERSE LA CIRCULACIÓN.

Al detenerse la circulación del fluido de perforación se forma una estructura gelatinosa cuando se le añade bentonita o un polímero, lo cual le permite suspender los recortes, y al volver a circularlo se rompe ésta estructura y vuelve a fluir normalmente.

A esta cualidad que tienen algunos lodos se denomina tixotropía que se define como: la tendencia que tienen algunos fluidos de formar estructuras gelatinosas o semisólidas cuando están en reposo y que al ser sometidas a un esfuerzo vuelven a su estado original.

7.-SOPORTAR EL PESO DE LA SARTA DE PERFORACIÓN.

Arquímedes, el sabio griego, sacó una brillante deducción que actualmente se conoce como Principio de Arquímedes que dice: "Un cuerpo sumergido parcial o totalmente en un líquido, recibe un empuje de abajo hacia arriba con una fuerza igual al peso del líquido desalojado".

Pues bien, este fenómeno ocurre también durante la perforación de pozos, al introducir la sarta en el fluido, ésta recibe "un empuje hacia arriba igual al peso del fluido desalojado" e indudablemente que el empuje será mayor si el peso del fluido desalojado es mayor debido a su densidad.

Esto es particularmente importante al aumentar la profundidad, debido a que el peso de la sarta que el equipo tiene que soportar es mayor a más profundidad.

En este sentido decimos que los fluidos cumplen la función de soporte del peso de la sarta gracias al principio de Arquímedes.

8.-ESTABILIZAR EL AGUJERO.

Los factores que afectan o causan inestabilidad, pueden ser numerosos y difíciles de identificar porque el mecanismo accionador que genera los problemas del pozo en un área, puede ser completamente diferente a otra. Estas causas deben ser definidas con la mayor precisión que sea posible, estudiando los registros de balance del pozo, en orden para formular y mantener a los fluidos de perforación con los aditivos necesarios y los requerimientos físicos para evitar o minimizar los problemas. El primer paso en la planeación de un programa de estabilización de un pozo perforado, es seleccionar el sistema de lodos que parezca más conveniente para ese pozo en particular. Las posibles opciones podrían ser lodos de agua dulce, salmueras, sistemas de cloruro de potasio, sistema de base aceite, etc., o una combinación de varios lodos de diferente tipo, dependiendo del programa de perforación. El siguiente paso es desarrollar guías para las propiedades del lodo, incluyendo las propiedades reológicas, pérdidas de fluido, composición del enjarre, densidad del lodo y volumen de sólidos. El tercer paso es especificar los nombres y cantidades de aditivos especiales, así como cubrir agentes y estabilizadores mecánicos. El paso final es especificar cualquier prueba especial requerida para monitorear la estabilización del programa recomendado.

9.-PERMITIR LA ADECUADA EVALUACIÓN DE LAS FORMACIONES.

Los fluidos de perforación han sido modificados sustancialmente con el propósito de mejorar la evaluación de la formación. La viscosidad ha sido incrementada para obtener mejores recortes, la velocidad de filtración ha sido reducida para minimizar la invasión de fluido y se han seleccionado fluidos especiales para mejorar las características de los registros y las pruebas de formación.

La formación del enjarre limita la obtención de la información de los núcleos obtenidos del lado de la pared, mientras que la invasión de agua o aceite afecta la resistividad. Debido a esto, en algunos casos los resultados de los métodos de medición no indican las condiciones del agujero, por lo que es necesario seleccionar el fluido.

CARACTERÍSTICAS

Las principales características que deben de cumplir los fluidos de perforación son^[10]:

- ◆ Baja toxicidad.
- ◆ Biodegradables.
- ◆ No corrosivos.
- ◆ No ser altamente flamables.
- ◆ Estables a altas y bajas temperaturas.
- ◆ Evitar la proliferación de microorganismos.
- ◆ Compatible con los polímeros.
- ◆ Permitir baja contaminación con sólidos.

- ◆ No causar daños a la formación.
- ◆ Inhibidores de hidratos.
- ◆ Reciclables.
- ◆ Económicos y versátiles.
- ◆ No requerir de métodos de tratamiento sofisticados o costosos.
- ◆ No interferir con la productividad normal del yacimiento.

3.4 SELECCIÓN DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN

A través de los años, se han desarrollado un número considerable de formulaciones de fluidos de perforación para favorecer las condiciones subterráneas de los pozos. La selección del mejor fluido para las condiciones previstas, minimiza costos del pozo y reduce el riesgo de pegaduras de la tubería, pérdida de circulación, etc.

Algunos criterios para seleccionar los fluidos de perforación, bajo diferentes condiciones de operación se presentan en la tabla 3.2^[6, 7].

Criterio	Descripción
<i>Tipo de pozo</i>	La información geológica es considerada primaria o primordial.
<i>Formación</i>	Fluido formulado para controlar derrumbes. En caso de que sea menor, tratar el calcio en exceso; la anhidrita requiere de lodos especiales. En caso de que la contaminación de sales exceda las 10,000 ppm, se requiere un lodo salado.
<i>Altas temperaturas</i>	Los componentes de los lodos de perforación se degradan con el tiempo a elevadas temperaturas, a más altas temperaturas mayor el índice de degradación. La temperatura crítica es aquella a la que el costo de reemplazar el material degradado llega a ser antieconómico.
<i>Inestabilidad del pozo</i>	Si las tensiones laterales de tierra que se producen sobre las paredes del agujero exceden la fortaleza de la formación, el agujero lentamente se contrae. El problema de ampliación del agujero ocurre cuando hay presencia de lutitas duras que pueden resistir las tensiones de tierra a menos que se desestabilicen por la interacción con el filtrado del lodo. La ampliación del agujero puede prevenirse únicamente utilizando lodos estabilizadores de lutitas, los cuales deben tener una salinidad en la fase acuosa lo suficientemente alta para equilibrar la presión de "hinchazón" de las lutitas.
<i>Perforaciones rápidas</i>	Las características de los fluidos para perforación rápida son la baja densidad y viscosidad así como el contenido bajo de sólidos. El aire es por mucho el fluido más rápido, pero puede ser usado únicamente en condiciones estables en donde las formaciones son no-permeables y que no permiten ninguna afluencia importante de agua. Las salmueras pueden utilizarse si los sólidos suspendidos pueden mantenerse abajo del 4%.

Criterio	Descripción
<i>Pozos desviados</i>	En agujeros altamente desviados, tales como los que se perforan desde plataformas mar adentro, el torque y el dragado son un problema porque el tubo yace contra el lado bajo del agujero, y el riesgo de que el tubo se pegue es alto. A causa de su delgada capa de enjarre, el costo de un lodo base aceite puede frecuentemente ser justificado en estos pozos. Si un lodo base agua se usa, reductores de fricción deben emplearse y mantener propiedades de filtración buenas.
<i>Pérdidas de circulación</i>	Tratamiento efectivos para pérdidas menores o medianas. Para pérdidas mayores se requieren técnicas especiales.
<i>Agua</i>	Se requieren pruebas y tratamientos del agua para remover calcio y magnesio; use floclulantes para remover sólidos de arcilla. La disponibilidad y tipo de agua son importantes en la selección del fluido.
<i>Selección del equipo</i>	Los equipos deben tener sus propios medios para remover sólidos y la potencia adecuada de circulación.
<i>Naturaleza de formaciones productoras</i>	El tipo de fluido seleccionado depende de las características de los yacimientos.
<i>Disponibilidad de productos</i>	En áreas alejadas el tipo de fluido de perforación puede depender de la disponibilidad de los productos.
<i>Procedimiento utilizado para la evaluación de la formación</i>	Se requieren pruebas a los recortes y núcleos para observar los cambios de propiedades ocasionados por el fluido de perforación
<i>Consideraciones ecológicas y del medio ambiente</i>	Según Normas Nacionales e Internacionales.

Tabla 3.2.- Criterios para la selección de fluidos de perforación.

3.5 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN.

Siempre que se realicen operaciones con los fluidos de perforación, es necesario considerar las siguientes propiedades:^[11]

1. DENSIDAD O PESO ESPECÍFICO.

La densidad se define como la cantidad de materia contenida en la unidad de volumen y el peso específico como la fuerza que ejerce la gravedad de la tierra, sobre esa masa. Asimismo, la densidad relativa (specific gravity) se ha definido como la relación entre la densidad del fluido y la densidad del agua a una cierta temperatura.

En los sistemas prácticos de unidades o de ingeniería, tanto la unidad de masa como la unidad de fuerza son fundamentales, de tal manera que 1 Kgf es la fuerza obtenida sobre la masa de 1 Kg, debido a la

atracción de la gravedad.

Como la masa se determina por medio del peso, al medir la densidad se conoce implícitamente su peso específico.

La densidad o peso específico del lodo se mide prácticamente por medio de la balanza de lodos, que está graduada en lb/pie³, lb/barril, densidad relativa y en gradiente de presión hidrostática (lb/pulg² por 1000 pies de profundidad).

2. VISCOSIDAD

El Embudo Marsh fue el primer método para medir el espesamiento del lodo. Esta medición se efectúa comparando el tiempo de escurrimiento del lodo con el del agua. El embudo utilizado es un instrumento calibrado a una capacidad de 1500 cc, con una parte inferior para la descarga. Un litro de agua descarga en 28 segundos y el tiempo requerido para un litro de lodo da una indicación del espesamiento.

Este número no es una base cuantitativa, el beneficio que se obtiene al usar este método de medición es detectar los cambios en las propiedades del lodo, que pueden ser indicativas de los problemas del agujero. Esta propiedad de los fluidos de control tiene gran importancia para el acarreo de recortes que mejorará al aumentar la misma.

3. PROPIEDADES REOLÓGICAS

La reología es el estudio de la deformación y flujo de un material^[11, 12]. Provee un medio para evaluar las propiedades de flujo de un fluido, determinando la efectividad con que lleva acabo las funciones que debe cumplir. La reología de los fluidos de perforación permite determinar y controlar:

- ◆ Capacidad de arrastre de los recortes.
- ◆ Suspensión de sólidos.
- ◆ Caída de presiones producidas en la sarta y en el espacio anular.
- ◆ Presiones de surgencia.
- ◆ Tratamientos del lodo.

Para el ingeniero, la reología es simplemente definir la viscosidad a diferentes velocidades de corte utilizando un viscosímetro de velocidades múltiples. Estas medidas van a determinar el tipo de flujo en el espacio anular y la capacidad pseudo-plástica del fluido en cuestión.

Esfuerzo de corte se define como la resistencia interna a un esfuerzo aplicado y se mide en términos de fuerza por unidad de área o dinas/cm². Para iniciar un flujo en un fluido de perforación, se debe aplicar cierto esfuerzo de corte antes de producir un corte o deformación.

$$\text{Esfuerzo de Corte, } \frac{\text{dinas}}{\text{cm}^2} = \frac{\text{Fuerza, dinas}}{\text{Unidad de Área, cm}^2} \quad (1)$$

Velocidad de corte es el gradiente de velocidad en el fluido. Es la velocidad con que diferentes capas del fluido se mueven una respecto a otra dividido por la distancia que los separa. Las unidades de velocidad de corte se expresan en segundos recíprocos (seg⁻¹).

$$\text{Velocidad de Corte, seg}^{-1} = \frac{\text{Velocidad relativa, cm}}{\text{Distancia de separación, cm}} \quad (2)$$

Tipos de Fluidos

Newtonianos: En estos fluidos el esfuerzo de corte es proporcional a la velocidad de corte en condiciones de flujo laminar. Como resultado, la viscosidad de un fluido newtoniano es constante (figura 3.4).

No Newtonianos: En general los fluidos de perforación se clasifican como No-Newtonianos, donde la viscosidad del fluido depende de la velocidad de corte. Aquí no hay una relación lineal entre la velocidad de corte y esfuerzo de corte (figura 3.4 y 3.5). La mayoría de los fluidos de perforación son pseudo-plásticos, es decir, que cuando se hallan en flujo laminar, poseen menos viscosidad a mayores velocidades. Como regla si la lectura de 600 RPM es el doble de la lectura de 300 RPM el fluido es considerado Newtoniano. Si la lectura de 600 RPM es menos del doble del de 300 el fluido es No-Newtoniano, o pseudo-plástico.

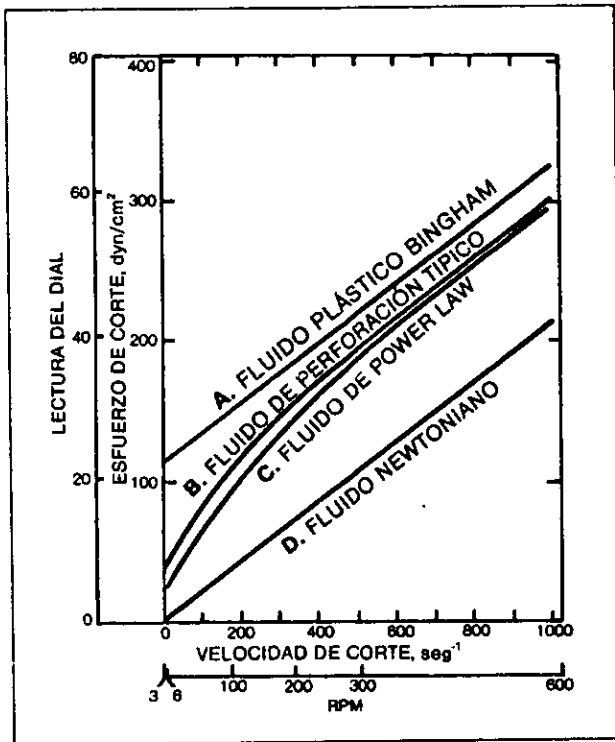


Figura 3.4.- Relación esfuerzo de corte vs. velocidad de corte.

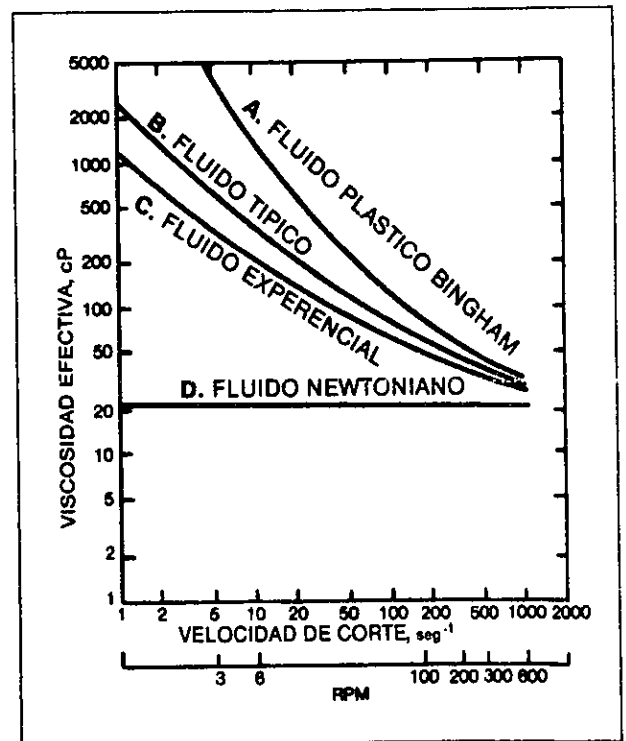


Figura 3.5.- Relación de viscosidad vs. velocidad de corte.

En términos científicos, la viscosidad es una constante de proporcionalidad entre el esfuerzo cortante y la velocidad de corte para un fluido newtoniano en flujo laminar. Para explicar esto, considérese a un fluido contenido entre dos grandes láminas planas y paralelas, de área A y separadas entre sí por una distancia muy pequeña Y. Supóngase que el sistema está inicialmente en reposo y a un tiempo $t = 0$ la lámina inferior se pone en movimiento en la dirección del eje x, con una velocidad constante V. A medida que transcurre el tiempo, el fluido gana cantidad de movimiento hasta que se establece el perfil de velocidades en régimen estacionario, como se indica en la figura 3.6. Una vez alcanzado dicho estado estacionario de movimiento, es preciso aplicar una fuerza constante F para conservar el movimiento de la lámina inferior.

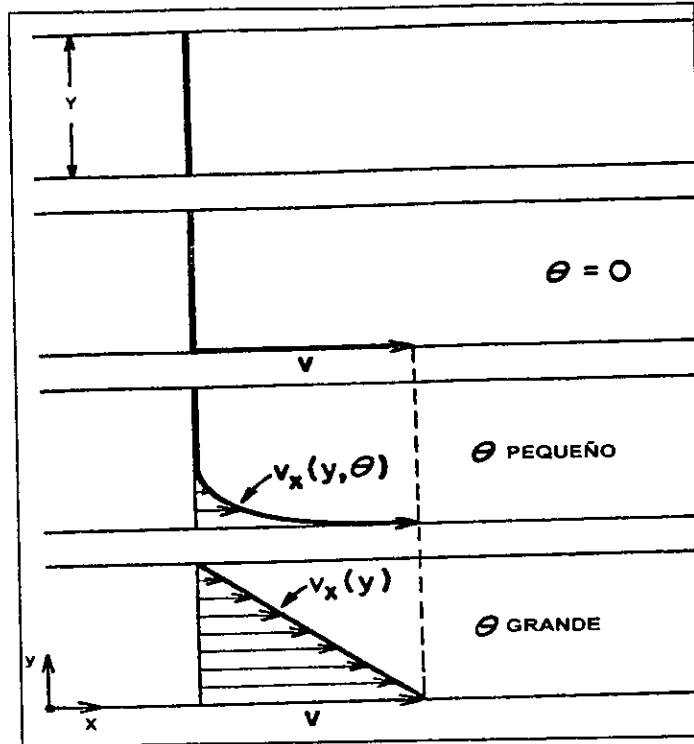


Figura 3.6.- Formación del perfil de velocidad en estado estacionario para un fluido contenido entre dos láminas

La fuerza aplicada por unidad de área es proporcional a la disminución de la velocidad con la distancia y la constante de proporcionalidad se denomina *viscosidad absoluta*; ésta es la ley de la viscosidad de Newton y se expresa como sigue:

$$\frac{F}{A} = \mu \cdot \left(\frac{dv}{dy} \right) \quad (3)$$

la relación F/A se denomina esfuerzo de corte (τ) y el cambio de la velocidad con la distancia (dv/dy) se conoce como la velocidad de corte ($\dot{\gamma}$), de tal manera que la ecuación (3) se puede describir como:

$$\tau = \mu (\dot{\gamma}) \quad (4)$$

los fluidos que siguen la ecuación (4), se denominan "fluidos verdaderos o newtonianos en donde la viscosidad es independiente del esfuerzo de corte aplicado y la velocidad de corte obtenida. Los fluidos de perforación no se comportan en esta forma, sino que se adelgazan con el corte; esto significa que la constante de proporcionalidad entre el esfuerzo de corte τ y la velocidad de corte disminuye con un incremento en ésta última. En la figura 3.7 se ha graficado τ vs ($\dot{\gamma}$) para algunos fluidos.

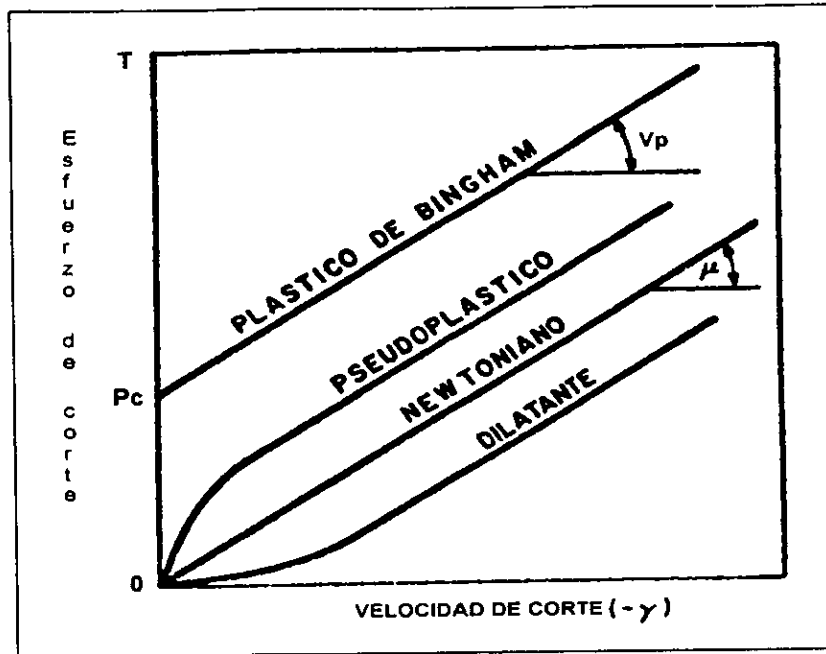


Figura 3.7.- Curvas de flujo de fluidos Newtonianos y no-Newtonianos

Todos los materiales que no se comportan de acuerdo a la ley de Newton, se les denomina "no newtonianos". Como se observa en la figura 3.7, los fluidos dilatantes y pseudoplásticos, son no-newtonianos y los lodos de perforación se comportan generalmente como éstos últimos. Se ha estudiado experimentalmente este comportamiento y se han propuesto varios modelos, entre los cuales el más común es el de Bingham o de los fluidos plásticos ideales, representado por la siguiente ecuación:

$$\tau = V_p (-\gamma) + P_c \quad (5)$$

en donde V_p es la pendiente de la recta conocida como *viscosidad plástica* y P_c es el *punto de cedencia* u ordenada del Origen.

La *viscosidad plástica* se describe generalmente como aquella parte de la resistencia al flujo, debido a la fricción mecánica, afectada por los siguientes factores:

- ◆ Concentración de los sólidos
- ◆ Tamaño y forma de los sólidos
- ◆ Viscosidad de la fase fluida

Un incremento en la viscosidad plástica, por lo general significa un incremento en el contenido de sólidos, una reducción en el tamaño de los sólidos o ambos. Este aumento de la viscosidad plástica resultará en viscosidades más altas en la barrena, con una pérdida en el potencial hidráulico disponible en la misma. Por tanto, en un lodo no densificado el contenido de sólidos debe mantenerse en un mínimo, para maximizar las características pseudo-plásticas del fluido.

En casos donde se requieren densidades elevadas de lodo para controlar presiones anormales de formación, la adición deliberada de sólidos en la forma de barita, resultará en viscosidades plásticas elevadas. Al reducir la cantidad de sólidos coloidales de baja densidad, las propiedades de flujo y la hidráulica en la barrena se optimiza y se obtienen mejores velocidades de penetración.

Las viscosidades plásticas elevadas debidas a un incremento en el nivel de los sólidos, puede controlarse por uno o más de los siguientes métodos:

- ◆ Dilución con agua
- ◆ Floculación y sedimentación

- ◆ Equipo mecánico de control de sólidos.

La efectividad de cualquiera de estos métodos dependerá del contenido de sólidos del fluido, tipo de sólidos, densidad del lodo, sistema circulatorio en superficie y del tipo de equipo de control de sólidos utilizado. El *punto de cedencia* es aquella parte de la resistencia al flujo debida al grado de dispersión o atracción entre las partículas de sólidos en el fluido. La magnitud de estas fuerzas es una función de:

- ◆ Tipo de sólidos y las cargas con ellos asociadas.
- ◆ Concentración de estos sólidos.
- ◆ Naturaleza iónica de las sales disueltas presentes en el fluido.

En un fluido No Newtoniano se deberá aplicar una fuerza determinada para iniciar el flujo. Esta fuerza se conoce como el punto de cedencia y es el segundo componente del modelo de Bingham. El punto de cedencia será por lo general el que determine el tipo de tratamiento al que hay que someter a un lodo determinado, para aumentar o disminuir su viscosidad. Para incrementar el punto de cedencia se emplean bentonita y diversos polímeros mejorando de esta manera la capacidad de arrastre del fluido. Un punto de cedencia demasiado alto puede ser índice de un sistema floculado, debido a una contaminación o a un incremento en el nivel de los sólidos activos. Esto indicaría la necesidad de una dispersión química para la reducción de esas viscosidades excesivas.

Se observa también en la figura 3.7, que la viscosidad aparente a cualquier punto, o sea la relación entre el esfuerzo de corte y la velocidad de corte, no es constante para los fluidos no-newtonianos, sino que depende del esfuerzo de corte aplicado.

Los viscosímetros que más se emplean para medir las propiedades de los fluidos no-newtonianos, son los del tipo rotacional, siendo el más común el que mide el esfuerzo cortante a seis velocidades (600, 300, 200, 100, 6 y 3 rpm), que corresponden a velocidades de corte de 1022, 511, 340.7, 170, 10.22 y 5.11 seg^{-1} , respectivamente, de acuerdo a las dimensiones de los elementos de medición; con estos datos se puede obtener la viscosidad plástica y el punto de cedencia del fluido mediante las siguientes ecuaciones:

$$V_p = L_{600} - L_{300} \quad (6)$$

$$P_c = L_{300} - V_p \quad (7)$$

en donde L_{600} y L_{300} , son las lecturas del viscosímetro a las velocidades referidas.

También se ha definido de acuerdo al modelo de Bingham, que la *viscosidad aparente* de un fluido de perforación (generalmente estos viscosímetros están calibrados para obtener las viscosidades aparente y plástica en centipoises y el punto de cedencia en lb/100 pies cuadrados) es la mitad de la lectura obtenida en el viscosímetro rotacional a 600 rpm.

$$V_a = \frac{L_{600}}{2} \quad (8)$$

El lodo que circula a través de la sarta de perforación, desde que lo toma la bomba hasta que sale del agujero y vuelve nuevamente a la presa de succión, se mueve a diferentes velocidades de corte muy pequeñas en las presas, de mayor magnitud dentro de la tubería de perforación, dentro de los lastrabarrenas y a través del espacio anular y muy altas a la salida de las toberas de la barrena; el modelo de Bingham se cumple bien, si el lodo se mueve en flujo laminar a velocidades de corte mayores de 511 seg^{-1} , pero a menores velocidades, ya no representa el comportamiento del fluido real y para estos casos se han desarrollado otros modelos, como el de la ley de las potencias, que se expresa como:

$$\tau = K' (-\dot{\gamma})^n \quad (9)$$

en donde n' es el índice de comportamiento de flujo y K' el coeficiente de consistencia. Para fluidos pseudoplásticos, el valor de n' varía entre 0 y 1, mientras que para fluidos dilatantes, n' es mayor que 1 y entre mayor sea la diferencia con respecto a la unidad, mayor será el grado de comportamiento no-newtoniano. El coeficiente K' está relacionado a la consistencia del fluido y entre mayor sea este valor, más espeso o "más viscoso" será el fluido. En el caso particular en que n' sea igual a 1, la ecuación (9) representa a un fluido newtoniano en donde K' es la viscosidad absoluta del fluido (γ).

Aplicando logaritmos a la ecuación (9) se tiene:

$$\text{Log } \tau = \text{Log } K' + n' \text{Log } (-\dot{\gamma}) \quad (10)$$

En la figura 3.8, se muestran las propiedades reológicas de un fluido de perforación, de acuerdo a los modelos de Bingham y de la ley de las potencias obtenidas por medio de un viscosímetro rotacional.

Los valores de n' y K' , pueden ser calculados en la siguiente forma:

$$n' = 3.32 \log \left(\frac{L_{600}}{L_{300}} \right) \quad (11)$$

$$K' = \frac{L_{300}}{(511)^{n'}} \quad (12)$$

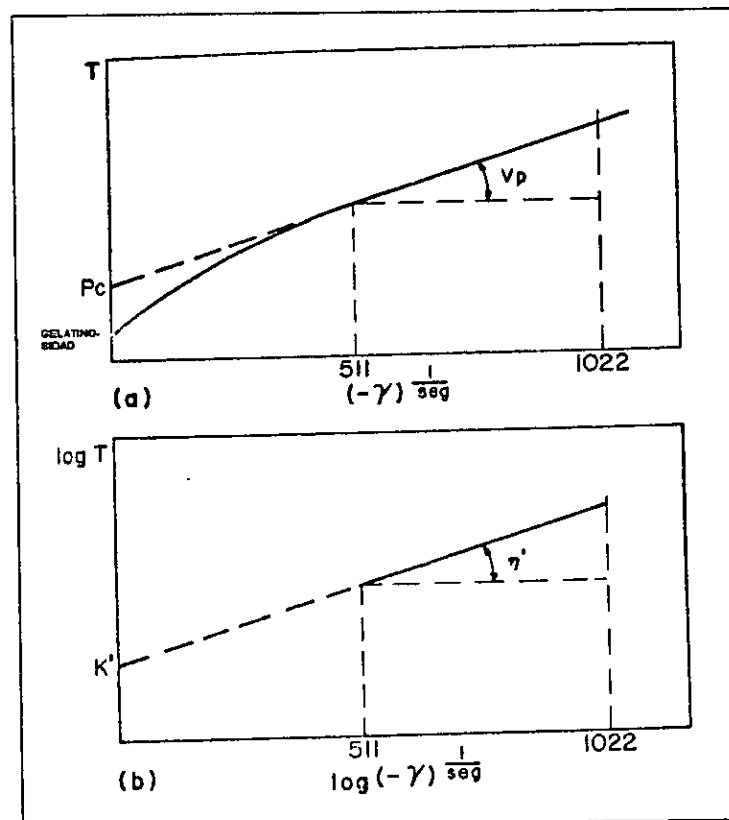


Figura 3.8.- Propiedades reológicas de un fluido de perforación. (a) Modelo de Bingham, (b) Fluido ideal de ley de potencias

Un fluido real requiere de la aplicación de una fuerza cortante inicial, antes de que éste tenga movimiento y debido a esto, se ha modificado el modelo de la ley de las potencias para incluir esta fuerza cortante, denominada Y' ; este modelo se puede expresar con las siguientes ecuaciones:

$$\tau = Y' + K' (-\dot{\gamma})^{n'} \quad (13)$$

$$\log (\tau - Y') = \log K' + n' \log (-\dot{\gamma}) \quad (14)$$

Es importante conocer la viscosidad equivalente del fluido de perforación en el espacio anular (μ'), con el propósito de evaluar su capacidad de acarreo de los recortes. Enseguida se muestran las ecuaciones que se han desarrollado para tal objeto, de acuerdo con los modelos mencionados.

Fluido plástico de bingham.

$$\mu' = V_p + \frac{267 P_c (D_h - D_p)}{v} \quad (15)$$

Fluido ideal de ley de potencias.

$$\mu' = \frac{2.4 v}{D_h - D_p} \left[\frac{2n' + 1}{3n'} \right]^{n'} \left[\frac{200K' (D_h - D_p)}{v} \right] \quad (16)$$

Fluido real de ley de potencias.

$$(\dot{\gamma})_{Anular} = \left[\frac{2.4 v}{D_h - D_p} \right] \left[\frac{2n' + 1}{3n'} \right] \quad (17)$$

$$\mu' = \frac{(479)(\text{Lectura viscosímetro})}{(\dot{\gamma})_{Anular}} \quad (18)$$

en donde:

- μ' = viscosidad equivalente, cp.
- v = Velocidad anular, pies/min.
- D_h = diámetro del agujero, pulg.
- D_p = diámetro de la tubería, pulg.
- V_p = Viscosidad plástica, cp.
- P_c = Punto de cedencia, lb/100 pies².
- n' = Índice de comportamiento de flujo
- K' = Coeficiente de consistencia, lb-seg^{n'}/100 pies².
- $(\dot{\gamma})_{Anular}$ = Velocidad de corte anular, seg⁻¹.

Para mayor detalle sobre reología se recomienda consultar el boletín API 13D⁽¹³⁾: "La Reología de los Fluidos de Perforación de Pozos Petroleros".

4. GELATINOSIDAD (TIXOTROPÍA).

Cuando un fluido de perforación con suficiente viscosidad, ha sido sometido a reposo por determinado tiempo, tiende a formar estructuras mas o menos rígidas pero podrá convertirse nuevamente en fluido por

agitación mecánica.

La gelatinosidad se puede definir como la propiedad que tienen ciertos fluidos de formar estructuras semi-rígidas (gel) cuando están en reposo y de recuperar nuevamente su estado fluido por agitación mecánica.

Técnicamente esta propiedad se denomina *tixotropía*^[11].

Cuando la viscosidad en los fluidos no-newtonianos, medida a un valor fijo de temperatura y velocidad de corte, no permanece constante con la duración del esfuerzo se dice que estos fluidos son dependientes del tiempo". En un fluido *tixotrópico*, el esfuerzo de corte disminuye con el tiempo cuando éste está sujeto a una velocidad de corte constante. El comportamiento contrario, cuando el esfuerzo de corte se incrementa con el tiempo a una velocidad de corte constante, es característico de los fluidos *reopéticos*.

Esta propiedad de tixotropía es el resultado de las fuerzas de interacción de los sólidos que provocan la gelación del lodo y ejercen gran influencia en la viscosidad. Las arcillas son los sólidos eléctricamente más activos, cuyas partículas pueden reunir para formar una matriz o estructura de gel, la cual requiere de una fuerza finita para iniciar el flujo conforme éste se incrementa, el efecto de dichas interacciones se hace menos importante.

La magnitud y el tipo de resistencia de estas estructuras tipo gel que forma el fluido de perforación, son de importancia determinante para lograr la suspensión de recortes y de material densificante cuando el fluido se encuentra en reposo. Si los geles no tienen suficiente resistencia, los recortes y el material densificante se precipitarían al fondo.

Pero una *resistencia excesiva* de estas estructuras también puede causar complicaciones peligrosas como las siguientes:

- a) *Retención de aire o gas en el fluido*; lo cual afecta la densidad del fluido y puede provocar en caso extremo un desequilibrio entre la presión hidrostática y la presión de formación.
- b) *Necesidad de presiones excesivas al establecer la circulación después de un viaje de la sarta*. Estas presiones excesivas pueden en algunos casos llegar a dañar la formación.
- c) *Reducción de velocidad de asentamiento de recortes en las presas*. El fluido que ya ha circulado y acarreado recortes, se deja "reposar" un tiempo en las presas. Si en ese tiempo los recortes no han "caído" al fondo se corre el peligro de recircularlos al sistema.
- d) *Excesiva succión al extraer la tubería*; que en casos graves puede provocar un fuerte desequilibrio de presión y descontrol del pozo.
- e) *Excesiva presión al introducir la tubería*. Ya que al cargar más peso para vencer la resistencia de las geles, se incrementa la presión hidrostática y puede fácilmente dañar la formación.
- f) *Dificultad para introducir al fondo del pozo las herramientas que se manejan con cable y línea de acero*. Impidiendo así efectuar correctamente las operaciones como: registros, disparos, calibraciones.

Las propiedades tixotrópicas del lodo, pueden medirse en un viscosímetro del tipo rotacional. El procedimiento seguido es agitar violentamente el lodo para reducir las propiedades tixotrópicas a cero o lo mínimo posible y entonces determinar la fuerza necesaria para iniciar el movimiento a una velocidad de corte de 3 rpm; esto se repite después de dejar el lodo en reposo durante determinado tiempo; generalmente estos valores se reportan como gelatinosidad inicial a 10 seg y gelatinosidad a 10 minutos, en lb/100 pies².

5. PROPIEDADES DE FILTRACIÓN.

La medición del comportamiento de la filtración y el enjarre de un lodo son características fundamentales para el control y tratamiento del fluido de perforación, así como son también las características del filtrado: contenido de aceite agua o emulsión^[10, 14, 15].

Estas características son afectadas por el tipo y la cantidad de sólidos en el fluido y sus interacciones físicas y químicas, las cuales se ven afectadas por la temperatura y presión. Por consiguiente, las pruebas son afectadas bajo ambas condiciones: Baja presión/Baja temperatura y Alta presión/Alta temperatura, y cada uno requiere diferente equipo y técnica.

La velocidad de filtración se controla generalmente por dos razones:

- ◆ Para controlar el espesor y características del enjarre depositado en formaciones permeables, y
- ◆ Para limitar el filtrado total que entra a las formaciones sub-superficiales.

Hay dos métodos básicos de medición de la velocidad de filtración:

a) pruebas de filtración estática, y b) pruebas de filtración dinámica. Las primeras dan una indicación de la pérdida de líquido y la capacidad de formación del enjarre, mientras que las pruebas dinámicas representan las pérdidas de líquido cuando el lodo de perforación está circulando a través del agujero.

En las pruebas estáticas está incluida la prueba aprobada por el API^[5], que consiste en medir el volumen de filtrado obtenido a través de un papel filtro de 7 pulg² de área, durante 30 minutos y con la aplicación de una diferencial de presión de 7.0 Kg/cm² (100 lb/pulg²). Las pruebas a alta presión y alta temperatura (APAT) se efectúan generalmente a través de papel filtro de 3.5 pulg² de área, durante 30 minutos, a 178°C (350°F) y con la aplicación de una diferencial de presión de 35.0 kg/cm² (500 lb/pulg²).

Las pruebas dinámicas se efectúan a alta presión y alta temperatura, a las mismas condiciones que las pruebas estáticas mencionadas en el párrafo anterior, aunque en este caso el medio filtrante puede ser papel filtro o un espécimen del núcleo de la formación.

6. POTENCIAL DE HIDRÓGENO (pH)

Cuando se prepara un fluido de perforación, el conjunto de sustancias que se mezclan para lograr las propiedades de densidad, viscosidad y gelatinosidad que se requieren, producen reacciones químicas cuyo resultado es un fluido *ácido o alcalino*.

A la medida de esa acidez o alcalinidad se le conoce como factor pH o Potencial Hidrógeno^[6].

El pH se define como el logaritmo negativo del contenido de iones hidrógeno H⁺ y se puede describir como:

$$\text{pH} = -\log[\text{H}^+] \quad (19)$$

El producto de la concentración de los iones hidrógeno [H⁺] y la concentración de los iones oxhidrilo [OH⁻] es una constante, de tal manera que:

$$[\text{H}^+] \times [\text{OH}^-] = 1 \times 10^{-14} \quad (20)$$

El ion hidrógeno representa el componente ácido y el ion oxhidrilo al componente básico o alcalino. Cualquier sustancia que reduzca la concentración del ion hidrógeno provocará un aumento del pH. Una solución neutra, como el agua destilada, tiene la misma concentración de iones hidrógeno que de iones oxhidrilo y corresponde a un pH de 7:

$$[\text{H}^+] \times [\text{OH}^-] = 1 \times 10^{-7} \quad (21)$$

Otras combinaciones se muestran en la tabla 3.3.

[H ⁺]	[OH ⁻]	pH
10 ⁰	10 ⁻¹⁴	0
10 ⁻⁴	10 ⁻¹⁰	4
10 ⁻⁹	10 ⁻⁵	9
10 ⁻¹⁴	10 ⁰	14

Tabla 3.3.- Combinación de [H⁺] y [OH⁻] para pH.

Existe una escala aceptada mundialmente para medir en campo la acidez o alcalinidad de un fluido. La escala pH es del 1 al 14; el punto neutro se indica por el número 7, abajo de este valor se consideran como ácidos, mientras que arriba del mismo hasta 14 se consideran alcalinos.

Existen dos métodos para medir el pH del lodo de perforación. El primero es un método colorimétrico modificado, que usa papel indicador de diferentes rangos y que no es muy confiable cuando el lodo contiene alta salinidad; el otro método es el de electromedición que emplea un electrodo de vidrio y un electrodo de referencia, que también está sujeto a error cuando el lodo tiene alto contenido de iones sodio, aunque en este caso se puede usar un electrodo especial para iones sodio o se puede corregir la lectura obtenida.

Es importante el control del pH en el fluido de perforación, debido a que cada uno de los diferentes aditivos requiere de un pH determinado para cumplir con su función dentro del lodo.

La acidez o alcalinidad de un fluido de control influye determinantemente en las propiedades de flujo, en las resistencias de gel, en el control de corrosión, en el rendimiento de las arcillas y en las pérdidas de filtración.

Se sabe que las sustancias alcalinas como la cal comercial reaccionan produciendo calor y las sustancias ácidas, disociando las moléculas del material con quien entran en contacto. Por lo cual los fluidos de perforación que se manejan en los pozos deben tender a ser alcalinos.

7. RESISTIVIDAD.

Es una propiedad importante del lodo en lo que se refiere a la interpretación adecuada de los registros eléctricos. La determinación de la resistividad es esencialmente la medición de la resistencia al paso de la corriente eléctrica a través de la muestra colocada en un recipiente especial; esta medición, se convierte a resistividad en ohm-metro utilizando una celda constante.

El registro de potencial espontáneo se genera principalmente por una reacción electroquímica entre el filtrado del lodo y el agua de la formación. Si el filtrado del lodo contiene la misma cantidad de sales que el agua de la formación, sus resistividades son iguales y el potencial es cero. Este concepto ha servido para medir el potencial espontáneo en áreas donde el agua de la formación es casi dulce, agregando sales al lodo para obtener un valor positivo.

Un resistímetro se utiliza para medir la resistividad del lodo, del filtrado y del enjarre, el cual tiene un rango de medición de 0.01 a 10 ohm-m²/m; la conductividad del medio se calcula tomando el recíproco del valor obtenido de la resistividad.

8. PODER DE LUBRICACIÓN.

Se determina mediante un probador de carga máxima, el cual fue diseñado para evaluar las propiedades lubricantes de los lodos de perforación. Los resultados de las pruebas usando este dispositivo, han sido correlacionados a los obtenidos por la máquina *timken*, que ha sido utilizada por el ASTM como el equipo estándar para medir el poder de lubricación de varias sustancias. La determinación consiste en someter a

un anillo de acero girando a una velocidad determinada, a una cierta carga, mediante fricción con un cubo de acero, ambos sumergidos dentro del lodo. Normalmente se efectúa la prueba en un tiempo de 3 a 5 minutos y con la aplicación de una carga de 150 lb-pulg. El resultado de la prueba es la formación de una muesca en el cubo, que indica el poder de lubricación de la película de lodo entre el anillo y el cubo, calculado en la siguiente forma:

$$P = 533 \frac{T}{W} \quad (22)$$

en donde:

P = resistencia de la película, psi

T = carga aplicada, lb-pulg

W = ancho de la muesca, en milésimas de pulgada

9. PODER DE INHIBICIÓN A LA HIDRATACIÓN DE LUTITAS.

Esta propiedad también se conoce como estabilidad a las lutitas e indica si el lodo es apto para la perforación de estas formaciones. En publicaciones recientes, Chenevert ha mostrado que todas las rocas que contienen lutitas adsorben agua a un potencial de hidratación determinado, con alteración en sus propiedades; dichos estudios indican que muchos de los problemas que se presentan en la perforación de lutitas deleznable se debe a este efecto por lo cual desarrollaron métodos de laboratorio para medir dicho potencial de hidratación.

Lo importante para la perforación es seleccionar un fluido que posea buenas propiedades de inhibición a la hidratación de las lutitas. Mondshine ha publicado métodos de laboratorio para determinar el índice de estabilidad de las lutitas, empleando especímenes de núcleos preparados bajo condiciones especiales en el laboratorio y sometiéndolos a rolado con el núcleo; el cálculo de este índice de estabilidad se efectúa considerando el hinchamiento, la erosión, la dureza, contenido de humedad del espécimen sujeto a la acción del fluido, tomando como base un valor de 100 para el espécimen original.

Actualmente se llevan a cabo pruebas de inhibición con especímenes preparados en el laboratorio y colocados en equipos especiales, algunos de estos equipos son:

Equipo de Succión capilar (TSC)

El aparato de Succión Capilar (TSC) mide el tiempo que toma una cantidad de agua libre de una lechada para viajar en forma radial entre los electrodos en un papel grueso poroso. La prueba determina las propiedades de hidratación y dispersión de lutitas simulando las fuerzas de corte y químicas presentes durante la perforación. Para esta prueba, el contenido de lutita-sólidos y el tiempo de mezclado se mantienen constantes, mientras que las características de pH y salinidad pueden ser variables.

Swellmeter (Expansión Lineal)

En esta prueba se determina el hinchamiento/hidratación de una lutita causada por un fluido bajo prueba, por medio de la medición del incremento en longitud sobre el tiempo, de una pastilla sintética o elaborada con lutita. La medición se reporta como porcentaje de expansión lineal.

10. ANÁLISIS QUÍMICO.

Las determinaciones más comunes que se efectúan al filtrado, son: alcalinidad, cloruros, calcio y sulfatos.

La alcalinidad o acidez es medida por el pH, pero debido a que el filtrado puede contener una variedad de

iones en diferente proporción, el análisis químico determina el carácter de la alcalinidad y esto auxilia al mantenimiento de las propiedades deseadas del lodo de perforación. La alcalinidad se determina por titulación con ácido sulfúrico 0.02N, utilizando como indicadores la fenolftaleína (pH de 8.3 a 10.0) y el anaranjado de metilo (pH de 3.1 a 4.3); los mililitros gastados con la fenolftaleína, se reportan como alcalinidad a la fenolftaleína (P_f) y los mililitros gastados con el anaranjado de metilo, incluyendo P_f , se reportan como alcalinidad total (M_t).

Para determinar el contenido de cloruros en el filtrado del lodo de perforación, se titula con solución de nitrato de plata, empleando cromato de potasio como indicador; los resultados se reportan en partes por millón del ión cloruro (Cl^-). Esta determinación titula todos los cloruros presentes, de tal manera que si la muestra contiene cloruro de sodio y cloruro de calcio, se requiere una determinación de calcio para conocer la cantidad de cada uno de estos componentes.

Para la determinación de calcio se emplea el método de versenato (EDTA) con un indicador especial (cloruro de sodio-murexida) y una solución buffer. El punto final de la titulación, es el cambio de color al púrpura y el resultado se reporta como ppm Ca^{++} . Este mismo método se utiliza para la determinación de dureza, con negro eriocromo como indicador.

En el análisis de sulfatos, se emplea un indicador de cloruro de bario que provoca una precipitación de sulfato de bario, dependiendo de la concentración de sulfato se obtiene desde una solución translúcida hasta una suspensión espesa. Los resultados se expresan como equivalentes por millón de sulfatos.

3.6 PROCEDIMIENTO DE PRUEBAS ESTANDARIZADAS PARA FLUIDOS DE PERFORACIÓN.

A) FLUIDOS DE PERFORACIÓN BASE AGUA^(10, 15).

A.1.) DENSIDAD

Descripción

Este método determina el peso de un volumen dado de líquido. La densidad puede ser expresada como lb/gal, lb/pie³, g/cm³ ó Kg/m³.

Equipo

- ◆ Cualquier instrumento que permita medir con exactitud de ± 0.1 lb/gal (ó 0.5 lb/pie³, 0.01 g/cm³) puede ser utilizado. El instrumento empleado generalmente es la *balanza de lodos* (figura 3.9), está diseñado de tal forma que se tiene una base con fulcro, sobre la cual se balancea un brazo graduado en un extremo y en el otro una copa con su respectiva tapa; el brazo consta además de un medidor de nivel y una cuchilla que descansa sobre el fulcro de la base con un contrapeso que se desliza a lo largo del brazo. Una burbuja de nivel se encuentra en el brazo para lograr el equilibrio entre ambas partes.
- ◆ Termómetro: 0-105°C (32-220°F)

Procedimiento

- El instrumento debe asentarse sobre una superficie plana y perfectamente nivelada.
- Se procede a medir la temperatura del lodo y se registra en la forma de reporte de lodo.
- Se llena la copa con el fluido y se coloca la tapa y se gira hasta que asiente firmemente. Asegúrese de que se expulse lodo a través del orificio de la tapa, para liberar el aire o gas atrapado.
- Lavar o limpiar perfectamente el lodo que se encuentre en la parte externa de la copa y la tapa.
- Colocar el brazo en el soporte de la base y balancéelo deslizando el contrapeso a lo largo del brazo graduado. El equilibrio se alcanza cuando la burbuja de nivel está en la línea central.
- Leer el valor del peso de lodo por el lado del contrapeso que da hacia la cuchilla.

Calibración

La balanza debe ser calibrada frecuentemente con agua dulce, la lectura debe ser de 8.3 lb/gal, 62.3 lb/pie³ ó 1 g/cm³ a 21°C (70°F). Si no da el valor, ajuste el tornillo de balance, o ajuste la cantidad de balines contenidos en el agujero que se encuentra en el extremo del brazo graduado.

Cálculos

- Reportar la densidad con aproximación de 0.1 lb/gal, 0.5 lb/pie³ ó 0.01 g/cm³.

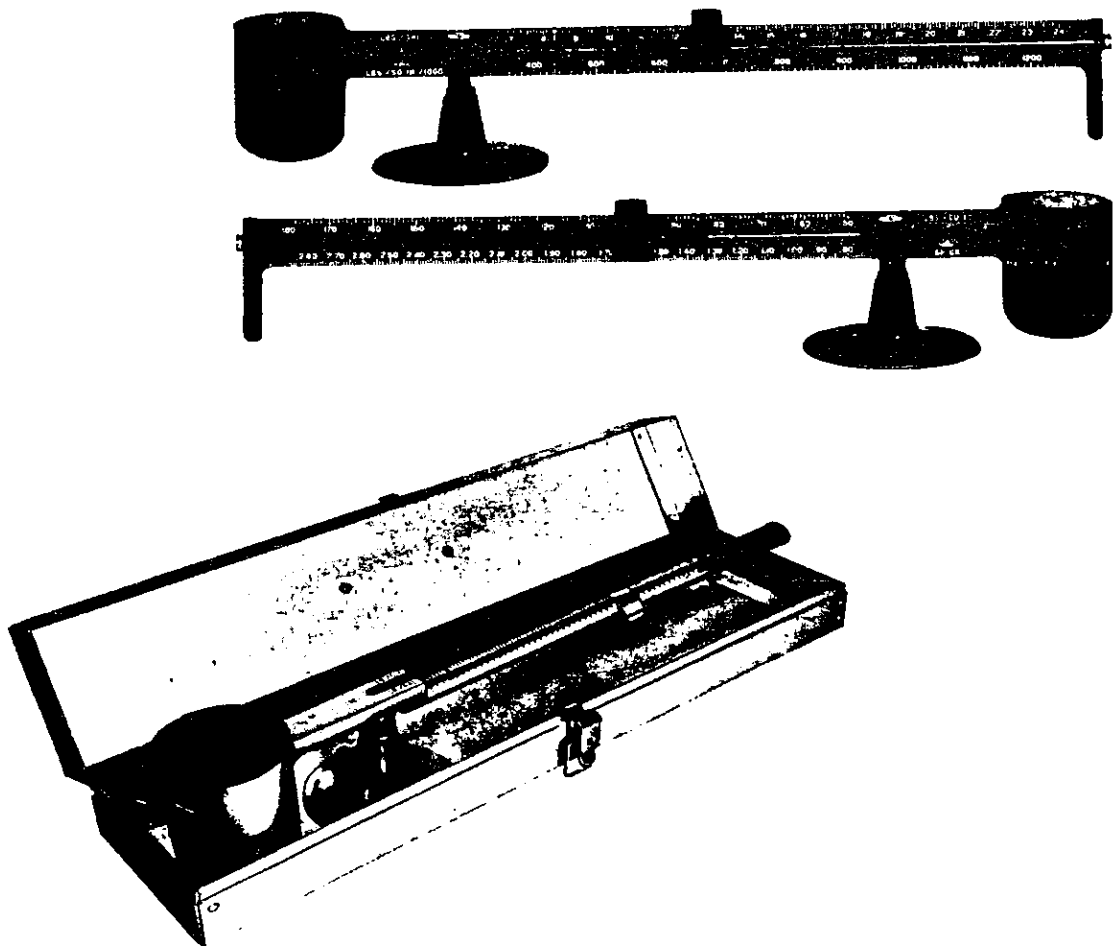


Figura 3.9.- Balanza de lodos.

A.2.) VISCOSIDAD Y GELATINOSIDAD

Descripción

- a) Los instrumentos siguientes son usados para medir la viscosidad y gelatinosidad de los fluidos de perforación:
 1. Embudo Marsh.- es un equipo sencillo para la indicación de la viscosidad en forma rutinaria.
 2. Vicosímetro de indicación directa.- Es un equipo mecánico para medir la viscosidad a diferentes velocidades de corte.
- b) La viscosidad y gelatinosidad son mediciones que se relacionan con las propiedades de flujo de los lodos.

Embudo Marsh

Equipo

- ◆ El embudo Marsh (figura 3.10) está calibrado para un flujo de un cuarto de galón (946 cm³) de agua dulce a una temperatura de 21 ± 3°C (70 ± 5°F) en 26 ± 0.5 segundos. Un recipiente graduado es usado como colector. Las especificaciones de un embudo Marsh se muestran en la tabla 3.4.
- ◆ Recipiente graduado: un cuarto de galón.
- ◆ Cronómetro.
- ◆ Termómetro: 0-105°C (32-220°F).

Cono del embudo	
Longitud	12.0 pulg. (305 mm)
Diámetro	6.0 pulg. (152 mm)
Capacidad hasta el fondo de la malla	1500 cm ³
Orificio	
Longitud	2.0 pulg. (50.8 mm)
Diámetro interior	3/16 pulg. (4.7 mm)
Tamiz	
	Malla No. 12 Tiene una abertura de 1/16 pulg (1.6 mm) y está colocada a un nivel de 3/4 pulg (19 mm) abajo de la parte superior del cono

Tabla 3.4.- Especificaciones de embudo Marsh

Procedimiento

- a. Cubra el orificio del embudo con un dedo y vacíe muestra fresca del fluido de perforación a través del tamiz en el cono limpio. Llénelo hasta que el fluido alcance el nivel de la malla.
- b. Quite el dedo y accione el cronómetro. Mida el tiempo del lodo para llenar hasta la marca del recipiente (un cuarto de galón).
- c. Mida la temperatura del fluido en grados centígrados.
- d. Reporte el tiempo en segundos como viscosidad de embudo Marsh y la temperatura del fluido.

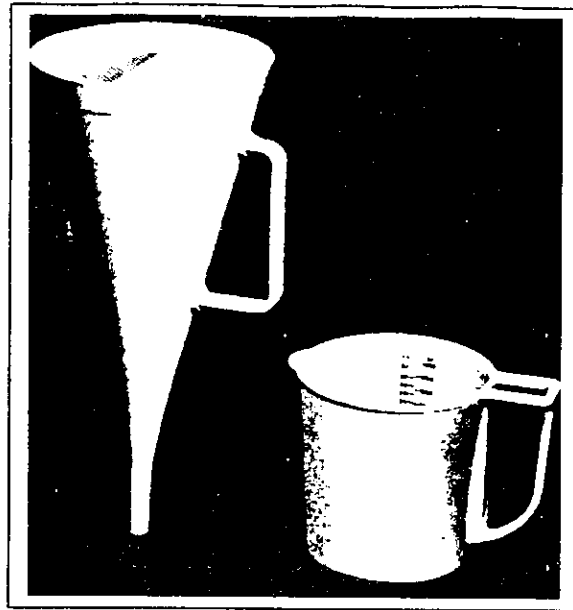


Figura 3.10.- Embudo Marsh y recipiente graduado.

Viscosímetro de indicación directa

Equipo

Los viscosímetros de indicación directa son instrumentos de tipo rotacional accionados por un motor eléctrico o una biela manual. El fluido de perforación se encuentra en el espacio anular entre dos cilindros concéntricos. El cilindro exterior o manga del rotor es dado como una velocidad rotacional constante (rpm). La rotación de la manga del rotor en el fluido produce un torque en el cilindro interior o bob. Un resorte de torsión restringe el movimiento del bob y un dial enlaza la indicación del bob con su desplazamiento.

Las constantes del instrumento están ajustadas para que la viscosidad plástica y el punto de cedencia sean obtenidas usando las lecturas de la manga del rotor a la velocidad de 300 rpm y 600 rpm. En la tabla 3.5 se muestran las especificaciones de un viscosímetro de indicación directa.

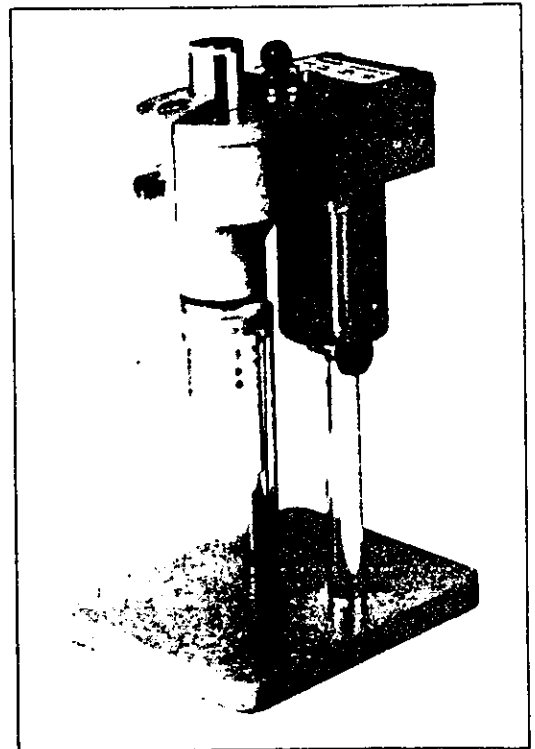
Especificaciones	
Manga del rotor	
Diámetro interior	1.450 pulg. (36.8 mm)
Longitud total	3.425 pulg. (87.0 mm)
Línea de llenado	2.30 pulg. (58.4 mm)
Dos hileras de agujeros de 1/8 pulg. (3.18 mm) espaciados 120 grados, alrededor de la manga del rotor justo debajo de la línea de llenado.	
Bob	
Diámetro	1.358 pulg. (34.49 mm)
Longitud del cilindro	1.496 pulg. (38.00 mm)
El bob está cerrado por una base plana y tapada en la parte superior.	
Constante del resorte de torsión	386 dina-cm/grados de deflexión
Velocidades del rotor	
Alta velocidad	600 rpm
Baja velocidad	300 rpm

Tabla 3.5.- Especificaciones de viscosímetro de indicación directa

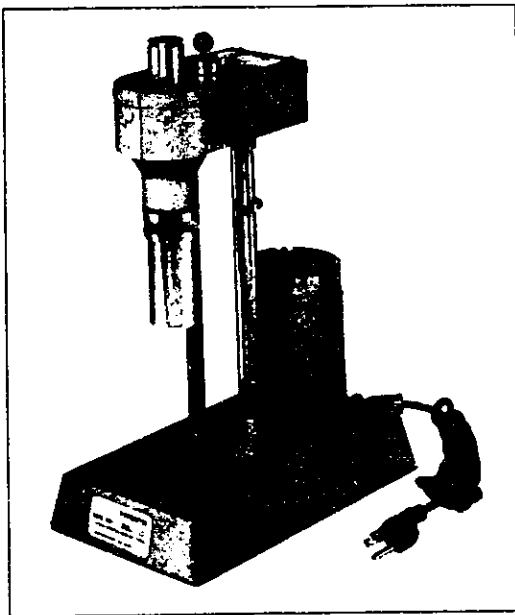
- a. Los tipos de viscosímetros usados para probar fluidos de perforación son los siguientes:
1. Instrumento de manivela manual (figura 3.11, a), tiene velocidades de 300 rpm y 600 rpm. Una



a).- Viscosímetro de manivela



b).- Viscosímetro de motor de 12 volts.



c).- Viscosímetro de motor de 115 volts.

Figura 3.11.- Viscosímetros de indicación directa.

A.3.) FILTRACIÓN

Descripción-

La medición del comportamiento de la filtración y el enjarre de un lodo son características fundamentales para el control y tratamiento del fluido de perforación, así como son también las características del filtrado: Contenido de aceite, agua o emulsión.

Estas características son afectadas por el tipo y cantidad de sólidos en el fluido y sus interacciones físicas y químicas, las cuales se ven afectadas por la temperatura y presión. Por consiguiente, las pruebas son efectuadas bajo ambas condiciones; Baja presión/Baja temperatura y Alta presión/Alta temperatura, y cada uno requiere diferente equipo y técnica.

Prueba A Baja-Temperatura/Baja-Presión

Equipo

- a. Un filtro prensa consiste principalmente de una celda cilíndrica para el lodo, con 3 pulg. de diámetro interior (7.62 cm) y una altura por lo menos de 2.5 pulg. (6.4 cm). Esta cámara está hecha de materiales resistentes a soluciones altamente alcalinas y así también adaptada para que una presión sea convenientemente admitida en el interior y drenada por la parte superior de la celda. El arreglo es tal que una hoja de papel filtro de 9 cm es colocada en el fondo de la cámara sobre un soporte apropiado. El área de filtración es de 7.1 ± 0.1 pulg.² (45.8 ± 0.6 cm²). En la parte inferior se encuentra un tubo de drenaje para la descarga del filtrado en una probeta graduada. El cierre hermético se consigue con empaques y todo el equipo es sostenido en un soporte. En la figura 3.12 se muestran las unidades estándar de diferentes fabricantes.
La presión se aplica con cualquier fluido no peligroso, ya sea líquido o gaseoso. Los filtros prensa están equipados con reguladores de presión y puede suministrarse por medio de tanques portátiles, cartuchos de presión o por medio de presión hidráulica.
Para obtener resultados reproducibles debe emplearse un papel filtro de 9.0 cm de diámetro, Wathman No. 50, S&S No. 576 o equivalente.
- b. Medidor de tiempo: 30 minutos de intervalo.
- c. Probeta graduada.

Procedimiento

- a. Asegúrese de que cada parte de la celda esté limpia y seca, especialmente la malla, y que los empaques no estén deformados o rotos. Coloque la muestra de lodo en la celda hasta ½ pulg. (1.3 cm) de la parte superior (para minimizar la contaminación con CO₂ de filtrado), previamente el papel filtro se coloca en su lugar.
- b. Coloque una probeta graduada abajo del tubo de drene para recibir el filtrado. Cierre la válvula de alivio y ajuste el regulador a 100 ± 5 psi de presión (7.02 ± 0.35 kg/cm²) aplicando la presión en 30 segundos o menos. El periodo de prueba empieza al aplicar la presión.
- c. Al final de los 30 minutos mida el volumen del filtrado. Cierre la válvula del regulador de presión y abra la válvula de alivio cuidadosamente. El intervalo de tiempo debe reportarse si es diferente a 30 minutos.
- d. Reporte el volumen de filtrado en cm³ con exactitud de 0.1 cm³, el filtrado a baja presión (API) y la temperatura inicial del lodo en centígrados, °C. Guarde el filtrado para el análisis químico.
- e. Purgue toda la presión del interior de la celda y sáquela del armazón. Desensamble la celda, descargue el lodo y tenga cuidado extremo para recuperar el papel filtro sin dañar el enjarre, lávelo con un chorro de agua.
- f. Mida y reporte el espesor del enjarre con una exactitud de 1/32 pulg. (0.8 mm). Aunque la descripción del enjarre es subjetiva, deben hacerse algunas anotaciones como: duro, suave, plástico, firme, etc., ya que puede ser información adicional sobre la calidad del enjarre.

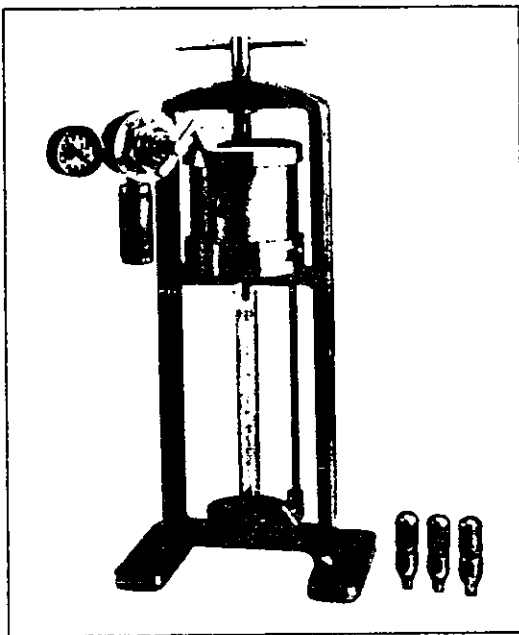
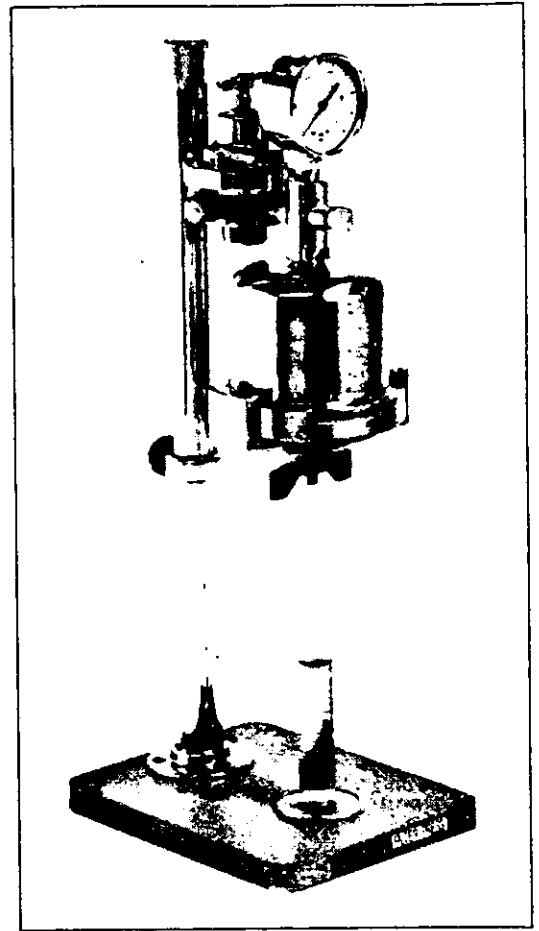
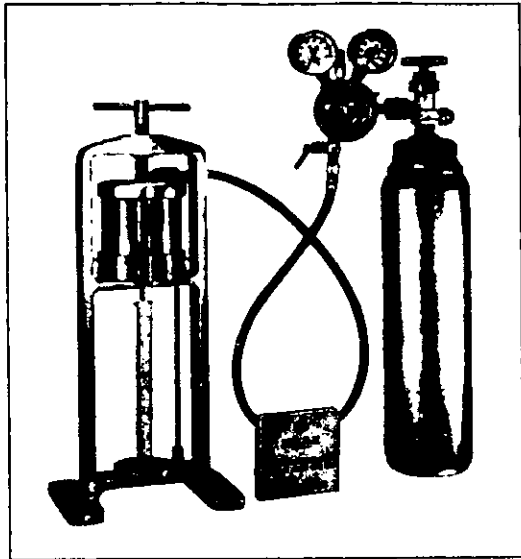


Figura 3.12.- Equipos de filtración a baja temperatura y baja presión.

Prueba a Alta-Temperatura/Alta Presión

Equipo

Precaución: No todos los equipos fabricados son capaces de soportar las mismas temperaturas y presiones. Apegarse a las recomendaciones de los fabricantes de equipos, tales como volumen, temperatura y presión es esencial. El no hacerlo podría ocasionar serios daños.

- a. El filtro prensa de alta temperatura/alta presión (APAT) consiste en una fuente de presión controlada (CO_2 o N_2), una celda de lodo diseñada para una presión de trabajo de 600 a 1300 psi, un sistema de calentamiento de la celda y una cámara de recolección presurizada para prevenir la evaporación del filtrado y finalmente una base adecuada. En la figura 3.13 se muestran algunos modelos de este tipo de filtros.
La celda de lodo tiene un termopozo, sellos resistentes al aceite, un soporte para el medio filtrante y una válvula sobre el tubo de salida para controlar la salida para controlar el flujo de la celda. Puede ser necesario sustituir los sellos con frecuencia.
Precaución: No deben usarse cartuchos de óxido nitroso como fuente de presión para pruebas de filtración a alta presión-alta temperatura. El óxido nitroso puede detonar bajo condiciones de temperatura y presión en presencia de grasa, aceite o material carbonoso. Los cartuchos de óxido nitroso deben ser utilizados solamente para el análisis de carbonatos con el Tren de Gases Garrett.
- b. Medio filtrante:
 1. Para temperaturas hasta 204°C (400°F) use papel Wathman No. 50 o equivalente.
 2. Para temperaturas mayores de 204°C use un disco de acero inoxidable poroso.
- c. Medidor de tiempo: Intervalo 30 minutos.
- d. Termómetro bimetálico: rango de 0 - 260°C .
- e. Probeta graduada: 25 o 50 cm^3 .
- f. Mezclador de alta velocidad.

Procedimiento para Temperaturas de 150°C (300°F) o Menores

- a. Coloque el termómetro en el termopozo y precaliente a 6°C arriba de la temperatura de prueba seleccionada. Ajuste el termostato en la posición adecuada para mantener la temperatura deseada.
- b. Agite la muestra de lodo durante 10 minutos en el mezclador de alta velocidad. Prepare la celda con papel filtro y llénela con el lodo teniendo cuidado de no llenar más arriba de $\frac{1}{2}$ pulg. (1.3 cm) de la parte superior para permitir la expansión del fluido. Coloque el papel filtro.
- c. Termine de ensamblar la celda y con ambas válvulas cerradas (superior e inferior) colóquela en la chaqueta de calentamiento. Transfiera el termómetro al termopozo de la celda del lodo.
- d. Conecte la unidad de presión sobre la válvula superior de la celda y coloque el seguro (pasador).
- e. Conecte la cámara de contrapresión sobre la válvula inferior de la celda y coloque el seguro.
- f. Mantenga las válvulas cerradas y aplique 100 psi (7.03 kg/cm^2) a ambas unidades de presión. Abra la válvula superior y aplique 100 psi al lodo, manteniéndola hasta que se estabilice la temperatura deseada. El tiempo de calentamiento no debe exceder de una hora.
- g. Cuando la muestra alcance la temperatura de prueba, incremente la presión en la parte superior a 600 psi (42.18 kg/cm^2) y abra la válvula inferior para iniciar la filtración. Recolecte el filtrado durante 30 minutos, manteniendo la temperatura seleccionada dentro de $\pm 3^\circ\text{C}$ ($\pm 5^\circ\text{F}$). Si la contrapresión se incrementa arriba de 100 psi durante la prueba, cuidadosamente reduzca la presión purgando una porción del filtrado. Registre el volumen total, temperatura, presión y tiempo.
- h. El volumen de filtrado es correcto para un área de filtración 7.1 pulg^2 (45.8 cm^2). Si el área de filtración es de 3.5 pulg^2 (22.58 cm^2) reporte el doble del volumen del filtrado.
- i. Al final de la prueba cierre ambas válvulas de la celda y purgue los reguladores de presión.
Precaución: La presión en el interior de la celda es aún aproximadamente de 500 psi (35 Kg/cm^2). Mantenga la celda en posición vertical y deje enfriar a temperatura ambiente antes de desensamblar.
- j. Retire la celda de la chaqueta de calentamiento, asegurándose primero que las válvulas estén perfectamente cerradas y que los reguladores de presión hayan sido purgados. Tenga extremo cuidado en no dañar el papel filtro colocando la celda en posición vertical, abra la válvula para purgar la presión contenida en la celda.
- k. Deseche el lodo y recupere el papel filtro. Lave el enjarre depositado sobre el papel filtro con una corriente suave de agua.
- l. Mida y reporte el espesor del enjarre con aproximación a 0.8 mm ($1/32$ pulg.)

Procedimiento para Temperaturas Mayores de 149°C (300°F)

Precaución: No todos los equipos comerciales pueden ser usados a temperaturas mayores de 149°C . Las pruebas de filtración a alta presión y alta temperatura requieren de precauciones adicionales. Las celdas de

presurización deben estar equipadas con válvulas de seguridad y las chaquetas de calentamiento con fusibles para sobrecalentamiento y termostatos. La presión de vapor de la fase líquida del lodo se vuelve un factor de diseño crítico conforme se incrementa la temperatura de prueba. Las presiones de vapor de agua a varias temperaturas se muestran en la tabla 3.6.

- a. Coloque el termómetro en el termopozo de la chaqueta y precaliente a 6°C (10°F), arriba de la temperatura deseada. Ajuste el termostato para mantener la temperatura correcta.
- b. Agite la muestra de lodo por 10 minutos con un mezclador de alta velocidad. Vacíe el lodo en la celda, teniendo cuidado de no llenar a más de $1\frac{1}{2}$ pulg. (3.7 cm) de la parte superior de la celda para permitir la expansión. Previamente instale el medio filtrante apropiado.
- c. Complete el ensamble de la celda y con las válvulas superior e inferior cerradas, coloque ésta en la chaqueta de calentamiento. Transfiera el termómetro a la celda que contiene el lodo.
- d. Conecte la cámara de contrapresión en la válvula inferior y fijela con el seguro.
- e. Conecte la unidad de presión en la válvula superior y coloque el seguro.
- f. Con las válvulas cerradas aplique la presión recomendada en la tabla 3.6 para la temperatura correspondiente. Abra la válvula superior y aplique la misma presión mientras se calienta. Mantenga esta presión mientras se calienta, hasta que la temperatura de prueba es alcanzada y estabilizada.
- g. Cuando la temperatura de la muestra alcanza la temperatura de prueba, incremente la presión superior a 500 psi sobre la contrapresión y abra la válvula inferior para iniciar la filtración. Recolecte el filtrado por 30 minutos, manteniendo la temperatura de prueba a $\pm 3^{\circ}\text{C}$ ($\pm 5^{\circ}\text{F}$) y la contrapresión apropiada. Si la contrapresión se eleva, ésta puede reducirse purgando una porción del filtrado. El tiempo de calentamiento de la muestra en la celda no debe exceder de una hora.

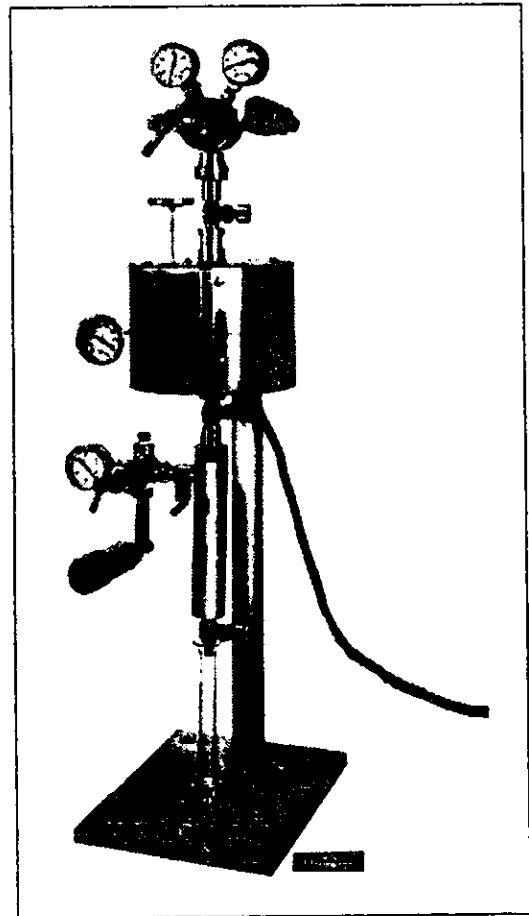
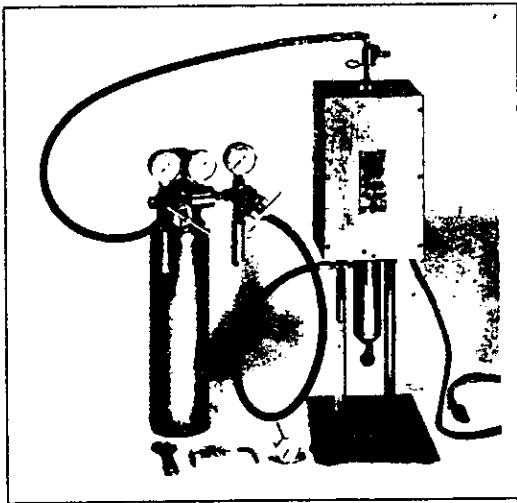


Figura 3.13.- Equipos de filtración a alta temperatura y alta presión.

- h. Después del periodo de prueba cierre ambas válvulas en la celda de presurización y los reguladores. Deje un mínimo de 5 minutos para que el filtrado se enfríe y evitar vaporización, entonces descargue todo el filtrado y anote el volumen total, temperatura, presión y tiempo.
Precaución: La presión interior de la celda es aún de 500 psi, manténgala en posición vertical y enfríe a temperatura ambiente antes de desensamblar. Purgue la presión de la celda antes de desensamblar.
- i. Quite la celda de la chaqueta de calentamiento, coloque la celda verticalmente y abra la válvula para purgar la presión. Descargue el lodo y retire el papel filtro con cuidado. Lave el enjarre con una corriente suave de agua.
- j. Mida y reporte el espesor del enjarre con aproximación de 1/32 pulg. (0.8 mm).

Nota: No exceda las recomendaciones de los fabricantes de equipo para temperaturas, presiones y volúmenes máximos.

Temperatura de prueba mínima		Presión de vapor		Contrapresión	
°F	°C	Psi	Kpa	Psi	Kpa
212	100	14.7	101	100	690
250	121	30	207	100	690
300	149	67	462	100	690

Tabla 3.6.- Contrapresión mínima recomendada para una filtración a temperaturas mayores de 149°C (300°F)

A.4.) CONTENIDO DE SÓLIDOS, ACEITE Y AGUA

Descripción

La retorta es un instrumento provisto de un medio de separación y medición de volúmenes de agua, aceite y sólidos contenidos en una muestra de un lodo base agua. En la retorta, un volumen conocido de muestra de un fluido de perforación, es calentado para evaporar la porción líquida, la cual es condensada y recolectada en una probeta graduada. Los volúmenes líquidos son determinados directamente leyendo las fases de agua y aceite recibidas en la probeta. El volumen total de sólidos (suspendidos y disueltos) son obtenidos por diferencia (volumen total - volumen líquido). Los cálculos son necesarios para determinar el volumen de sólidos suspendidos ya que cualquier sólido disuelto será retenido en la retorta. Los volúmenes relativos de sólidos de baja gravedad específica y material densificante pueden ser calculados. El conocimiento de la concentración de sólidos y su composición es considerada básica para el control de la viscosidad y filtración en los lodos base agua.

Equipo

- a. Instrumento de la retorta (figura 3.14). Comúnmente se tienen retortas de dos tamaños (10 y 20 cm³). Las especificaciones de estas retortas se muestran en la tabla 3.7.
 - 1. Celda de muestra
 - 2. Condensador.- Los vapores de aceite y agua son enfriados debajo de su temperatura de vaporización antes de salir del condensador.
 - 3. Elemento de calentamiento.- Requiere de potencia suficiente para elevar la temperatura de la muestra arriba del punto de vaporización de los componentes líquidos en 15 min sin causar evaporación de los sólidos.
 - 4. Control de temperatura.- Un controlador de temperatura es aconsejable; deberá ser capaz de regular la temperatura a 500 ± 20°C (930 ± 70°F).
- b. Colector de líquido.
 - 1. Probeta graduada
 - 2. Material transparente e inerte al aceite, agua y salmueras a temperatura arriba de 32°C (90°F).
 - 3. Especificaciones de graduación que se necesitan se muestran en la tabla 3.7.

	Tamaño de Graduación	
Volumen total	10 cm ³	20 cm ³
Precisión	± 0.10 cm ³	± 0.20 cm ³
Graduación	0.10 cm ³	0.20 cm ³
Escala a Leer	cm ³ y/o % volumen	

Tabla 3.7.- Especificaciones de instrumento para retortas.

- c. Fibra de acero fina
Nota: "Fibra de acero líquida" o similar no es recomendable.
- d. Grasa silicón para alta temperatura.
- e. Limpiador de tubería.
- f. Cuchillo o espátula con forma de cuchilla que encaje en la parte interna de la celda de muestra.
- g. Agente antiespumante.

Procedimiento

Nota: El procedimiento puede variar dependiendo del tipo de retorta usada. Ver instrucciones del fabricante para el procedimiento particular.

- a. Asegúrese que la celda de muestra, el condensador y la probeta estén limpios, secos y fríos antes de usarse.
 1. El interior de la celda de muestra y su tapa deben ser limpiados antes de cada prueba. Periódicamente, el interior de la celda deberá pulirse con fibra de acero.
 2. El condensador deberá también estar limpio y seco antes de la prueba usando un limpiador de tubería ya que material incrustado en el condensador decrece su eficiencia y causa lecturas erróneas de la fase líquida en la prueba.
- b. Tome una muestra representativa del lodo base agua y déjelo enfriar aproximadamente a 26°C. Pase la muestra a través de una malla 20 del embudo Marsh para eliminar material de pérdida de circulación, recortes grandes o desechos.
- c. Si la muestra contiene gas o aire, adicione 2 ó 3 gotas de agente antiespumante a 300 mL de lodo y agite lentamente por 2 a 3 minutos.
- d. Lubrique las cuerdas de la celda de muestra y el tubo del condensador con una cantidad ligera de grasa silicón. Esto previene que se pierda vapor y también facilita el desensamble del equipo y limpieza al final de la prueba.
- e. Empaque ligeramente un anillo de fibra de acero en la parte superior interna de la cámara. Use suficiente de ésta para prevenir ebullición de los sólidos en el líquido receptor. (Esto es determinado por la experiencia).
- f. Llene la celda de la retorta con lodo libre de aire.
- g. Con cuidado coloque la tapa sobre la celda y deje que el exceso de muestra salga del agujero de la tapa, para asegurar el volumen correcto de muestra.
- h. Con la tapa mantenida apretada en su lugar, limpie el exceso de lodo. Asegúrese que la cuerda de la tapa se cubra con grasa y que el agujero de la tapa no se tape.
- i. Enrosque la celda en la cámara de la retorta con su condensador.
- j. Coloque la probeta seca y limpia en el tubo de descarga del condensador.
- k. Caliente la retorta y observe la caída del líquido del condensador. Continúe calentando por 10 minutos más del tiempo que no se obtenga más condensado líquido.
- l. Retire la probeta de la retorta. Note si hay sólidos en el líquido, si sucede esto el lodo ebulló y la prueba debe repetirse.
- m. Lea los volúmenes de agua y aceite en la probeta, una vez que se hayan enfriado a temperatura ambiente. Registre los resultados (% volumen) de agua y aceite obtenidos.

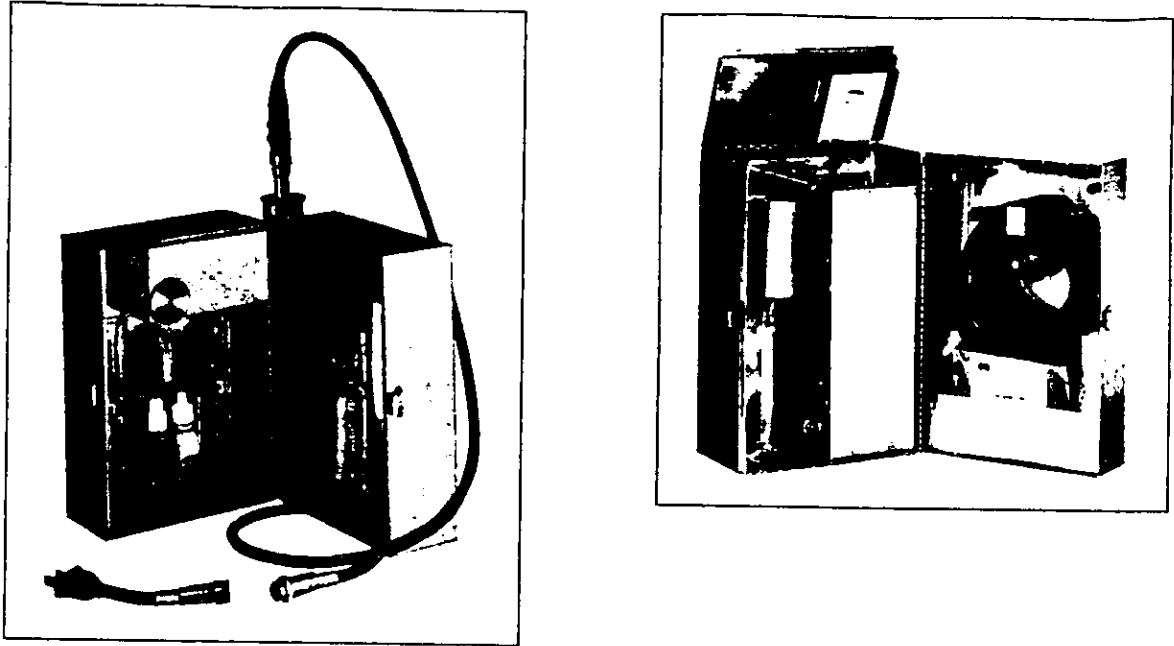


Figura 3.14.- Equipos para determinar el contenido de sólidos y líquidos en los fluidos de perforación (retorta).

Cálculos y Resultados

Usando el volumen medido de aceite y agua y el volumen de muestra de lodo (10 ó 20 cm³) calcule los porcentajes de cada uno:

$$\% \text{ Volumen de Agua, } V_w = \frac{100 (\text{Volumen de agua, cm}^3)}{\text{Volumen de muestra, cm}^3} \quad (26)$$

$$\% \text{ Volumen de Aceite, } V_o = \frac{100 (\text{Volumen de aceite, cm}^3)}{\text{Volumen de muestra, cm}^3} \quad (27)$$

$$\% \text{ Volumen de sólidos, } V_s = 100 - (V_w + V_o) \quad (28)$$

Nota: El porcentaje en volumen de sólidos es la diferencia entre el agua más el aceite y el total de volumen de muestra (10 ó 20 mL). Esta diferencia es de sólidos suspendidos y de materiales disueltos. Este porcentaje en volumen es solamente debido a los sólidos suspendidos si el lodo es base agua sin tratamiento.

- Se requieren cálculos adicionales para encontrar el % volumen de sólidos suspendidos y relacionarlos a los volúmenes relativos de sólidos de baja densidad y materiales densificantes. Para realizar estos cálculos es necesario conocer la densidad del lodo y la concentración de cloruros.

$$V_{ss} = V_s - V_w \frac{C_s}{1680000 - 1.21C_s} \quad (29)$$

Donde:

V_{ss} = % Volumen de sólidos suspendidos

C_s = Concentración de cloruros, mg/L

- El % volumen de sólidos de baja densidad es calculado como:

$$V_{lg} = \frac{1}{D_b - D_{lg}} [100D_f + (D_b - D_f) V_{ss} - 12W_m - (D_f - D_o) V_o] \quad (30)$$

donde:

V_{lg} = % volumen de sólidos de baja gravedad

W_m = Peso del lodo, lb/gal

D_f = Densidad del filtrado, g/cm³

$$D_f = 1 + 1.09 * 10^{-6} C_s \quad \text{basado en cloruro de sodio} \quad (31)$$

D_b = Densidad del material densificante, g/cm³

D_{lg} = Densidad de sólidos de baja densidad, g/cm³ (use 2.6 si la desconoce)

D_o = Densidad del aceite, g/cm³ (use 0.84 si la desconoce)

- El % volumen de material densificante (V_b) es calculado como:

$$V_b = V_{ss} - V_{lg} \quad (32)$$

- La concentración de sólidos de baja densidad, material densificante y sólidos suspendidos, pueden ser calculados como sigue:

$$C_{lg} = 3.49 (D_{lg}) (V_{lg}) \quad (33)$$

$$C_b = 3.49 (D_b) (V_b) \quad (34)$$

$$C_{ss} = C_{lg} + C_b \quad (35)$$

Donde:

C_{lg} = Concentración de sólidos de baja densidad, lb/bl

C_b = Concentración de material densificante, lb/bl

C_{ss} = Concentración de sólidos suspendidos, lb/bl

A.5.) ARENA

Descripción

El contenido de arena del lodo es el porciento en volumen de partículas más grandes que 74 micrones. Es medido por medio de un equipo cernidor de arena.

Equipo

- ◆ Malla 200, de 2.5 pulg. (63.5 mm) de diámetro.
- ◆ Embudo para colocar la malla.
- ◆ Tubo medidor de vidrio para el lodo, graduado de 0 a 20 % para leer directamente el porcentaje de arena.

Procedimiento

- a. Llene con lodo el tubo medidor de vidrio hasta la marca "Mud". Adicione agua hasta la siguiente marca. Tape la entrada del tubo y agite vigorosamente.
- b. Vierta la mezcla sobre la malla, deseche el líquido que pasa a través de la malla. Adicione más agua al tubo, agite y de nuevo vacíe más muestra sobre la malla. Repita hasta que el agua de lavado salga clara. Lave la arena retenida en la malla para dejarla libre de cualquier remanente de lodo.
- c. Coloque el embudo sobre la parte superior de la malla. Lentamente inviértalos e inserte la punta del embudo en la boca del tubo del vidrio. Arrastre la arena dentro del tubo por medio de un chorro pequeño de agua a través de la malla. Permita que la arena se asiente. Lea el porcentaje en volumen de arena en la graduación del tubo.
- d. Reporte el contenido de arena del lodo en porcentaje volumen y el lugar de donde proviene la muestra de lodo, por ejemplo: de la temblorina, de la presa de succión, etc. Otros sólidos diferentes de la arena pueden ser retenidos en la malla (por ejemplo, materiales de pérdida de circulación) y la presencia de éstos deberá reportarse.

A.6.) CAPACIDAD DE INTERCAMBIO CATIONICO DE LOS SÓLIDOS

Descripción

La capacidad de azul de metileno de los fluidos de perforación es una indicación de la cantidad de arcillas reactivas (bentonita y/o sólidos de perforación) presentes que son determinadas por la prueba de azul de metileno (MBT) y esta da un estimado de la capacidad de intercambio catiónico de los sólidos contenidos en los fluidos de perforación (CIC). Las capacidades de azul de metileno y de intercambio catiónico no son necesariamente equivalentes, la primera será un poco menor que la capacidad de intercambio catiónico.

La solución de azul de metileno es adicionada a la muestra de lodo (la cual ha sido tratada con peróxido de hidrógeno y acidificada) hasta la saturación, que será notada por la formación de una "aureola" teñida alrededor de los sólidos suspendidos, colocando una gota sobre el papel filtro. Variaciones en los procedimientos usados sobre los fluidos de perforación pueden ser efectuados en los sólidos de perforación y bentonitas comerciales para dar un estimado de la cantidad y tipo de sólidos presentes en el fluido de perforación.

Frecuentemente los fluidos de perforación contienen sustancias en adición a las arcillas reactivas que absorben el azul de metileno. El pretratamiento con peróxido de hidrógeno es efectuado para remover los efectos de materiales orgánicos tales como lignosulfonatos, lignitos, polímeros, poliácridatos, etc.

Equipo

- ◆ Solución de azul de metileno: 3.20 g de azul de metileno grado reactivo ($C_{16}H_{18}N_3SCl$)/L (1 cm^3 = 0.01 milliequivalente).

Nota: El contenido de humedad del azul de metileno grado reactivo debe ser determinado cada vez que se prepare la solución. Seque una porción de 1.00 g de azul de metileno a peso constante a $93 \pm 3^\circ C$ ($200^\circ F$). Haga la corrección apropiada en el peso como sigue:

$$\text{Peso de la muestra, g} = \frac{3.20}{\text{Peso de la muestra seca}} \quad (36)$$

- ◆ Peróxido de Hidrógeno al 3%
- ◆ Acido Sulfúrico diluido 5N.
- ◆ Jeringa: 2.5 ó 3 cm³
- ◆ Matraz Erlenmeyer: 250 cm³
- ◆ Bureta: 10 cm³, micropipeta: 0.5 cm³ o pipeta graduada: 1 cm³
- ◆ Probeta de 50 cm³
- ◆ Parrilla de calentamiento con agitación magnética
- ◆ Papel filtro Whatman No. 1 o equivalente

Procedimiento

- a. Adicione a 2 cm³ de fluido de perforación 10 cm³ de agua en un matraz Erlenmeyer (o un volumen apropiado de lodo para emplear de 2 a 10 cm³ de solución de azul de metileno). Asegúrese que exactamente se adicionen 2 cm³, usando el siguiente procedimiento:
 1. La jeringa debe tener una capacidad mayor a 2 cm³, ya que usando una jeringa grande no es necesario remover el aire atrapado en ésta.
 2. El aire ó gas atrapado en el lodo debe ser removido. Agite el fluido de perforación para romper el gel e inmediatamente introduzca la jeringa y aspire el lodo. Entonces lentamente descargue la jeringa teniendo cuidado de mantener la punta sumergida.
 3. De nuevo aspire el fluido en la jeringa hasta la última graduación de la jeringa teniendo cuidado de mantener la punta sumergida (por ejemplo a la línea de 3 en una jeringa de 3 cm³)
 4. Libere 2 cm³ de lodo hasta obtener 2 cm³ exactamente de la graduación de la jeringa. Esto es, en una jeringa de 3 cm³ debe estar en la línea de 1 cm³.
- b. Adicione 15 cm³ de peróxido de hidrógeno al 3% y 0.5 cm³ de ácido sulfúrico, hierva lentamente por 10 minutos, pero no permita que se seque. Diluya con agua a 50 cm³ aproximadamente.
- c. Adicione el azul de metileno al matraz con incrementos de 0.5 cm³, después de cada adición agite el contenido durante 30 segundos aproximadamente. Mientras los sólidos permanecen suspendidos, tome una gota del líquido con una pipeta y colóquela sobre el papel filtro, el punto final de la titulación será cuando exista cambio de color apareciendo un anillo azul o turquesa alrededor de los sólidos teñidos, tal como se muestra en la figura 3.15.
- d. Cuando se detecte la marca de color azul agite la solución durante dos minutos y agregue una gota sobre el papel filtro. Si el anillo de color azul no aparece continúe como antes agregando gotas y agitando al mismo tiempo hasta que aparezca el anillo color azul.

Cálculos

Reporte la capacidad del azul de metileno (MBT) del fluido de perforación, calculada como sigue:

$$\text{Capacidad de azul de metileno} = \frac{\text{Volumen de azul de metileno, cm}^3}{\text{Volumen de lodo, cm}^3} \quad (37)$$

La capacidad de azul de metileno puede ser reportada como lb/bl de bentonita equivalente (basada sobre una bentonita con un intercambio catiónico de 70 meq/100 g) calculada como sigue:

$$\text{Bentonita equivalente, } \frac{\text{lb}}{\text{bl}} = 5 \frac{(\text{Volumen de azul de metileno, cm}^3)}{\text{Volumen del lodo, cm}^3} \quad (38)$$

$$\text{Bentonita equivalente, } \frac{\text{Kg}}{\text{m}^3} = 2.85 (\text{Bentonita equivalente, lb/bl}) \quad (39)$$

Nota: Las lb/bl de bentonita equivalente no son iguales a la cantidad de bentonita comercial en el fluido de perforación. Las arcillas reactivas de los sólidos perforados contribuyen a esta cantidad también como la bentonita comercial.

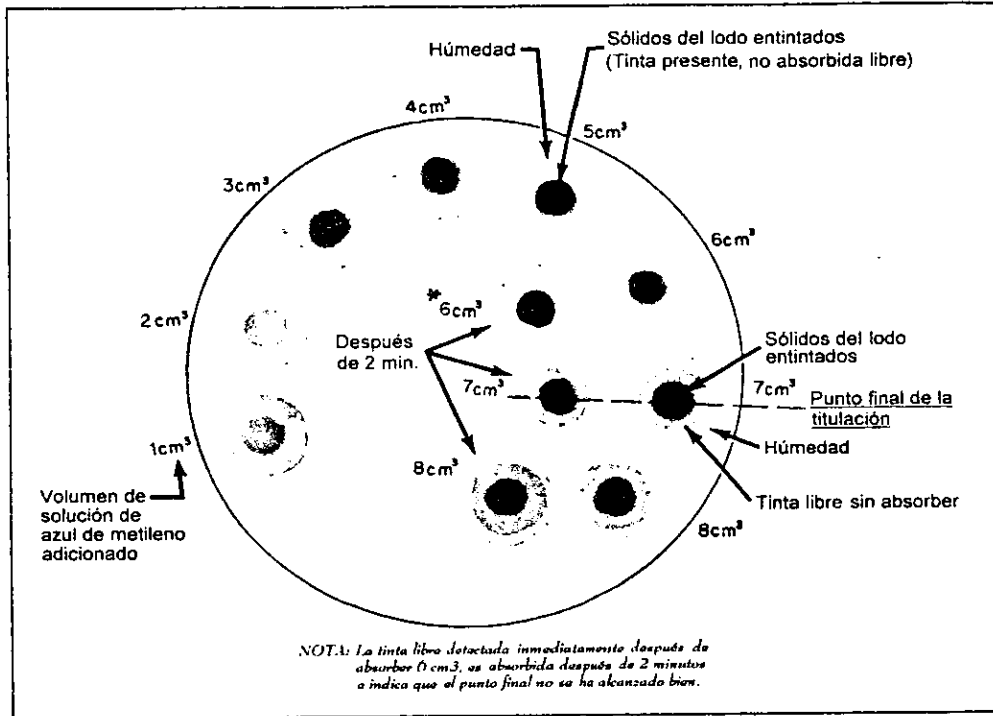


Figura 3.15.- Proceso para determinar la capacidad de intercambio catiónico de una arcilla.

A.7.) POTENCIAL DE HIDRÓGENO (pH)

Descripción

- En el campo la medición y ajuste de pH del lodo de perforación (o filtrado), es fundamental para el control del fluido de perforación. Las interacciones de arcilla, la efectividad de aditivos, la solubilidad de varios componentes y contaminantes, todos son dependientes del pH, así como también el control de los procesos de acidificación y corrosión por sulfuro.
- El término pH denota el logaritmo negativo del ión hidrógeno, H^+ , y actividad de soluciones acuosas (la actividad y concentración son iguales en soluciones diluidas).

$$pH = -\log [H^+] \quad (40)$$

Para el agua pura a 75°F (24°C) la actividad del ión hidrógeno $[H^+]$ es 10^{-7} moles/litro y $pH = 7.0$. Este sistema es llamado neutral, porque la actividad del ión hidróxilo $[OH^-]$ es también 10^{-7} moles/litro. En sistemas acuosos a 24°C el producto de iones $[H^+][OH^-]$ es 10^{-14} (constante). Consecuentemente, un incremento de iones $[H^+]$ implica un decrecimiento de iones $[OH^-]$. Un cambio de una unidad en pH indica un cambio de 10 veces en ambos $[H^+]$ y $[OH^-]$. Las soluciones con $pH < 7$ son llamadas ácidas y aquellas con $pH > 7$ son llamadas alcalinas o básicas.

- El método recomendado para determinar el pH de los fluidos de perforación es por medio de un

electrodo de vidrio medidor de pH. Este método es preciso y da valores confiables de pH, no habrá interferencias si el electrodo usado es de alta calidad, además de un instrumento diseñado adecuadamente.

Los instrumentos medidores de pH disponen de un compensador automático para corregir las desviaciones por temperatura y son preferidos sobre los instrumentos de ajuste manual.

Nota: El papel pH se usa en mediciones de éste en el campo, pero no es un método recomendado. Este método es confiable solamente en lodos de agua simple. Los sólidos en lodos, sales disueltas, productos químicos y líquidos de color oscuro causan errores en los valores de pH obtenidos. La readaptabilidad es de 0.5 unidades de pH.

Equipo

- ◆ El equipo medidor de pH es un potenciómetro con rango en milivolts calibrado para indicar unidades de pH, para mediciones entre el potencial de un electrodo con membrana de vidrio y un electrodo estándar de referencia. Es preferible que el instrumento pueda permanecer en agua, contra golpes, resistente a la corrosión y que sea portátil.

Las especificaciones son:

1. Rango de pH de 0 a 14
2. Tipo electrónico: Estado sólido (de preferencia)
3. Fuente de poder: Baterías (de preferencia)
4. Rango de temperatura de operación: 32-105°F (0-66°C)
5. Indicador: Digital (de preferencia)
6. Resolución: 0.1 unidades de pH
7. Precisión: ± 0.1 unidades de pH
8. Repetibilidad: 0.1 unidades de pH
9. Ajustes
 - ▲ Sistema de compensación de temperatura del electrodo
 - ▲ "Slope" del sistema de electrodo
 - ▲ Calibración del indicador o carátula (es preferido el instrumento con compensación interna de temperatura).
- ◆ Sistema de electrodos. Es una combinación de un electrodo de vidrio sensor de iones H^+ y un electrodo de referencia de estándar, construido como un electrodo simple (preferido). El material con el que se construya debe ser durable. El terminado o acabado plano es preferido para facilitar la limpieza del electrodo. Una conexión impermeable es recomendada para el medidor.

Las especificaciones son:

1. Electrodo de vidrio para pH con un rango de respuesta de 0 a 14 unidades.
2. Electrodos. Un electrodo de vidrio y uno plata/cloruro de plata en combinación teniendo doble sello de plástico o cerámica.

Nota: Usar electrodo de doble unión para la medición de líquido que contienen un ión sulfuro o bromuro para evitar daños al sistema electrodo de referencia.
3. Electrolito en electrodo de referencia: gel de KCl
4. Composición de vidrio: Apropiada para tener un bajo error en el ión sodio
5. Error del ión sodio: a pH = 13 ó a 0.1 mol del ión Na^+ , error menor de 0.1 unidades
- ◆ Soluciones Buffer: Tres soluciones para calibrar y fijar el slope del medidor de pH, previo a la medición de la muestra
 1. pH = 4.0: ftalato de potasio hidrogenado a 0.5M en agua da un pH = 4.01 a 75°F (24°C)
 2. pH = 7.0: fosfato de potasio dihidrogenado a 0.02066 molar y fosfato disódico hidrogenado a 0.02934M en agua, dan un pH = 7 a 75°F (24°C).
 3. pH = 10.0: Carbonato de sodio a 0.025M y Bicarbonato de sodio a 0.025M en agua. Dan un pH = 10.01 a 75°F (24°C).

Nota: Las soluciones buffer pueden ser obtenidas de compañías de abastecimiento como soluciones pre-elaboradas, empacadas como polvo seco, o una fórmula dada, pero deben ser duplicados de la Oficina Nacional de Estándares Primarios o Secundarios para Soluciones Buffers. El almacenamiento de todas las soluciones buffer no debe exceder de 6 meses para su utilización. La fecha de preparación

de la solución buffer debe ser mostrada sobre los envases utilizados en el campo. Los envases deben estar tapados y guardados no expuestos a la luz.

- ◆ Agua destilada deionizada: En botella rociadora.
- ◆ Papel suave: Para secar los electrodos
- ◆ Termómetro: De vidrio de 32-220°F (0-150°C)
- ◆ Equipo y accesorios:
 1. Brocha de cerdas suaves: para limpiar el electrodo.
 2. Detergente líquido suave
 3. Porta electrodos: Para mantener la humedad del electrodo.
 4. Hidróxido de Sodio: 0.1M; para reacondicionar el electrodo.
 5. Ácido Clorhídrico: 0.1 molar para reacondicionar el electrodo.
 6. Bifluorato amónico: Solución al 10% para reacondicionar el electrodo.
 7. Ácido fluorhídrico ACS grado reactivo

Precauciones: Este es un ácido fuerte y tóxico

Procedimiento

- a. Obtenga una muestra de fluido a ser examinada, permita que se encuentre a $75 \pm 5^\circ\text{F}$ ($24 \pm 3^\circ\text{C}$).
- b. Permita que la solución buffer también alcance la misma temperatura que el fluido a ser examinado.
Nota: Para una medición precisa de pH del fluido de prueba, la solución buffer y el electrodo de referencia deben estar a la temperatura de la muestra. El pH de la solución buffer indicada en la etiqueta del recipiente, es el pH correcto a 24°C . Si calibramos a otra temperatura el pH actual de la solución buffer debe ser usado a esta temperatura. Tabla de valores de pH a varias temperaturas son obtenidas de los proveedores y deben ser usadas en el procedimiento de calibración.
- c. Limpie los electrodos lavando con agua destilada y seque las manchas.
- d. Introduzca el probador a la solución buffer con pH de 7.0.
- e. Encienda el medidor, espere 60 segundos a que la temperatura se estabilice.
- f. Mida la temperatura de la solución buffer con pH de 7.0
- g. Fije esta temperatura con la perilla "temperatura"
- h. Fije la temperatura del medidor a "7.0" usando la perilla de calibración.
- i. Lave el electrodo con agua destilada y seque.
- j. Repita las operaciones de los párrafos f al h usando buffers de pH 4 ó 10. Usar pH de 4 si la muestra es ácida o de 10 si es alcalina. Fije el medidor al número 4 ó 10 respectivamente usando la perilla de ajuste "slope". (Si no existe perilla slope use la perilla de temperatura para fijar el medidor en 4 ó 10).
- k. Cheque el medidor con buffer de pH 7 otra vez. Si decide calibrar a 7 con la perilla de calibración; repetir párrafos f hasta k. Si el medidor no está calibrado apropiadamente, reacondicione o cambie los electrodos como viene dado en los incisos a a la f.
Nota: Deseche y no reuse la muestra de solución usada en la calibración. El medidor debe ser calibrado diariamente de acuerdo a los párrafos b a k, utilizando dos buffers. Cheque con solución buffer de pH 7 cada tres horas.
- l. Una vez que es calibrado apropiadamente, enjuague los electrodos con agua destilada y séquelos. Coloque el electrodo en la muestra a ser examinada y agite suavemente. Deje transcurrir de 60 a 90 segundos para estabilizar la lectura.
- m. Anote el pH de la muestra con aproximación de 0.1 unidades de pH y la temperatura en la forma de reporte del lodo de perforación.
- n. Limpie cuidadosamente el electrodo para tenerlo listo para el siguiente uso. Guarde el electrodo en el frasco de buffer pH de 4. Nunca deje secar el extremo del electrodo.
- o. Apague el medidor y cúbralo para proteger el instrumento. Evite exponer el aparato a temperaturas extremas (debajo de 0°C o sobre 49°C)

A.8.) ANÁLISIS QUÍMICO

Alcalinidad y Contenido de Cal

Descripción

La alcalinidad puede ser considerada como la capacidad de una sustancia para neutralizar un ácido. En la evaluación de fluidos de perforación, las mediciones de alcalinidad pueden ser hechas ya sea en el lodo (designado con el subíndice m) o en el filtrado del lodo (designado con el subíndice f).

El dato obtenido de la prueba de alcalinidad puede también ser usado para estimar las concentraciones de hidróxidos (OH^-), carbonatos (CO_3^{2-}) y bicarbonatos (HCO_3^-) en el fluido de perforación.

El conocimiento de la alcalinidad es importante en muchas operaciones de perforación para asegurar el control apropiado de la naturaleza química del lodo. Los aditivos empleados en el lodo, particularmente algunos defloculantes, requieren un medio alcalino para funcionar adecuadamente.

La alcalinidad originada por iones hidróxido es generalmente aceptada como benéfica, mientras que la proveniente de carbonatos y bicarbonatos puede tener efectos adversos sobre el buen funcionamiento del fluido de perforación.

Los iones que son primordialmente responsables de la alcalinidad en el filtrado son los hidroxilos, carbonatos y bicarbonatos. Es importante señalar que los carbonatos pueden cambiar de una forma a otra debido a un cambio de pH. La interpretación de la alcalinidad en el filtrado involucra calcular la diferencia entre los valores de la titulación encontrados por este método.

Por esta razón se debe poner atención para hacer la medición exacta en todos los pasos del procedimiento. Además es importante establecer que los cálculos siguientes son sólo estimados de las concentraciones de las especies iónicas basadas en las reacciones teóricas del equilibrio químico.

La composición del filtrado del lodo es frecuentemente compleja, así que la interpretación de la alcalinidad en términos de la estimación de los componentes iónicos puede ser errónea. Cualquier valor de alcalinidad en particular representa todos los iones que reaccionan con el ácido en el rango de pH sobre el cual el valor fue analizado. Los iones inorgánicos que pueden contribuir a la alcalinidad, en adición a los iones hidroxilos, carbonatos y bicarbonatos, son: boratos, silicatos, sulfuros y fosfatos. Quizá más grave en los fluidos de perforación son los adelgazadores orgánicos, reductores de filtrado y sus productos de degradación ya que pueden contribuir en gran medida al valor de alcalinidad, además de enmascarar el punto final del vire. Estos materiales orgánicos contribuyen en gran medida a la alcalinidad M_f y hacen la prueba altamente inexacta en los lodos tratados con adelgazantes orgánicos. Sin embargo, para los sistemas de los lodos bentoníticos sin aditivos dispersantes orgánicos de alcalinidad P_f y M_f puede ser usada como una guía para determinar la contaminación de carbonato/bicarbonato y el tratamiento necesario para disminuir sus efectos contaminantes.

Equipo

- ◆ Solución de ácido sulfúrico: estandarizada 0.02N.
- ◆ Solución indicadora de fenolftaleína: 1 g/100 cm³ de solución 50% alcohol/agua.
- ◆ Solución indicadora de anaranjado de metilo: 0.1 g/100 cm³ de agua.
- ◆ Medidor de pH.
Nota: El potenciómetro es más exacto que la solución indicadora.
- ◆ Recipiente de titulación: 100-150 cm³, de preferencia blanco.
- ◆ Pipetas serológicas (graduadas): una de 1 cm³ y una de 10 cm³.
- ◆ Jeringa hipodérmica.
- ◆ Varilla de agitación.

Alcalinidad del Filtrado (P_f y M_f)

Descripción

- a. Mida uno o más cm³ de filtrado en el recipiente de titulación. Adicione dos o más gotas de indicador

fenolftaleína. Si la solución se tiñe de rosa, adicione ácido sulfúrico 0.02N, gota a gota de la pipeta graduada, mientras agite hasta que el color rosa desaparezca. Si la muestra está coloreada al punto que el cambio de color del indicador esté enmascarado, el punto final puede ser tomado cuando las gotas den un pH de 8.3.

- b. Reporte la alcalinidad a la fenolftaleína del filtrado, P_f como el número de cm^3 requerido de ácido 0.02N por cm^3 de filtrado.
- c. A la muestra a la cual ha sido titulada al punto final P_f , adiciones 2 ó 3 gotas de anaranjado de metilo. Agregue gota a gota la solución estándar de ácido de la pipeta, mientras agita, hasta que el color del indicador cambie de amarillo a rosa. El punto final puede ser tomado cuando el pH de la muestra sea 4.3 en el potenciómetro.
- d. Reporte la alcalinidad del anaranjado de metilo en el filtrado, M_f como el total de cm^3 de ácido sulfúrico 0.02N por cm^3 de filtrado requerido para alcanzar el punto final del anaranjado de metilo (incluyendo la cantidad requerida para el punto final de P_f).

Cálculos

Las concentraciones de hidroxilos, carbonatos y bicarbonatos pueden ser estimados utilizando la tabla 3.8.

	OH^-	CO_3^{-2}	HCO_3^-
$P_f = 0$	0	0	$1220M_f$
$2P_f < M_f$	0	$1200P_f$	$1220(M_f - 2P_f)$
$2P_f = M_f$	0	$1200P_f$	0
$2P_f > M_f$	$340(2P_f - M_f)$	$1200(M_f - P_f)$	0
$P_f = M_f$	$340M_f$	0	0

Tabla 3.8.- Cálculo de las concentraciones (mg/L) de hidroxilos, carbonatos y bicarbonatos a partir de P_f y M_f .

Alcalinidad del Lodo (P_m)

Descripción

- a. Mida 1.0 cm^3 de lodo en el recipiente de titulación usando una jeringa o pipeta volumétrica. Diluya la muestra de lodo con $25\text{-}50 \text{ cm}^3$ de agua destilada. Adicione 4-5 gotas de solución indicadora de fenolftaleína y con agitación titule rápidamente con ácido sulfúrico 0.02N hasta que el color rosa desaparezca. Si el cambio de color no puede ser visto, puede ser tomado a pH de 8.3 en el potenciómetro.
Nota: Si se tiene contaminación con cemento, la titulación debe efectuarse tan rápidamente como sea posible y el punto final se reporta en la primera desaparición del color rosa.
- b. Reporte la alcalinidad a la fenolftaleína del lodo, P_m como los cm^3 de ácido 0.02N por cm^3 de lodo.

Contenido de Cal

Descripción

- a. Determine el P_f y P_m del filtrado y del lodo como se describió anteriormente
- b. Determine la fracción volumen de agua en el lodo, F_w usando el valor del porcentaje de agua de la determinación de líquidos y sólidos, de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$F_w = \frac{\% \text{ volumen de agua}}{100} \tag{41}$$

Cálculos

Reporte el contenido de cal en libras por barril de la siguiente ecuación:

$$\text{CAL estimada, lb/bl} = 0.26 (P_m - F_w * P_f) \quad (42)$$

$$\text{CAL estimada, kg/m}^3 = 0.742 (P_m - F_w * P_f) \quad (43)$$

Cloruros

Descripción:

Medición de la concentración de los iones cloruro (Cl⁻) en el filtrado del lodo.

Equipo

- ◆ Solución de Nitrato de Plata: conteniendo 4.7910 g/L (0.0282N) (equivalente a 0.001 g del ión cloro/cm³) guardado en un recipiente ámbar u opaco.
- ◆ Solución indicadora de cromato de potasio: 5 g/100 cm³ de agua.
- ◆ Solución ácida sulfúrica o nítrica: estandarizada a 0.02N.
- ◆ Solución indicadora de fenolftaleína: 1 g/100 cm³ de 50% alcohol/agua.
- ◆ Carbonato de calcio precipitado, grado químicamente puro.
- ◆ Agua destilada.
- ◆ Bureta graduada: una de 1 cm³ y otra de 10 cm³.
- ◆ Recipiente de titulación: 100-150 cm³ preferentemente blanco.
- ◆ Varilla de agitación.

Procedimiento

- a. Mida uno o más cm³ de filtrado en un vaso de titulación. Agregue 2-3 gotas de solución de fenolftaleína. Si el indicador cambia a rosa, agregue ácido gota a gota con una bureta, agitando continuamente hasta que el color desaparezca. Si el filtrado está fuertemente coloreado, adicione 2 cm³ de solución ácida sulfúrica o nítrica 0.02 N y agite. Entonces agregue 1 g de carbonato de calcio y agite.
 - b. Adicione 25-50 cm³ de agua destilada y 5-10 gotas de solución de cromato de potasio. Agite continuamente, mientras adiciona la solución estándar de nitrato de plata gota a gota desde la pipeta, hasta que el color cambie de amarillo rojo-anaranjado y persista éste último color por 30 segundos. Anote el número de cm³ de solución de nitrato de plata usados para alcanzar el punto final de la titulación. Si el volumen fue mayor a 10 cm³ de solución de nitrato de plata usado, repita la prueba con una muestra más pequeña de filtrado que la anteriormente usada.
- Nota:* Si la concentración de ión cloruro del filtrado excede a 10,000 mg/L una solución de nitrato de plata equivalente a 0.01 g del ión cloruro/cm³ puede ser usada. El factor 1,000 en la ecuación de abajo escrita es entonces cambiado a 10,000.

Cálculos

Reporte la concentración de ión cloruro del filtrado en mg/L, calculado como se muestra a continuación:

$$\text{Cloruro} = \frac{1000 (\text{mL de solución de nitrato de plata})}{\text{mL de muestra de filtrado}} \quad (44)$$

Para convertir unidades:

$$\text{Cloruro (ppm)} = \frac{\text{Cloruro, mg/L}}{\text{Peso específico del filtrado}} \quad (45)$$

$$\text{Sal de NaCl (mg/L)} = (1.65) (\text{cloruro, mg/L}) \quad (46)$$

Calcio como Dureza Total

Descripción

La dureza del agua o filtrado del lodo es debida primordialmente a la presencia de iones, calcio y magnesio. Cuando es adicionado EDTA (ácido etilendiamino tetracético o sus sales) al agua, éste se combina con el calcio y magnesio y el punto final es determinado con un indicador apropiado. La dureza total es expresada como mg/L de calcio. Un punto final oscurecido debido a componentes oscuros puede ser remediado por oxidación con un reactivo tal como hipoclorito de sodio.

Equipo

- ◆ Solución EDTA (Versenato): 0.01 molar: tetra acetato disódico dihidratado (etilendiamino) estandarizado ($1\text{cm}^3 = 1000\text{ mg/L de CaCO}_3$, $1\text{ cm}^3 = 400\text{ mg/L de Ca}^{2+}$).
- ◆ Solución Buffer: 67.5 g de cloruro de amonio y 570 cm^3 de hidróxido de amonio (15N) diluido a 1000 cm^3 de agua destilada.
- ◆ Solución indicadora de dureza: 1 g/L "Calmagite" o equivalente, 1-(1-hidroxi-4-metil-2-fenilazo)-2-naftol-4-ácido sulfónico en agua destilada.
- ◆ Acido acético glacial. *Precaución:* evite el contacto con la piel.
- ◆ Vaso de precipitado: 150 cm^3 .
- ◆ Pipetas serológicas 5 y 10 cm^3 .
- ◆ Pipetas volumétricas: 1, 2 y 5 cm^3 .
- ◆ Parrilla de calentamiento (se requiere si el filtrado es coloreado).
- ◆ Agente enmascarante: mezcla 1:1:2 en volumen de trietanolamina: tetraetilenpentamina: agua (opcional).
- ◆ Papel indicador de pH.
- ◆ Solución de hipoclorito de sodio: 5.25% en agua deionizada (por ejemplo *clorox* o equivalente). *Precaución:* Cualquier marca que contenga hipoclorito de calcio o ácido oxálico no debe ser usada. Asegúrese que el hipoclorito de sodio sea fresco, ya que se deteriora con el tiempo.
- ◆ Agua deionizada o destilada.

Procedimiento

- a. Mida 1.0 cm^3 o más de muestra en un vaso de 150 cm^3 . (Si el filtrado es claro o ligeramente coloreado, omita los pasos b a e).
- b. Adicione 10 cm^3 de hipoclorito y agite.
- c. Adicione 1 cm^3 de ácido acético glacial y mezcle.
- d. Hierva la muestra durante 5 minutos. Mantenga el volumen de muestra agregando agua deionizada como sea necesaria. La ebullición se requiere para eliminar el exceso de cloro. La ausencia de cloro puede ser verificada sumergiendo una tira de papel pH en la muestra, si se torna blanco, continúe la ebullición hasta donde se requiera. *Precaución:* Se debe de trabajar en área ventilada.
- e. Enfríe la muestra y lave las paredes del vaso con agua deionizada.
- f. Diluya la muestra a 50 cm^3 con agua deionizada y adicione aproximadamente 2 cm^3 de solución buffer para dureza y mezcle fuertemente.

- b. Con pipeta serológica, adicione 10 mL de solución de hipoclorito y mezcle.
- c. Con una pipeta serológica, agregue 1 mL de ácido acético glacial y mezcle.
- d. Caliente la muestra por cinco minutos. Para mantener el volumen de la muestra adicione agua deionizada tanto como se requiera durante el calentamiento. El calentamiento es requerido para remover el cloro en exceso. La ausencia de cloro puede ser verificada por la inmersión de un papel pH en la muestra. Si el papel es blanqueado o blanco, continúe el calentamiento como sea requerido. Un suficiente calentamiento dará un pH de 5.
Precaución: Trabaje en un área ventilada adecuadamente.
- e. Enfríe la muestra y lave las paredes del vaso con agua deionizada.
- f. Diluya la muestra aproximadamente a 50 mL con agua deionizada. Adicione 10-15 mL de solución buffer de NaOH o suficiente NaOH para producir un pH de 12-13.
Nota: La presencia de Fe soluble puede interferir en el punto final de la determinación. Este se elimina con una mezcla de trietanolamina, tetraetilpentamina y agua deionizada (1:1:2 por volumen, respectivamente) el cual es un adecuado agente enmascarante. Adicione 1 mL de la mezcla después de f.
- g. Adicione suficiente indicador de calcio (0.1 - 0.2 g) para producir un color rosa a rojo-vino si el Ca está presente. También un exceso de indicador oscurecerá el punto final.
Nota: La adición de algunas gotas de anaranjado de metilo junto con el indicador de Ca mejora la visibilidad del punto final.
- h. Mientras agita, titule con EDTA estándar a el propio punto final. El indicador de Ca producirá un cambio de rojo a azul. El punto final es mejor descrito como el punto donde el EDTA adicional no produce mejoras al cambio de color de rojo a azul. El volumen de EDTA será usado en los cálculos.

Cálculos

$$\text{Calcio (mg/L)} = \frac{400 (\text{volumen de EDTA})}{\text{Volumen de la muestra}} \quad (48)$$

Magnesio

Descripción

El magnesio contenido en el filtrado del lodo puede ser calculado por substracción del ión calcio, obteniendo de la dureza total. El magnesio contenido está dado en términos de calcio, el cual es convertido a magnesio multiplicando el valor por la relación de pesos atómicos ($24.3/40 = 0.6$).

Procedimiento

- a. Determine la dureza total como calcio
- b. Determine el contenido de calcio

Cálculos

$$\text{Magnesio (mg/L)} = (0.6) (\text{dureza total} - \text{calcio}) \quad (49)$$

Sulfato de Calcio

Descripción

El sulfato de calcio contenido en el lodo se determina por el uso del método del EDTA, determinando el calcio total en el filtrado del lodo y en todo el lodo. El sulfato de calcio total y el insoluble contenidos en el lodo puede entonces ser calculados.

Equipo

- ◆ EDTA solución (versenato): 0.01 molar (1 mL = 1000 mg/L CaCO₃, 1 mL = 400 mg/L Ca⁺²).
- ◆ Solución buffer: 1N hidróxido de sodio (NaOH).
- ◆ Indicador de calcio: Calver II o equivalente, o azul de hidróxinaphtol.
- ◆ Acido acético: glacial.
- ◆ Vaso de titulación de 150 mL.
- ◆ Pipetas serológicas graduadas: dos de 10 mL y una de 1 mL.
- ◆ Pipetas volumétricas 1, 2, 5 y 10 cm³.
- ◆ Plato de calentamiento (necesario si el filtrado es oscuro).
- ◆ Agente enmascarante: mezclar 1:1:2 por volumen de trietanolamina: tetraetilpenamina: agua deionizada (opcional).
- ◆ Papel indicador pH.
- ◆ Vaso graduado de 50 mL.
- ◆ Retorta del lodo.
- ◆ Solución de hipoclorito de sodio: 5.25% vol de hipoclorito de sodio en agua deionizada.
Precaución: Varias marcas contienen hipoclorito de calcio o ácido oxálico y no debe ser usado. Indudablemente el hipoclorito de sodio es fresco ya que éste se deteriora con el tiempo.
- ◆ Agua deionizada o destilada.

Procedimiento

- a. Adicione 5 mL de lodo a 24 mL de agua deionizada, agite la mezcla durante 15 minutos filtre utilizando el filtro prensa API estándar, colectando sólo el filtrado limpio. En el recipiente de titulación (150 mL) adicione 10 mL del filtrado utilizando la pipeta volumétrica y titule con EDTA hasta el punto final.
- b. Titule 1 mL del filtrado original con EDTA hasta el punto final este volumen es llamado EDTA, V_f.
- c. La retorta del lodo. Determine la fracción del volumen de agua en el lodo F_w, usando el valor en por ciento en volumen de agua del líquido utilizando la siguiente ecuación:

$$F_w = \frac{\% \text{ volumen de agua}}{100} \quad (50)$$

Cálculos

- a. El sulfato de calcio contenido en el lodo en lb/bl es calculado por el uso de la siguiente ecuación:

$$\text{Sulfato de calcio total lb/bl} = 2.38 (V_f) \quad (51)$$

- b. El exceso de sulfato de calcio insoluble contenido en el lodo en lb/bbl puede ser calculado por la siguiente ecuación:

$$\text{Sulfato de calcio en exceso, lb/bl} = 2.38 (V_f) - 0.48 (V_f \cdot F_w) \quad (52)$$

Formaldehído

Descripción

Este procedimiento es para la determinación del contenido del formaldehído en el fluido de perforación. El sulfito de sodio reacciona con una muestra de filtrado (neutralizado al punto final de la fenolftaleína), el cual es entonces titulado con el ácido de nuevo al punto final de la fenolftaleína. Un blanco debe ser corrido para sustraer la contribución a la alcalinidad atribuida al sulfito de sodio. La diferencia en estas dos titulaciones es la cantidad de formaldehído presente en el fluido de perforación.

Equipo

- ◆ Indicador de fenolftaleína: 1 g/100 cm³ de 50% alcohol/agua.
- ◆ Solución de hidróxido de sodio: 0.02N
- ◆ Solución de ácido sulfúrico: 0.02N
- ◆ Solución de sulfito de sodio: 4 gr/100 cm³ de agua destilada.
Nota: Esta solución se deteriora rápidamente. Si tiene más de 30 días, debe ser reemplazada por una solución fresca.
- ◆ Recipiente de titulación: Tubo de ensaye o una cápsula de porcelana.
- ◆ Pipeta serológica graduada: 10 cm³.
- ◆ Pipeta volumétrica: 1 y 3 cm³.

Procedimiento

- a. Mida 3 mL de filtrado de lodo con una pipeta en el recipiente de titulación. Adicione dos gotas de indicador de fenolftaleína. Si la muestra permanece incolora, adicione solución de hidróxido de sodio gota a gota, con agitación, hasta la aparición de un tenue color rosa, entonces adicione ácido sulfúrico gota a gota hasta la desaparición del color.
- b. Si en la primera adición de fenolftaleína, el filtrado se colorea, adicione goteando ácido sulfúrico gota a gota hasta que el color desaparezca.
- c. Para neutralizar el filtrado, adicione 1 mL de solución de sulfito de sodio, un color rojo se desarrollará.
- d. Después de aproximadamente 30 segundo, titule con ácido sulfúrico hasta que la muestra tenga un color rosa pálido. Anote la cantidad de ácido usado en mL. Ésta es la cantidad de ácido sulfúrico que será usada para los cálculos y es anotado como V_f.
- e. Repita los párrafos anteriores c al d usando agua destilada en lugar de filtrado de lodo. Anote la cantidad de ácido usado en mL. Este será usado para los cálculos y anotado como V_b.

Cálculos

$$\text{Contenido de formaldehído} \left(\frac{\text{lb}}{\text{bl}} \right) = (0.07)(V_f - V_b) \quad (53)$$

Sulfuro

Descripción

La concentración de sulfuros solubles en un fluido de perforación puede ser determinado por este método. Los sulfuros solubles incluyen H₂S y los iones sulfuro (S⁻²) y bisulfuro (HS⁻). El filtrado del lodo es acidificado en un *Tren de gases Garret*, convirtiendo todos los sulfuros a H₂S el cual es burbujeado en un gas inerte a través de la muestra. El tren de gases separa el gas del líquido. La corriente de gas es pasada a través de un tubo Dräger, el cual detecta el H₂S por oscurecimiento a lo largo de éste. La longitud de oscurecimiento

es proporcional a la cantidad total de sulfuro en el filtrado del lodo. El tubo Dräger de bajo rango vira de blanco a café y el tubo de alto rango de azul pálido a negro mate. No es común que los contaminantes de lodo causen estos cambios de color.

Un disco de papel de acetato de plomo puede ser colocado en el tren de gases Garrett, para determinar la presencia o ausencia de sulfuro. Si el sulfuro está presente se manifiesta por el oscurecimiento del papel de acetato de plomo, un tubo Dräger deberá ser usado para el análisis cuantitativo.

Equipo

- El aparato tren de gases Garrett (figura 3.16), consiste de: un tren de gas de plástico transparente, una fuente de gas inerte y un regulador de presión, un rotámetro y un tubo Dräger.
- Gas transportador: Tipo inerte a ácido sulfhídrico y reactivos del tubo Dräger. De preferencia nitrógeno, pero dióxido de carbono es aceptable. (Evite aire u otros gases que contengan oxígeno).
- Tubos Dräger para análisis de H_2S .
 - Rango bajo.
 - Rango alto.
- Disco de papel de acetato de plomo.
- Ácido sulfúrico: aproximadamente 5N, grado reactivo.
- Antiespumante en un frasco con gotero.
- Jeringas hipodérmicas: 1, 2.5, 5 y 10 cm^3 (para la muestra).
- Agujas hipodérmicas: dos de 1.5 pulg. (38 mm) calibre 21.

Las especificaciones del tren de gases se establecen en la tabla 3.9.

Procedimiento

- Asegúrese que el tren de gases esté limpio, seco y sobre una superficie nivelada, sin la tapa.
Nota: La humedad del tren puede causar que la esfera en el rotámetro flote erráticamente y pueda afectar la exactitud de la lectura del tubo Dräger.
- Adicione 20 mL de agua deionizada a la cámara uno.
- Adicione 5 gotas de antiespumante a la cámara uno.
- Vea la tabla 3.10 para el volumen de muestra y tipo de tubo Dräger requerida para el rango esperado de sulfuro. Seleccione el tubo Dräger apropiado y rompa el extremo del tubo.
- Instale el tubo Dräger con la flecha apuntando hacia dentro del receptáculo. En forma similar instale el tubo del rotámetro con la señal TOP hacia arriba. Asegúrese que el empaque selle alrededor del cuerpo de cada tubo.
- Instale la tapa del tren de gas y ajuste todos los tornillos para su sello.
- Con el regulador cerrado, conecte el vehículo del gas al tubo dispersor de la cámara 1, usando tubo flexible. Si se usa cartucho con CO_2 , instale y perfore el cartucho y conecte al tubo dispersor como se muestra en la figura 3.16.
- Conecte el tubo flexible de la salida de la cámara 3 al tubo Dräger como se muestra en la figura 3.16.
Nota: Use solamente hule látex o tubo de plástico inerte, no use abrasadera para tubo flexible.
- Ajuste el tubo de dispersión con la cámara 1 a aproximadamente 1/4 de pulgada (5 mm) arriba del fondo.
- Genere un flujo de gas vehículo por un periodo de 30 segundos para purgar el aire del sistema. Revise las fugas, cierre el flujo del gas vehículo.
- Acumule un volumen suficiente de filtrado libre de sólidos para el análisis (si la concentración de sulfuros solubles es baja, se requiere mayor volumen de filtrado. Use la tabla A. 1 como guía).
- Inyecte un volumen medido de la muestra del filtrado en la cámara 1 a través del tapón de hule, usando una jeringa y aguja hipodérmica.
- Lentamente inyecte 10 cm^3 de ácido sulfúrico en la cámara 1 a través del tapón de hule usando jeringa y aguja hipodérmica.
- Inmediatamente restaure el flujo de gas vehículo. La velocidad de flujo deberá mantenerse entre 200-400 cm^3 por minuto.
Nota: Un cartucho con CO_2 deberá suministrar un flujo de 15-20 minutos a esta velocidad.

Cuerpo		
Cámara 1	Profundidad Diámetro	3.54 pulg (90 mm) 1.52 pulg (38 mm)
Cámaras 2 y 3	Profundidad Diámetro	3.54 pulg (90 mm) 1.18 pulg (30 mm)
Pasos entre cámaras:	Diámetro	0.08 pulg (2 mm)
Material:		Lucite o material transparente equivalente o vidrio, el cual debe ser inerte a ácidos y sulfuros y ácido sulfhídrico
Tubo de dispersión		
Vástago:	Diámetro Longitud	0.315 pulg (8 mm) Aproximadamente 5.9 pulg (150 mm)
Dispersión: (forma de campana ASTM 4-5.5 fino)	Diámetro Material:	1.18 pulg (30 mm) Vidrio Pyrex o equivalente
Medidor de flujo		
De preferencia con flotador tipo esfera. Capacidad de medición		300 cm ³ por minuto de gas CO ₂ , de preferencia con flotador tipo esfera.
Tubo flexible		
Material		Equipo inerte a ácido sulfhídrico. De preferencia de hule látex o plástico Tygon o equivalente.
Conexiones y tubo rígido		
Material		De tipo inerte a ácidos, sulfuros y ácido sulfhídrico.

Tabla 3.9.- Especificaciones de Tren de Gases Garrett.

- p. Observe los cambios de apariencia del tubo Dräger, anote y registre la máxima longitud obscurecida (en las unidades marcadas en el tubo), antes de iniciar la prueba. Continúe el flujo para 15 minutos en total. Aunque al inicio se puede tener una coloración ligeramente difusa, en el tubo de alto rango un color naranja puede aparecer (causado por SO₂) adelante del frente negro, si los sulfitos están presentes en la muestra, la región naranja de SO₂ deberá ser ignorada cuando se registre la longitud sombreada.
Nota: Para una mejor exactitud del tubo Dräger, la "longitud oscura" deberá llenarse más de la mitad de la longitud del tubo, por lo tanto el filtrado "volumen de la muestra" podrá ser correctamente seleccionada.
- q. Un disco de papel de acetato de plomo colocado abajo del "O" ring de la cámara 3, puede sustituir al tubo Dräger en el tren de gas. El papel de acetato de plomo, aunque no se prefiere para análisis cuantitativo, mostrará cualitativamente la presencia o ausencia de los sulfuros en la muestra. Una sombra de decoloración en el papel es una indicación positiva de sulfuros. Después de la indicación positiva, puede usarse el tubo Dräger para el análisis cuantitativo de la muestra.
- r. Para limpiar el tren de gas, quite los tubos flexibles y la tapa. Saque el tubo Dräger, el rotámetro y los tapones; lávelos y séquelos. Lave las cámaras con agua caliente y con una pequeña cantidad de detergente usando un escobillón de pelo suave. Use un limpiador para tubo, para limpiar los conductos de las cámaras. Lave, enjuague y seque el tubo de dispersión con gas seco, enjuague la unidad con agua deionizada, escurra y séquela.

Rango de Sulfuro (mg/L)	Volumen de Muestra (cm ³)	Tipo de Tubo Dräger I. D. (Ver cuerpo tubo)	Factor de Tubo
1.2 - 24	10.0	H ₂ S 100/a	12
1.5 - 48	5.0		
4.8 - 96	2.5		
60 - 1020	10.0		
120 - 2040	5.0	H ₂ S 0.2%/A	600*
240 - 4080	2.5		

Tabla 3.10.- Identificación del tubo Dräger, volumen de muestra y factores del tubo usados para varios rangos de sulfuros.

* "Factor del tubo" 600 está basado en el factor "Batch" (marcado en la caja) de 0.4. Para otros el factor "Batch" un "factor de tubo" correcto debe ser calculado:

$$\text{Factor de tubo correcto} = \frac{600 (\text{Factor Batch})}{0.40} \quad (54)$$

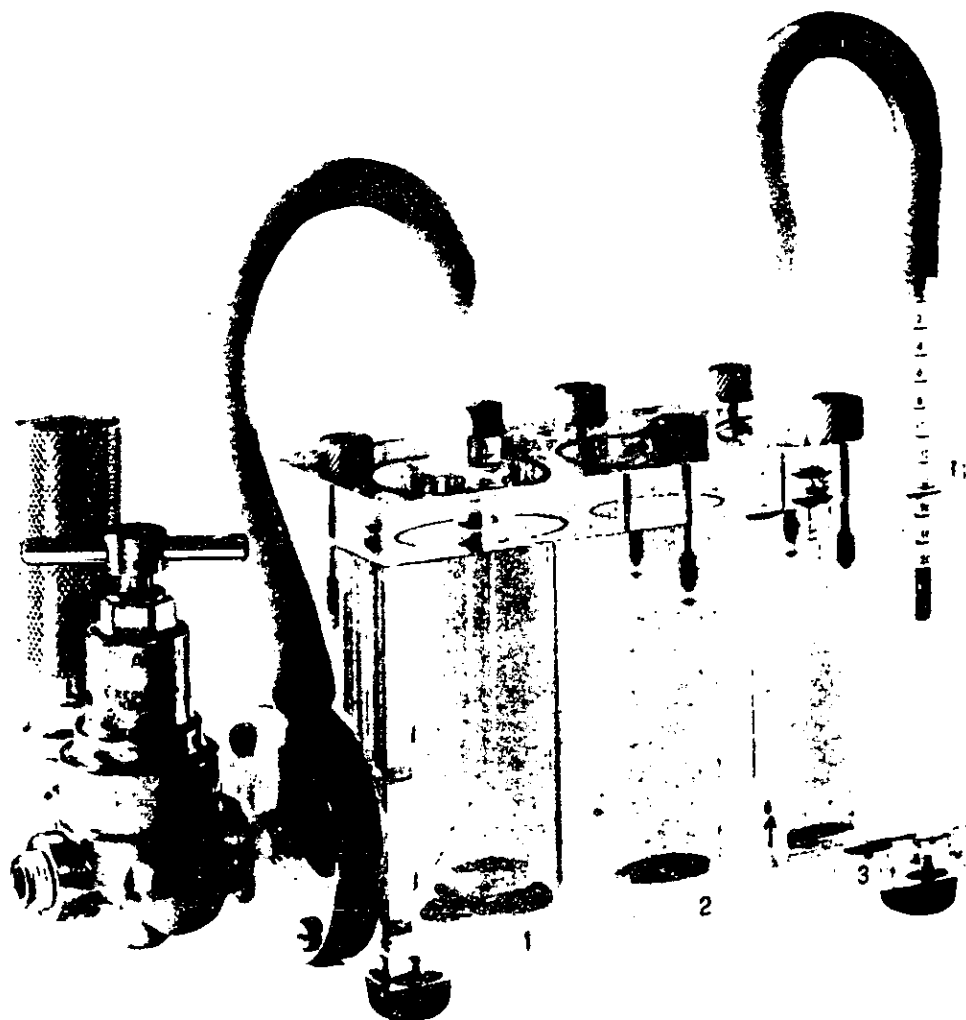


Figura 3.16.- Tren de gases Garrett para la determinación de sulfuros.

Cálculos

- a. Usando el volumen de muestra medido, la máxima longitud obscurecida del tubo Dräger y el factor del tubo de la tabla 3.10, calcule la concentración de sulfuros en la muestra:

$$\text{Sulfuro (mg/L)} = \frac{(\text{Longitud obscurecida}^* \times \text{Factor del tubo})}{(\text{Volumen de la muestra, cm}^3)} \quad (55)$$

* En unidades marcadas en el tubo

Carbonatos

Descripción

La concentración de carbonatos solubles en el filtrado de perforación puede ser determinado por este método (los carbonatos totales solubles incluido el CO₂ y los iones carbonato y bicarbonato).

El filtrado del lodo es acidificado en un tren de gases Garrett, convirtiendo todos los carbonatos a CO₂, el cual es burbujeadado en un gas inerte en la muestra. El tren de gases separa el gas del líquido.

El gas es almacenado en una bolsa (que permite mezclar uniformemente el CO₂), y subsecuentemente pasa a un tubo Dräger. En el tubo Dräger el CO₂ responde tificándose de un color morado. La reacción entre el CO₂ y la hidrazina causa que el indicador cambie de color violeta a morado. La longitud de la coloración es proporcional a la concentración total de carbonatos en el filtrado.

Equipo

- ◆ El aparato tren de gases Garrett consiste de: un tren de gas de plástico transparente, una fuente de gas inerte y un regulador de presión, un rotámetro y un tubo Dräger. Las especificaciones del tren de gases se establecen en la tabla 3.9.
- ◆ Gas nitrógeno con regulador de baja presión ó cartucho de N₂O o equivalente
Precaución: Los cartuchos de óxido de nitrógeno, no deben ser usados como fuentes de presión para temperaturas elevadas. Bajo presión y temperatura, los óxidos de nitrógeno pueden detonar con la presencia de grasa, aceite o materiales carbónicos. Los cartuchos de óxido de nitrógeno serán usados solamente para los análisis de carbonatos en el tren de gases Garrett.
- ◆ Tubo de análisis Garrett CO₂.
- ◆ Bolsa para gas *alcotest* Dräger de un litro
- ◆ Detector multigas Dräger de operación manual, con bomba de vacío
- ◆ Válvula de dos vías de 8 mm de vidrio con conexión de teflón
- ◆ Ácido sulfúrico: aproximadamente 5N
- ◆ Frasco gotero con antiespumante
- ◆ Jeringas hipodérmicas: una de 10 cm³ (para ácido) y una de 1.0 cm³, una de 5 cm³ y una de 10 cm³ (para la muestra).
- ◆ Agujas hipodérmicas: dos de 1.5 pulg (38 mm) de longitud y calibre No. 21.
Nota: El nitrógeno es usado de preferencia sobre el N₂O como gas transportador.

Procedimiento

- a. Asegúrese que el tren de gases esté limpio, seco y en una superficie nivelada.
Nota: Si el CO₂ ha sido usado como gas transportador en pruebas anteriores (por ejemplo, análisis de sulfuros), el regulador, la tubería y el tubo de dispersión deberán ser purgados con el gas transportador simultáneamente.
- b. Adicione 20 cm³ de agua deionizada a la cámara 1.

- c. Agregue 5 gotas de antiespumante a la cámara 1.
- d. Instale la tapa del tren de gases y ajuste los sellos O-rings.
- e. Ajuste el tubo de dispersión a aproximadamente ¼ de pulgada (5 mm) de la parte inferior.
- f. Con el regulador cerrado, conecte el suministro del gas transportador al tubo de dispersión de vidrio de la cámara 1, usando tubería flexible.
- g. Para purgar el aire del sistema, utilice un flujo de gas transportador a través del tren de gases, durante 1 minuto. Verifique la inexistencia de fugas en el tren de gases.
- h. Verifique la bolsa del gas y las fugas del sistema. Para hacer esto, conecte la bolsa del gas y la válvula de dos vías a la bomba manual (use un tubo Dräger como conexión y comience con la bolsa esencialmente vacía). Depresione y libere la bomba manual. Cuando la bolsa esté completamente vacía y libre de fugas, la bomba permanecerá depresionada durante varios minutos. Si una fuga es detectada, verifique la bomba y todas sus conexiones. Para verificar la bomba solamente, inserte un tubo Dräger dentro del sello de la bomba, abriendo y depresionando el fuelle. Este permanecerá depresionado si la bomba no presenta fuga.
- i. Con la bolsa completamente colapsada, instale la tubería flexible desde la válvula de dos vías y la bolsa a la salida de la cámara 3.
- j. Inyecte un volumen medido del filtrado libre de sólidos en la cámara 1 mediante una jeringa hipodérmica con aguja. Ver tabla 3.11.
- k. Lentamente inyecte 10 cm³ de ácido sulfúrico en la cámara 1 a través del tapón de hule usando una jeringa con aguja limpia. Agite suavemente el tren de gases para mezclar el ácido con la muestra.
- l. Abra la válvula de dos vías en la bolsa de gas. Restablezca el flujo de gas y permita que se llene la bolsa durante un intervalo de 10 minutos. Cuando la bolsa esté firme al tacto (sin estallar), corte el flujo y cierre la válvula de dos vías. Inmediatamente proceda a la siguiente etapa.
- m. Rompa el sello de cada uno de los tubos Dräger.
- n. Quite la tubería de la salida de la cámara 3 y reinstale éste al final del tubo Dräger. (Observe que la flecha en el tubo indique la dirección del flujo de gas). Una la bomba manual Dräger en el sentido del flujo al final del tubo Dräger.
- o. Abra la válvula de dos vías de la bolsa para depresionar completamente la bomba con presión constante. Permita que la bomba libere el gas de la bolsa a través del tubo Dräger. Opere la bomba y cuente los golpes hasta que la bolsa esté vacía (con diez golpes deberá vaciarse la bolsa, más de este número de golpes, indica que ha ocurrido una fuga y la prueba no sería correcta).
- p. Observe un color morado en el tubo Dräger si el CO₂ está presente en la bolsa, y anote la longitud teñida en las unidades marcadas en el tubo Dräger.
Nota: Para la mejor exactitud en el tubo Dräger la longitud teñida deberá cubrir más de la mitad de la longitud del tubo, por lo tanto el volumen de la muestra deberá ser cuidadosamente seleccionado.
- q. Limpie el tren de gases removiendo el tubo flexible y la tapa. Lave las cámaras con agua tibia y detergente suave, usando un cepillo. Use un tubo limpiador para los pasajes entre las cámaras. Lave, enjuague y seque con aire el tubo de dispersión. Enjuague la unidad con agua deionizada y seque. Asegúrese que periódicamente se reemplace la bolsa de gas para evitar fugas y contaminación. (Se sugiere cambiar la bolsa cada 10 análisis).

Rango de Carbonato (mg/L)	Volumen Muestra (cm ³)	Factor del Tubo
25-750	10.0	25,000
50-1500	5.0	
250-7500	1.0	

Tabla 3.11.- Identificación del tubo Dräger, volumen de muestra y factores del tubo usados para varios rangos de carbonatos.

Cálculos

Usando el volumen medido de muestra, la longitud de teñido del tubo Dräger y el factor del tubo de 25,000 (Ver tabla 2), calcule los carbonatos solubles totales (CO₂ + CO₃⁻² + HCO₃⁻) en el filtrado usando la siguiente ecuación:

$$\text{Carbonato (mg/L)} = \frac{25000 (\text{Longitud teñida})}{\text{Volumen de muestra, cm}^3} \quad (56)$$

Potasio por arriba de 5000 mg/L.

Descripción

El ión potasio es usado en fluidos de perforación para ayudar en la estabilización de lutitas y el control de arcillas. La exactitud de la determinación del contenido del ión potasio es necesario para controlar las propiedades del fluido de perforación. Este procedimiento es usado para medir el contenido del ión potasio en el filtrado del lodo en concentración mayor arriba de 5000 mg/L ó 3.5 lb/bl KCl. El potasio es precipitado en una centrifuga como la sal de perclorato, y entonces el volumen precipitado es medido. El contenido del ión potasio es leído con una curva estándar preparada.

Equipo

- ◆ Solución de perclorato de sodio de 150 g NaClO_4 /100 mL de agua destilada.
Nota: Los percloratos de sodio y potasio son explosivos en el estado seco, si son calentados o si se ponen en contacto con agentes reductores orgánicos. Los percloratos no son peligrosos si se mantienen húmedos. Se descompondrán sin ningún problema en el agua.
- ◆ Solución de cloruro de potasio estándar: 14.0 g KCl/100 ml de agua destilada o deionizada.
- ◆ Centrifuga de rotor horizontal (manual o eléctrica) capaz de producir aproximadamente 1800 rpm.
Nota: Una velocidad constante de 1800 rpm puede ser obtenido con una centrifuga manual como se explica a continuación:
 1. Determinar el número de revoluciones del rotor por cada cambio de la manivela; por ejemplo, mover la manivela muy lentamente y contar el número de revoluciones de la cabeza del rotor durante un cambio de la manivela. Por ejemplo 15 revoluciones del rotor por un cambio de la manivela.
 2. Calcular el número de cambios de manivela requeridos para obtener 1800 revoluciones de la cabeza del rotor. En el ejemplo, para obtener 1800 revoluciones de la cabeza requerirá 120 giros de la manivela (1800/15). Entonces la manivela debe ser girada 120 veces en un minuto para obtener la velocidad de 1800 rpm. En esta velocidad, en 5 segundos el mango debe ser girado 10 veces (120/60). Por conteo la manivela gira en 5 segundos y ajusta la velocidad para obtener el número de giros requeridos, una constante de 1800 rpm debería ser obtenido en un intervalo de 15 a 20 segundos. El intervalo usado para ajustar a 1800 rpm debería incluirse en el tiempo de la centrifuga de la muestra.
- ◆ Tubo de centrifuga (figura 3.17): 10 cm^3 tipo Kolmer (no sustituto).
- ◆ Pipetas volumétricas: una de 0.5, 1.5, 2.5 y 3 cm^3 .
- ◆ Jeringa hipodérmica o pipeta serológica graduada de 10 cm^3 .
- ◆ Agua destilada o deionizada.

Procedimiento –Curva de Calibración estándar

Se requiere de una curva de calibración estándar para cada tipo de centrifuga. Se necesitan mínimo 3 puntos (3.5, 10.5 y 17.5 lb/bl KCl) para obtener una gráfica precisa.

- a. Las muestras pueden ser preparadas usando una solución estándar de cloruro de potasio equivalente a 3.5 lb/bl KCl. Para obtener 3.5, 10.5 y 17 lb/bl KCl, use 0.5, 1.5 y 2.5 mL de solución de cloruro de potasio estándar respectivamente.
- b. Diluya la muestra a la marca de 7.0 mL con agua destilada y agite.
- c. Agregue 3.0 mL de solución estándar de perclorato de sodio (no agite).
- d. Centrifugue a una velocidad constante (aproximadamente a 180 rpm) un minuto y lea el volumen inmediatamente.

Precaución: Contrabalancee el tubo de la centrifuga con otro tubo que contenga un liquido de

- semejante peso.
- Limpie el tubo de la centrifuga inmediatamente después de su uso.
 - Anote el volumen de precipitado (mL) contra contenido de cloruro de potasio (lb/bl) sobre un papel gráfico rectangular.

Procedimiento -Examen de la muestra

- Mida el volumen apropiado de filtrado dentro del tubo centrifugado (ver tabla 3.12 para los rangos).
- Diluya a 7.0 mL si es necesario con agua destilada, y agite.
- Agregue 3.0 mL de solución estándar de perclorato de sodio (no agite). Si el potasio está presente, ocurre una precipitación.
- Centrifugue a una velocidad constante (aproximadamente 1800 rpm) por un minuto. Lea el volumen precipitado inmediatamente y registrelo.
Nota: Contrabalancee el tubo de la centrifuga con otro tubo y líquido del mismo peso
- Agregue 2-3 gotas de solución de perclorato de sodio a el tubo. Si la forma del precipitado no es turbia la cantidad de potasio total no fue medido, (ver tabla 3.12, y usar el volumen de filtrado más pequeño y repita desde la parte a hasta e).
- Determine la concentración de cloruro de potasio por comparación del volumen de precipitado medido con la curva de calibración estándar preparada. Reporte la concentración de potasio como lb/bl KCl (Kg/m^3). La concentración de potasio puede también ser reportada como mg/L del ión potasio. Si la concentración de cloruro de potasio del filtrado excede de la curva de calibración estándar en 18 lb/bl leída, la exactitud de los resultados es reducida. Para resultados con mayor exactitud, usar un volumen de filtrado más pequeño como el anotado en la tabla 3.12 y repetir de a a e.

Rango de concentración KCl (lb/bl)	Volumen de filtrado a usar	
	K ⁺ (mg/L)	(mL)
3.5-18	5,250 - 27,000	7.0
18-35	27,000-52,500	3.5
35-70	52,500-105,000	2.0
Más de 70	más de 105,000	1.0

Tabla 3.12.- Volúmenes de filtrado para ser usado en varias concentraciones de KCl.

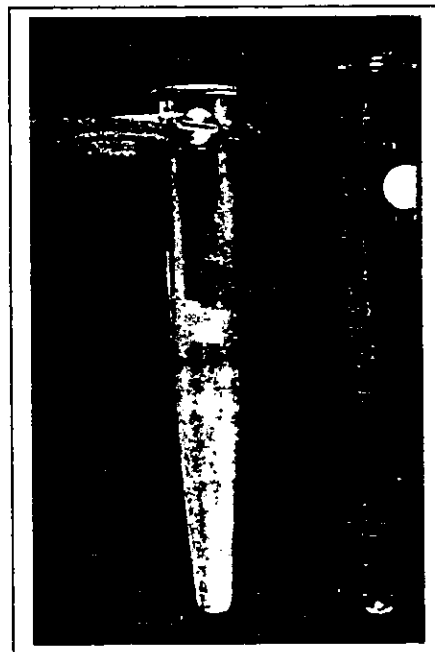


Figura 3.17.- Tubo de centrifuga tipo Kolmer de 10 mL.

Cálculos

$$\text{Cloruro de potasio} = \frac{7}{\text{mL filtrado usado}} \quad (\text{valor de la curva estándar}) \quad (57)$$

$$\text{K}^+ \text{ en filtrado, mg/L} = 1500 (\text{KCl en filtrado, lb/bl}) \quad (58)$$

Potasio por abajo de 5,000 mg/L.

Descripción

Este procedimiento es usado para medir el contenido del ión potasio en filtrados de lodos en niveles por debajo de 5,000 mg/L. El ión potasio es precipitado como sal de tetrafenilborato por adición de un exceso de solución estándar de tetrafenilborato de sodio (STPB). La parte sin reaccionar de STPB es entonces determinada por titulación con una sal de amonio cuaternaria (QAS), hexadeciltrimetil bromuro de amonio, usando azul de bromofenol como indicador. El punto final es de azul púrpura a azul claro. La concentración de un ión potasio en la muestra es calculada por diferencia de la cantidad sin reaccionar del STPB de la cantidad de STPB originalmente agregada a la muestra.

Equipo

- ◆ Solución estándar de tetrafenilborato de sodio (STPB): 8.754 g en 800 cm³ de agua deionizada. Agregue 10-12 g de hidróxido de aluminio, agite 10 minutos y filtre. Agregue 2 cm³ de solución al 20% de NaOH a el filtrado y diluya a un litro con agua deionizada.
- ◆ Solución de sal cuaternaria de amonio (QAS): 1.165 g bromuro de hexadeciltrimetil amonio/500 cm³ agua deionizada.
- ◆ Solución de hidróxido de sodio: 20 g/80 cm³ de agua deionizada.
- ◆ Indicador azul de bromofenol: 0.04 g tetrabromofenolsulfonftaleína/3 cm³ 0.1N NaOH. Diluya a 100 cm³ con agua deionizada.
- ◆ Agua deionizada o destilada.
- ◆ Pipetas graduadas: 2 cm³ graduada en subdivisiones de 0.01 cm³, dos de 5 cm³ y dos de 10 cm³.
- ◆ Probetas graduadas: dos de 25 cm³ y dos de 100 cm³.
- ◆ Vasos de precipitado: dos de 250 cm³.
- ◆ Embudo.
- ◆ Papel filtro.

Procedimiento

- a. Coloque la cantidad de filtrado apropiada en una probeta graduada de 100 cm³. Asegúrese de usar una pipeta para medir la cantidad de filtrado.
- b. Agregue 4 cm³ de solución al 20% de NaOH (medida con una probeta de 25 cm³), y agua deionizada suficiente para lograr un nivel de solución a la marca de 100 cm³.
- c. Mezcle y permita reposar 10 minutos.
- d. Filtre en una probeta graduada de 100 cm³. Si el filtrado es turbio, la solución debe ser refiltrada.
- e. Transfiera 25 cm³ del filtrado de arriba en un vaso de 250 cm³.
- f. Agregue 10-15 gotas de indicador azul de bromofenol.
- g. Titule con solución de QAS hasta cambiar el color de azul púrpura a azul claro.
Nota: Es importante que verifique la concentración de la solución de QAS contra, la solución de STPB mensualmente. Para determinar el equivalente de QAS, diluya 2 cm³ de la solución de STPB en un vaso de titulación con 50 cm³ de agua deionizada. Agregue 1 cm³ de solución al 20% NaOH y 10-20 gotas de indicador de azul de bromofenol. Titule con la solución de QAS hasta cambiar el color de azul púrpura a azul claro.

$$\text{Radio de QAS a STPB} = \frac{\text{QAS, cm}^3}{2} \quad (59)$$

Si el radio está fuera del rango 4 ± 0.5 , calcule un factor de corrección para ser usado en el cálculo de mg/L del K^+ .

$$\text{Factor de corrección} = \frac{8}{\text{QAS, cm}^3} \quad (60)$$

Cálculos

$$K^+ \text{ en el filtrado (mg/L)} = \frac{1000 (25 - \text{QAS, cm}^3)}{\text{Filtrado del lodo, cm}^3} \quad (61)$$

Si el factor de corrección es necesario:

$$K^+ \text{ en el filtrado (mg/L)} = \frac{1000 (25 - CF)(\text{QAS, cm}^3)}{\text{Filtrado del lodo, cm}^3} \quad (62)$$

$$\text{Cloruro de potasio} = \frac{(K^+ \text{ en el filtrado, mg/L})}{1500} \quad (63)$$

B. FLUIDOS DE PERFORACIÓN BASE ACEITE^{10, 161}.

B.1.) DENSIDAD

Descripción

Este procedimiento de prueba es un método para determinar el peso de un volumen dado de líquido. La densidad puede ser expresada como lb/gal, lb/pie³, g/cm³ ó kg/m³.

Equipo

- ◆ Cualquier instrumento que permita medir con exactitud de ± 0.1 lb/gal (o 0.5 lb/pie³, 0.01 g/cm³) puede ser utilizado. El instrumento generalmente empleado es la *balanza de lodos* (figura 3.9), está diseñado de tal forma que se tiene una base con fulcro, sobre la cual se balancea un brazo graduado en un extremo y en el otro una copa con su respectiva tapa; el brazo consta además de un medidor de nivel y una cuchilla que descansa sobre el fulcro de la base con un contrapeso que se desliza a lo largo del brazo. Una burbuja de nivel se encuentra en el brazo para lograr el equilibrio entre ambas partes.
- ◆ Termómetro: 0-105°C (32-220°F).

Procedimiento

- a. El instrumento debe asentarse sobre una superficie plana y perfectamente nivelada.

- b. Mida la temperatura del lodo y anótelas en la forma de reporte de lodo
- c. Llene la copa con el fluido, coloque la tapa y gírela hasta que asiente firmemente. Asegúrese de que se expulse lodo a través del orificio de la tapa, para liberar el aire o gas atrapado.
- d. Lave o limpie perfectamente el lodo que se encuentre en la parte externa de la copa y la tapa.
- e. Coloque el brazo en el soporte de la base y balancéelo deslizando el contrapeso a lo largo del brazo graduado. El equilibrio se alcanza cuando la burbuja de nivel está, en la línea central.
- f. Lea el valor del peso de lodo por el lado del contrapeso que da hacia la cuchilla.

Calibración

La balanza debe ser calibrada frecuentemente con agua dulce, la lectura debe dar 8.3 lb/gal, 62.3 lb/pie³ o 1 g/cm³ a 21°C (70°F). Si no da el valor, ajuste el tornillo de balance, o ajuste la cantidad de balines contenidos en el agujero que se encuentra en el extremo del brazo graduado.

Cálculos

- Reporte la densidad con aproximación de 0.1 lb/gal ó 0.5 lb/pie³ ó 0.01 g/cm³.

B.2.) VISCOSIDAD Y GELATINOSIDAD

Descripción

- a) Los instrumentos utilizados para medir la viscosidad y/o gelatinosidad de los fluidos de perforación son los siguientes:
 1. Embudo Marsh. Es un dispositivo sencillo para indicar la viscosidad sobre una base rutinaria.
 2. Viscosímetro de indicación directa. Es un dispositivo mecánico para medir la viscosidad a varias velocidades de corte.
- b) La viscosidad y la gelatinosidad son mediciones que se relacionan con las propiedades de flujo de los lodos.

Embudo Marsh

Equipo

- a. Un embudo Marsh (figura 3.10) es calibrado de tal forma que un cuarto de galón (946 cm³) de agua dulce a una temperatura de 70 ± 5°F (21 ± 3°C) fluya en un tiempo de 26 ± 0.5 segundos. Una jarra graduada es usada para calentar el agua. Las especificaciones de un embudo Marsh se muestran en la tabla 3.4.
- b. Recipiente graduado: de un cuarto de galón.
- c. Cronómetro.
- d. Termómetro: 32-220 ± 2°F (0-105 ± 1°C)

Procedimiento

- a. Cubra el orificio del embudo con un dedo y vierta el fluido de perforación recientemente muestreado, a través de la malla en el interior del embudo (limpio) en posición vertical. Llene hasta que el fluido alcance la parte inferior de la malla.
- b. Quite el dedo del orificio y accione el cronómetro. Mida el tiempo que tarda en fluir un cuarto de galón

- (946 cm³).
- c. Mida la temperatura del fluido en grados Fahrenheit (°C).
- d. Reporte el tiempo (con aproximación) en segundos como viscosidad de Embudo Marsh. Reporte la temperatura del fluido en °F (°C).

Viscosímetro de Indicación Directa

Equipo

- a. Los viscosímetros de indicación directa son instrumentos del tipo rotacional accionados por un motor eléctrico o manualmente. El fluido de perforación está contenido en un espacio anular entre cilindros concéntricos. El cilindro externo o manga del rotor es accionado a una velocidad rotacional constante (rpm). La rotación del fluido en la manga del rotor produce un torque en el cilindro interno o bulbo (bob). Un resorte de torsión impide el movimiento del bulbo y un disco (dial) unido al bulbo indica el desplazamiento. La constante del instrumento ha sido ajustada para que la viscosidad plástica y el punto de cedencia sean obtenidas al usar las lecturas a las velocidades de la manga del rotor a las velocidades de 300 y 600 rpm. En la tabla 3.5 se muestran las especificaciones de un viscosímetro de indicación directa.

Los siguientes son tipos de viscosímetros usados para evaluar fluidos de perforación:

- 3. *Instrumento de manivela manual* (figura 3.11, a), tiene velocidades de 300 rpm y 600 rpm. Una perilla en el centro de la palanca de cambio de velocidad es usada para determinar la gelatinosidad.
- 4. *Instrumento de motor de 12 volts* (figura 3.11, b), también de velocidades de 300 y 600 rpm. Un interruptor permite esfuerzos de corte elevados antes de la medición y una perilla es usada para determinar la gelatinosidad.
- 5. *El instrumento de 115 volts* (figura 3.11, c) es accionado por un motor síncrono de dos velocidades para obtener velocidades de 3, 6, 100, 200, 300 y 600 rpm. La velocidad de 3 rpm es usada para determinar la gelatinosidad.
- 6. *El instrumento de velocidad variable con motor de 115 volts a 240 volts* tiene todas las velocidades entre 1 y 625 rpm. La velocidad de 3 es usada para determinar la gelatinosidad.
- b. Copa térmica para viscosímetro
- c. Cronómetro
- d. Termómetro

Procedimiento

Precaución: La temperatura máxima de operación es de 93°C (200°F). Si un fluido se evaluara a mayor temperatura de 93°C (200°F), debe usarse un bob de metal sólido o un bob hueco, con el interior completamente seco. El líquido atrapado en el interior del bob puede vaporizarse y ocasionar que el bob explote cuando sea sumergido en fluidos a alta temperatura.

- a. Coloque una muestra en el recipiente y sumerja la manga del rotor exactamente a la línea de llenado. Las mediciones en el campo deben ser efectuadas con un mínimo de demora (en 5 minutos) y a una temperatura cercana a la que exhibe el lodo en el lugar de muestreo (con una diferencia no mayor de 6°C). El lugar de muestreo debe ser anotado en el reporte.
- b. Caliente o enfríe la muestra a la temperatura seleccionada a una velocidad de corte de 600 rpm, ésta debe ser usada para agitar la muestra mientras se calienta o enfría para obtener la temperatura de la muestra uniforme. Después de que la copa ha alcanzado la temperatura seleccionada, sumerja el termómetro en el interior de la muestra y continúe agitando hasta que la muestra alcance la temperatura de prueba. Registre la temperatura de la muestra.
- c. Con rotación a 600 rpm, espere a que la lectura del dial alcance un valor estable (el tiempo requerido depende de las características del lodo). Registre la lectura para 600 rpm.
- d. Cambie a 300 rpm y espere a que se estabilice la lectura. Registre esta lectura a 300 rpm.
- e. Agite la muestra del fluido de perforación por 10 segundos a alta velocidad.
- f. Permita a la muestra del fluido permanecer en reposo por 10 segundos, lentamente gire el botón en la

dirección para producir una lectura positiva. La máxima lectura alcanzada es la gelatinosidad inicial. Para instrumentos con velocidad 3 rpm, la lectura máxima obtenida después de la rotación inicial a 3 rpm es la gel inicial. Anote la gel inicial a 10 segundos en lb/100 pie².

Cálculos

Utilizar ecuaciones 23 a 25 antes descritas.

B.3.) FILTRACIÓN

Descripción

La medición del comportamiento de filtración y características del enjarre de un lodo base aceite, son fundamentales para el tratamiento y control de un lodo, como lo son las características del filtrado, tal como el contenido de aceite y agua de emulsión

Las características de filtración de un lodo base aceite son afectadas por la cantidad, tipo y tamaño de partículas sólidas y agua emulsionada en el lodo y por las propiedades en la fase líquida. Las interacciones por estos componentes pueden ser influenciadas por la temperatura y la presión. Por tanto las pruebas de filtración son a menudo llevadas a condiciones de temperatura ambiente y a condiciones de alta temperatura para proporcionar datos para propósitos de comprobación. (Ninguna prueba de API de filtración de lodos base aceite a temperatura ambiente está especificada).

Prueba a Alta-Temperatura/Alta Presión

Equipo

- ◆ El equipo de prueba de filtración puede no ser adecuado para funcionar con seguridad a las temperaturas y presiones utilizadas en este procedimiento. Por tanto, es esencial conocer y seguir las recomendaciones concernientes a las temperaturas, presiones y volumen de muestra máximos en operación. El no hacerlo podría ocasionar serios daños.
- ◆ El filtro prensa de alta temperatura/alta presión (APAT) (figura 3.13) consiste de:
 1. Una celda para soportar presiones, a condiciones de temperatura, hasta de 1300 psi (8970 Kpa)
 2. Una fuente de gas presurizado tal como CO₂ o N₂ con reguladores
 3. un sistema de calentamiento para 300°F (149 °C)
 4. un recipiente para recolección de filtrado presurizado manteniendo a una presión apropiada para prevenir el flasheo o evaporación del filtrado (ver Tabla 3.1).

Precaución: No deben usarse cartuchos de óxido nitroso como fuente de presión para pruebas de filtración a alta presión/alta temperatura. El óxido nitroso puede detonar bajo condiciones de temperatura y presión en presencia de grasa, aceite o material carbonoso. Los cartuchos de óxido nitroso deben ser utilizados solamente para el análisis de carbonatos con el Tren de Gases Garrett.
- ◆ Celda: La celda contiene un termopozo y está equipada con una tapa removible y un soporte del medio filtrante. Tiene además sellos resistentes al aceite. Se necesitan durante la prueba válvulas de vástago en los extremos para abrir y cerrar la celda.
- ◆ Reloj: Medidor para intervalos de tiempo de 7.5 a 30 minutos.
- ◆ Termómetro: Para medir hasta 500°F (260°C)
- ◆ Colector: Probeta graduada de 25 cm³
- ◆ Mezclador
- ◆ Centrífuga: De tamaño apropiado para fijar los tubos Kolmer con capacidad para 1800 rpm.

Procedimiento para temperaturas de 149°C (300°F)

- a. Coloque el termómetro en el termopozo y precaliente a 10°F (6°C) arriba de la temperatura de prueba seleccionada. Ajuste el termostato en la posición adecuada para mantener la temperatura deseada.
- b. Agite la muestra de lodo durante 10 minutos en el mezclador de alta velocidad. Prepare la celda con papel filtro y llénela con el lodo teniendo cuidado de no llenar más arriba de 1 pulg. (2.5 cm) de la parte superior para permitir la expansión del fluido.
- c. Termine de instalar la celda. Con las válvulas superior e inferior cerradas, coloque la celda en la chaqueta de calentamiento. Transfiera el termómetro de la chaqueta al termopozo de la celda.
- d. Conecte la unidad de presión sobre la válvula superior de la celda y coloque el seguro (pasador).
Nota: Asegúrese de que el recipiente colector esté completamente libre de agua ó de aceite.
- e. Conecte la cámara de contrapresión sobre la válvula superior de la celda y coloque el seguro.
- f. Mantenga las válvulas cerradas y aplique 100 psi (1.03 kg/cm²) a ambas unidades de presión. Abra la válvula superior y aplique 200 psi al lodo, manteniéndola hasta que se establezca la temperatura deseada. El tiempo de calentamiento no debe exceder de una hora. En la tabla 3.6 se muestra la contrapresión mínima recomendada para una filtración a temperaturas mayores de 149°C (300°F).
Nota: Si el tiempo requerido para alcanzar la temperatura de prueba excede a una hora, el sistema de calentamiento puede estar defectuoso y la exactitud de los resultados pueden ser cuestionados.
- g. Cuando la muestra alcance la temperatura de prueba incremente la presión en la parte superior a 600 psi (42.18 kg/cm²) y abra la válvula inferior para iniciar la filtración. Recolecte el filtrado durante 30 minutos, manteniendo la temperatura seleccionada dentro de $\pm 3^{\circ}\text{C}$ ($\pm 5^{\circ}\text{F}$). Si la contrapresión se incrementa arriba de 100 psi durante la prueba, cuidadosamente reduzca la presión purgando una porción del filtrado.
- h. Colecte el filtrado en el tubo Kolmer o probeta graduada después de 7.5 minutos y otra vez después de 30 minutos. Anote los volúmenes totales de filtrados a los 7.5 y 30 minutos (agua + aceite). Debe anotarse la presencia de agua, emulsión y sólidos y sus respectivos volúmenes en la parte de comentarios de la forma de reporte API.
Nota: Es recomendable utilizar un tubo tipo Kolmer más bien que una probeta, debido a que permite una detección y medición más precisa de los volúmenes de agua y sólidos en el filtrado. La centrifugación del tubo mejorará la separación del agua o sólidos del aceite en el filtrado.
- i. Corrija los volúmenes filtrados medidos a un área filtrante correspondiente a 7.1 pulg² (45.8 cm²). Si el área filtrante es de 3.5 pulg² (22.6 cm²) los volúmenes observados deben ser multiplicados por dos. Anote el valor del filtrado a 30 minutos (multiplicado por dos) en la forma de reporte API. En la parte de comentarios de la forma de reporte, anote el doble del valor del filtrado obtenido a 7.5 minutos y anote el doble de los volúmenes de agua ó sólidos observados.
- j. Después de enfriar la celda a una temperatura debajo de 125°F (52°C), cierre las válvulas de vástago superior e inferior. Mantenga la celda en posición vertical durante esta operación. Purgue la presión de los reguladores y mangueras y desconecte el sistema de presurización de la celda.
Precaución: La presión en la celda será aproximadamente de 500 psi (3450 Kpa) al final de la prueba.
- k. Purgue la presión de la parte superior de la celda abriendo lentamente la válvula de vástago. Evite el rocío del lodo. Cuidadosamente desensamble la celda.
- l. Descargue el lodo de la celda.
- m. Quite el enjarre del papel. Mida el espesor del enjarre en el centro. Anote el espesor del enjarre con aproximación 1/32 pulg. (0.80 mm).
Nota: El asentamiento de sólidos puede haber ocurrido durante la filtración o calentamiento. Procure observar indicios de esto, tal como espesor normal o textura del enjarre grueso.

B.4.) CONTENIDO DE SOLIDOS, ACEITE Y AGUA

Descripción

- a. La retorta proporciona un medio para separar y medir los volúmenes de aceite y agua y estimar los sólidos contenidos en una muestra de lodo base aceite o lodo de emulsión inversa. En la retorta, un volumen conocido de muestra de lodo de base aceite es calentada para vaporizar los componentes

líquidos, los cuales son así condensados y colectados en un recipiente graduado de forma especial. Los volúmenes de líquido son medidos después centrifugarlos y son determinados directamente de las lecturas de las fases aceite y agua del colector del volumen de sólidos (suspendidos y disueltos) son estimados por diferencia (volumen total de muestra - volumen del líquido). Sin embargo, debido al material disuelto tal como sal en agua y la pérdida por descomposición térmica de sólidos pesados en la celda de la retorta, este volumen estimado puede ser altamente erróneo.

- b. El propósito principal de analizar la prueba de la retorta es determinar el contenido de agua del sistema de lodo base aceite. El contenido de agua es fundamental para el control apropiado de la composición y propiedades del lodo base aceite. El % de agua también es usado en el cálculo de resultados de otras pruebas, tales como salinidad de la fase acuosa de un lodo base aceite. El dato de la retorta también mide el porcentaje de aceite. El conocimiento del contenido de aceite y agua, ó relación aceite/agua son fundamentales para el control de la composición relacionado con la reología, densidad y filtración. El contenido de los sólidos de lodos base aceite, aunque no tan preciso como en la prueba de agua con la retorta, puede ser estimado de los datos de la retorta y es útil en el monitoreo del control de sólidos.

Equipo

- ◆ Instrumento de la retorta (figura 3.14). Comúnmente se encuentran disponibles retortas de dos tamaños (10 y 20 cm³). Las especificaciones de éstas retortas se muestran en la tabla 3.7.
- 1. Celda de muestra
- 2. Condensador de líquidos: Con suficiente superficie para enfriar los vapores de aceite y agua más abajo de su temperatura de vaporización antes de salir del condensador.
- 3. Elemento de calentamiento: De suficiente potencia para incrementar la temperatura de la muestra arriba del punto de vaporización de los componentes líquidos dentro de 15 minutos sin causar sobre-ebullición.
- 4. Control de temperatura: Un control de temperatura es deseable para limitar la temperatura de la retorta a 930 ± 70°F (500 ± 20°C).
- ◆ Colector de líquidos.
 - 1. Tubos de centrifuga clínicos tipo Kolmer.
 - 2. Material de vidrio, transparente e inerte al aceite, agua, soluciones saladas y temperaturas arriba de 90°F (32°C).
 - 3. Las especificaciones de la graduación necesarias se muestran en la tabla 3.13.
- ◆ Centrifuga manual o eléctrica, la cual sea capaz de aceptar al menos dos colectores de líquidos y tener una velocidad mínima de 1800 rpm.
- ◆ Lana fina de acero.
- Nota:* La lana de acero líquida no es recomendable.
- ◆ Grasa de silicón para altas temperaturas (Usada para sellar roscas y como lubricante).
- ◆ Limpiador de tubos.
- ◆ Cuchillo corto ó espátula con la punta de la hoja formada para adaptarse a las dimensiones interiores de la celda de muestra de la retorta.
- ◆

Volumen total	Tamaño del tubo de centrifuga	
	10 cm ³	20 cm ³
0 a 5% volumen	± 0.02 cm ³	± 0.04 cm ³
5 a 20% volumen	± 0.04 cm ³	± 0.10 cm ³
20 a 100% volumen	± 0.10 cm ³	± 0.20 cm ³
Frecuencia de las graduaciones:		
0 a 40% volumen	± 0.10 cm ³	± 0.20 cm ³
40 a 100% volumen	± 0.20 cm ³	± 0.20 cm ³

Tabla 3.13.- Especificaciones de graduación de colector de líquido para lodos base aceite.

Procedimiento

Nota: El procedimiento variará ligeramente dependiendo del tipo de retorta usada. Vea las instrucciones del fabricante para completar el procedimiento.

- a. Asegúrese que la celda de retorta, conducto del condensador y colector del líquido estén limpios, secos y fríos de usos anteriores.
 1. El interior de la celda y la tapa deben estar perfectamente limpios antes de cada prueba. El interior de la celda debe de ser pulido periódicamente con lana de acero.
 2. El conducto del condensador también debe estar limpio y seco antes de cada prueba usando un limpiador de tubos. Material adherido al condensador puede reducir la eficiencia del condensador y causar lecturas de líquido erróneo en una prueba.
- b. Tome una muestra representativa de lodo base aceite y enfríe aproximadamente a 86°F (26°C). Pase la muestra a través de la malla No. 12 del embudo Marsh para eliminar material obturante, recortes ó partículas grandes.
- c. Si la muestra de lodo contiene gas ó aire, agite lentamente dos ó tres minutos para liberar los gases.
- d. Lubrique las roscas de la celda y el tubo del condensador con una capa ligera de silicón. Esto previene la pérdida de vapor a través de las roscas, facilita el desensamble del equipo y también la limpieza al final de la prueba.
- e. Empaque el interior de la cámara con lana de acero hasta un nivel arriba de la celda de muestra. Use la cantidad suficiente de lana de acero para prevenir la ebullición de los sólidos al interior del colector de líquidos (esto es determinado por experiencia).
- f. Llene la celda de la retorta con lodo base aceite libre de gases ocluidos, del inciso c.
- g. Coloque la tapa cuidadosamente sobre la celda y permita que el exceso de muestra salga por el agujero de la tapa para asegurar que el volumen correcto de la muestra esté en la celda.
- h. Con la tapa firmemente unida en su lugar, limpie el exceso de lodo de la tapa y celda. Después de limpiar asegúrese que la rosca de la celda este todavía cubierta con grasa de silicón y que el agujero de la tapa no esté tapado.
- i. Atornille la celda sobre la cámara de la retorta con su condensador.
- j. Coloque un colector de líquidos, limpio y seco, bajo el tubo de descarga del condensador.
- k. Caliente la retorta y observe el líquido que cae del condensador. Continúe calentando 10 minutos más allá del tiempo en que dejó de caer condensado (para unas pruebas éste puede ser tan grande como 45 minutos de tiempo total).
- l. Quite el colector de líquidos de la retorta. Anote el líquido total recuperado. Si es así, el lodo ha pasado de la celda al condensador y la prueba debe ser repetida desde el punto a.
- m. Coloque el tubo colector de líquido sobre el portatubo del rotor de la centrífuga.
- n. Seleccione un tubo colector de líquidos vacío y llénelo con agua a un peso aproximadamente igual al del tubo colector con la muestra de prueba. (Este segundo tubo será usado como contrabalance en la centrífuga).
- o. Coloque el tubo de contrabalance en el portatubo de la centrífuga del lado opuesto al del tubo de la muestra de la retorta.
- p. Gire los tubos en la centrífuga por al menos dos minutos a aproximadamente 1800 rpm. Si existe una banda de emulsión entre las copas de agua y aceite después de centrifugar, caliente el tubo a 1200°C (490°C) aproximadamente antes de centrifugar nuevamente.
- q. Lea los volúmenes de aceite y agua en el colector de líquidos después de que se ha enfriado a $75 \pm 25^\circ\text{F}$ ($24 \pm 14^\circ\text{C}$). Anote los volúmenes (ó % volumen) de agua y aceite colectados.

Cálculos

Usando los volúmenes de aceite y agua y el volumen original de la muestra de lodo (10 cm^3 ó 20 cm^3), calcule el % de volumen de agua y aceite y estime el % volumen de sólidos en el lodo utilizando las ecuaciones 26 a 28.

B.5.) ANÁLISIS QUÍMICO

Descripción

- a. El procedimiento para determinar la alcalinidad es un método mediante el cual se mide el volumen requerido de ácido que reacciona con los materiales alcalinos (básicos) presentes en una muestra de lodo base aceite. El valor de la alcalinidad es usado para calcular la cal sin reaccionar en exceso (en libras por barril) del lodo base aceite. Los materiales alcalinos en exceso tales como la cal, ayudan a estabilizar la emulsión y también neutralizan el bióxido de carbono ó gases de ácido sulfúrico.
- b. El procedimiento para la determinación del cloro es un método de titulación mediante el cual se mide el volumen necesario de nitrato de plata requerido que reacciona con el cloro (y otros halógenos) para formar la sal de cloruro de plata insoluble. Esta determinación puede utilizar la misma muestra de la alcalinidad, ya que es ácida (pH debajo de 7.0). El valor reportado de cloro total en el lodo puede ser asignado en la fase acuosa al punto de saturación. La concentración de sales solubles en agua son semejantes a las de un lodo base aceite, las cuales se controlan mediante el concepto de "actividad de fase acuosa". El valor de salinidad en la fase acuosa se requiere para hacer ajustes a los valores reportados de sólidos contenidos en el lodo base aceite.
- c. La determinación de calcio es un método de titulación en el cual se mide el volumen necesario de EDTA (versenato o equivalente) requerido para reaccionar con todo el calcio (y otros iones alcalinotérreos solubles en agua) liberado (del lodo base aceite) dentro de la fase acuosa, cuando es usada una mezcla de solventes para extraerlos del lodo base aceite.
- d. El calcio medido en esta prueba puede provenir del cloruro de calcio (CaCl_2), y cal (CaO) o $\text{Ca}(\text{OH})_2$, usados para preparar los lodos base aceite, pero algunas cantidades de calcio son debidas al yeso o sulfato de calcio de los sólidos perforados. Los resultados de análisis de calcio pueden ser usados como parámetro para calcular la salinidad de CaCl_2 y NaCl en la fase acuosa del lodo.
Nota: Este análisis excluye la determinación de magnesio (ión Mg^{+2}). Si el ión Mg^{+2} es esperado en este análisis de calcio, los cálculos del procedimiento deberán ser arreglados por el ingeniero en lodos ó el operador.

Equipo

- a. Solvente: 50/50 en volumen de Xileno e isopropanol.
Precaución: El xileno es flamable, vapor dañino.
- b. Vaso de titulación: jarra o vaso de 400 cm^3 .
- c. Solución de fenoltaleína como indicador: $1 \text{ g}/100 \text{ cm}^3$ de una solución al 50% de isopropanol/agua.
- d. Solución de ácido sulfúrico: 0.1N.
- e. Solución de cromato de potasio como indicador: $5 \text{ g}/100 \text{ cm}^3$ de agua.
- f. Reactivo de nitrato de plata: con 47.91 g/L (equivalentes a 0.01 g de ión cloro/ cm^3) (0.282N), el cual debe permanecer en una botella ámbar u opaca.
- g. Agua destilada ó deionizada.
- h. 2 jeringas desechables de 5 cm^3 .
- i. Probeta graduada: 25 cm^3 .
- j. 2 pipetas serológicas graduadas de 1 cm^3 .
- k. Agitador magnético con barra recubierta de 1.5 pulg (38 mm).
- l. Solución buffer de calcio: 1N de hidróxido de sodio (NaOH) recién preparada, la cual debe contener menos del 1% en peso de carbonato de sodio.
Nota: La solución buffer de calcio debe ser guardada en un recipiente sellado para minimizar la absorción de CO_2 del aire.
- m. Indicador de calcio: Calver II ó azul de hidroxinaftol.
- n. Solución de EDTA (Versenato ó equivalente): 0.1M, EDTA: Etilendiaminadisódico, tetracetato dihidratado, estandarizado ($1 \text{ cm}^3 = 4000 \text{ mg/L}$ calcio).
Nota: Esta solución de EDTA es diez veces más concentrada que la usada en el agua testigo.

Alcalinidad total

Procedimiento

- Agregue 10 cm³ de solvente xileno/isopropanol (50/50) al vaso de 400 cm³ ó jarra.
- Llene una jeringa de 5 cm³ con lodo hasta la marca de 3 cm³.
- Desplace 2 cm³ de lodo dentro del vaso ó jarra.
- Agite el lodo base aceite con el solvente hasta que la mezcla sea homogénea.
- Agregue 200 cm³ de agua destilada (o deionizada).
- Agregue 15 gotas de solución indicadora de fenoltaleína.
- Mientras se agite rápidamente con el agitador magnético, lentamente titule con ácido sulfúrico 0.1N hasta que desaparezca el color rosa. Continúe agitando y si el color rosa no aparece durante 1 minuto, pare la agitación.
Nota: Si es necesario pare la agitación de la mezcla para permitir la separación de las fases y observar visualmente el indicador en la fase acuosa.
- Deje reposar la muestra cinco minutos, si no aparece el color rosa, se ha alcanzado el punto final. Si el color rosa retorna titule una segunda vez con ácido sulfúrico y si el color rosa retorna titule una tercera vez, llame a éste el punto final.
- Use los cm³ de solución de ácido sulfúrico que se requieran para alcanzar el punto final, h, para calcular la alcalinidad del lodo.

Cálculos

$$\text{Alcalinidad Total del lodo, } P_{om} = \frac{0.1N \text{ ácido sulfúrico, cm}^3}{\text{Volumen de muestra, cm}^3} \quad (64)$$

Cloruros

Procedimiento

- Realice los procedimientos de alcalinidad de la misma manera que en "alcalinidad total", del inciso a al inciso h.
Nota: Asegúrese de que la mezcla esté ácida (con un pH abajo de 7.0) para lo cual agregue de 1 a 2 gotas de más de ácido sulfúrico 0.1N.
- Agregue de 10 a 15 gotas de solución indicadora de cromato de potasio.
- Mientras se agita rápidamente con el agitador magnético, comience a titular con nitrato de plata 0.282N hasta un color rosa salmón y hasta que permanezca durante un minuto.
Nota: Adicione solución indicadora de cromato de potasio, necesaria para el proceso de titulación. Si es necesario pare la agitación de la mezcla y permita la separación de las dos fases para visualizar el indicador en la fase acuosa.
- Use los cm³ de reactivo de nitrato de plata 0.282N requeridos para alcanzar el punta final, y el inciso c para determinar los cloruros en el lodo.

Cálculos

$$\text{Cloruro en el lodo} = \frac{Cl_{om} \text{ Cl, mg}}{\text{Volumen de muestra de lodo, L}} \quad (65)$$

$$\text{Cloruro en el lodo} = \frac{1000 (0.282\text{N de nitrato de plata, cm}^3)}{2 \text{ cm}^3} \quad (66)$$

Calcio

Procedimiento

- Agregue 100 cm³ de solvente de xileno/isopropanol 50/50 a la jarra.
- Llene una jeringa de 5 cm³ con lodo base aceite hasta una marca de 3 cm³ y desplace 2 cm³ dentro de la jarra.
- Coloque la tapa de la jarra y agite vigorosamente durante un minuto.
- Agregue 200 cm³ de agua destilada o deionizada a la jarra.
- Agregue 3 cm³ de solución buffer de sodio y agregue de 0.1 a 0.25 g de indicador Calver II en polvo.
- Coloque la tapa de la jarra firmemente, agite vigorosamente durante 2 minutos. Deje la jarra reposar algunos segundos para permitir separación de fases; si el color rojizo aparece (abajo) en la fase acuosa, esto indica que el calcio está presente.
- Coloque la jarra sobre el agitador magnético y gotee sobre la barra magnética.
- Titule lentamente, agregando EDTA (Versenato o solución equivalente) gota por gota desde la pipeta, mientras agite lo suficiente para mezclar las dos fases. Cuando se distinga el cambio de color rojizo a azul-verde, el punto final ha sido alcanzado; anote el volumen de EDTA agregado.
- Use los cm³ de EDTA (versenato o equivalente) necesarios para alcanzar el punto final en comparación con el inciso "h" para calcular el calcio en el lodo.

Cálculos

$$\text{Calcio (lodo completo)} = \text{Ca}_{\text{om}} \quad (67)$$

$$\text{Ca}_{\text{om}} = \frac{\text{Ca, mg}}{\text{Muestra de lodo}} \quad (68)$$

$$\text{Ca}_{\text{om}} = \frac{4000 (0.1\text{M EDTA, cm}^3)}{2.0 \text{ cm}^3} \quad (69)$$

Estabilidad eléctrica

Descripción

- La estabilidad relativa de una emulsión agua en aceite es indicada por el voltaje de rompimiento dieléctrico al cual la emulsión se vuelve conductiva.
- Esta medición es hecha usando un par de electrodos espaciados de manera precisa y permanente, los cuales son sumergidos en la muestra del fluido. Una fuente de corriente directa es usada para suministrar un voltaje de corriente alterna, el cual es aplicado a los electrodos a incrementos de voltaje constante. El voltaje al cual la emulsión se vuelve conductiva es indicado por un flujo de corriente entre el electrodo que cierra el circuito e ilumina un bulbo indicador ó algún dispositivo similar.

Nota: La temperatura tiene efecto sobre la estabilidad eléctrica y el sistema de medida deberá ajustarse a 120 ± 5°F (50 ± 2°C).

Equipo

- ◆ Instrumento para medir la estabilidad eléctrica (figura 3.18):

1. Especificaciones.
 - ▲ Rango de 0-2000 volts, con un voltaje óptimo de 0-1500 volts
 - ▲ Frecuencia de operación de 330-350 Hertz
 - ▲ Corriente eléctrica al rompimiento de la emulsión de 61 microampers.
 2. Electrodo, espaciado a 0.061 pulg. (1.59 mm)
- ◆ Termómetro: 32-220°F (0-105°C).

Procedimiento

- a. Coloque la muestra, la cual ha sido cernida de partículas más grandes que 12 mallas (Embudo Marsh), en el envase y agite manualmente con los electrodos durante 30 segundos.
- b. Ajuste la muestra a la temperatura de $120 \pm 5^\circ\text{F}$ ($50 \pm 2^\circ\text{C}$). Anote la temperatura en el reporte del lodo de perforación.
- c. Sumerja los electrodos dentro del fluido, asegurando que fluido cubra la superficie de los electrodos y que los mismos no toquen los lados y el fondo del recipiente.
- d. Baje el botón de la fuente de poder y manténgala durante la medición. No mueva los electrodos durante la determinación.
- e. Comience desde la lectura de cero e incremente el voltaje moviendo el dial en dirección al sentido de las manecillas del reloj. Los incrementos deberán ser cerca de 100-200 volts por segundo. Continúe el incremento de voltaje hasta que se encienda la luz.
- f. Anote la lectura del dial y regréselo a cero.
- g. Limpie los electrodos completamente pasando un papel secador en medio de los electrodos.
- h. Determine la repetición de resultados, haciendo un duplicado. Reagite la muestra 30 segundos y repita del paso c hasta el paso f.

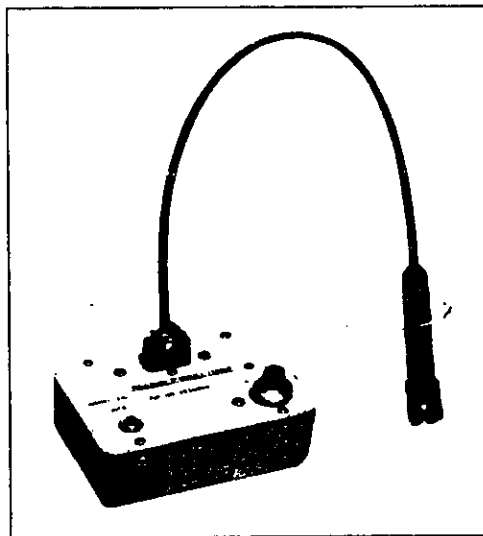


Figura 3.18.- Equipo para medir la estabilidad eléctrica.

Cálculos

$$\text{Estabilidad eléctrica, volts} = 2 (\text{lectura del dial, volts}) \quad (70)$$

La desviación máxima permitida para estos resultados es de $\pm 5\%$.

Ejemplo: Para una emulsión con estabilidad inicial de 900 volts, la repetición de la medida deberá estar entre 855-945 volts (5% de 900 volts = 45 volts).

3.7. ADITIVOS Y QUÍMICOS DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN^[10]

Se agregan diversos aditivos y químicos a los fluidos de perforación para modificar las propiedades físicas del lodo y mejorar con ello sus funciones en la perforación de pozos petroleros. Muchas veces cuando se añade un aditivo y/o químico para modificar una propiedad se alteran simultáneamente otras propiedades; por consiguiente, el tratamiento para conseguir las propiedades deseadas implica la adición de varios productos^[72, 73]. Algunos de los aditivos y químicos más importantes que se utilizan en la industria petrolera se mencionan a continuación:

Alcalinizantes ó Aditivos para el control de pH.

Los productos utilizados para el control del grado de acidez o alcalinidad de un fluido, son: cal, hidróxido de sodio (NaOH), soda ash (Na₂CO₃), bicarbonato de sodio (NaHCO₃), así como ácidos y bases comunes.

Bactericidas.

Son productos utilizados para prevenir la degradación bacteriana de aditivos orgánicos naturales, tales como almidones y goma xantana.

Reductores de calcio.

Soda ash (Na₂CO₃), bicarbonato de sodio (NaHCO₃), hidróxido de sodio (NaOH) y ciertos polifosfatos son utilizados para reducir el calcio en el agua de mar, para tratar contaminaciones de cemento y para superar los efectos contaminantes de anhídrita (CaSO₄) y yeso (CaSO₄•2H₂O) ambos en forma de sulfatos de calcio.

Inhibidores de corrosión.

El control de pH en conjunto con un inhibidor de corrosión son utilizados para el control de la corrosión de tuberías y equipos, neutralizar gases de ácidos fuertes y prevenir incrustaciones por los fluidos de perforación. Comúnmente los inhibidores de corrosión son productos a base de aminas o fosfatos, así como otras formulaciones químicas especiales.

Antiespumantes.

Estos productos son diseñados para reducir la acción de la espuma particularmente en lodos salobres y saturados con sal.

Emulsificantes.

Estos productos originan mezclas heterogéneas (emulsión) de dos líquidos insolubles. Estos incluyen ácidos grasos y aditivos a base de aminas para lodos base aceite y detergentes, jabones, ácidos orgánicos y surfactantes base agua, para lodos base agua. Los productos pueden ser aniónicos (cargados negativamente), no iónicos (neutral), o catiónicos (cargados positivamente) dependiendo de su aplicación.

Reductores de filtrado.

Reductores de filtrado o de fluido tales como bentonita, lignito, carboximetilcelulosa sódica (CMC), poliacrilato o almidón pregelatinizado, son útiles para disminuir la pérdida de fluido, que es una medida de la tendencia de la fase líquida del fluido de perforación al pasar a través del enjarre dentro de la formación.

Floculantes.

Son utilizados para incrementar la viscosidad y así mejorar la limpieza del agujero, incrementar el rendimiento de la bentonita y clarificar el agua de fluidos de bajos sólidos. Sal (o salmuera), cal hidratada, yeso, carbonato de sodio (soda ash), bicarbonato de sodio, tetrafosfato de sodio y polímeros base acrilamidas, pueden utilizarse para originar partículas coloidales en suspensión en grupos dentro de aglomerados o flóculos originando separación de sólidos.

Agentes espumantes.

Son generalmente aditivos que también actúan como surfactantes (agente de superficie activa) para espuma en presencia de agua. Estos espumantes atrapan o captan aire o gas continuamente del agua de la formación.

Materiales para pérdidas de circulación.

La principal función de un aditivo para pérdida de circulación es taponear la zona de pérdida dentro de la formación fuera de la cara del agujero, para que las operaciones subsecuentes no resulten en pérdidas de fluidos de perforación adicionales.

Lubricantes.

Estos productos son diseñados para reducir el coeficiente de fricción de los fluidos de perforación el cual disminuye el torque y arrastre. Varios aceites, líquidos sintéticos, grafito, surfactantes, glicoles y glicerinas así como otros aditivos son usados para este propósito.

Agentes despegadores de tubería.

Están constituidos por detergentes, jabones, aceites, surfactantes y otros aditivos, estos agentes se aplican en áreas de pegaduras de tubería para reducir la fricción e incrementar la lubricidad y así liberar la tubería pegada.

Inhibidores de lutitas.

El origen del calcio soluble y potasio, también sales inorgánicas y compuestos orgánicos proporcionan el control de la lutita, reduciendo la hidratación. Estos productos son utilizados para prevenir el ensanchamiento del agujero, huecos o cavernas mientras se perforan las lutitas sensibles al agua.

Surfactantes ó agentes de superficie activa.

Surfactantes también llamados reductores de tensión interfacial entre el contacto de superficies (agua-aceite, agua-sólido, agua-aire, etc.). Estos pueden ser emulsificantes, desemulsificantes, agentes mojantes,

floculantes o defloculantes, dependiendo de las superficies involucradas.

Agentes estabilizadores de temperatura.

Estos productos incrementan la estabilidad reológica y de filtración de los fluidos de perforación expuestos a altas temperaturas, estos continúan desarrollando su propósito sobre esas condiciones. Varios aditivos son usados incluyendo a polímeros acrílicos, polímeros sulfonados y copolímeros, así como lignitos, lignosulfonatos y taninos.

Adelgazadores ó dispersantes.

Estos aditivos modifican la relación entre la viscosidad y el porcentaje de sólidos en un lodo de perforación y pueden usarse adicionalmente para reducir el esfuerzo de gel, incrementar la bombeabilidad de los fluidos, etc.. Taninos (quebracho), varios polifosfatos, lignitos y lignosulfonatos, estos materiales actúan como adelgazadores o como dispersores. El principal objetivo de un adelgazador es deflocular, al reducir la atracción (floculación) de partículas arcillosas las cuales producen alta viscosidad y resistencia al gel.

Viscosificantes.

Bentonita, carboximetilcelulosa sódica (CMC), atapulguita y polímeros son usados para incrementar la viscosidad para una mejor limpieza del agujero y suspensión de sólidos.

Materiales densificantes.

Barita, compuestos de plomo, óxidos de fierro, carbonato de calcio y productos similares contienen alta gravedad específica y se utilizan para el control de las presiones de la formación, detener derrumbes y facilitar el extraer la tubería.

3.8 PRINCIPALES PROBLEMAS DEL POZO EN DONDE INTERVIENEN LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN

En la perforación de pozos petroleros, se presentan varios problemas relacionados con las propiedades del fluido de perforación. Algunos de estos problemas, tales como baja velocidad de perforación o excesivo torque en la tubería de perforación, disminuyen la eficiencia de perforación. Otros, como pegaduras de la tubería o pérdida de circulación, pueden interrumpir la perforación por semanas y algunas veces hasta perder el pozo.

1. TORQUE Y ARRASTRE EN LA SARTA DE PERFORACIÓN^[6, 17]

Debido a que normalmente el agujero no es totalmente vertical y además porque la sarta de perforación es flexible, al girar la tubería ésta pega en numerosos puntos de las paredes del agujero. La resistencia friccional es generada por requerirse un torque considerable, que por otro lado es necesario para darle

movimiento a la barrena. Similarmente, puede ocurrir esta resistencia friccional para extraer e introducir la tubería, refiriéndose con esto al problema de arrastre.

Sobre ciertas condiciones (agujeros altamente desviados, agujeros con frecuentes cambios en su dirección, agujeros descalibrados y escasa dinámica de la sarta de perforación "torque y arrastre") pueden ser importantes para presentarse pérdidas considerables en la potencia. La adición de ciertos agentes lubricantes en el lodo pueden solucionar esta pérdida de potencia. Estos lubricantes son evaluados por su efecto sobre el coeficiente de fricción, el cual se define como la relación de la fuerza friccional paralela a la superficie de contacto por la acción de la fuerza normal sobre la superficie de contacto (figura 3.19). Expresada matemáticamente:

$$U = \frac{F}{W_1} \quad (71)$$

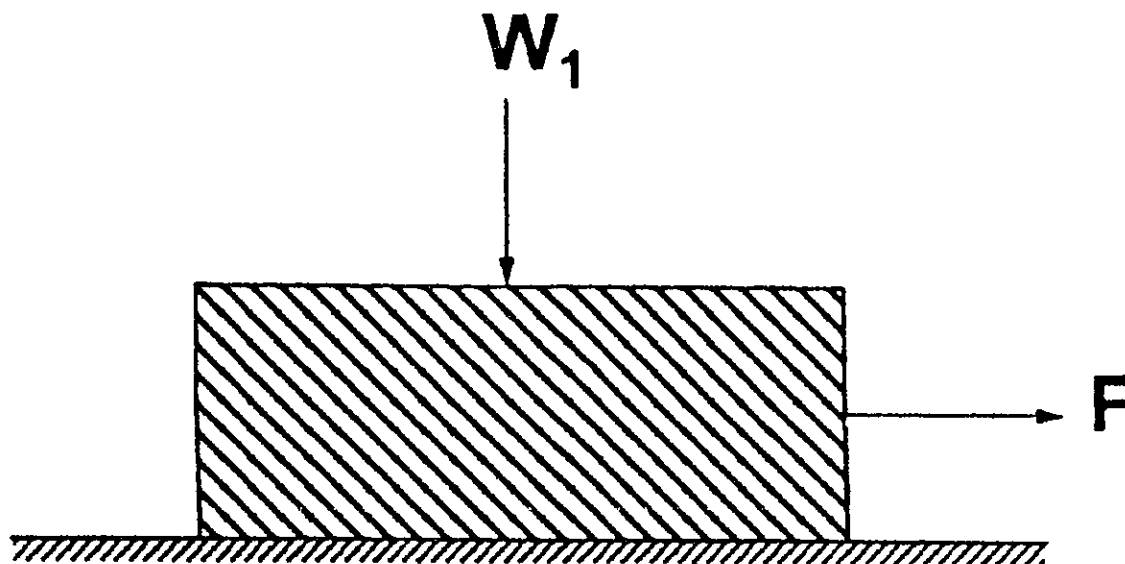


Figura 3.19.- Medida del coeficiente de fricción

donde:

- U = Coeficiente de fricción
- F = Fuerza friccional paralela sobre la superficie
- W_1 = Fuerza normal sobre la superficie

Nótese que U es constante para superficies homogéneas; de este modo, para un valor dado de W_1 , F es independiente del área de contacto.

La tabla 3.14 muestra el efecto de varios aditivos sobre el coeficiente de fricción del agua y de dos lodos base agua dulce. Los valores obtenidos fueron a condiciones estándar de: 60 rpm y 150 libras/pulg² (720 psi) de presión, los cuales fueron considerados como condiciones de campo. Asimismo se observa en la tabla 3.14 que varios de los agentes reducen el coeficiente de fricción con agua; algunos de ellos en menor magnitud con un simple lodo bentonítico, pero solamente con: ácido graso, ácido graso sulfurizado y una mezcla de triglicéridos y alcoholes, reducen la fricción en todos los lodos. Estos aditivos también reducen la fricción en lodos a base de agua de mar.

La mezcla de triglicéridos es uno de los agentes lubricantes comúnmente utilizados en los lodos base agua para reducir el torque. Lodos base aceite son excelentes reductores de torque, debido posiblemente a sus

propiedades mojantes aceitosas, sin embargo por su alto costo y ser un contaminante potencial, no se utilizan, además de que la única ventaja es la reducción del torque.

Los compuestos a base de ácidos grasos son lubricantes de presión extrema, los cuales disminuyen el desgaste de los baleros de la barrena. La acción de los lubricantes de presión extrema difieren de los lubricantes comunes. Sobre presión extrema, los lubricantes ordinarios son extraídos de entre las superficies de los baleros y el resultado del contacto metal a metal causan desgaste y rotura. Las propiedades de lubricación de los lubricantes de presión extrema se deben a la reacción química con las superficies metálicas, a las altas temperaturas generadas por el contacto metal a metal. La reacción resultante forma una película la cual es fuertemente depositada en la superficie del metal y actúa como un lubricante.

Lubricantes	Concentración lb/bbl*	Agua	Coeficiente de Lubricidad	
			Lodo A [†]	Lodo B [†]
Ninguno		0.36	0.44	0.23
Aceite Diesel	0.1	0.23	0.38	0.23
Asfalto	8	0.36	0.38	0.23
Asfalto y Aceite Diesel	8	0.23	0.38	0.23
Grafito	01	0.36	0.40	0.23
Grafito y Aceite Diesel	8	0.23	0.40	0.23
Ácido graso sulfurizado	8	0.17	0.12	0.17
Ácido graso	0.1	0.07	0.14	0.17
Alcohol de cadena larga	4	0.16	0.40	0.23
Jabón con metales pesados	4	0.28	0.40	0.23
Alkilato pesado	2	0.17	0.36	0.23
Sulfonato	2	0.17	0.32	0.23
Detergente para lodos X	4	0.11	0.32	0.23
Detergente para lodos Y	4	0.23	0.32	0.23
Detergente para lodos Z	4	0.15	0.38	0.23
Silicato	4	0.23	0.30	0.26
Detergente comercial	4	0.25	0.38	0.25
Parafina clorinada	4	0.16	0.40	0.25
Mezcla de triglicéridos modificados y alcoholes	4	0.07	0.06	0.17
Asfalto sulfonado	8	0.25	0.30	0.25
Asfalto sulfonado con Aceite Diesel	0.1	0.07	0.06	0.25
Cáscara de Nuez (fina)	10	0.36	0.44	0.26

* Oil and Gas J. de Mondshine.

† Concentración en lb/bbl excepto para el diesel el cual está dado en bl/bbl.

‡ Lodo A: 15 g de bentonita en 350 mL de agua; Lodo B: 15 g de bentonita, 60 g de lutita Glenrose, 3 g de cromolignosulfonato, 0.5 g de NaOH y 350 mL de agua.

Tabla 3.14.- Comparación de varios lodos con lubricantes*.

2. PEGADURAS POR PRESIÓN DIFERENCIAL

La pegadura de tubería es uno de los riesgos más comunes que se encuentran durante las operaciones de perforación. Algunas veces este problema es causado al correr o introducir la tubería dentro de una sección descalibrada del agujero o dentro de un derrumbe. Una de las formas de pegadura de tubería es conocida como pegadura por presión diferencial, la cual normalmente ocurre después de suspender la circulación y rotación o al hacer una conexión.

El mecanismo de pegadura por presión diferencial, se explica brevemente como sigue: una porción de la sarta de perforación apoyada en el lado más pequeño de un agujero desviado. Mientras la tubería está girando, ésta es lubricada por una película del lodo y la presión sobre los lados de la tubería, son iguales. Cuando se suspende la rotación de la tubería, la porción de la tubería que está en contacto con el enjarre es aislado de la columna del lodo y la presión diferencial entre los dos lados de la tubería causa arrastre cuando se intenta sacar la tubería. Si el arrastre excede la fuerza de extracción, la tubería se pega. De este modo, al incrementar el arrastre cuando la tubería se está extrayendo, se advierte que la tubería esta sujeta a pegadura diferencial (fig. 3.20).

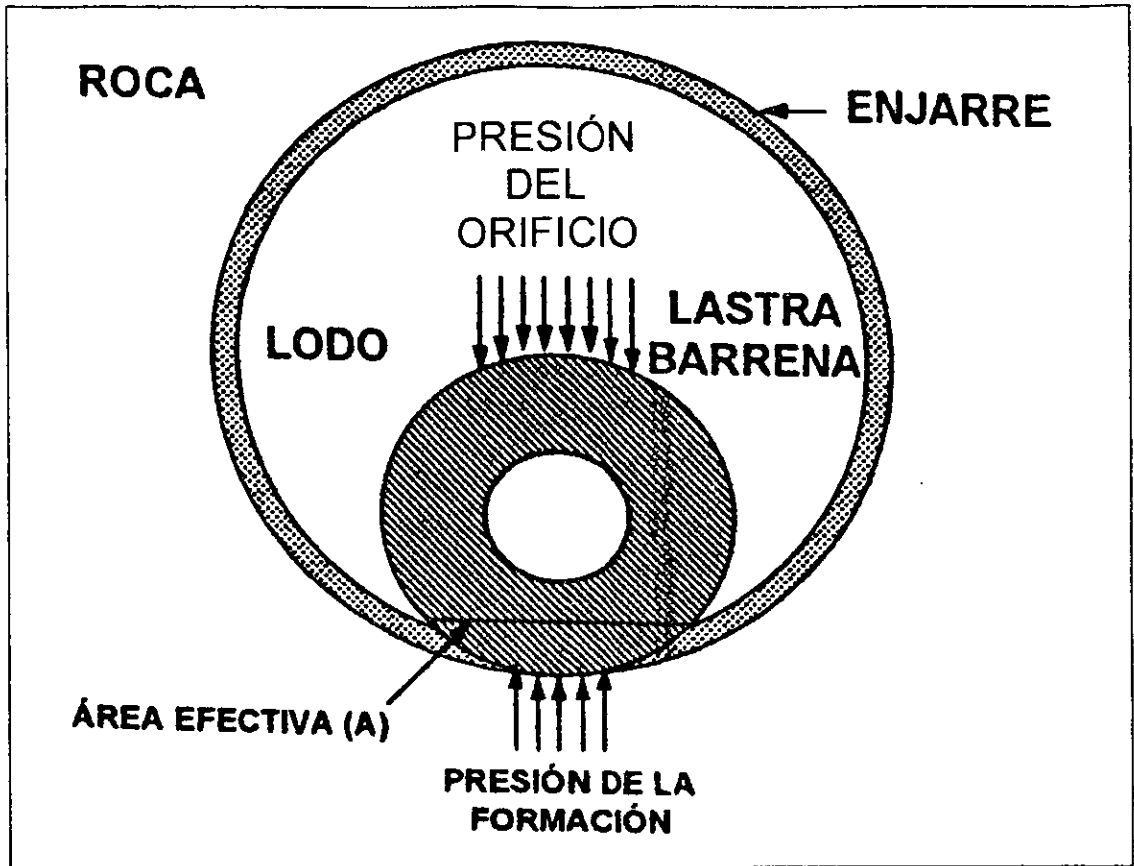


Figura 3.20.- Mecanismo de pegadura por presión diferencial

La fuerza requerida para liberar la tubería por presión diferencial está dada por:

$$F_{st} = \Delta P A f \quad (72)$$

donde:

F_{st} = Fuerza para liberar la tubería

ΔP = Presión diferencial entre el agujero y la formación

A = Área efectiva de contacto con el enjarre

f = Coeficiente de fricción entre la tubería y el enjarre.

El área efectiva de contacto (A) está de acuerdo a la longitud de la porción encajada del lastrabarrena multiplicada por el espesor (hf), de la baja presión de la formación permeable contra la cual las lastrabarreras son sometidas. Para un agujero descalibrado (A) se expresa por:

$$A = 2hf \left[\left(\frac{d_2}{2} - h_{mc} \right)^2 - \left(\frac{d_2}{2} - h_{mc} \right) \left(\frac{d_2 - h_{mc}}{2} - \frac{d_2 - d_1}{2} \right) \right] \quad (73)$$

para:

$$h_{mc} \leq \frac{d_1}{2} \leq \frac{d_2 - h_{mc}}{2} \quad (74)$$

donde:

h_{mc} = Espesor del enjarre

- d_1 = Diámetro exterior de las lastrabarrenas.
- d_2 = Diámetro del agujero.

La ecuación 72 indica que los siguientes factores tienden al aumento de la fuerza de pegadura.

- ◆ Alta presión del agujero causada por alta densidad innecesaria del lodo.
- ◆ Baja presión de poro de la formación en zona permeable (un agotamiento de aceite o arena con gas).
- ◆ Formación permeable espesa, la cual causa una gran área efectiva.
- ◆ Enjarre grueso, el cual causa una gran área efectiva.
- ◆ Gran diámetro de la tubería el cual causa una gran área efectiva.
- ◆ Enjarre con alto coeficiente de fricción.

Por lo que, teniendo lodos de baja densidad, de baja pérdida de agua y enjarres delgados es lo mejor para prevenir las pegaduras por presión diferencial. También la forma de la tubería es un factor importante. Varias configuraciones de las lastrabarrenas han sido desarrolladas para disminuir la tendencia a las pegaduras. Estos incluyen:

- ◆ Lastrabarrenas ranuradas helicoidalmente
- ◆ Lastrabarrenas cuadradas
- ◆ Lastrabarrenas reforzadas externamente
- ◆ Lastrabarrenas reforzadas en la parte intermedia y al final

Todos estos diseños reducen el área efectiva de contacto.

3. BAJA VELOCIDAD DE PERFORACIÓN

La densidad es la propiedad más importante que afecta la velocidad de perforación. Para cualquier presión de la formación, al aumentar la densidad, la presión diferencial será mayor, por consiguiente aumenta el rompimiento estático en el fondo con la posibilidad de que se embole la barrena.

Al disminuir la densidad del lodo, se disminuye el rompimiento dinámico en el fondo, permitiendo mejores revoluciones por minuto y disminuye la pérdida de presión en la tubería de perforación, incrementándose la potencia hidráulica disponible en la barrena.

La viscosidad es otra de las propiedades del lodo que influyen en la velocidad de perforación. La baja viscosidad promueve principalmente mejores velocidades porque limpia los recortes por debajo de la barrena. La viscosidad apropiada es la viscosidad efectiva a la velocidad de corte que prevalece abajo de la barrena, no así la viscosidad plástica ni la marsh.

La concentración de partículas sólidas es otra propiedad importante del lodo que afecta a la velocidad de perforación. Altas concentraciones de sólidos reducen la velocidad de perforación debido a que se incrementa la densidad y viscosidad.

4. PÉRDIDAS DE CIRCULACIÓN⁽¹⁷⁾

La pérdida de circulación o pérdida de retorno es la referida a vacíos en la formación de todo el fluido de perforación o lechada de cemento usado durante las operaciones de perforación. Las pérdidas pueden variar desde una disminución gradual en las presas hasta una pérdida completa de retorno (las reducciones en el volumen del lodo debido a pérdida de filtrado o al llenado del agujero nuevo, no deben confundirse con pérdidas de circulación).

Las pérdidas de lodo varían en tipo, severidad y ubicación en el agujero. Aún con la experiencia en un área, es difícil hacer buenas recomendaciones; sin embargo existe una aproximación sistemática para controlar pérdidas de circulación que usan los métodos más efectivos y económicos que se conocen. Esta aproximación involucra tanto medidas preventivas como correctivas. Es particularmente concerniente con el uso correcto de los materiales para pérdidas, tales como bentonita, diesel, cemento y mezcla de agentes obturantes que deben encontrarse en cada localización.

TIPOS DE ZONAS DE PÉRDIDA

Las pérdidas de lodo pueden ocurrir en seis tipos de formaciones:

- ◆ Formaciones no consolidadas o altamente permeables (gravas sueltas)
- ◆ Fracturas naturales
- ◆ Fracturas horizontales inducidas
- ◆ Formaciones cavernosas (grietas y canales)
- ◆ Fracturas verticales naturales
- ◆ Fracturas verticales inducidas

Normalmente las zonas de pérdida son horizontales o verticales. Las fracturas inducidas y naturales son horizontales para profundidades de 762 a 1220 metros (2500 a 4000 pies); debajo de esta profundidad son verticales. Para inducir una fractura horizontal debe sobrepasarse la resistencia de la roca y la presión de sobrecarga. Esto requeriría un peso de lodo equivalente a 2.33 g/cc (19.4 lb/gal) o mayor. Debido a que las fracturas verticales ocurren sin levantar la sobrecarga, éstas pueden inducirse a presiones mucho más bajas.

Las principales características de las zonas de pérdida son presentadas en las tablas 3.15 y 3.16 en orden de grado de severidad.

Arenas y gravas porosas	Fracturas naturales	Fracturas inducidas	Zonas cavernosas
1. Descrecimiento gradual del nivel del lodo en las presas.	1. Puede ocurrir en cualquier tipo de formación.	1. Ocurre donde las fracturas son horizontales en cualquier formación bajo anillos de enjarre de lodo.	1. Confinadas normalmente a calizas
2. La pérdida puede llegar a ser total si continúa la perforación.	2. La pérdida es evidente por un decrecimiento gradual del lodo en las presas. Si la perforación continúa y se exponen más fracturas, puede experimentarse una pérdida total de circulación	2. Incremento marcado en la presión de bombeo.	2. Las pérdidas de circulación pueden ser repentinas y totales
3. Aunque la permeabilidad de la roca debe exceder cerca de 10 Darcys antes de que todo el lodo pueda penetrar y la permeabilidad de la arena de gas y aceite a menudo exceden cerca de 35 Darcys, no es probable que la arena sueita sea la causa de la pérdida hacia una arena de gas y aceite a menos que la pérdida pueda ser atribuida a la facilidad con la cual este tipo de formación se fractura.	3. La fractura debe tener un ancho finito soportado para tomar lodo.	3. La sarta llega a atirantarse.	3. La barrena puede caer de algunas pulgadas hasta algunos pies solamente, antes de la pérdida
		4. Puede ocurrir en capas de formaciones marinas pobremente compactadas en perforación costa fuera debido a un incremento gradual de peso del lodo	4. La perforación puede ser brusca antes de la pérdida

Tabla 3.15.- Características de identificación de zonas de pérdida horizontal

Fracturas naturales	Fracturas inducidas	Descontrol subterráneo
1. Pueden ocurrir en cualquier tipo de roca	1. Puede ocurrir en cualquier tipo de roca, pero sería esperado por debajo de 762 m (2500 pies).	1. Condición donde los fluidos fluyen de una zona activa inferior a una fractura vertical inducida superior.
2. La pérdida irá de parcial a total a medida que se perfora particularmente si la perforación va acompañada por un incremento en el peso del lodo	2. La pérdida es usualmente repentina y acompañada por una pérdida total de circulación. Las condiciones son conducentes para formar una fractura inducida cuando el peso del lodo exceda 1 26 g/cc (10.5 lb/gal).	2. Es evidente por una lectura de presión inestable y por un cambio inexplicable en la presión y volumen del lodo.
	3. La pérdida puede seguir de una agitación repentina de presión o viaje	3. Deberá ser esperado si falla una operación para controlar el pozo.
	4. Cuando ocurre la pérdida de circulación y los pozos vecinos no han experimentado pérdidas de circulación, debe esperarse una fractura inducida.	

Tabla 3.16.- Características de identificación de zonas de pérdida vertical

Zonas de pérdidas horizontales.

Arenas porosas y gravas

Con el fin de que la matriz de una formación porosa acepte completamente lodo o cemento, ésta debe tener una permeabilidad de 10 a 100 darcys. Las arenas y gravas someras con frecuencia tienen tales permeabilidades y por lo tanto pueden aceptar todo el lodo o cemento, sin embargo, las arenas profundas generalmente no tienen permeabilidades de más de 3.5 darcys. Por eso, sus matrices son raramente zonas de pérdida a menos de que estén fracturadas. Las gravas porosas yacen horizontalmente y soportan la sobrecarga. Los poros de la grava, no su anchura, constituyen la zona de pérdida. Pueden llenarse con aire o agua de presión variada.

Para ampliar una grava, debe quitarse su sobrecarga y esto no es probable que ocurra en profundidades someras.

Fracturas horizontales naturales o intrínsecas.

Para que exista una fractura horizontal natural, la sobrecarga debe soportarse a sí mismo. Esto es cierto, ya sea que la fractura fuese de 1/4 de pulgada o de 100 pies de anchura. Para ampliar una fractura horizontal natural debe quitarse la sobrecarga. La fractura puede ser llenada con agua o aire de modo que el agujero pueda vaciar el lodo perforado en éste.

Fractura horizontal inducida.

Hay dos o tres circunstancias donde una fractura natural puede ser inducida. La más común es en una lutita (u otra formación) bajo un anillo de enjarre de lodo. (Esto puede remediarse siempre eliminando el anillo de enjarre de lodo y permitiendo que la sobrecarga disminuya y cierre la fractura). Otro tipo es costa fuera (marino) en un lecho de baja compactación en el mar. Otra más son las fracturas que ocurren cuando se perfora desde la cima de una montaña.

Formaciones cavernosas.

Una caverna es una fractura natural de proporciones muy grandes que ocurren principalmente en rocas calizas. Las formaciones cavernosas son horizontales y la sobrecarga es soportada a sí misma. El agua puede estar fluyendo en las fracturas horizontales o en las cavernas dentro de la fractura o de una zona superior o inferior hasta ellas, haciéndolas más difíciles de sellar.

Zonas de pérdida verticales.

Fracturas verticales naturales

Las fracturas verticales naturales existen en formaciones por abajo de 762 m (2500 pies). Sin embargo, aunque la fractura esta ahí, tienen poca o ninguna amplitud. Por lo tanto la pérdida de lodo hacia ellas son ligeras hasta que se amplían en fracturas inducidas. Esto se realiza más fácilmente que para las fracturas inducidas horizontalmente; puesto que ya existe la fractura, sólo debe superarse la presión de propagación de la fractura para abrirla y extenderla.

Fracturas verticales inducidas.

Aunque son más difíciles de superar las pérdidas de lodo hacia las cavernas, no son las más comunes. Las cavernas se encuentran principalmente en rocas calizas, pero las pérdidas de lodo hacia fracturas verticales inducidas pueden ocurrir esencialmente en casi cualquier formación -una situación problemática. Las condiciones que puede ayudar a inducir fracturas son: irregularidad del agujero, alto peso del lodo, excesiva contrapresión o estrangulamiento, manejo inadecuado de las herramientas de perforación y un sistema hidráulico cerrado.

Descontrol subterráneo.

Un descontrol subterráneo es una condición donde los fluidos (generalmente agua o gas) están fluyendo de una zona activa inferior hacia una zona de pérdida superior (generalmente una fractura vertical inducida).

Las fracturas verticales inducidas difieren de las fracturas verticales naturales en que la pérdida del lodo hacia las fracturas verticales inducidas requieren de suficiente presión para romper o partir la formación. La pérdida de lodo hacia las fracturas verticales naturales sólo requiere suficiente presión para exceder la presión de propagación de la fractura.

Las fracturas naturales pueden ser ampliadas por una sobrepresión excesiva; luego se comportan como una fractura vertical inducida. Es más difícil prevenir la pérdida de lodo hacia fracturas verticales inducidas debido a que las presiones que exceden a aquéllas en las cuales fueron selladas ampliarán la fractura y de este modo destruirán el sello.

Las fracturas verticales inducidas son las más problemáticas debido a que pueden ocurrir esencialmente en cualquier tipo de formación por debajo de 762 m (2500 pies). Para inducir una fractura vertical, debe excederse la resistencia de la roca y la presión de propagación de la fractura. Después de eso, la presión de propagación de la fractura es todo lo que se requiere para ampliar y extender la fractura. A medida de que se está excediendo la presión de propagación de la fractura, es ilimitada una fractura vertical inducida.

PREVENCIÓN DE UNA PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN

Las dos causas más comunes que generan una pérdida de circulación, pero que pueden evitarse, son las excesivas presiones en el fondo del agujero y el asentamiento de las tuberías de revestimiento demasiado altas.

Control de las presiones en el fondo del agujero.

Las excesivas presiones en el fondo del agujero pueden presentarse por diferentes causas, posiblemente la más importante sea la presión hidrostática producida por la columna de lodo. La presión hidrostática de una columna de lodo necesaria para compensar las presiones de los fluidos de formación puede fracturar las

formaciones superiores. Esto puede terminar en un peligroso riesgo con pérdida simultánea de circulación.

Otra causa de presión excesiva es la densidad de circulación de lodo. Esta es la presión que se requiere para superar la inercia de la columna de lodo y la fricción de lodo contra las paredes del agujero. Otros factores que se agregan a la densidad de circulación son el alto gasto de circulación, el cabeceo de las bombas y el manejo rápido de la tubería de perforación. Otras causas más son las restricciones en los espacios anulares por los coples de la tubería de revestimiento, formación de enjarre, recortes que se asientan durante la ampliación del agujero y herramientas para perforar fuera de especificación.

Estos factores que contribuyen a los problemas de presión en el fondo del orificio pueden reducirse al mínimo observando las siguientes medidas de prevención:

Reducir la presión hidrostática.

La presión hidrostática puede reducirse al mínimo perforando con el peso del lodo más bajo pero en condiciones seguras. Particularmente en pozos exploratorios debe evitarse la perforación con lodos de densidad alta debido a que pueden producirse altas presiones contra la formación y provocar una pérdida de circulación, la perforación debe realizarse usando el peso mínimo del lodo, pero manteniendo las condiciones seguras.

Minimizar la densidad de circulación.

La disminución del peso del lodo también disminuye la presión para mantener la inercia del lodo. Se puede disminuir la fricción del lodo contra las paredes del agujero modificando las propiedades del lodo (viscosidad, punto de cedencia y resistencia del gel) dentro de límites seguros. Si el punto de cedencia es mínimo no se requerirán altos gastos de circulación para limpiar el agujero.

El cabeceo de las bombas y el rápido manejo al introducir y extraer la tubería de perforación son totalmente controlables por el personal de perforación. Esto se puede evitar fácilmente con las siguientes prácticas:

- ◆ Empleando de 45 a 60 segundos para levantar o bajar una lingada.
- ◆ Perforando, después de rebajar los puentes y extraer todo el material de recorte.
- ◆ Rompiendo lentamente la circulación después de poner a girar la rotaria mientras se baja lentamente la tubería de perforación (Nota: no se deben acelerar las bombas hasta después que se haya restablecido la circulación y la barrena esté en el fondo).
- ◆ Disminuyendo la velocidad de las bombas de lodo tanto como sea posible.

Se recomienda un sistema de alarma para prevenir los incrementos de presión innecesarios en el fondo del pozo, una luz y bocina que advierta al perforador si mueve la tubería muy rápido. En la actualidad existen varios tipos en el mercado.

Otra práctica es evitando que se tapone la barrena. El método más común para destapar la barrena es represionando y descargando la presión de la tubería de perforación, sin embargo las presiones que surgen de improviso al destaparse la tubería son causas que pueden rebasar el límite para romper la formación en el fondo del agujero.

Evitar las restricciones en el espacio anular.

Una de las maneras para evitar este tipo de problemas es perforar un pozo vertical, limpio, estabilizado, de tamaño adecuado para circular con un gasto óptimo. Comience con un gasto de circulación que sea adecuado para limpiar el agujero y perforarlo con un diámetro adecuado a un gasto controlado, de tal manera que sucio o no, el agujero se estabilizará gradualmente. Una vez que está así, se mantiene la estabilidad conservando el gasto en la circulación sea cual sea la operación. Por ejemplo, si se tiene que introducir una tubería de revestimiento de 9 5/8" en un orificio de 12 1/4" y el mismo está estabilizado a una

velocidad de circulación de 120 pies/min, entonces la tubería de revestimiento debe bajarse de tal modo que se mantenga la velocidad anular estabilizada.

También cuando se desplaza la lechada de cemento, debe mantenerse la misma velocidad anular de 20 pies/min. Para una tubería de revestimiento de 9 5/8" en un agujero de 12 1/4" la velocidad anular estabilizada es casi la mitad de la utilizada durante la perforación para el mismo gasto. El gasto para esta situación debe ser tal que el flujo que pasa entre la tubería de revestimiento y el agujero sea estabilizado a 120 pies/min. Este ajuste debe hacerse para todas las herramientas a ser corridas.

La perforación demasiado rápida produce 9 de cada 10 problemas en la perforación, la figura 3.21 muestra una gráfica típica de perforación demasiado rápida. Una función del manejo de ésta es definir el problema y luego tomar el riesgo óptimo. El control de la operación lleva la curva desde el punto A hasta el punto B pero se observa que luego queda detenida la perforación cuando la curva avanza desde B hasta C. Los críticos del problema únicamente ven la curva B-C y generalmente son menos capaces para prevenirlos. ¿De modo que, por qué todos los interesados toman el riesgo óptimo y perforan con el tiempo óptimo controlado mostrado por la curva AEF?

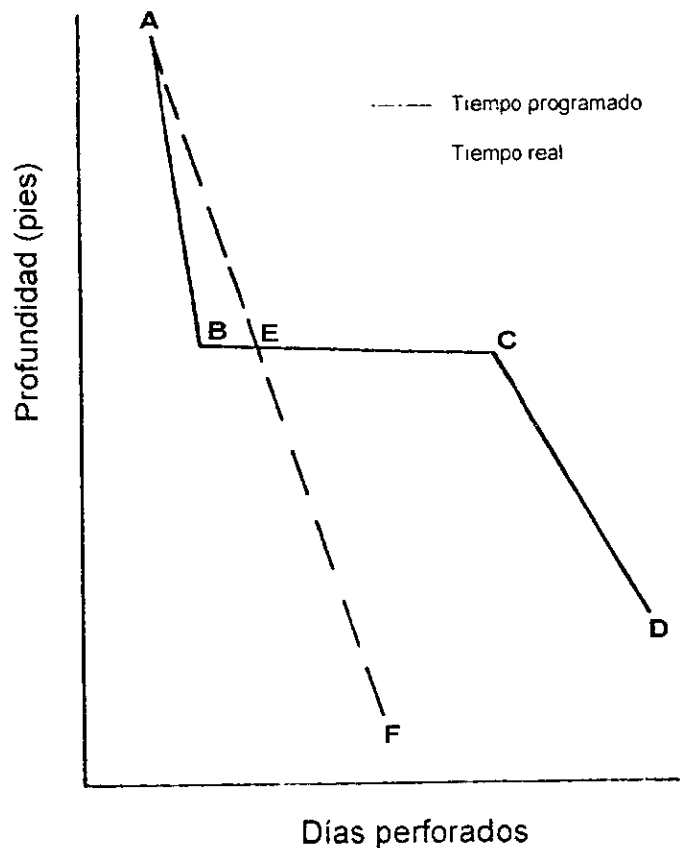


Figura 3.21.- Curva típica de una perforación demasiado rápida

Los máximos recortes que puede llevar un lodo de manera ideal es del 5% de su volumen. Las concentraciones mayores de ésta producen anillos que atrapan la barrena y a los estabilizadores. Formándose un anillo de lodo a cualquier profundidad, puede perderse la circulación debido a una fractura horizontal o vertical inducida. Si la fractura es horizontal, puede recuperarse la circulación eliminando el anillo de lodo. Si la fractura es vertical, particularmente donde se esté utilizando lodo de emulsión inversa, el daño es irreversible; la fractura no cerrará. En los peores casos, la presión de propagación de la fractura es

de aproximadamente 3 lb/gal por debajo de la presión de inicio de la fractura. En otras palabras, tendrá que repararse el daño hecho. Por abajo de los anillos también pueden fracturarse las formaciones sin observarse una notable pérdida de circulación, sin embargo todo esto se debe evitar.

En algunos pozos durante la perforación, no pueden evitarse agujeros sucios, pero perforando y circulando con un gasto controlado puede estabilizarse el agujero. En tanto se mantenga el gasto de circulación y la velocidad de perforación adecuada los recortes permanecerán en suspensión.

El enjarre del lodo que se forma en zonas porosas puede ser controlado por reductores de pérdida de filtrado agregados al lodo en uso. Esto puede o no ser adecuado. Sin embargo con mejores equipos para manejar sólidos en el lodo, las partículas en el lodo pueden ser ajustadas en cuanto a tamaño se refiere de modo que formen una sola capa de enjarre en la formación. El equipo moderno para manejar sólidos en el lodo ayuda a prevenir las pérdidas de circulación y por esta causa es importante considerar sus problemas y su costo.

Finalmente, utilizando tubería de revestimiento en la zona de pérdida y evitando el uso de estabilizadores mayores del diámetro permitido son los medios correctos para evitar restricciones en el espacio anular

Otras precauciones

Si se esperan zonas de pérdida de circulación contra las cuales se sabe que los aditivos para evitar las pérdidas son efectivos, se deberá tratar previamente el lodo con éstos materiales antes de que perfora la zona de pérdida. Por ejemplo, si se esperan pequeñas fracturas naturales, un aditivo como son las cáscaras de nuez negra que pueden pasar a través de la malla de la temblorinas agregadas al lodo aumentarán la presión que se requiere para abrir la fractura.

Mantener registros adecuados. Rara vez se llevan registros adecuados de la prevención y control de las pérdidas de circulación. Usualmente queda la buena o mala experiencia ganada durante la operación del control de la pérdida por el personal. Los registros adecuados que describen los problemas de pérdida de circulación, así como los materiales y técnicas que se utilizan para controlarlas son muy valiosos casi una necesidad. Se debe adoptar una tabla para reportar el problema de la pérdida de circulación.

5. ALTAS TEMPERATURAS^[6]

Es conocido que el grado de floculación de suspensiones de bentonita inicia a incrementarse severamente cuando se eleva la temperatura alrededor de 121°C. El consecuente aumento en el punto de cedencia puede controlarse con la adición de agentes adelgazantes, pero desafortunadamente estos agentes también se degradan al mismo rango de temperatura. Los aditivos degradados pueden reemplazarse, pero si la velocidad de degradación aumenta, los costos se incrementan y posteriormente son excesivos.

Por ejemplo, los cromolignosulfonatos eran comúnmente utilizados para mantener las propiedades reológicas y de filtrado en lodos arcillosos para altas temperaturas. En pruebas de laboratorio al circular estos lodos continuamente a 177°C, se tenía que estar agregando cromolignosulfonato de acuerdo al tiempo expuesto de dicha temperatura, para poder mantener constantes las propiedades reológicas. Debido a que el cromolignosulfonato tiende a degradarse a 121°C y si se le adicionaban pequeñas cantidades de cromato de sodio, sin características de adelgazamiento podían mantenerse a 177°C. Las propiedades de filtración no se modifican con o sin cromato de sodio a temperaturas a bajo de 177°C.

La temperatura a la cual la degradación es excesiva, puede determinarse por el mecanismo de velocidad de reacción. Normalmente es establecido por la experiencia, pero puede determinarse con pruebas de laboratorio.

El lignito es más estable a la temperatura que el cromolignosulfonato. Los lodos que contienen lignito y surfactante no-iónico, mantienen sus propiedades reológicas y de filtración después de un calentamiento en

condiciones estáticas durante 352 horas a 204°C. Lodos con bentonita, lignito y surfactante no-iónico son utilizados para perforar pozos geotérmicos con temperaturas de fondo de aproximadamente 234°C, pero tienen altas gelatinosidades y su costo es elevado.

Los lodos base aceite son más estables a la temperatura que los lodos base agua. Estos lodos base aceite se han utilizado para perforar pozos con temperaturas de fondo a 287°C. Uno de los problemas de los lodos base aceite es que a temperaturas arriba de 177°C, la arcilla organofílica utilizada como viscosificante, se degrada, por lo que es deficiente la capacidad de acarreo de los recortes. Este problema se ha resuelto introduciendo un polímero de poliestireno ligeramente sulfonado, el cual adicionado al lodo base aceite mantiene buenas propiedades reológicas a temperaturas arriba de 204°C, el cual se ha probado exitosamente en pozos con temperaturas de fondo arriba de 222°C. Dos polímeros de bajo peso molecular han mostrado ser estables a temperaturas de 204°C, los cuales son usados como defloculantes para mantener bajas propiedades reológicas a altas temperaturas. Uno de ellos es el poliacrilato de sodio con un peso molecular menor a 2500 el cual es compatible con lodos base agua dulce, pero es sensible a la contaminación por calcio. El otro polímero es la sal de sodio del copolímero sulfonado estireno maleico anhidro, con un peso molecular entre 1000 y 5000, el cual puede utilizarse con lodos base agua dulce o de mar.

6. BAJAS TEMPERATURAS

En la perforación de pozos con altos tirantes de agua, el fluido de perforación deberá seleccionarse para inhibir la formación de hidratos de gas. Estos hidratos son sólidos semejantes al hielo, los cuales se forman de gas y agua bajo condiciones de temperaturas bajas y altas presiones. Gases de bajo peso molecular (metano, etano, propano, CO₂ y H₂S) son aptos al efecto de nucleación de moléculas de agua a su alrededor, en donde el agua forma estructuras semejantes a un enrejado estabilizado a través de ligaduras de hidrógeno.

Como las operaciones de perforación costa afuera, tienden a aguas profundas, la combinación de temperaturas bajas del lecho marino ($\approx 3.8^{\circ}\text{C}$) y considerable columna hidrostática, debido a la gran longitud y alto peso del fluido de perforación, son promotores de la formación de hidratos.

Los hidratos de gas pueden formarse en el agujero, tuberías submarinas y en los equipos de perforación y producción; potencialmente forman tapones que obstruyen el flujo de fluidos. En operaciones de perforación, el preventor puede taparse durante operaciones del control del pozo, si la circulación del fluido es suspendida por largo tiempo. El potencial de formación de hidratos de gas durante las operaciones de perforación en aguas profundas se ha reconocido, sin embargo no se han reportado muchos casos. Las posibles explicaciones de la ausencia de tales reportes pueden deberse a:

- ◆ Es limitada la experiencia de la perforación de pozos con altos tirantes de agua.
- ◆ Es poca la probabilidad de que existan condiciones favorables para la formación de hidratos.
- ◆ Las dificultades o fallas en los pozos son atribuidas a otras causas, como por ejemplo: asentamiento de barita o fallas mecánicas, sin reconocer que dicha causa pudo deberse a la formación de hidratos.

7. CORROSIÓN DE LA TUBERÍA DE PERFORACIÓN

Aun cuando los componentes de los fluidos de perforación base agua no son corrosivos, la degradación de aditivos orgánicos causada por altas temperaturas o bacterias pueden resultar productos corrosivos también, la contaminación por gases ácidos (CO₂ y H₂S) y la formación de salmuera pueden causar corrosión severa.

Reacciones electroquímicas

Si un metal es colocado en una solución que contenga una de sus sales, el ion metal pasará dentro de la solución, quedando el metal cargado negativamente respecto a la solución⁽⁶⁾.

4. ASPECTOS GENERALES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN ELABORADOS A BASE DE SALMUERAS ORGÁNICAS

4.1 ANTECEDENTES HISTÓRICOS^(18, 19, 20)

Los sistemas de salmuera de formiato de potasio los desarrolló Shell Research (KSEPL, La Haya) a finales de la década de los 80's y principios de los 90's, como una alternativa a los fluidos existentes usados en medios de alta temperatura en las operaciones de perforación y terminación de pozos. Shell encontró que las sales de formiato de sodio y potasio cuando se disuelven en el agua estabilizan los viscosificadores bipolímeros hasta más allá de 350°F. Desde ese entonces, se han encontrado nuevos beneficios para estos fluidos, tales como la baja corrosión, la biodegradación y su compatibilidad favorable con casi todas las aguas de formación. En 1994, Shell concluyó que estos fluidos eran ideales como base de los fluidos de perforación y terminación de pozos en medios ambientalmente sensibles. Las diferentes salmueras de formiato (salmueras de sodio, potasio y cesio) han sido sometidas a varias pruebas por las compañías de servicios y por las operadoras mayores, así como también en instalaciones de pruebas ambientales, y constituyen uno de los fluidos de perforación más probados actualmente. Todos estos estudios muestran muchos aspectos favorables de los fluidos de formiato para la perforación de pozos petroleros, algunos de estos beneficios son la minimización de las pérdidas de presión en las operaciones de pozos de diámetro reducido. Además sus capacidades únicas de estabilización de polímeros a altas temperaturas los hicieron más resistentes a la temperatura que cualquier otro fluido de perforación. Trabajos subsecuentes han mostrado que estas salmueras, debido a sus altas densidades y baja propiedades corrosivas, son también fluidos ideales para las operaciones de terminación y empaque de pozos. Las salmueras de formiato tienen excelentes perfiles HSE (Health and Safety Environment) y son compatibles con los fluidos del yacimiento, son buenas estabilizadoras de las lutitas, son inhibidoras de los hidratos de gases y disuelven incrustaciones. Se ha encontrado además una técnica efectiva en costos para la limpieza y el reciclaje de los fluidos de perforación a base de formiato.

La comercialización e introducción de estos fluidos en el campo (especialmente el formiato de cesio) ha tomado un largo tiempo, debido a los altos precios y de la ausencia de compañías que ofrezcan el servicio de formiatos, a pesar de que tanto Shell como Statoil usaron los sistemas de formiatos en forma exitosa, con la aparición de OSCA como fabricante, distribuidor comercial y agente de servicios para los formiatos, estos sistemas se están usando ahora más frecuentemente y se espera que pronto su uso se expandirá más aún.

4.2 CLASIFICACIÓN DE LAS SALMUERAS ORGÁNICAS⁽²¹⁾

Las salmueras utilizadas en la industria petrolera son una mezcla homogénea de dos o más sustancias (solventes y soluto), el solvente es agua y los solutos pueden ser diferentes sales.

Debido a su evolución y su composición las salmueras se pueden clasificar en:

- ♦ Salmueras de la primera generación [sales de cloruro].

- ◆ Salmueras de la segunda generación [sales de bromuro o una mezcla de sales de bromuro con sales de cloruro].
- ◆ Salmueras de la tercera generación (sales de formiato).

SALMUERAS DE LA PRIMERA GENERACIÓN

Estas salmueras fueron las primeras en utilizarse en la industria y se formulan solubilizando una sola sal de cloruro en agua fresca, esta generación la conforman:

- ◆ Cloruro de Sodio (NaCl).
- ◆ Cloruro de Potasio (KCl).
- ◆ Cloruro de Calcio (CaCl₂).

SALMUERA DE CLORURO DE SODIO (NaCl) .

Es la salmuera más utilizada. Se forma solubilizando NaCl en agua, obteniéndose fácilmente una densidad de 1.16 g/cc con una viscosidad aparente de 2 cp y una densidad máxima de 1.20 g/cc a 15.5°C. Su corrosividad es baja y con la adición de un inhibidor se reduce aun más.

SALMUERA DE CLORURO DE POTASIO (KCl) .

El cloruro de potasio es utilizado en concentraciones de 1% a 3% en peso de agua dulce, para inhibir la hidratación y migración de arcillas sensibles al agua, donde las densidades requeridas no sobrepasen 1.16 g/cc. Su corrosividad es baja y puede reducirse aun más con la adición de un inhibidor, además si se mantiene el sistema con un pH entre 7-10 se reduce aun más.

SALMUERA DE CLORURO DE CALCIO (CaCl₂) .

El cloruro de calcio se mezcla fácilmente con el agua dulce, obteniéndose una densidad de 1.41 g/cc y una viscosidad aparente de 9 cp. Para mayores densidades pueden existir problemas en lugares con bajas temperaturas ya que el punto de cristalización para una densidad de 1.41 g/cc es de 6.67°C. Los grados de pureza comercial de la sal varían de 94-97%, 89-92% y 77-80%, es recomendable utilizar la mayor pureza. Al efectuar la mezcla hay una reacción exotérmica (generación de calor) por lo cual hay que tomar en cuenta este efecto, por razones de seguridad. La corrosión es baja en rangos de pH de 7-10 y con la adición de un inhibidor es aun menor. Durante su preparación se requiere tener especial atención, pues esta sal eleva su temperatura al contacto con el agua afectando el sentido de la vista y el olfato del personal. Evitar el contacto directo del material con la piel, ropa y calzado.

SALMUERAS DE LA SEGUNDA GENERACIÓN

Debido a los requerimientos de mayor densidad, en las intervenciones a los pozos cada día más profundos, surgió la segunda generación con salmueras de una sal y/o mezcla de dos o tres sales, con mucho más rangos de densidades que la primera generación, esta generación esta formada por:

- ◆ Bromuro de sodio (NaBr).
- ◆ Bromuro de calcio (CaBr₂).
- ◆ Bromuro de cinc (ZnBr₂)
- ◆ Cloruro de calcio/Bromuro de calcio (CaCl₂/CaBr₂).
- ◆ Bromuro de calcio/Bromuro de cinc (CaBr₂/ZnBr₂)

SALMUERA DE BROMURO DE SODIO (NaBr).

La máxima densidad obtenida con esta salmuera es de 1.49 g/cc y se utiliza generalmente cuando existe presencia de dióxido de carbono (CO_2), tiene un costo elevado pero su uso se justifica cuando existe CO_2 .

SALMUERA DE BROMURO DE CALCIO (CaBr_2).

Se prepara simplemente diluyendo bromuro de calcio en agua y se puede obtener un rango de densidades entre 1.31 y 1.85 g/cc, su corrosividad es baja y puede reducirse aún más utilizando aditivos. El Bromuro de calcio se encuentra en la naturaleza y es ecológicamente menos dañino. El costo de esta salmuera es elevado pero se compensa con la disminución del daño a la formación y con menos complicaciones en las operaciones de terminación y reparación de pozos. Una solución de CaBr_2 con una densidad de 1.70 g/cc presenta un punto de cristalización de -7 a -9°C (15 - 20°F), una viscosidad de 4 cp y una capacidad calorífica de 0.47 cal/g a 21°C (70°F) y un pH de 7-8.5.

SALMUERA DE BROMURO DE CINC (ZnBr_2).

Con este tipo de salmuera se alcanza un rango de densidad de 1.61 a 2.51 g/cc. Su uso está restringido por protección ambiental ya que la descarga de los componentes de cinc, al medio ambiente, principalmente en las operaciones marinas, puede tener un impacto adverso en los ecosistemas locales pudiendo afectar la calidad de las aguas subterráneas, además, su manejo exige, tomar medidas especiales para evitar su contacto ya que es muy peligroso, por su ataque irritante a la piel y ojos. Su corrosividad se extiende a los metales ferrosos, lo que obliga a añadir inhibidores especiales para controlar la velocidad de corrosión de los componentes metálicos del pozo. Son difíciles de viscosificar con polímeros solubles en agua y proveen poca protección contra la degradación hidrolítica y oxidante a altas temperaturas.

SALMUERA DE CLORURO DE CALCIO/BROMURO DE CALCIO ($\text{CaCl}_2/\text{CaBr}_2$).

Esta salmuera se forma básicamente de la combinación de CaCl_2 , CaBr_2 y agua, su rango de pH está entre 7 y 9. La base la forma una solución de CaBr_2 de 1.69 a 1.72 g/cc y se incrementa la densidad agregando CaCl_2 en forma de polvo. La salmuera del grupo de 1.81 g/cc cristaliza a una temperatura de 18.3°C , por lo que su uso es muy limitado y de acuerdo a los requerimientos de la temperatura se pueden formular salmueras de verano e invierno. Las de verano serán aquellas que tienen un punto de cristalización de más de 7.22°C y las de invierno tendrán un punto de cristalización por debajo de -3.89°C . La corrosión producida por esta salmuera es alta pues su pH es menor a 7 y se recomienda el uso de inhibidores cuando la temperatura no es muy elevada. No manifiestan problemas de cristalización en los rangos de densidades de 1.40 a 1.62 g/cc. En el caso de que se requiera un incremento de viscosidad esto se logra con la adición de aditivos.

SALMUERA DE BROMURO DE CALCIO/BROMURO DE CINC ($\text{CaBr}_2/\text{ZnBr}_2$)

Este tipo de salmuera puede proporcionar, un rango de densidad de 1.70 a 2.51 g/cc y un rango de temperatura de cristalización de -26.66 a 8.33°C . Son utilizadas en terminaciones y reparaciones de pozos, donde se encuentran altas presiones y altas temperaturas. Esta salmuera es más costosa que otros fluidos de la misma densidad, pero su costo lo recompensa la limpieza de no utilizar sólidos que puedan dañar la productividad posterior del pozo. Una solución de $\text{CaBr}_2/\text{ZnBr}_2$ con una densidad de 2.30 g/cc presenta un punto de cristalización de -10°C (16°F), una viscosidad y una capacidad calorífica de 40 cp y 0.25 cal/g respectivamente a 21°C (70°F) y un pH de 4-6. El efecto de corrosión en los materiales ferrosos del pozo, puede disminuirse utilizando inhibidores. Es

nocivo al medio ambiente y su manejo es peligroso ya que el contacto con la piel puede causar irritación considerable y en los ojos puede generar daños severos.

SALMUERAS DE LA TERCERA GENERACIÓN

Los sistemas de soluciones salinas de alta densidad de la segunda generación, exhiben un número de deficiencias con respecto al cumplimiento de las exigencias de salud, seguridad y protección ambiental: corrosión a los metales, estabilidad con los polímeros solubles en agua, conveniencia en las operaciones a altas temperaturas y compatibilidad con carbonatos y sulfatos.

La búsqueda de la industria para resolver estas deficiencias, se ha concentrado en el desarrollo de formulaciones de las sales metálicas alcalinas, de ácido fórmico.

El término solución de formiato se refiere a la fecha a tres componentes primarios disueltos en agua, estos son:

- ◆ Formiato de sodio (NaCOOH)
- ◆ Formiato de potasio (KCOOH)
- ◆ Formiato de cesio (CsCOOH)

Cada uno es clasificado como una sal metal-álcali del ácido fórmico.

Se ha encontrado en los estudios de laboratorio que los sistemas de salmueras de formiato poseen las siguientes características^[18, 19, 20], con relación al uso en la perforación de pozos de petróleo:

1. Amplio rango de densidades de fluidos limpios desde 1.0 - 2.36 g/cc (8.3 a 19.3 lb/gal).
2. Estabilidad de la pérdida de filtrado de los viscosificantes y polímeros a 175°C (350°F).
3. Temperaturas de cristalización bajas.
4. Biodegradables y con un excelente perfil toxicológico.
5. Estabilidad hacia las lutitas.
6. Potencial de corrosión bajo.
7. Compatibles con la mayoría de los elastómeros.
8. En su uso normal inhiben el crecimiento de las bacterias.
9. Alta tolerancia a la contaminación de sólidos.
10. Compatible con los fluidos de la formación y con las secciones de sal.
11. Inhibe la formación de hidratos de gas.
12. Fácil de recuperar.

Estos beneficios se obtienen principalmente en base a las características físicas de las salmueras de formiato: composición monovalente, bajas temperaturas de cristalización, altas temperaturas de transición de los polímeros cuando se mezclan con las salmueras, baja actividad con agua y efecto osmótico en las lutitas, etc.. Una descripción más detallada de las propiedades y aplicaciones de las salmueras a base de formiato se describe en los incisos 4.3 y 4.4.

4.3.- PROPIEDADES DE LAS SALMUERAS DE FORMIATO

FORMULACIÓN DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN^[22, 23].

Los fluidos de perforación bajos en sólidos pueden formularse en base a una salmuera de formiato de sodio, formiato de potasio o una mezcla de las dos, cubriendo el rango de densidades desde 1.0 a 1.6 g/cc.

SALMUERA BASE^[23]

Las salmueras bajas en densidad oscilan desde 1.0 a 1.57 g/cc pueden ser preparadas usando salmueras de formiato de potasio y sodio. Debido a que el formiato de sodio es más barato que el formiato de potasio, para disminuir costos, se debe siempre preparar una mezcla con tanto formiato de sodio sea posible. Por la misma razón, en el rango de densidad desde 1.6 a 2.3 g/cc, se requiere una mezcla de formiato de potasio y cesio. Alternativamente, para disminuir costos, un fluido de perforación en este rango puede formularse en base a una salmuera de formiato puro, llevada a la densidad requerida con materiales densificantes.

Dependiendo de los requerimientos de temperatura, densidad y reología, y en la necesidad para minimizar el daño a la formación productora, se pueden recomendar varias formulaciones. Por ejemplo, cuando se está usando una salmuera de potasio a densidad estándar (1.57 g/cc), es importante tener en mente que la viscosidad de la salmuera en sí, es significativamente mas alta (3 cP) que lo que es a la densidad correspondiente, p. ej. 1.50 g/cc (6.5 cP) (figura 4.7). Cuando la baja reología es un requerimiento, puede por lo tanto ser una ventaja escoger una salmuera de concentración ligeramente mas baja y usar algo de material densificante adicional. Similamente, si el sistema estará expuesto a bajas temperaturas, ocurrirán problemas con la cristalización a temperaturas mucho más altas (-15°C) en una salmuera de 1.57 g/cc que por ejemplo en una salmuera de 1.50 g/cc (-35°C) (figura 4.8). Por otra parte, si el fluido estará expuesto a altas temperaturas, la concentración más alta posible pudiera requerirse para proteger a los polímeros (figura 4.1).

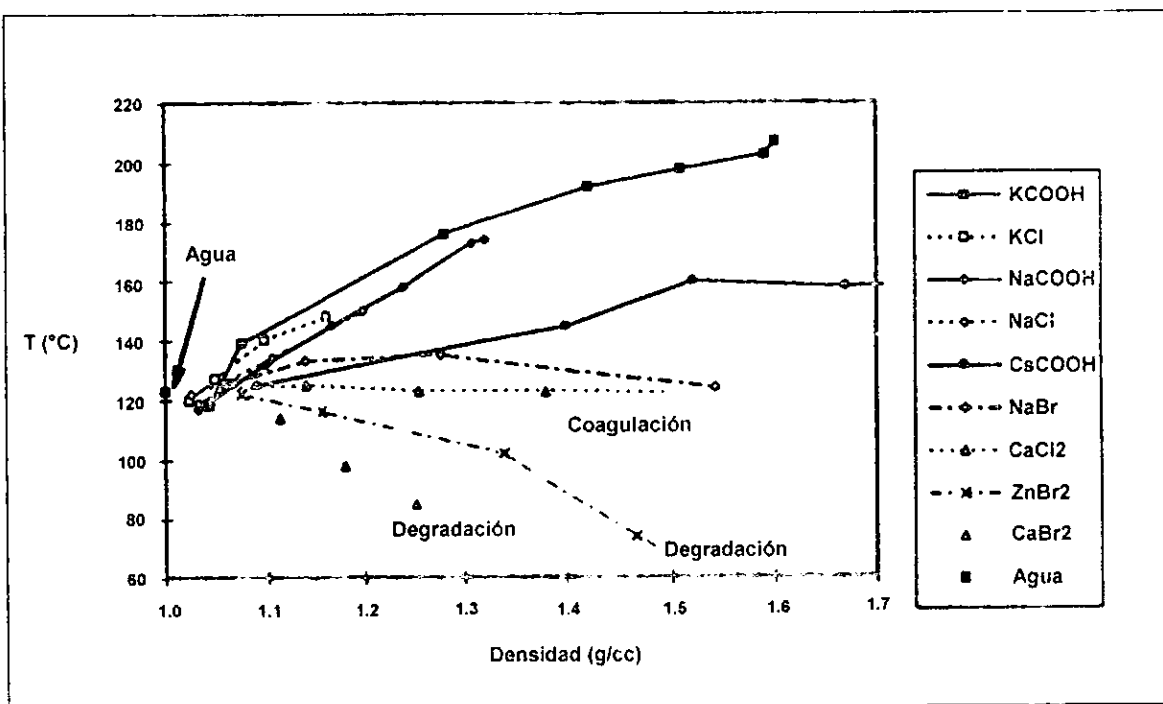


Figura 4.1.- Temperatura de transición de xantana como una función de la densidad de la salmuera para algunas sales comúnmente usadas.

VISCOSIFICANTES.

Todo el trabajo que se ha realizado hasta ahora, muestra que la goma xantana [la goma xantana^[74] es un polisacárido muy versátil que se emplea como viscosificante y estabilizante. Algunas de las más importantes propiedades de la goma xantana son: -Da una viscosidad alta a bajas concentraciones, -resiste concentraciones altas de sal, -otorga pseudoplasticidad a sus soluciones (a mayor velocidad de corte disminuye la viscosidad), -estabilidad térmica (hasta 120°C) y un amplio intervalo de pH

(3-10), y, -capacidad efectiva de suspensión y emulsificación] es superior en la creación de la reología de adelgazamiento de deslizamiento deseada en las salmueras de formiato. Como se muestra en las figuras 4.1 y 4.2, la goma xantana es también estable a altas temperaturas en las salmueras de formiato. La concentración de xantana variará dependiendo con los requerimientos de viscosidad del fluido de perforación y la viscosidad de la salmuera base. En una salmuera de formiato de potasio concentrada, normalmente se usará una concentración de 0.5 lb/bl, y en una salmuera más diluida se puede encontrar que una concentración más cercana a 0.75 lb/bl puede ser más apropiada.

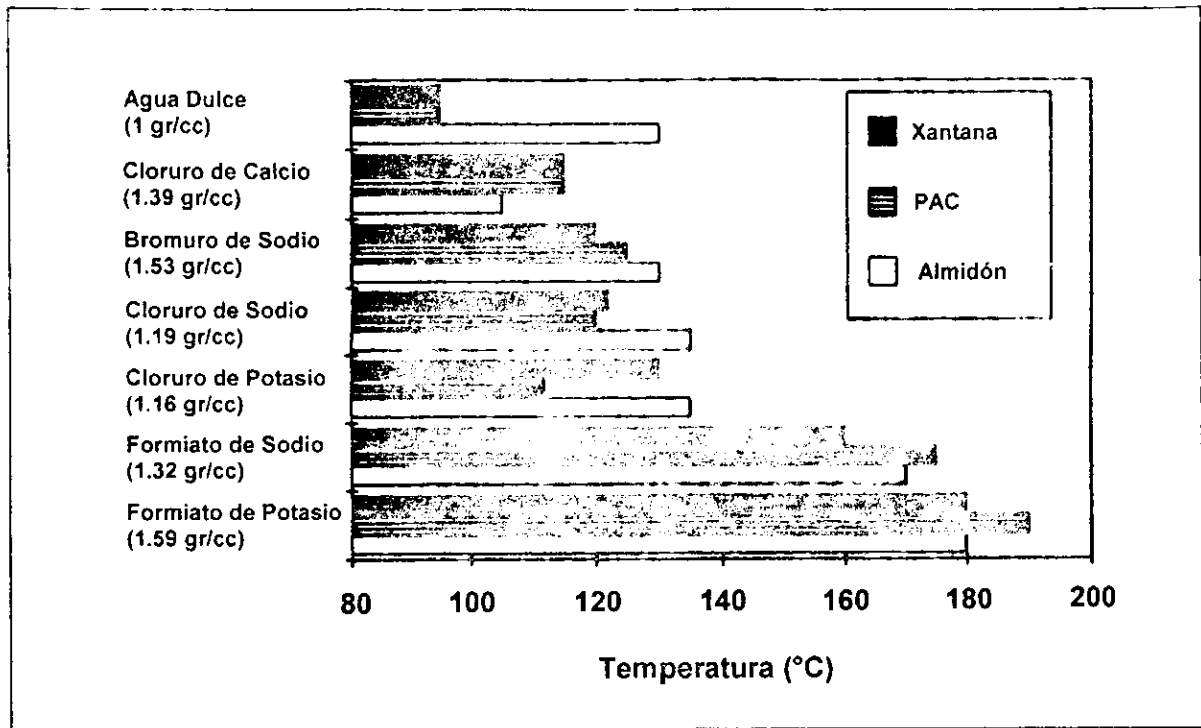


Figura 4.2.- Temperaturas de estabilidad a las 16 horas para xantana, celulosa polianiónica (PAC) y almidón. Para xantana y PAC éstas temperaturas se determinan como la temperatura donde el fluido pierde la mitad de su viscosidad. Para el almidón, donde la viscosidad es demasiado baja para medirla, se han usado las medidas de pérdida de filtrado API para la determinación.

POLÍMEROS PARA PÉRDIDA DE FILTRADO.

Como la xantana, los polímeros para pérdida de filtrado son estables a altas temperaturas en las salmueras de formiato (figura 4.2). Hasta ahora la mayor parte de las formulaciones se han hecho con PAC. El almidón se ha usado también en formulaciones de formiatos. Se han probado varios polímeros sintéticos de pérdida de filtrado, pero, especialmente a concentraciones más altas de salmueras, pueden ocurrir dificultades en la hidratación de los polímeros en la salmuera base^[22, 23].

MATERIAL DENSIFICANTE/FILTRADO DEL LODO.

A pesar de que los fluidos de perforación de formiato se refieren comúnmente como "libres de sólidos", esto no es completamente cierto, ya que se requiere una cantidad mínima de sólidos para la formación del enjarre^[22, 23]. El material ideal para la formación del enjarre en un fluido de perforación es CaCO₃ (caliza), el cual se puede remover fácilmente con ácido. Una cantidad de aproximadamente 10 a 20 lb/bl es suficiente para crear un enjarre delgado y eficiente. La formulación típica para los fluidos de perforación basados en tres concentraciones de salmueras de formiato de potasio con densidades de 1.50, 1.57 y 1.60 g/cc, se muestran en la tabla 4.1. Las pérdidas de filtrado APAT a cuatro temperaturas

diferentes, se muestran en la tabla 4.2. como se puede observar, la estabilidad a la temperatura aumenta con la densidad de la salmuera. Por otra parte, la viscosidad plástica de los fluidos aumenta, con el incremento de la densidad de la salmuera debido al incremento de la viscosidad de la salmuera. Es también importante tener en mente que la temperatura de cristalización aumenta rápidamente con la concentración de la salmuera, y en el fluido de 1.60 g/cc, la temperatura de cristalización es cercana a la temperatura ambiente.

Compuesto	Car.tidad
Salmuera de formiato de K (1.50, 1.57 ó 1.60 g/cc)	350 mL
*Xantan	0.5 g
*PAC (peso molecular extra bajo)	2 g
*PAC (peso molecular bajo)	1 g
Pizarra (CaCO ₃)	20 g
KHCO ₃ o K ₂ CO ₃	0.5 g

*Xantan y los polímeros PAC se mezclan durante 30 minutos con un mezclador de alto corte

Tabla 4.1. Formulación típica de lodo de perforación de formiato de potasio

Densidad de la salmuera	APAT (150°C) BHR	APAT (150°C) *AHR	APAT (170°C) *AHR	APAT (175°C) *AHR	APAT (180°C) *AHR
1.50	15	18	31	---	---
1.57	14	14	18	39	---
1.60	13	14	18	20	33

*Las formulaciones como en la Tabla 4.1. Las temperaturas de rolado = temperaturas de prueba

APAT = Alta presión, alta temperatura.

BHR = Antes de rolar.

AHR = Después de rolar.

Tabla 4.2. Pérdida de filtrado APAT (mL) de los tres fluidos de perforación de formiato de potasio sin densificante.

Idealmente, los fluidos de perforación basados en salmueras de formiato, no requieren material densificante, ya que todas las densidades pueden alcanzarse con las salmueras por sí mismas. Sin embargo, como el formiato de cesio es alto en su costo y a menudo se requieren fluidos de perforación de alta densidad de salmueras de formiato de potasio, se tiene que utilizar material densificante. El material densificante más apropiado es el carbonato de calcio (caliza). Además de ser un excelente material para el enjarre de lodo, es soluble en ácido, además de ser apropiado como material densificante hasta una densidad cercana a 1.7 g/cc. Por encima de esta densidad la viscosidad plástica del lodo se hace muy alta y las propiedades de pérdida de filtrado disminuyen.

Un material densificante alternativo es la siderita (FeCO₃), que también tiene la ventaja de ser removible con ácido. Los fluidos de perforación de formiato de potasio pueden formularse con FeCO₃ hasta una densidad de 2.0 g/cc.

Para las densidades por encima de 2.0 g/cc, se requieren algunos densificantes más pesados. La barita no puede usarse en combinación con la salmuera de potasio porque la disuelve (tabla 4.3). Se han encontrado dos tipos de materiales densificantes que trabajan bajo estas condiciones. El primero es el tetraóxido de manganeso (Mn₃O₄), el cual tiene una densidad de 4.8 g/cc y partículas de un tamaño promedio de aproximadamente 0.5 micrones. A pesar de que las propiedades de este sistema de lodo puede ser bastante bueno a 2.0 g/cc, la viscosidad plástica se incrementa a 2.3 g/cc y la pérdida de fluido no se controla fácilmente. Debido a las partículas finas, el material densificante tiene también la desventaja de causar problemas de polvo en el equipo y hay algunos indicios de que puede causar daño a la formación.

Soluciones	Agua	Sales de sodio			Sales de potasio			Sales de cesio	
		NaCOOH (40% p/p)	NaCl (26% p/p)	NaBr (46% p/p)	KCOOH (75% p/p)	KCl (24% p/p)	KBr (34% p/p)	CsCOOH·H ₂ O (82% p/p)	Cs ₂ SO ₄ (60% p/p)
Sólidos disueltos (mg/L)									
BaSO ₄	2	80	8	3	5800	16	14	600	2
Barita	1	160	50	20	2600	80	50	700	8
SrSO ₄	26	2700	300	250	110000	700	500	180000	350
CaSO ₄ ·2H ₂ O	1200	2800	9000	9000	90000	15000	10000	80000	600
Incrustación (BaSO ₄)	nd	80	50	14	7000	50	30	800	1
Incrustación (SrSO ₄)	nd	nd	nd	nd	600	Nd	nd	nd	nd

Tabla 4.3.- Solubilidad de sulfatos después de 16 horas a 85°C en salmueras saturadas.

La hematita (Fe₂O₃) puede usarse para fluidos de perforación de 2.3 g/cc, con buena reología y propiedades de pérdida de filtrado. Sin embargo, éste material densificante tiene también desventajas, tales como la abrasividad y una alta tendencia a ablandarse.

La tabla 4.4 muestra las propiedades típicas de los lodos que han sido preparados con los materiales densificantes mencionados anteriormente. Todos estos lodos están basados en una salmuera de formiato de potasio estándar de 1.57 g/cc, viscosificada con 0.5 lb/bl de xantana. Los tipos y las concentraciones del PAC se han variado a fin de obtener buena combinación de reología y control de pérdida de filtrado.

Densidad [g/cc]	Material para formación del enjarre.	Pérdida de filtrado Polímero PAC [ppb]			PV (BHR/AHR)	YP (BNH/AHR) [lbs/100 ft ²]	APAT (150°C) (BHR/AHR) [mL]	Comentarios
		Peso mol ultra bajo	Peso mol extra bajo	Peso mol bajo				
1.60	CaCO ₃ (fino)	2	1	—	26/25	17/15	13/13	Sin peso
1.70	CaCO ₃ (fino)	—	—	2	54/41	34/16	24/80	
1.70	CaCO ₃ (grueso)	4	—	—	40/28	19/7	19/23	Requiere partículas más grandes
1.70	FeCO ₃	2	2	—	33/32	15/14	16/15	Mala pérdida de filtrado y reología
2.0	FeCO ₃	—	1	1.5	53/63	17/17	38/33	
2.3	MnO ₄	—	1	1.5	63/89	75/25	80/>100	Formulado para baja reología y pérdida de fluido
2.3	FeO ₃	—	—	1	60/55	25/20	32/83	Formulado para baja pérdida de fluido
2.3	FeO ₃	—	—	2	115/95	54/41	14/16	

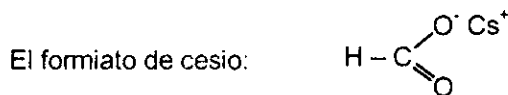
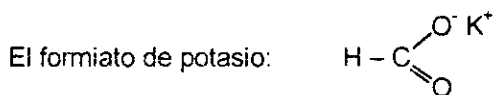
Todas las muestras fueron sometidas a rolado a 150°C

BHR = Antes de rolar. AHR = Después de rolar, PV = Viscosidad plástica. YP = Punto de cedencia.

Tabla 4.4. Composición y propiedades de varios fluidos de perforación con material densificante.

PROPIEDADES DE LAS SALMUERAS

Las sales de formiato de metales alcalinos son altamente solubles en agua y forman salmueras de alta densidad y temperaturas de cristalización bajas. Las tres sales que se han encontrado útiles para los fluidos de perforación y terminación son^[22, 23]:



El formiato de sodio se obtiene normalmente como una sal, el formiato de potasio como una salmuera saturada y el formiato de cesio como una salmuera saturada o una sal monohidratada: ($\text{CsCOOH}\cdot\text{H}_2\text{O}$).

DENSIDAD

La densidad de una salmuera es función de la temperatura y presión, estos factores son necesarios para calcular el peso requerido de la salmuera, a las condiciones de operación del pozo a intervenir.

A la fecha, la composición de las salmueras más utilizadas en la industria petrolera, en base a la densidad requerida se muestran en la tabla 4.5.

Composición	Rango de densidad @ 20°C (g/cc)
KCl	1.00 - 1.16
NaCl	1.00 - 1.19
CaCl ₂	1.00 - 1.41
NaBr	1.00 - 1.49
NaCl/NaBr	1.19 - 1.52
CaCl ₂ /CaBr ₂	1.41 - 1.82
CaBr ₂	1.31 - 1.85
ZnBr ₂	1.61 - 2.51
CaBr ₂ /ZnBr ₂	1.70 - 2.51
CaCl ₂ /CaBr ₂ /ZnBr ₂	1.73 - 2.30
NaCOOH	1.01 - 1.33
KCOOH	1.01 - 1.59
CsCOOH	1.01 - 2.36

Tabla 4.5. Rango de densidades obtenidas con las salmueras utilizadas en la industria petrolera y la de formiatos^[21].

El formiato de sodio es el menos soluble de los tres formiatos y puede alcanzar una densidad de cerca de 1.33 g/cc en una solución al 45 %p/p. El formiato de potasio es más soluble con una densidad de salmuera máxima de aproximadamente 1.59 g/cc en una solución al 76 %p/p y el formiato de cesio puede llegar hasta 2.36 g/cc en una solución al 83 %p/p de formiato de cesio monohidratado^[22]. La densidad de las tres salmueras de formiato, como una función de la concentración (% en peso y concentración molar) se muestran en las figuras 4.3 y 4.4. A pesar de que el formiato de cesio es el más soluble de los tres en base al peso, es conveniente de mencionar que la concentración molar mas alta puede obtenerse con el formiato de potasio. Para ciertas aplicaciones, por ejemplo la estabilización de los polímeros con la temperatura, la concentración molar de los iones de formiato debe ser tan alta como sea posible y una mezcla óptima de formiato de potasio y cesio se recomienda, para las densidades entre 1.59 y 2.3 g/cc.^[22, 23]

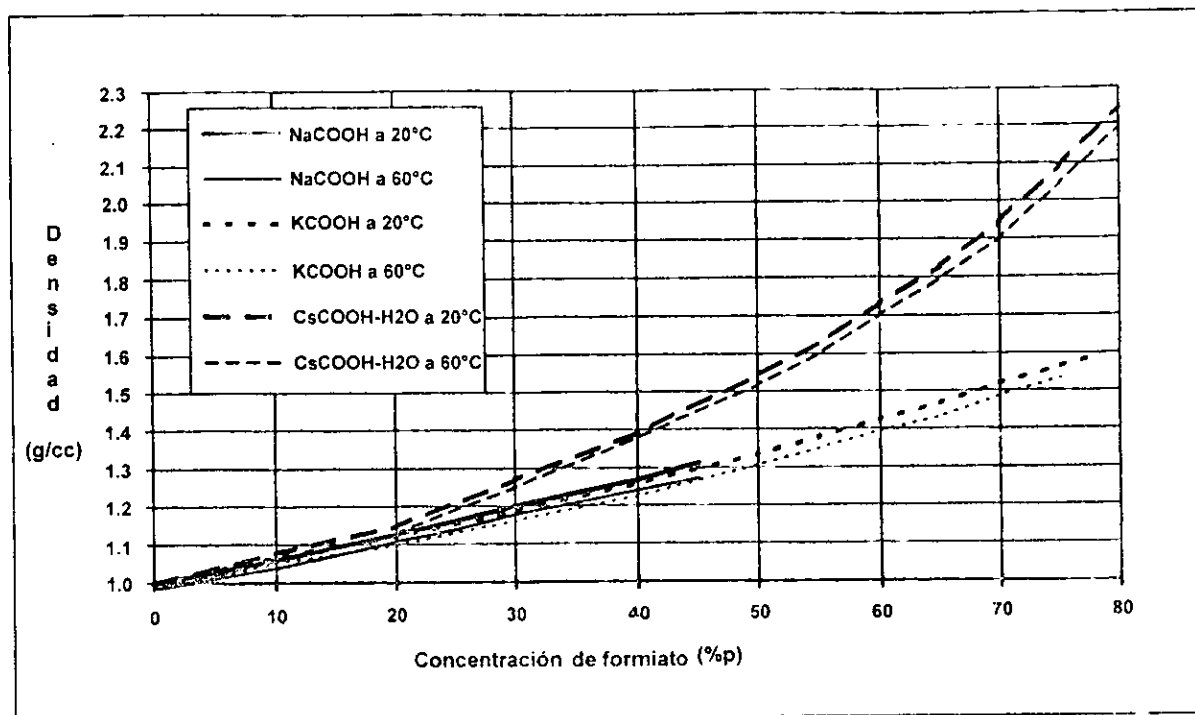


Figura 4.3.- Densidad de las salmueras como una función de la concentración de sal de formiato (%p/p).

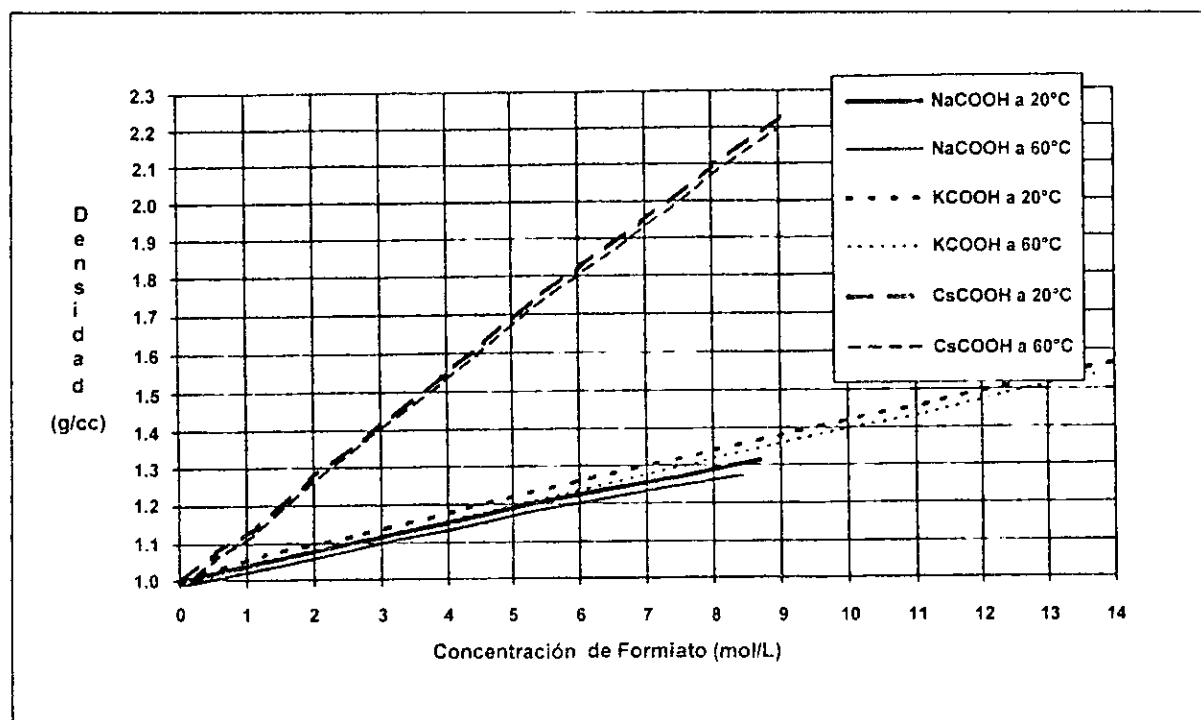


Figura 4.4.- Densidad de las salmueras como una función de la concentración molar (mol/L).

VISCOSIDAD

La viscosidad natural de una salmuera es función de la concentración, naturaleza de las sales disueltas y la temperatura. Algunos valores típicos de viscosidad de salmueras se muestran en la tabla 4.6⁽¹⁴⁾:

Salmuera	Densidad (g/cc)	Viscosidad aparente @ 20°C (cp)
NaCl	1.19	2
CaCl ₂	1.39	9
CaBr ₂	1.70	32
CaCl ₂ /CaBr ₂	1.81	50
CaBr ₂ /ZnBr ₂	2.30	41
NaCOOH	1.32	7.8
KCOOH	1.57	13
CsCOOH	2.24	3.8

Tabla 4.6.- Valores típicos de viscosidad de salmueras.

Las viscosidades de las tres salmueras de formiato se muestran en las figuras 4.5, 4.6 y 4.7 como una función de la densidad y concentración de la salmuera. Como se puede observar, aparte del formiato de potasio altamente concentrado, las salmueras de formiato tienen viscosidades relativamente bajas, que no contribuirán mucho a las viscosidades de los fluidos de perforación^(22, 23). Sin embargo, estas viscosidades son considerablemente más altas que la viscosidad del agua dulce, del agua marina y otros sistemas de salmuera diluidos que se usan como fluidos de perforación, y por lo tanto tendrá un efecto favorable sobre la pérdida de fluido (proporción de filtración) y sobre las propiedades que estabilizan las lutitas⁽²³⁾.

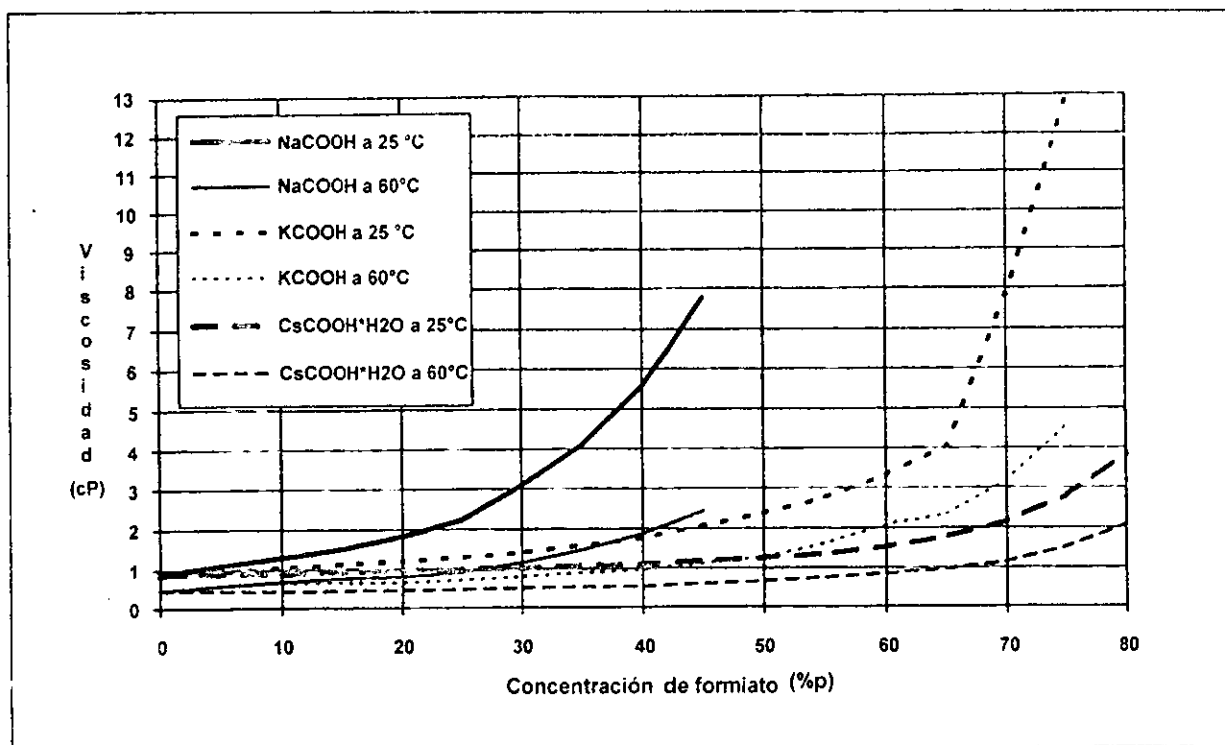


Figura 4.5.- Viscosidad de las salmueras como una función de la concentración (%p/p) de la salmuera.

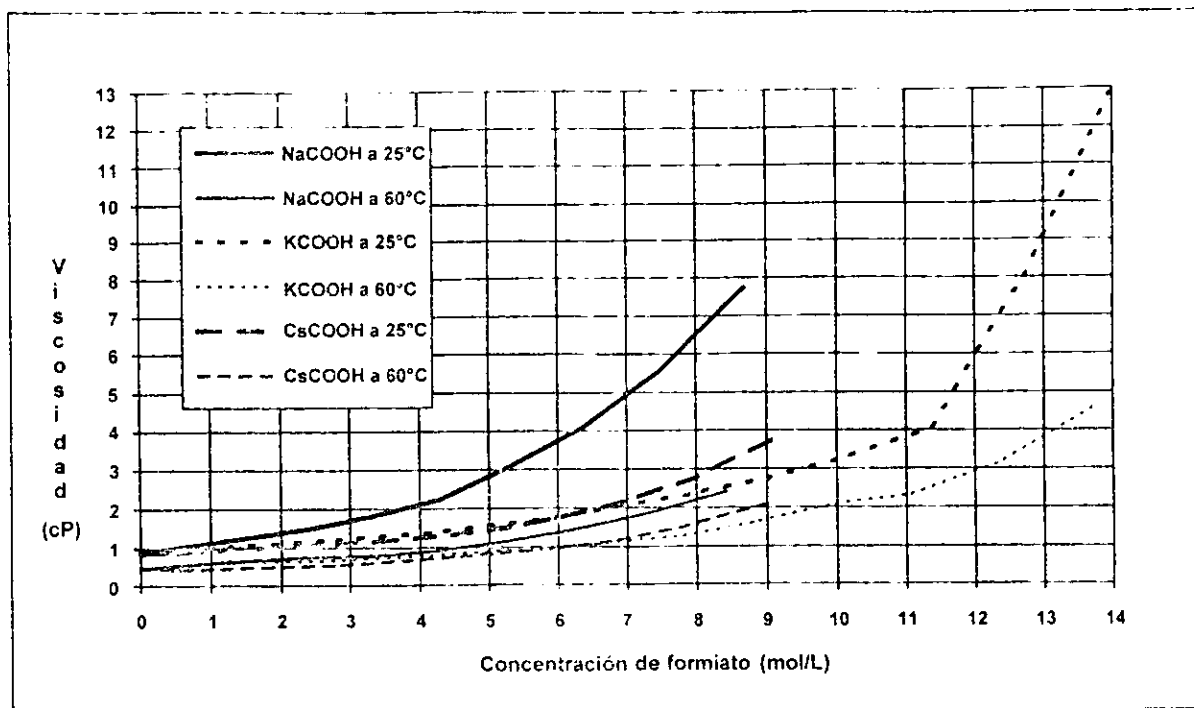


Figura 4.6.- Viscosidad de las salmueras como una función de la concentración (mol/L) de la salmuera.

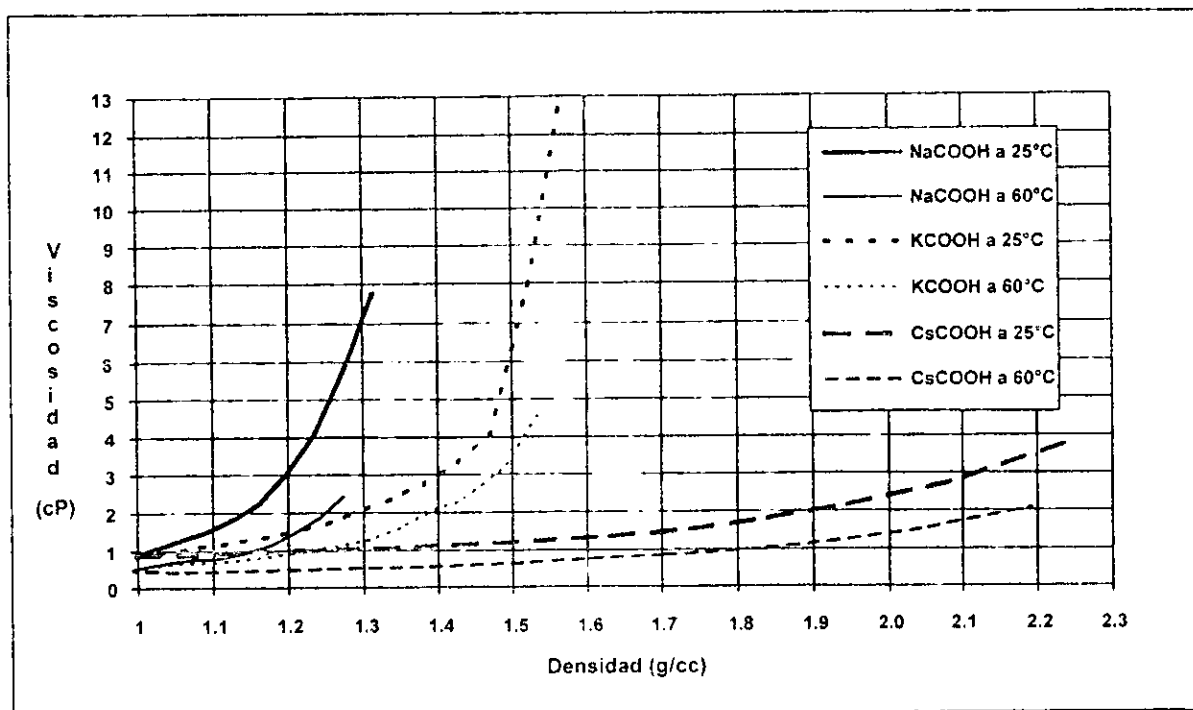


Figura 4.7.- Viscosidad de las salmueras como una función de la densidad de la salmuera.

TEMPERATURAS DE CRISTALIZACIÓN

Todas las salmueras de formiato presentan temperaturas de cristalización muy bajas^[22]. Las temperaturas de cristalización verdaderas se han medido para las salmueras de sodio, potasio y cesio y para el acetato de potasio (de acuerdo a API 13J, TCT), y se muestran en la figura 4.8 junto con las de los cloruros de sodio y potasio^[22, 23].

KSEPL^[23] han dado a conocer algunos casos en los que han existido problemas de cristalización en soluciones concentradas de formiato de potasio a temperaturas arriba de las temperaturas de cristalización medidas. Esta diferencia probablemente se relaciona a la diferencia en las condiciones de la prueba dinámica y las condiciones estáticas que son experimentadas cuando el fluido se almacena por un período largo de tiempo. Una posible explicación podría ser la formación de una sal de formiato de potasio conteniendo una molécula de agua (monohidratado) cuando el fluido queda bajo las condiciones estáticas. Un margen de seguridad de aproximadamente 5-10°C debe usarse por lo tanto cuando la salmuera se almacena durante un período largo de tiempo sin mezclar.

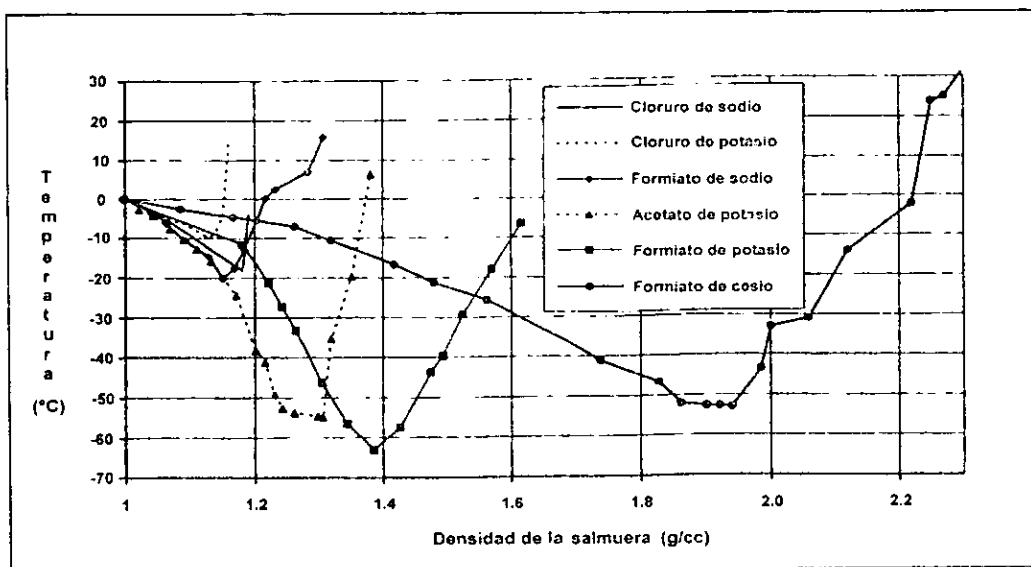


Figura 4.8.- Temperatura de cristalización de las salmueras de formiato y de las salmueras de acetato de potasio como una función de la densidad. Se muestran las temperaturas de cristalización de las salmueras de cloruro de potasio y sodio para fines comparativos.

TURBIDEZ

Las pequeñas partículas suspendidas en un fluido producen dispersión de la luz. La turbidez de un fluido es una medida de la luz dispersada por las partículas suspendidas en el mismo^[14, 25]. Esta se mide por medio de un nefelómetro, expresando el resultado cuya unidad es el NTU, la cual es proporcional a la concentración de sólidos suspendidos. La turbidez de una salmuera se debe normalmente a las impurezas insolubles tanto de las sales comerciales y/o del agua o por contaminación durante el transporte, almacenamiento y uso.

Para asegurar la máxima protección a la formación de interés, los fluidos usados deben de ser "limpios". Un fluido "limpio" se define como aquel que no contiene partículas de diámetro mayor de 2 micras. Para producir y mantener las salmueras dentro de esta especificación, es imprescindible el uso de sistemas de filtración adecuados, para dar un valor de turbidez no mayor a 60 NTU.

pH

En la ausencia de hidrólisis, las soluciones diluidas de sales neutras muestran un pH neutro. Sin embargo, las salmueras utilizadas en la industria petrolera muestran valores de pH distintos, debido

principalmente a las concentraciones altas. El pH de salmueras cuyas densidades estén cerca de 1.39 g/cc es casi neutro y disminuye progresivamente con el incremento de la densidad (tabla 4.7).

Salmuera	Densidad (g/cc)	pH típico
NaCl/NaBr	1.07-1.49	7.0-8.0
CaCl ₂	1.39	6.5-7.5
CaBr ₂	1.70	6.5-7.5
CaCl ₂ /CaBr ₂	1.79	6.0-7.0
CaCl ₂ /CaBr ₂ /ZnBr ₂	1.91	4.5-5.0
CaCl ₂ /CaBr ₂ /ZnBr ₂	2.15	2.5-3.0
CaCl ₂ /CaBr ₂ /ZnBr ₂	2.27	1.5-2.0
NaCOOH	1.33	9.4
KCOOH	1.59	10.6
CsCOOH	2.36	12.9

Tabla 4.7. Variación del pH con la densidad y la composición de las salmueras^[14, 25].

El pH es considerado uno de los factores más importantes en la corrosión causada por fluidos de perforación^[25]. Las salmueras que contienen ZnBr₂, muestran los más bajos valores de pH, debido a la hidrólisis de esta sal, son las más corrosivas. Las salmueras que contienen cloruros, tienden a ser más corrosivas que las que contienen bromuros. El efecto de corrosión de las salmueras de alta densidad, puede disminuirse, agregando aditivos como: Inhibidores de corrosión, secuestrantes de oxígeno y/o bactericidas.

Para la generación de salmueras de alta densidad utilizadas en la perforación de los pozos, se han utilizado sales orgánicas por sus características técnicas y económicas. Actualmente se cuenta con sistemas de salmueras orgánicas a base de sales metal-álcali de ácido fórmico, con un rango de propiedades que son superiores a los sistemas de sales inorgánicas y cuya aplicación día a día se incrementa.

ESTABILIDAD TÉRMICA

Para muchas aplicaciones, es muy importante que las salmueras sean estables a temperaturas altas durante un período largo de tiempo^[23]. Esto es especialmente importante cuando las salmueras se usan como fluidos de terminación y/o empacador, y se expondrán a condiciones bajas del agujero por varias semanas. En la práctica se ha observado que las salmueras de formiato se descomponen a 180°C.

Las pruebas de laboratorio han confirmado un aumento seguro en pH, y una muy despreciada disminución de la densidad cuando la salmuera se expone a temperaturas altas (200°C) para un período prolongado. Este efecto ha mostrado ser más pronunciado cuando los materiales densificantes tal como el Mn₃O₄ o el Fe₂O₃ están presentes.

Factores que influyen en la estabilidad térmica de las salmueras de formiato.

Los siguientes factores son los más importantes para la estabilidad térmica de las salmueras de formiato de metales alcalinos.

Efecto del catión del metal alcalino sobre el ión de formiato

La energía de activación para la descomposición del ión de formiato ha sido relativo al potencial de ionización del catión del metal. Esta relación indica que cuando el potencial de ionización aumenta la energía de activación disminuye. Esto significa que el CsCOOH será estable a temperaturas más altas que el KCOOH, que a su vez será más estable que el NaCOOH.

Catálisis

Las salmueras de formiato se han mostrado para ser susceptibles a la descomposición catalítica a temperaturas ligeramente elevadas. Más trabajo experimental se requiere para identificar las sustancias en la descomposición catalítica.

Mecanismo

Muchos mecanismos se han sugerido para la descomposición térmica de las salmueras de formiato, pero hasta ahora ningún mecanismo se ha aceptado ampliamente como el correcto. Varios de estos mecanismos incluyen entre otros productos, la formación del ión tóxico de oxalato ($C_2O_4^{2-}$). La literatura sugiere que el oxalato se forma puramente como un intermedio y no estará presente en la solución en concentraciones que pueden ocasionar problemas (el oxalato se conoce por descomponerse a temperaturas inferiores al formiato).

Un segundo producto altamente favorecido de la descomposición térmica del formiato es el carbonato. Esto parece hasta el momento ser la más probable de todas las opciones. La producción de carbonato puede usarse para explicar el ligero aumento del pH, que se ha observado en el laboratorio.

4.4. APLICACIONES DE LAS SALMUERAS ORGÁNICAS

A.- VENTAJAS

COMPATIBILIDAD CON LOS POLÍMEROS.

Una de las propiedades más importantes de las salmueras de formiato es su capacidad para estabilizar los polímeros a temperaturas altas^[26]. La estabilidad y comportamiento de la temperatura en varios polímeros en las salmueras de formiato se han investigado y comparado con otros sistemas de salmuera normalmente usados^[23]. Los polímeros que han sido investigados son el viscosificante xantana y los dos polímeros PAC de pérdida de fluidos (celulosa polianiónica) y una derivación de eslabón en cruz del almidón.

Comportamiento de los polímeros con la temperatura en las salmueras de formiato.

Los polímeros se comportan diferente cuando se les expone a altas temperaturas. Algunos polímeros como los biopolímeros, tienen lo que se ha llamado temperatura de transición^[22, 23]. Cuando estos polímeros se calientan a su temperatura de transición se produce una reducción súbita en la viscosidad. Otros polímeros, sin temperatura de transición, pierden gradualmente su viscosidad cuando estos se calientan^[23].

Efecto de las salmueras de formiato sobre polímeros con temperatura de transición.

La temperatura de transición de un polímero se define como la temperatura a la cual el polímero sufre un cambio de conformación de orden-desorden. Este cambio de conformación va acompañado de una pérdida masiva de viscosidad (figura 4.9) y de un incremento en la tasa de degradación hidrolítica en dos ordenes de magnitud. Se ha mostrado^[26, 40] que la temperatura de transición de esos tipos de polímeros puede ser modificada por la influencia de varias salmueras. Algunos iones, como los llamados rompedores de la estructura del agua ("iones que salan"), bajarán la temperatura de transición, mientras que otros son estimuladores de la estructura del agua ("iones deprivadores de sal") y aumentarán la

temperatura de transición. Se ha mostrado que el ion formiato aumenta la temperatura de transición. El viscosificante comúnmente usado, la goma xantana (un polisacárido microbial), es un ejemplo típico de un polímero con temperatura de transición.

Se ha medido y elaborado una gráfica de las temperaturas de transición de la goma xantana como una función de la densidad de la salmuera (figura 4.1). Estas temperaturas de transición se obtuvieron midiendo la viscosidad a incrementos de temperatura en soluciones de 5 g/L de xantana en varias concentraciones de salmueras. Se usó un viscosímetro Haake RV20 (sensor D100/300) a una velocidad de deslizamiento constante (500 s^{-1}); las temperaturas de transición se determinaron como se muestra en la figura 4.9. Con las excepciones del cloruro de calcio, del bromuro de calcio y del bromuro de cinc, las salmueras se probaron hasta concentraciones cercanas a la saturación. El cloruro de calcio se empezó a coagular a concentraciones justo por encima de 1.4 g/cc. Ni el bromuro de calcio ni el bromuro de cinc pudieron ser medidos a la saturación debido a la alta degradación del polímero a más altas concentraciones^[22, 23].

Como se puede observar en estos resultados, una salmuera de formiato de sodio saturada puede elevar la temperatura de transición del xantana desde 120°C (en agua dulce) a aproximadamente 170°C . La salmuera de formiato de potasio saturada se ha encontrado como el mejor de los sistemas de salmuera disponibles para estabilizar los polímeros, con una temperatura de transición tan alta hasta de 200°C ^[23]. Solamente los cloruros de sodio y potasio tienen la habilidad para incrementar la temperatura de transición en una forma similar a los formiatos. A densidades más altas, los formiatos son las únicas salmueras conocidas que pueden incrementar la temperatura de transición del xantana^[22, 23]. Es también importante notar que temperaturas de transición más altas se pueden alcanzar con el formiato de potasio que con el formiato de cesio. Esto es consecuencia de la concentración molar más alta de iones de formiato disponible en la salmuera de formiato de potasio comparada con la salmuera de formiato de cesio. Si se requiere estabilidad de temperatura alta en la gama de densidades que oscila entre 1.6 y 2.3 g/cc, una mezcla de formiato de potasio saturada y de formiato de cesio debe usarse en lugar de una salmuera de formiato de cesio diluida^[23].

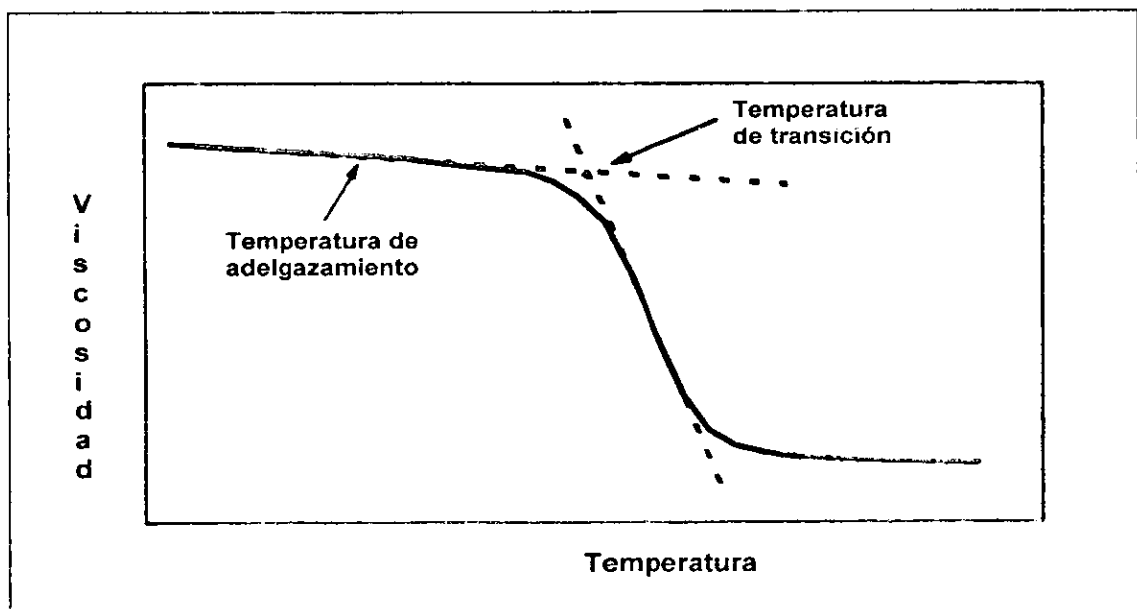


Figura 4.9.- Viscosidad de un polímero con una temperatura de transición típica (por ejemplo, xantana) como función de la temperatura.

Efecto de las salmueras de formiato sobre polímeros sin temperatura de transición.

Otros biopolímeros tales como los PAC (celulosa polianiónica) y el almidón, no tienen una temperatura de transición como la xantana. Se ha encontrado sin embargo que a pesar de esto, sus comportamientos están fuertemente influenciados por el grado de concentración de la salmuera. El comportamiento de la viscosidad de estos polímeros típicamente decrece con el incremento de la

temperatura como se ilustra en la figura 4.10. Esta reducción de la viscosidad se encuentra que es reversible a temperaturas específicas. Si se excede esta temperatura, se produce una pérdida de viscosidad permanente probablemente causada por la degradación del polímero. Se han medido las viscosidades del agua dulce y de una salmuera de potasio casi saturada, ambas con 15 g/L de PAC de alto peso molecular (Antisol FL100). Estas medidas se hicieron midiendo la viscosidad (a 500 s^{-1}) mientras se calentaba a varias temperaturas y dejándolas enfriar de nuevo. En la salmuera de formiato de potasio, la mayor parte de la viscosidad puede restaurarse después de calentar a 200°C , mientras que en el agua dulce la viscosidad se perdió permanentemente a 150°C . Se vio una clara correlación entre la viscosidad y las habilidades de los sistemas correspondientes para controlar la pérdida de fluido. Buen control de pérdida de fluidos podría obtenerse con PAC tanto en agua dulce como en el formiato de potasio a temperaturas hasta el punto donde se experimentó una pérdida permanente de la viscosidad. Por encima de esta temperatura el sistema no podría controlar la pérdida de fluido.

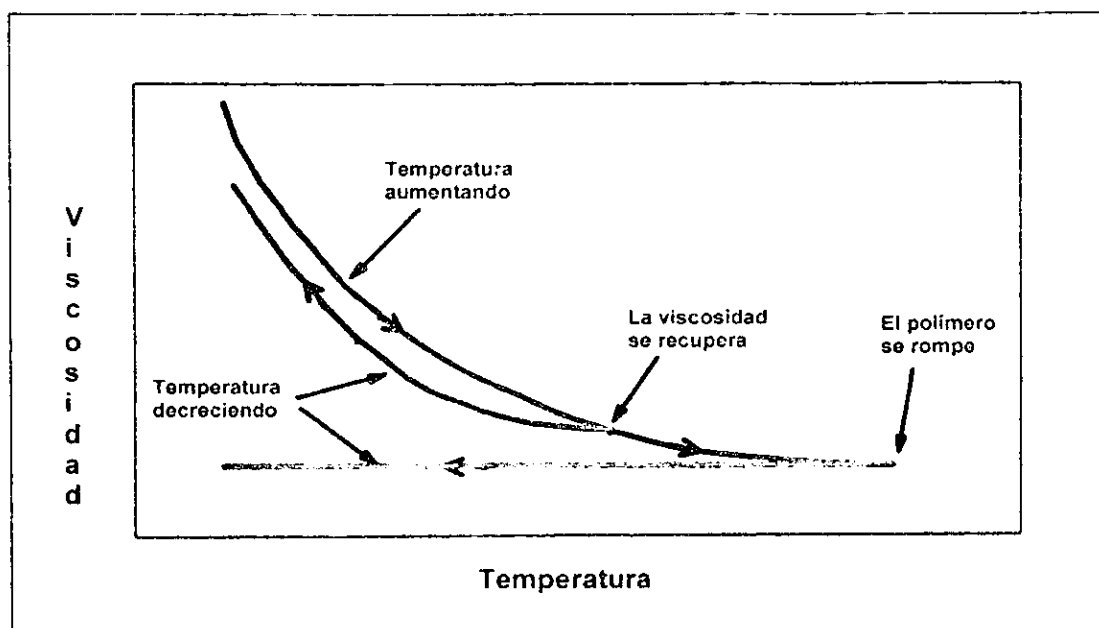


Figura 4.10.- Viscosidad de un polímero sin temperatura de transición (por ejemplo: PAC o almidón) como función de la temperatura.

Estabilidad a largo plazo de los polímeros en las salmueras de formiato.

En el diseño de temperatura estable de los fluidos de perforación y terminación, la temperatura de transición o la temperatura a la cual el polímero pierde su viscosidad, no es tan importante como la temperatura a la cual el polímero puede sobrevivir sobre un largo período. Ni la medición de la temperatura de transición de la xantana, ni de la temperatura del PAC o el almidón, donde se experimenta una pérdida permanente de viscosidad, son apropiados para determinar la estabilidad de la temperatura de los fluidos de perforación o terminación. Estas medidas se han obtenido todas mediante un registro de temperatura de menos de una hora, mientras que en un fluido de perforación típico, el polímero puede estar expuesto a estas altas temperaturas durante un periodo mucho más largo.

Para las pruebas de los fluidos de perforación, normalmente se requieren 16 horas de estabilidad a la temperatura. Por lo tanto se han realizado pruebas para determinar la temperatura que estos tres polímeros pueden soportar durante 16 horas sin una pérdida mayor en la viscosidad (y/o la habilidad para controlar la pérdida de fluido). En varios sistemas de salmueras se probaron concentraciones de 5 g/L de xantana, 10 g/L de PAC (Antisol FL10, peso molecular ultra bajo) y 20 g/L de almidón. Las soluciones se añejaron durante 16 horas a varias temperaturas, se enfriaron y se midió la viscosidad (y la pérdida de filtrado). La temperatura a la cual los polímeros, durante la maduración, experimentan una pérdida de viscosidad o pérdida de filtrado del 50% se ha definido como la temperatura de estabilidad a las 16 horas. Estas temperaturas de estabilidad a las 16 horas se graficaron para la xantana, el PAC y el almidón en varias salmueras y en agua dulce (figura 4.2). Todos los sistemas de salmueras estuvieron cercanos a la saturación, a excepción de la salmuera de cloruro de calcio, que experimentó coagulación a concentraciones más altas. Como se puede ver, el efecto de las sales en la temperatura de estabilidad es muy similar para la xantana, el PAC y el almidón y las temperaturas de estabilidad a las 16 horas se

han encontrado alrededor de 25°C más bajos que la temperatura de transición de la xantana para los sistemas de salmueras investigados. Sin embargo, en el caso del PAC, es importante tener en cuenta que un polímero de peso molecular extremadamente bajo se usó para las pruebas y que se puede esperar un comportamiento más bajo (transición + estabilidad) para un polímero de peso molecular más alto.

COMPATIBILIDAD CON MATERIALES.

La compatibilidad del fluido de perforación con los materiales es muy. Por lo tanto se han llevado a cabo algunas pruebas de corrosión para evaluar el efecto de los formiatos sobre los diferentes tipos de metales que se usan para fabricar las tuberías, presas e implementos hidráulicos de las bombas de lodos que son los componentes por donde tiene mayor contacto el fluido de perforación durante la circulación del mismo.

Algunos de los nuevos fluidos de perforación que se han introducido en el mercado durante los últimos años, especialmente los lodos base pseudo aceite, o los sistemas de lodo sintético, han sufrido problemas serios de incompatibilidad con los elastómeros que se usan en amortiguadores de pulsación, los motores de lodo del fondo del pozo y barrenas de perforación. Para los fluidos de perforación, la compatibilidad con el material elastómero empacador es también importante. La prueba de compatibilidad, por lo tanto se recomienda ampliamente en todos los nuevos fluidos de perforación^[27].

Compatibilidad con los metales (corrosión).

Existen sistemas de salmueras, tales como los cloruros y bromuros de sodio, potasio, calcio y cinc, que se sabe causan serios problemas de corrosión. Por ejemplo, todas las sales de haluros, especialmente los cloruros, son muy corrosivas al acero inoxidable ya que causan tanto picaduras como adelgazamiento por corrosión química acelerada por esfuerzo (ACEC). Debido a que las picaduras son también activadas en las soluciones ácidas, la corrosión es muy difícil de evitar en el bromuro de cinc debido al inevitable bajo pH natural de esta salmuera. Los formiatos, sin embargo, no son haluros, ellos tienen un pH fácilmente ajustable, y por lo tanto, tienden a causar menos problemas de corrosión.

No obstante, se han efectuado algunas pruebas de corrosión a fin de confirmar la baja corrosión de las salmueras de formiato^[22, 23]. Una de estas fue un estudio extenso sobre la corrosividad del formiato de potasio y sodio, efectuado por Shell Research, Amhem. Como el formiato de cesio es el fluido principal destinado para el uso como un reemplazo del bromuro de cinc, algunas pruebas específicas se condujeron en Halliburton Energy Services en Dallas para comparar estos dos fluidos. También algunos de los fabricantes y compañías de servicio han estado realizando pruebas independientemente para medir la corrosividad de los formiatos^[23].

Pruebas de cupón en acero L80.

OSCA ha probado las salmueras de formiato para la corrosión del acero L80. Las pruebas se efectuaron a 177°C y 200 psi sobre cupones de 4.2 pulg² en 120 mL de fluido durante 11 días. Se dan las proporciones de corrosión calculadas de la pérdida de peso en la tabla 4.8^[23].

Salmuera	Velocidad de corrosión [mm/año]	Propiedades de cupón	Propiedades del fluido
Formiato de sodio 1.33 g/cc	0.025	Corrosión uniforme Sin decoloración	Limpio, incoloro; pH = 8.3
Formiato de potasio 1.59 g/cc	0.076	Corrosión uniforme Sin decoloración	El fluido contiene sólidos negros; pH = 10.5
Formiato de cesio 2.19 g/cc	0.076	Corrosión uniforme Presenta decoloración Pocas picaduras	El fluido contiene sólidos negros; pH = 9.7

Prueba efectuada por OSCA.

Tabla 4.8.- Prueba de cupón en acero L80. Efectuada a 350°F y 200 psi durante 11 días.

Pruebas de corrosión electroquímica en acero C4130

La proporción de corrosión del acero C4130 en salmueras de formiato de potasio y cesio concentrado fueron medidos por OSCA utilizando un potenciómetro/galvanómetro. Como electrodo trabajando, un cilindro de acero C4130 epoxy revestido (diámetro de 0.6563 cm) colocado dentro de un tubo de vidrio. Las pruebas se efectuaron con 200 mL de las soluciones de prueba a 65°C. Las soluciones se saturaron con aire durante 5 minutos con el contador y el electrodo de referencia. Después de 600 segundos para equilibrar el potencial del circuito abierto, unos 42 minutos de prueba de Tafel se efectuó. Los resultados de la prueba se dan en la tabla 4.9. Las proporciones de corrosión medidas por esta técnica eran algo más altas que las esperadas por OSCA. Ellos supusieron que esto fue debido a la solubilidad relativamente alta de oxígeno en las salmueras de formiato. Por lo tanto, con base en los resultados de las pruebas a largo plazo de corrosión descritas anteriormente, estas proporciones de corrosión se puede esperar que disminuyan rápidamente con el tiempo.

Salmuera	Velocidad de corrosión [mm/año]
Formiato de potasio 1.59 g/cc	0.154
Formiato de cesio 2.25 g/cc	0.225

Prueba efectuada por OSCA

Tabla 4.9. Prueba de velocidad de corrosión electroquímica en acero C4130. Efectuada a 150°F.

Prueba de corrosión electroquímica en acero con 13% de cromo y acero inoxidable 304L.

Stephenson Process Chemicals ha efectuado una evaluación electroquímica de la corrosión del acero con 13% de cromo (Tipo 420) y sobre el acero Tipo 304L (18/8 acero inoxidable) en una salmuera de formiato de potasio concentrado (SADET PF-75) elaborado por ellos mismos. Las pruebas se llevaron a cabo de acuerdo a las Normas ASTM G5-87 en un laboratorio de pruebas independiente. Se expuso 1 cm² de superficie de las muestras al formiato de potasio. Las pruebas se realizaron a 20°C y 70°C sin aereación. Los resultados y estimados de proporciones de corrosión se dan en la Tabla 4.10.

Temperatura	Aleación	Código	Promedio [mm/año]
20°C	420	OU13H	0.06
	304 L	9U8D	0.02
70°C	420	OU13H	0.54
	304 L	9U8D	0.10

Las pruebas se llevaron a cabo por Stephenson en un laboratorio de pruebas independiente.

Tabla 4.10.- Prueba de velocidad de corrosión electroquímica en acero con 13% de cromo (Tipo 420) y en acero inoxidable 304 L (18/8) en formiato de potasio concentrado (1.58 g/cc).

Prueba de cupón en acero 4140 y en iniconel 718

Para comparar la corrosión en el acero 4140 y en iniconel 718 en las salmueras de formiato de cesio y en el bromuro de cinc²³¹. Se tomaron pruebas de los cupones de siete días a 180°C y 1450 psia. Como gas de presurización se usó nitrógeno. El bromuro de cinc se utilizó tal como lo entregó el proveedor sin la adición de inhibidores de corrosión. Ambas salmueras fueron probadas sin ningún ajuste del pH (es decir, bromuro de cinc a pH ≈ 1-2; formiato de cesio a pH ≈ 12.5). Los resultados se muestran en la tabla 4.11^{22, 231}.

Salmuera	Metal	Velocidad de corrosión (mm/año)
Formiato de cesio 2.27 g/cc	4140 Inconel 718	0.033 0.033
Bromuro de cinc 2.27 g/cc	4140 Inconel 718	0.263 0.033

Tabla 4.11.- Pruebas de cupón en acero 4140 e inconel 718. Efectuada a 356°F y 1450 psia durante 7 días.

Prueba de corrosión electroquímica en acero inoxidable AISI 4145.

Dos pruebas de corrosión electroquímica se realizaron sobre acero inoxidable AISI 4145 utilizando un fluido de perforación típico de formiato de sodio a dos valores de pH y una concentración^[23]. La primera fue una prueba de corrosión electromagnética. Los resultados de esta prueba se muestran en la tabla 4.12. Como se puede ver, la velocidad de corrosión medidas bajo condiciones sin aire a 80°C son significativamente más altas que el resto de los resultados (incluyendo las aireadas a 80°C y las deaireadas a 120°C). Esto se supuso que fue debido a las incrustaciones en la superficie del acero y debe investigarse más profundamente^[22, 23].

Muestra prueba	Condición	Velocidad de corrosión (mm/año)	Comentarios
Fluido de perforación de Formiato de sodio pH = 10.2	80°C aireado	0.1 - 0.5	Bueno a regular
	80°C desaireado	Negligible	Excelente
Fluido de perforación de Formiato de sodio pH = 7.5	20°C aireado	0.1 - 0.6	Bueno a regular
	80°C aireado	0.6 - 1	Regular
	80°C desaireado	*1 - 3.5	Pobre
	120°C desaireado	Negligible	Excelente
Salmuera de Formiato de potasio pH = 10	80°C aireado	0.2 - 0.5	Bueno a regular
	80°C desaireado	*1 - 10	Pobre a aceptable
	120°C aireado	0.5 - 1.5	Regular a pobre
	120°C desaireado	Negligible	Excelente

*El comportamiento relativamente pobre a 80°C en 2 de desaireados es inexplicable y posiblemente relacionado a los cambios por las incrustaciones en la superficie del acero.

Tabla 4.12.- Pruebas de velocidad de corrosión electroquímica en acero 4145

Prueba de adelgazamiento por Concentración de Esfuerzo de Corrosión (ACEC) en acero inoxidable AISI 4145.

Se han efectuado pruebas de Adelgazamiento por Concentración de Esfuerzo de Corrosión (ACEC) sobre acero inoxidable AISI 4145 utilizando un fluido de perforación típico de formiato de sodio a dos valores de pH y en una concentración de salmuera de formiato de potasio^[23]. El comportamiento de ACEC del acero era examinado para usar una técnica de proporción de tensión lenta (TPTL). Como se muestra en la tabla 4.13, no se observó ACEC bajo las condiciones examinadas. Un estudio anterior en un lodo de base de cloruro de magnesio en el mismo laboratorio confirmó que las salmueras de formiato son superiores a las salmueras de cloruros en términos de la prevención localizada de la corrosión y del ACEC en el acero inoxidable 4145^[22, 23].

Muestra de prueba	Condición	Comentarios
Fluido de perforación de Formiato de sodio pH = 10.2	150°C aireado	No CQA, no picaduras Corrosión general negligible
Fluido de perforación de Formiato de sodio PH = 7.5	80°C aireado	No CQA, no picaduras Corrosión general negligible
	150°C aireado	No CQA, no picaduras Corrosión general negligible
Salmuera de Formiato de potasio PH = 10	80°C aireado	No CQA, no picaduras Corrosión general negligible

Tabla 4.13.- Pruebas de corrosión química acelerada (CQA) en acero 4145

Compatibilidad con los elastómeros.

Se conocen ciertas salmueras que ocasionan problemas con el sello. Este es especialmente el caso cuando los inhibidores de corrosión se requieren^[28]. Como las salmueras de formiato son menos corrosivas que la mayoría de otras salmueras (sales únicas, ningún ión de haluro y pH ajustables), los inhibidores de corrosión son para la mayoría de las aplicaciones no requeridos. También otros problemas son experimentados cuando se exponen ciertos elastómeros a las salmueras. Por ejemplo, el elastómero de nitrilo (copolímero de butadieno acrilonitrilo) se conoce por ser atacado por el CaBr_2 y ZnBr_2 a causa de la vinculación cruzada. Como esto será muy probablemente ocasionado por la presencia de iones divalentes, este efecto no es esperado, o por lo menos a una mucho menor magnitud, en las salmueras de formiato monovalentes. El elastómero de fluorocarbono (p. Ej. Viton) son atacados por otra parte por altos pH (arriba de 10). Como los fluidos de perforación basados en los formiatos, como todos los otros fluidos de perforación, normalmente se usan a un pH arriba o muy cerca de 10, estos elastómeros serán atacados muy probablemente por los formiatos. Un pH demasiado bajo debe evitarse debido a que puede ocasionar problemas de corrosión.

Para evaluar la compatibilidad de las salmueras de formiato con los elastómeros, dos conjuntos de pruebas se han realizado. Un programa extensivo de pruebas se efectuó en el formiato de potasio para identificar problemas posibles que pueden ocurrir bajo la exposición de hasta 8 semanas a dos temperaturas diferentes. Una prueba simple de exposición se llevó a cabo con el formiato de cesio a una temperatura muy alta (180°C) a fin de compararla con la salmuera de terminación normalmente usada, el bromuro de cinc^[23].

Compatibilidad con la salmuera de formiato de potasio.

Las pruebas de los elastómeros en una salmuera de formiato de potasio se realizaron en un laboratorio en Inglaterra^[23]. Se seleccionó para la prueba una salmuera de formiato de potasio saturada (75% v/v) ya que se pensó que este era la salmuera más agresiva de las tres (la más alta concentración de iones de formiato^[22, 23]). La salmuera se probó a un pH de 10.5^[23].

Se probaron trece elastómeros diferentes^[22, 23] en forma de anillos en "O". Los elastómeros se expusieron a la salmuera de formiato por períodos de 7 días y de 8 semanas. Todos los elastómeros se probaron a 120°C , ambos continuamente empapados durante un período de 3 semanas a 70°C para saturar el elastómero. Para ocho de los elastómeros (la mayoría de temperaturas estables), la prueba similar se efectuó a una temperatura de 175°C . La exposición se efectuó sin presión adicional de las celdas de exposición^[23].

Los resultados se resumen en la tabla 4.14 y 4.15. Los elastómeros fueron entregados por el proveedor como anillos en "O", algo que dificulta uno de los procedimientos de prueba estándar (la dureza). Por lo tanto se utilizó un método alternativo, el cual causó grandes incertidumbres en los resultados.

Se incluyeron también en las pruebas cuatro elastómeros de FKM (Fluor-carbón, "Viton"). Estos elastómeros no se recomiendan para uso donde el pH está por encima de 10. Como el pH en el fluido de prueba era de 10.5, se explica el comportamiento pobre de estos cuatro elastómeros. Por otra parte, el HNBR y el NBR no se recomiendan para usarlos en ZnBr_2 o CrBr_2 debido a que la unión del eslabón en cruz hará al elastómero sumamente duro. A pesar de que no se ha realizado un estudio de comparación en estas salmueras, parece, a partir de los resultados, que este fenómeno no ocurrirá (o por lo menos en un grado mucho menor) en las salmueras de formiato^[22, 23].

Elastómeros	Temp Límite [°C]	Cambio de espesor [%]		Cambio de masa [%]		**Cambio de dureza [%]	
		7 días	8 smns	7 días	8 smns	7 días	8 smns
Aflas 790	200	-1.2	+0.2	0	+0.7	+1.1	0
Aflas 7182B	200	-1.1	+0.1	0	-0.6	0	+1.1
EPDM 7204	270	-2.1	+0.1	0	-0.1	-10.6	-1.2
Fluorel 71481	230	+2.7	-0.1	0	+0.7	0	+1.1
Neopreno 7065	120	+0.1	+1.2	0	+0.8	-3.6	+2.5
HNBR 2269 ^a	160	-2.2	+0.3	0	+1.4	-1.1	+1.1
Viton TC 1220-11 ¹⁾	175	+2.3	+0.8	0	0	-2.1	+1.1
Viton TC 1220-12 ¹⁾	175	-0.2	+0.8	0	+2.7	-3.1	+3.3
Nitrilo 4058-90 ²⁾	120	-2.1	+0.3	0	+2.3	+4.5	+10.5
Viton 9062-95 ¹⁾	175	+0.2	+0.3	0	+2.5	-2.1	+2.2 ²⁾
Carboxil HNBR 2311-90 ²⁾	180	-1.4	+0.3	0	+3.7	+11.5	+4.4
Carboxil NBR 2067-90 ²⁾	120	-2.2	+0.4	0	+2.2	0	+3.5
EPDM 5778-90	160	-1.8	0	0	+1.0	+10.7	0

^aTemperatura límite según especificaciones del proveedor

**Las medidas de dureza fueron difíciles de tomar debido a la forma de los elastómeros y los resultados deben tomarse como indicaciones en vez de valores absolutos

b) = frágil w) = débil

1) Los fluorocarbonos de FKM son con mucha frecuencia atacados por las soluciones alcalinas (pH > 10), que puede explicar el mal comportamiento en la salmuera de formiato de potasio concentrada (pH = 10.5)

2) HNBR y NBR no se pueden usar en CaBr₂ o ZnBr₂ ya que se endurece debido a la unión de cruce. Basado en los resultados de estas pruebas tal unión de cruce parece que no ocurre en los formiatos (solamente en los iones monovalentes)

Periodos de exposición de 7 días y 8 semanas, las pruebas se hicieron después de exponerlas durante un periodo de 3 semanas a 70°C

Tabla 4.14.- Resultados de las pruebas de elastómeros en una salmuera de formiato de potasio concentrado a 120°C.

Elastómeros	Temp Límite [°C]	Cambio de espesor [%]		Cambio de masa [%]		**Cambio de dureza [%]	
		7 días	8 smns	7 días	8 smns	7 días	8 smns
Aflas 790	200	+0.4	+0.3	+1.2	+2.5	-1.1	-2.1
Aflas 7182B	200	-0.5	-0.7	+6.3	-0.1	+1.1	+1.1
EPDM 7204	270	-0.4	-0.5	+0.3	+0.1	+5.7	+6.9 ²⁾
Fluorel 71481 ¹⁾	230	+0.2	-6.2	-26.6	-12.0	-1.6	+2.6 [*]
Neopreno 7065	120						
HNBR 2269 ^a	160						
Viton TC 1220-11 ¹⁾	175	+1.0	-2.9	-0.3	-7.0	-1.6	+2.1 ^{w)}
Viton TC 1220-12 ¹⁾	175	+4.0	+29.0	+15.9	+28.7	-1.1 ²⁾	-13.7
Nitrilo 4058-90 ²⁾	120						
Viton 9062-95 ¹⁾	175	+0.6	+1.7	-1.4	-20.9	0 ^{w)}	-1.1 [*]
Carboxil HNBR 2311-90 ²⁾	180	-1.3	-7.2	+15.5	+11.6	0	+6.5
Carboxil NBR 2067-90 ²⁾	120						
EPDM 5778-90	160						

^aTemperatura límite según especificaciones del proveedor

**Las medidas de dureza fueron difíciles de tomar debido a la forma de los elastómeros y los resultados deben tomarse como indicaciones en vez de valores absolutos

b) = frágil w) = débil

1) Los fluorocarbonos de FKM son con mucha frecuencia atacados por las soluciones alcalinas (pH > 10), que puede explicar el mal comportamiento en la salmuera de formiato de potasio concentrada (pH = 10.5)

2) HNBR y NBR no se pueden usar en CaBr₂ o ZnBr₂ ya que se endurece debido a la unión de cruce. Basado en los resultados de estas pruebas tal unión de cruce parece que no ocurre en los formiatos (solamente en los iones monovalentes)

Periodos de exposición de 7 días y 8 semanas, las pruebas se hicieron después de exponerlas durante un periodo de 3 semanas a 70°C

Tabla 4.15.- Resultados de las pruebas de elastómeros en una salmuera de formiato de potasio concentrado a 175°C.

Compatibilidad con las salmueras de formiato de cesio y bromuro de cinc.

Un estudio fue efectuado con el fin de comparar la compatibilidad del elastómero en formiato de cesio con el del bromuro de cinc.

Se probaron diez elastómeros diferentes, en forma de anillos en "O", en una prueba simple de exposición por 7 días a 180°C y 100 bars. Se uso nitrógeno para presurizar el sistema.

Los resultados se muestran en la tabla 4.16. Estos resultados deberían, sin embargo, ser tratados con

cuidado ya que varias equivocaciones fueron hechas por el laboratorio de prueba en el diseño de la prueba:

- ◆ Probando a una temperatura demasiado alta: La temperatura de prueba era más alta que el límite de temperatura recomendada para la mayoría de los elastómeros.
- ◆ Probando a un pH erróneo: Ningún ajuste del pH se llevó a cabo antes de la exposición. El pH de la salmuera de formiato de cesio en la prueba era arriba de 12, siendo que en el campo se ajusta a 10 o se disminuye. Los resultados del formiato de cesio son por lo tanto sobrepesimistas. El pH del bromuro de cinc era aproximadamente de 1-2, que es representativo para el pH en el campo.
- ◆ Ningún inhibidor de corrosión se agregó: En el campo, el bromuro de cinc, siempre se usa con un inhibidor de corrosión. Como el inhibidor de corrosión se conoce por ser sumamente perjudicial a los elastómeros, los resultados de la prueba en el bromuro de cinc son por lo tanto sobre optimistas.

Aunque la mayoría de los fracasos en estas pruebas sean probablemente ocasionados por el efecto de la temperatura, es interesante comparar el desempeño de los dos tipos de salmuera. Por ejemplo para los nitrilos, la extrema resistencia era experimentada en el bromuro de cinc, ocasionado por el eslabón en cruz. El XNBR que también se probó, experimentó algunos problemas en la salmuera de formiato de cesio (ampollando) pero esto podría ser debido a la temperatura extrema. La muestra de vitón mantuvo propiedades buenas en el bromuro de cinc, pero fracasó en la salmuera de formiato de cesio. Esto es, como se mencionó anteriormente, no inesperado, debido a que estos elastómeros no son recomendados para el uso a pH's arriba de 10. El único resultado sorprendente de la prueba es en la muestra CR (Neopreno) que llegó a ser sumamente blando en la salmuera de formiato de cesio, pero no en la salmuera de bromuro de cinc. Si esto era ocasionado por la temperatura, el mismo efecto se esperaría en ambos sistemas de salmuera, y es por lo tanto muy probable ser ocasionado por efectos químicos. El mismo elastómero se incluyó en el formiato de potasio de prueba (visto anteriormente), en el que se desempeñó bien, tal efecto se presume que es ocasionado por el ion de cesio en lugar del ion de formiato^[23].

Elastómeros	*Especificación	**Temp Límite [°C]	Cambio de diámetro [%]		Cambio de dureza [%]		Cambio de peso [%]		Comentarios
			Formiato de cesio	Bromuro de cinc	Formiato de cesio	Bromuro de cinc	Formiato de cesio	Bromuro de cinc	
Aflas (FCM/FEPM)		200	0.4	0.6	-0.2	-0.5	-0.5	0	
CO		135	-2.4		35.1		-1.1		Prueba a una temperatura demasiado elevada
CR	Neopreno	120		-0.5		8.8	25.1	6.3	Prueba a una temperatura demasiado elevada
CSM		130	-4.2	-4.5	16.5	16.5	-11.3	-18.5	Prueba a una temperatura demasiado elevada
EPDM		150	-0.1	0.2	0	-0.9	-0.1	3.2	Prueba a una temperatura demasiado elevada
NBR	XNBR	120		-0.2		3.6	5.9	53.5	Prueba a una temperatura demasiado elevada
	Peróxido	>120	5.8	5.6	7.8	8.5	39.2	35.2	Prueba probablemente a una temperatura demasiado elevada
Kalrez (FFKM)		300	0.3	-0.1	0.4	0	0.3	0.5	
PEEK	PEEK	250	1.0	0.8	-0.3	-0.5	6.2	2.2	
Viton® (FKM)		230		3.3		-1.2		1.3	Afectado por el pH

*Especificación no avalada por el proveedor/laboratorio de prueba

Las condiciones de prueba no reflejan las condiciones reales de las pruebas efectuadas al formiato de cesio a un pH de 12.6 y al bromuro de cinc sin inhibidor de corrosión. La mayor parte de las pruebas a los elastómeros fueron realizadas por encima de las temperaturas recomendadas por el proveedor.

Tabla 4.16.- Resultados de las pruebas de elastómeros en formiato de cesio y bromuro de cinc a 2.3 g/cc de densidad durante 7 días a 180°C.

BAJA CONTAMINACIÓN CON SÓLIDOS

Un fluido de perforación de formiato de potasio, llevado al peso de 2.3 g/cc con hematita se ha probado por tolerancia a la contaminación de sólidos. Para comparar, se obtuvo de una compañía especializada (M-I) un lodo de pseudo aceite (Novadrill) y un lodo base aceite (Versaclean) con las mismas densidades. El peso de los tres lodos se alcanzó con hematita. Los tres lodos de perforación se contaminaron con hasta 80 lb/bl de sólidos. Como sólidos se usó una mezcla de 25% de bentonita y

75% de arcilla OCMA Hymco Prima. El alto nivel de contaminación se escogió para demostrar la extremadamente buena tolerancia a los sólidos de los fluidos de perforación de formiato. También la experiencia previa ha mostrado que en el campo se necesita un nivel de contaminación más alto a fin de obtener las mismas propiedades del lodo en el laboratorio. Esto se debe probablemente a la dificultad en obtener los tamaños de partículas muy finas que se acumulan en los lodos del campo.

A partir de los resultados mostrados en las figuras 4.11 y 4.12, se puede ver que el sistema basado en formiato se afecta solo ligeramente por la contaminación y es bastante más resistente a la contaminación de sólidos que el fluido de perforación base pseudo aceite así como también al de base aceite.

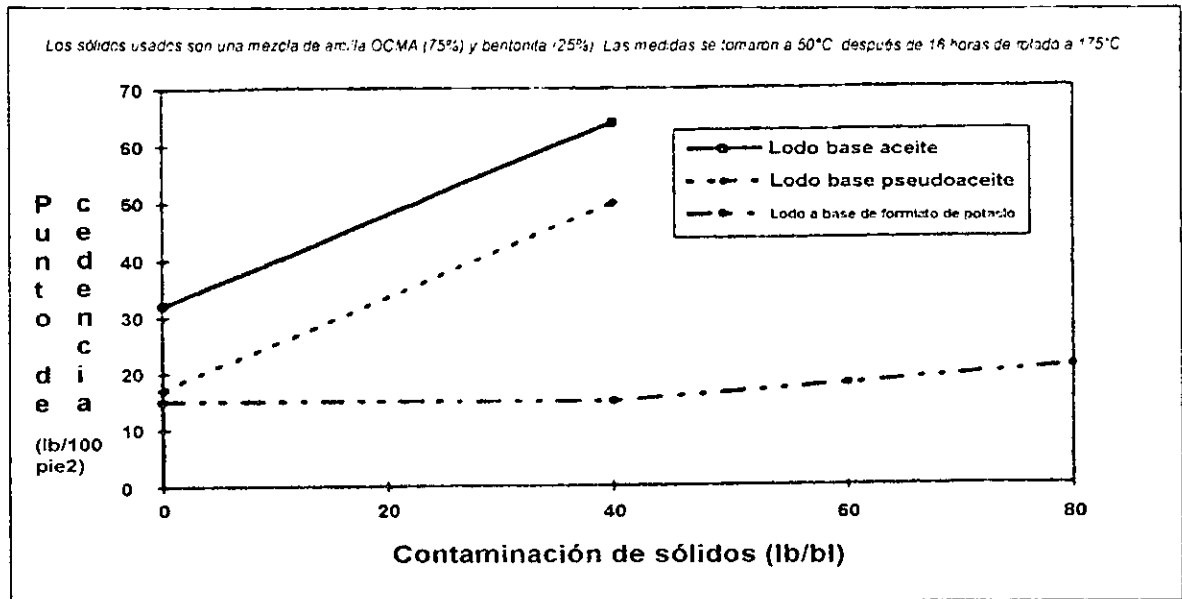


Figura 4.11.- Efecto de contaminación de sólidos en el punto de cedencia (PC) para tres fluidos de perforación diferentes.

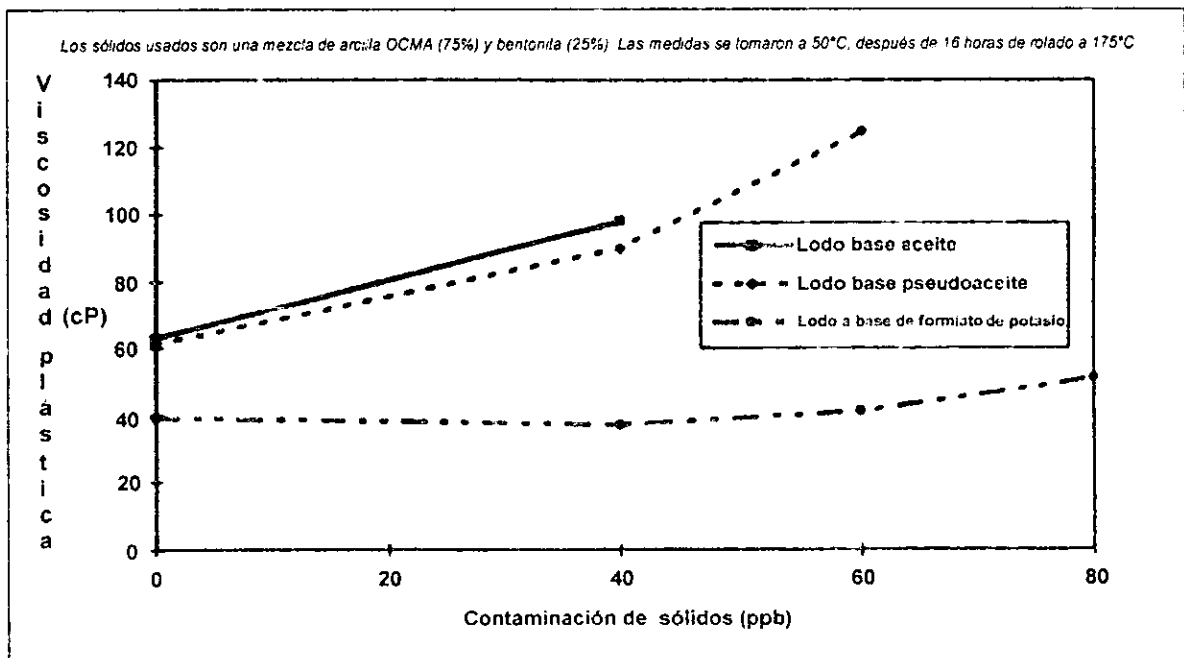


Figura 4.12.- Efecto de contaminación de sólidos en la viscosidad plástica (VP) para tres fluidos de perforación diferentes.

TOLEFRANCIA A LA CONTAMINACIÓN CON SAL

El efecto de la contaminación del cloruro de magnesio en un lodo de formiato de potasio también se estudió. Se añadió 10% (p/p) de sal $MgCl_2$ a un sistema de lodo de formiato de potasio. La muestra se sometió a calentamiento prolongado durante 16 horas a $175^\circ C$ y se midieron las propiedades estándar del lodo. El lodo había solamente aumentado ligeramente su viscosidad y las propiedades de pérdida de fluido habían mejorado, probablemente debido a los cristales de sal en el lodo [$MgCl_2$ y $Mg(COOH)_2$]²²₂₃.

Para comparar la tolerancia de sal del lodo de formiato de potasio con otro fluido de perforación comúnmente usado, la prueba similar se efectuó para el lodo base aceite y para el lodo basado en pseudo aceite (Novadrill y Versaclean de M-I). Los resultados se muestran en las figuras 4.13 y 4.14. Como puede verse las propiedades del lodo de formiato de potasio sólo son ligeramente afectados por contaminación de $MgCl_2$ ^[23].

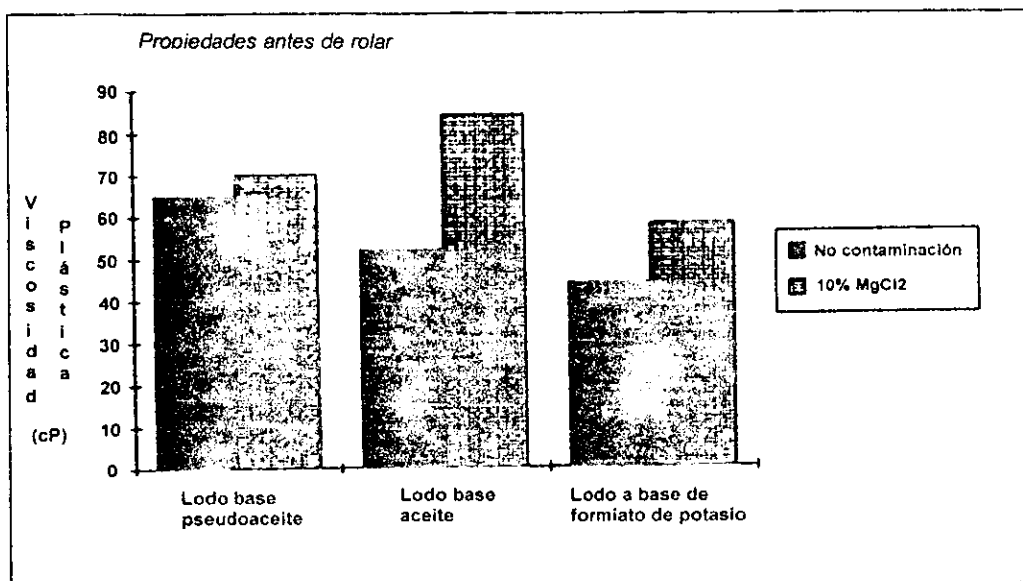


Figura 4.13.- Efecto de contaminación de $MgCl_2$ en la viscosidad plástica (VP) para tres fluidos de perforación diferentes.

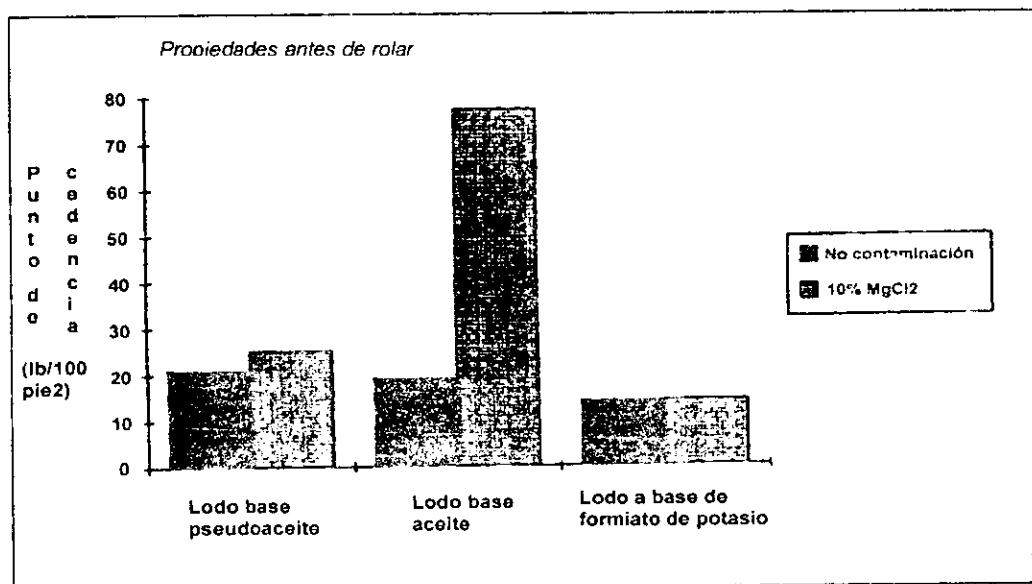


Figura 4.14.- Efecto de contaminación de $MgCl_2$ en el punto de cedencia (PC) para tres fluidos de perforación diferentes.

HIDRÁULICA

Los fluidos de perforación de formiato fueron desarrollados originalmente para pozos profundos de diámetro reducido^[29, 30], siendo uno de los más importantes propósitos la minimización de las pérdidas de presión friccionales^[22, 23].

Disminución de las propiedades de corte.

Los lodos de perforación tradicionales utilizan sólidos tanto para el control de la viscosidad (bentonita) como para material densificante (barita, hematita, etc.). La carga de gran cantidad de sólidos en el fluido de perforación desarrolla altas pérdidas de presión por fricción durante la circulación en pozos profundos de diámetro reducido, resultando en una transmisión baja de poder hidráulico hacia los motores de lodo del subsuelo y la ocurrencia de densidades de circulación equivalentes altas (DCE) y altas presiones de activación/expansión en los anulares estrechos.

Un fluido típico basado en formiatos, no requiere ningún material sólido de peso y como es compatible con los viscosificadores de polímeros (goma xantana) hasta altas temperaturas, el uso de bentonita es también superfluo. El efecto combinado del comportamiento altamente adelgazante del deslizamiento de la goma xantana y la carga de sólidos mínima hacen de los fluidos de perforación de formiato la mejor selección cuando se requieren bajas pérdidas de presión friccional^[22, 23, 29, 30].

Reducción de arrastre.

La reducción de arrastre es un fenómeno que se debe considerar cuando se diseñan fluidos de perforación para pozos de diámetro reducido. La reducción de arrastre (o reducción de fricción) es la habilidad de ciertos aditivos para reducir las pérdidas de presión friccional en flujo turbulento. Una manera de describir este fenómeno es como una laminarización extendida, o sea, una demora en la transición de flujo laminar a turbulento^[31]. La reducción de arrastre no se puede predecir a partir de las medidas de reología API convencionales y el fenómeno no está desconectado del comportamiento de adelgazamiento de deslizamiento. Ejemplos típicos de los reductores de arrastre son los polímeros de alto peso molecular. Se ha demostrado en una línea de flujo de 2 pulg. de diámetro, que cuando se incrementa la viscosidad del agua con un polímero, la pérdida de presión friccional en la tubería baja con un factor de aproximadamente tres, a partir de lo que hubiera sido en agua pura^[32]. El aumento similar de viscosidad con bentonita muestra el efecto opuesto, la pérdida de presión friccional aumenta con un factor de tres. Se ha mostrado que este efecto aumenta considerablemente con el decrecimiento en el diámetro de la tubería. Ambas investigaciones^[31, 32] muestran el efecto de que los fluidos de perforación bajos en sólidos basado en polímeros, tales como los formiatos, se espera que decrezcan drásticamente las pérdidas por presión friccional en el régimen de flujo turbulento. Se deben sin embargo, llevar a cabo algunas pruebas simples para obtener datos más exactos en estos sistemas particulares^[22, 23].

ESTABILIDAD DE LAS LUTITAS.

Los fluidos de perforación basados en salmueras concentradas de formiato han demostrado también un gran potencial como fluidos de perforación para lutitas^[33, 34]. Las propiedades estabilizadoras de las lutitas de las salmueras de formiato están relacionadas a la combinación de dos mecanismos diferentes. El primer mecanismo es la reducción del flujo hidráulico del fluido desde el lodo a la lutita causada por las viscosidades relativamente altas del filtrado de los fluidos de perforación de los formiatos (figura 4.7). Además, en las lutitas de baja permeabilidad [$k (10 \eta D)$] no fracturadas, un segundo mecanismo estabilizador toma lugar ya que se ha probado que estas lutitas actúan como sistemas de "membranas" selectivas. La baja actividad del agua de un sistema de salmuera concentrado genera una presión osmótica que puede estimular el contra flujo del agua de los poros de la lutita. Este contra flujo reducirá el flujo neto del fluido desde el lodo hacia la lutita, resultando en una hidratación mas despacio y en una menor tasa de elevación de presión de los poros. Si el contra flujo osmótico es mayor que el flujo hidráulico hacia la lutita y la respuesta más lejana del campo es despacio en comparación al transporte del agua desde la lutita al barro, ocurrirá la deshidratación y la baja de la presión de los poros en la zona de la vecindad del pozo. Esto incrementará la fortaleza de la formación y el esfuerzo efectivo cerca de la vecindad del pozo, siendo ambos beneficiosos a la estabilidad del interior del pozo^[22].

PERFORACIÓN A TRAVÉS DE FORMACIONES DE SAL.

Cuando se perfora a través de una formación de sal, por ejemplo, la formación bischofite Zechstein que contiene cloruro de magnesio, se pueden presentar tres posibles problemas. El primero es la disolución de la formación que causa grandes agujeros y trae problemas en la limpieza y en la cementación del pozo. El segundo problema está relacionado con el fluido de perforación en sí. A medida que la sal se disuelve en el fluido de perforación, las propiedades del fluido pueden cambiar. En los casos de los iones bivalentes, tales como el magnesio, este podría conducir a problemas relacionados con la unión cruzada de los polímeros. El tercer problema surgirá si el mismo fluido se usa para perforar el yacimiento. Si el fluido de perforación ha tomado los iones magnesio de la sección de sal, se puede también esperar daño a la formación causado por la precipitación de iones bivalentes.

La mejor solución para evitar estos problemas es minimizar la cantidad de sales que puedan disolverse en el fluido de perforación mediante la perforación con un fluido basado en una salmuera concentrada. Típicamente, un lodo en base a cloruro de magnesio sobresaturado y precalentado se ha utilizado para perforar la formación bischofite Zechstein. Este lodo se calienta en la superficie para mantener la cantidad adicional de sal de cloruro de magnesio que pueda disolverse en él tan bajo como sea posible. Este sistema tiene desventajas, tales como alta viscosidad plástica (VP) y requiere equipo costoso de superficie. Otra alternativa es perforar con otros tipos de salmueras concentradas, en las cuales la concentración de cloruro de magnesio que puede disolverse sea tan baja como sea posible.

A fin de evaluar las capacidades del formiato de potasio para perforar a través de una formación de cloruro de magnesio en varios sistemas de salmuera saturada, se realizó un pequeño estudio sobre la solubilidad del cloruro de magnesio en varios sistemas de salmueras saturadas. Las salmueras probadas fueron cloruro de sodio, cloruro de potasio, y formiato de potasio; las cuales se saturaron todas a temperatura ambiente. Se incluyó para comparación el cloruro de magnesio saturado, calentado a 60°C. Los resultados se muestran en la figura 4.15. Como se puede ver, a la temperatura de circulación del fondo del pozo (100°C), un fluido de perforación de cloruro de magnesio que está saturado a 60°C en la superficie disolverá 620 g/L de sal de cloruro de magnesio. El uso de una salmuera de cloruro de potasio saturado no mejorará el comportamiento bajo estas condiciones de temperatura, sin embargo, las salmueras de formiato de potasio y cloruro de sodio causarán ambas una reducción drástica de la solubilidad. En la salmuera de cloruro de sodio, la solubilidad se reduce a 78 g/L y en la salmuera de formiato de potasio, es tan baja como 38 g/L. La salmuera de formiato de sodio saturada ha mostrado también que reduce la solubilidad del cloruro de magnesio significativamente, pero los problemas de reprecipitación hacen difícil la toma de las medidas. De las salmueras probadas, se concluye que el formiato de potasio es por lo tanto el más apropiado para perforar la formación bischofite Zechstein, con un comportamiento dos veces tan alto como el segundo de los mejores, el cual es el cloruro de sodio.

El efecto de la contaminación del cloruro de magnesio en un lodo de formiato de potasio también se estudió y es, como ya se mencionó anteriormente, insignificante. Debido a este bajo grado de disolución de cloruro de magnesio en el formiato, el potencial de daño que puede ser causado por los iones de magnesio bivalentes se reduce proporcionalmente^[22, 23].

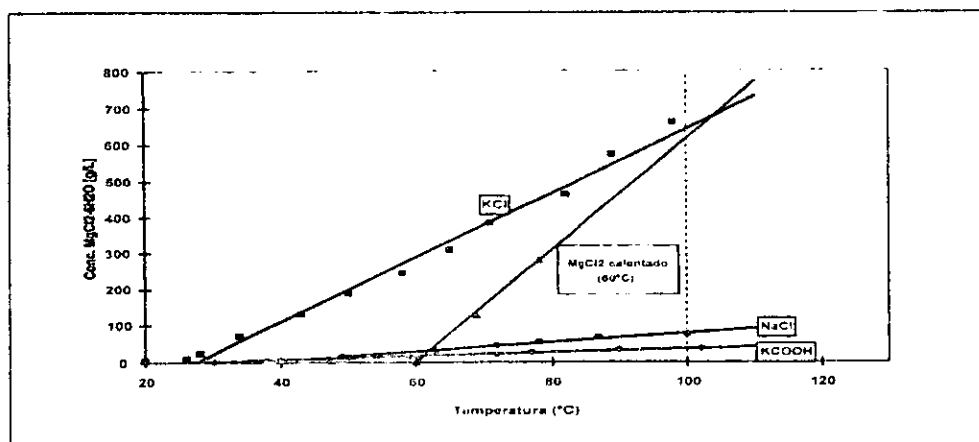


Figura 4.15.- Solubilidad de $MgCl_2 \cdot 6H_2O$ en varios sistemas de salmueras saturadas. Para una temperatura de circulación con 100°C en el fondo del pozo, la solubilidad en una salmuera calentada de $MgCl_2$ (60°C en la superficie) es 620 g/L, mientras que en una salmuera de formiato de potasio ésta se reduce a aproximadamente 38 g/L.

DISMINUCIÓN DE DAÑOS A LA FORMACIÓN

Un aspecto esencial de cualquier fluido de perforación es que no debe dañar la formación, ya que esto disminuye la productividad del pozo, difiere la rentabilidad de producción y es difícil la reparación.

Un gran número de mecanismos de daños a la formación pueden provenir de la interacción entre los componentes sólidos y líquidos del sistema de la formación y los componentes sólidos y líquidos del fluido de perforación. Los diferentes mecanismos de daño frecuentemente citados son: los sólidos tapón, migración de sólidos finos, la formación de emulsión y precipitación. Estos mecanismos son específicos a cada sistema de lodo en contacto con la formación, no existe un fluido de perforación universal "no dañino". Cada formación que va a ser perforada debe evaluarse caso por caso y que cause el menor daño el fluido seleccionado. Actualmente, el único método para examinar la interacción entre un depósito y el fluido de perforación con anticipo a la perforación del pozo es una propiedad efectuada por "prueba a condiciones de la formación con flujo de núcleos" este procedimiento de prueba busca simular las condiciones bajo las que el fluido de perforación entrará en contacto con la formación tan cercanamente como sea posible, por el análisis cuidadoso de ambos la magnitud de daño ocasionado y el mecanismo de daño prescribe el perjuicio mínimo del fluido, las pruebas a condiciones de la formación con flujo de núcleos puede también ser usado para simular otras operaciones en el pozo, tal como el uso de rompedores ácidos para remover el enjarre y el efecto de fluido de terminación.

Las pruebas de la formación con flujo de núcleos efectuadas por Shell Expro⁽³⁵⁾ ha mostrado claramente que en el caso del material de núcleo Gannet C, el mecanismo de daños para varios lodos era la invasión somera de sólidos de lodo. Tal invasión no puede ser quitada por abatimiento y tiene la potencialidad para reducir el desempeño del contraflujo hasta por un 80%. La invasión de sólidos se ha mostrado para responsabilizar con reducciones grandes en desempeño del contraflujo para varios otros núcleos de Expro y NAM. Claramente en casos como estos, especialmente en pozos horizontales donde no puede ser posible desviar el daño a poca profundidad, el daño debe ser fácilmente reversible. Las salmueras de formiato, por la naturaleza de sus densidades altas inherentes permiten ser lodos con bajo contenido de sólidos y ser formulados conteniendo partículas ácidas fácilmente solubles, tales como carbonato de calcio y partículas solubles de aceite como las resinas.

Una segunda ventaja de usar salmueras de formiato sobre las salmueras de densidad similar se debe al hecho de que el ion de formiato es monovalente. La baja solubilidad de las sales con catión divalente usadas en otros sistemas de salmuera está latente el peligro de las reacciones de precipitación y ocurren con el sulfato o iones de carbonato presentes en la formación, bloqueando la porosidad y reduciendo así la permeabilidad. Las sales de metal alcalino-térreo divalentes del ácido fórmico son altamente solubles, sin embargo, y como resultado, el daño a los precipitados es improbable para ser formadas desde las salmueras de formiato al contacto con los fluidos de la formación.

Como se mencionó anteriormente, aunque las salmueras de formiato ofrecen algunas ventajas atractivas con respecto a otros fluidos de perforación, desde el punto de vista de su potencialidad de bajo daño a la formación, ellas no son una solución universal a todos los problemas de daño. Las pruebas a condiciones de la formación con flujos de núcleos se recomienda con anticipación a la selección de cualquier candidato de fluido de perforación para verificar que las interacciones inesperadas no ocurran⁽²³⁾.

PERFORACIÓN A ALTA TEMPERATURA DE POZOS DE DIÁMETRO REDUCIDO

La estabilidad de la temperatura de los polímeros en fluidos de perforación a base de salmueras ha sido tradicionalmente una desventaja de estos sistemas. Muchos fluidos basados en salmuera, particularmente los fluidos a base de calcio, no hidratarán apropiadamente a los viscosificadores biopolímeros y a los agentes de pérdida de fluido, o si lo hacen, no mantienen las propiedades adecuadas de los fluidos durante algún tiempo a temperaturas superiores a 250°F, y en muchos casos sobre 200°F. Este inconveniente ha impedido el uso histórico de esos sistemas en las aplicaciones donde sus propiedades de no daño a la formación pudieran ser beneficiosas. Hay indicaciones de que este problema está siendo resuelto hasta cierto punto, bien a través de nuevos y exóticos viscosificantes

o a través del avance en los conocimientos de la química de las salmueras.

Las salmueras de formiato se conocen como fluidos de alta temperatura. De hecho, esta propiedad fue la primera razón para el desarrollo inicial de los formiatos por Shell Research, el cual estaba buscando fluidos para la perforación de pozos de diámetro reducido de alta temperatura. Una gran cantidad de investigación respalda la estabilidad de la xantana, succinóglucan, varios almidones y PAC en los formiatos^[24]. Los estudios de temperaturas de transición de los polímeros en varias salmueras de formiato indicaron pérdida de viscosidad o eficiencia a temperaturas excediendo solamente el rango de 375-400°F (185-200°C). Las condiciones máximas reales de operación, las cuales claro son más bajas, se predijeron ser de 320-350°F (160-175°C). No fue sin embargo sino hasta el final de 1995 que se le dio el primer uso real en el campo a un formiato como fluido de perforación bajo estas condiciones en un ambiente de alta temperatura.

Mobil Oil de Alemania^[36] había estado perforando pozos de diámetro reducido de gas de alta temperatura en areniscas de baja permeabilidad en el Campo Walsrode con fluidos KCl/gel/carbonato, con buen éxito. Debido al largo tiempo requerido para perforar estos pozos (típicamente 5-6 meses), ellos estaban interesados en tratar un sistema basado en formiato de potasio, debido al bajo contenido de sólidos y a la estabilidad del polímero a alta temperatura. Se esperaba que mejoras en la hidráulica y limpieza del pozo, junto con la estabilidad predicha del sistema de formiato, podrían incrementar la velocidad de penetración y disminuir los costos de mantenimiento. El formiato de potasio usado fue proveído por Forbrico Ltd., y fue incorporado como parte de un sistema Flo-Pro de M-I Drilling Fluids. Las condiciones para el pozo Z-7 se muestran en la tabla 4.17.

Pozo Walsrode Z-7	
Localización	Walsrode Z-7, Alemania
Profundidad del intervalo	5110 m a 5510 m (PT)
Longitud del intervalo	400 m
Ángulo del pozo	59°
Temperatura estática del fondo del pozo	160 °C (325 °F)
Temperatura de circulación del fondo	135-140 °C (275-285 °F)
Fluido base	Formiato de potasio

Tabla 4.17.- Información del pozo Walsrode Z-7.

La perforación del pozo se inició en agosto de 1995, usando el sistema de formiato de potasio una vez que se alcanzó el horizonte productor. El lodo a base de aceite usado para perforar la sección superior del pozo fue desplazado por un sistema Flo-Pro de gravedad específica de 1.55 de formiato de potasio y el intervalo se perforó exitosamente en 42 días. Las altas temperaturas del ambiente del fondo del pozo no afectaron las propiedades del fluido de perforación de formiato, incluso aún hasta después de haberlo usado por un largo tiempo. Las propiedades típicas durante la operación de perforación se muestran en la tabla 4.18. El diámetro reducido del pozo hizo más crítica la presión de circulación, pero no hubo problemas debidos al fluido. Se encontraron algunas secciones de lutitas, pero fueron inhibidas por el formiato y los sólidos removidos del fluido de perforación no mostraron dispersión. El fluido de perforación de formiato de potasio se comportó extremadamente bien en comparación a los pozos anteriores perforados en la misma área.

Propiedad	Valor
Densidad, g/cc	1.15
Viscosidad plástica, cP	14-25
Punto de cedencia, lb/100 ft ²	13-16
Gels (10 seg/10 min)	5/6
Pérdida de fluido API, 30 minutos, mL	2.8-4.2
pH	9.0-9.5

Tabla 4.18. Propiedades de los fluidos de perforación de formiato de potasio -Walsrode.

Los principales beneficios del uso del sistema de formiato de potasio en la perforación de este pozo fueron:

1. Los costos de mantenimiento se redujeron en 75% en comparación a los pozos costafuera, debido a la resistencia del fluido, a la degradación de los polímeros por oxidación o contaminación de los

sólidos.

2. La velocidad de penetración se incrementó en un 50% y la presión de circulación bajó en 30% debido a la composición baja en sólidos del sistema de formiato Flo-Pro y la reducción natural de la fricción de las salmueras con los biopolímeros.
3. Las lutitas de la formación se inhibieron debido a la baja actividad del agua del formiato semisaturado y a la presencia del ión potasio.
4. Los coeficientes de pegamiento fueron muy bajos; el enjarre de lodo que se formó fue delgado y consistente, característico de las experiencias de laboratorio con los sistemas de lodo de formiato.

El fluido de formiato de potasio usado se guardó para reciclaje y uso futuro. Este pozo demostró ser una prueba extremadamente exitosa para el sistema de formiato de potasio, y Mobil, al igual que las otras compañías de operación de Alemania, tienen planes para mayores usos de los fluidos de formiato en estos medios ambientalmente exigentes^[18, 19, 20].

PERFORACIÓN CON TUBERÍA FLEXIBLE O CONTINUA

En marzo de 1998, Shell Expro perforó un pozo desviado en Inglaterra en el Campo Norte Cormorant (Pozo CN-31) usando tubería continua y un fluido de perforación en base a formiato de potasio. El fluido fue preparado y usado por Schlumberger Dowell (Aberdeen), y la base de formiato de potasio lo suministró Forbrico Ltd. Shell estaba buscando un fluido bajo en sólidos, que no dañara la formación, con propiedades de buena limpieza del pozo y estabilidad con la temperatura a las condiciones del fondo del pozo de 130°C (266°F).

La selección del fluido de perforación para los pozos de diámetro reducido es crítica debido al pequeño diámetro de la tubería de perforación y la importancia de mantener bajas las pérdidas por fricción. Si un fluido causa demasiada fricción, el comportamiento de los motores de fondo sufrirá, o tiene que incrementarse la presión de la bomba para compensar la pérdida de presión a través de la tubería. Este incremento de peso puede causar fatiga o falla prematura de la tubería flexible. Es una práctica frecuente e inteligente correr una prueba en la superficie con el fluido para estar seguros que se puede bombear flujo aceptable.

Las pruebas de flujo preliminares usando una fórmula de Dowell de fluido de perforación de formiato de potasio a través de 12,500 pies de tubería continua de 2 pulgadas presentó las pérdidas de presión que se muestran en la tabla 4.19. El fluido se clasificó como altamente aceptable para el uso para obtener las velocidades de flujo suficientes y mantenerse bien dentro de los parámetros para la tubería continua y para el equipo.

Flujo de bombeo [bl/min]	Pérdida de presión [psi]
1.00	1321
1.25	1698
1.50	2045
1.75	2392
2.00	2816
2.25	3086
2.50	3704
2.60	3935

Tabla 4.19.- Prueba de formiato de potasio en la perforación con tubería continua

No existen suficientes datos disponibles para proveer los detalles sobre las operaciones en los pozos, pero los fluidos de formiatos se comportaron bien. La ventana en el revestimiento se perforó exitosamente y la operación de perforación continuó en la sección horizontal, con velocidades de perforación reportadas varias veces más altas que las obtenidas en pozos similares. El fluido de perforación requirió muy poco mantenimiento sin disolución durante todo el intervalo perforado. No se presentaron problemas causados por el fluido durante la operación. Sin embargo, el pozo no se terminó nunca debido a que se encontró que la zona objetivo no era apropiada para ese pozo^[18, 19, 20].

DISOLUCIÓN DE INCRUSTACIONES.

Se ha demostrado que las salmueras de formiato de metales alcalinos concentrados tienen propiedades excepcionales para disolver muy altos niveles de incrustaciones de varios sulfatos de metales alcalino-térreos. La solubilidad de estos sulfatos en las salmueras de formiato se muestran en la tabla 4.3. Como se puede ver, el formiato de potasio concentrado es por mucho el sistema más efectivo, pero también los formiatos de sodio y de cesio disuelven niveles significativamente más altos de sulfatos que por ejemplo las salmueras de haluros (p. ej., cloruros, bromuros).

Esta alta solubilidad de incrustaciones de sulfato en las salmueras de formiato concentrado tiene que tomarse en consideración cuando se diseñan los fluidos de perforación y terminación. Por ejemplo el uso de barita (BaSO_4) como material densificante debe evitarse debido a la relativa alta toxicidad de los iones de barita libres (Ba^{2+})^[22, 23]. Similarmente, si un fluido para perforar o para terminación a base de formiato entra en contacto con un enjarre conteniendo barita, deben tomarse precauciones a fin de evitar la concentración de Ba^{2+} en la salmuera que excede el límite permitido. La influencia de factores como la concentración del formiato, la temperatura y el tiempo de contacto para la disolución de incrustaciones se muestran en las figuras 4.16, 4.17 y 4.18^[23].

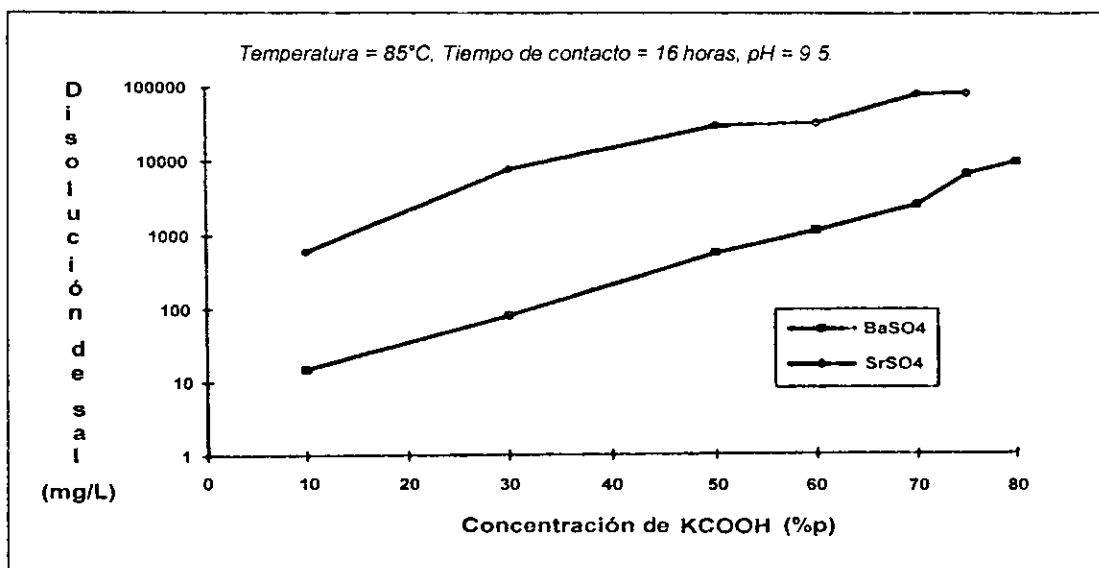


Figura 4.16.- Influencia de la concentración de la salmuera en la disolución de sulfatos de metales alcalino-térreos en salmuera de formiato de potasio.

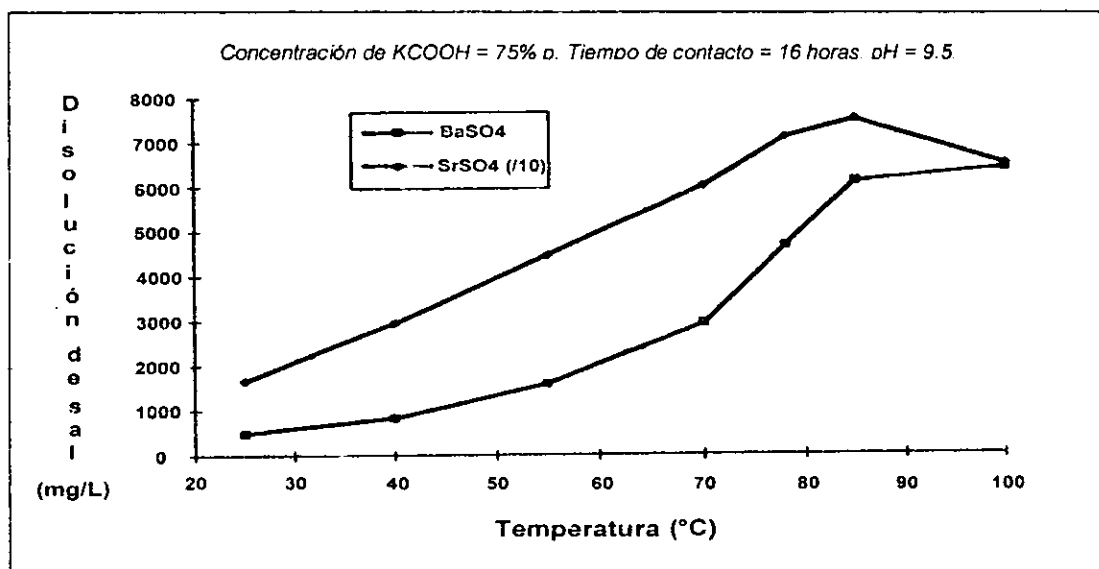


Figura 4.17.- Influencia de la temperatura en la disolución de sulfatos de metales alcalino-térreos en salmuera de formiato de potasio.

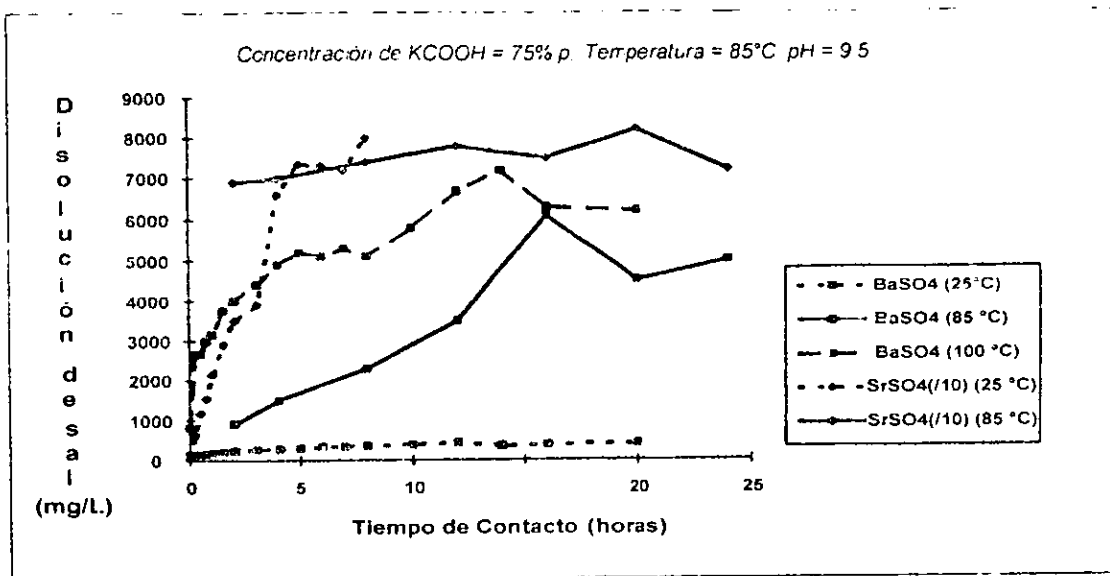


Figura 4.18.- Influencia del tiempo de contacto en la disolución de sulfatos de metales alcalino-térreos en salmuera de formiato de potasio.

Debido a estas solubilidades altas de incrustaciones de sulfato, especialmente la salmuera de formiato de potasio, tienen gran potencial para el uso en los tratamientos de remoción de incrustaciones^[22, 23].

INHIBICIÓN DE HIDRATOS.

Las salmueras son también conocidas por ser muy efectivas inhibidoras de hidratos de gas. Ellas son las llamadas inhibidoras "inertes", es decir, que no entran en la fase hidratada de gas, pero que influyen en el equilibrio termodinámico a través de su efecto en la actividad del agua. Los iones en la salmuera, interaccionan con las moléculas dipolares del agua con un enlace más fuerte que las fuerzas de Van Der Waals, que causan el agrupamiento alrededor de la molécula apolar. Este agrupamiento causa también un decrecimiento en la solubilidad de las moléculas de hidrato potencial en el agua (un fenómeno conocido como "desalación") como un efecto secundario. Ambos efectos se combinan para requerir substancialmente más subenfriamiento para contrarrestar los cambios estructurales y causar que se formen los hidratos. El efecto de las sales en la temperatura de formación de los hidratos puede calcularse para las salmueras usando los datos de depresión del punto de congelación. Como se puede ver de las curvas de temperaturas de cristalización en la figura 4.8, los formiatos, especialmente el formiato de potasio, tienen un efecto substancial sobre el punto de congelación. Una salmuera de formiato de potasio de una densidad de 1.4 g/cc, o más alta, baja el punto de congelación a alrededor de -60°C, mientras que una salmuera de formiato de sodio de una densidad de aproximadamente 1.2 g/cc lo baja a alrededor de -25°C.

Basado en la teoría descrita por Sloan, hay una muy simple y útil "regla empírica" para predecir el efecto sobre la temperatura de formación de los hidratos para cualquier gas natural:

$$\text{Temperatura de equilibrio del hidrato (en salmuera)} = \text{Temperatura de equilibrio del hidrato (en agua)} - 0.8 \times \text{depresión del punto de congelación (salmuera)}$$

Aplicando esta regla a los formiatos se obtiene una temperatura de formación de hidratos de gas en una salmuera de formiato de potasio (> 1.4 g/cc) que es 48°C más baja que en el agua dulce. En el formiato de sodio (> 1.2 g/cc), la temperatura de formación del hidrato es aproximadamente 16°C más baja que en el agua dulce^[22, 23]. El efecto de esta reducción en las temperaturas de formación de hidratos se muestran en la figura 4.19 y 4.20 para el gas natural Groningen, donde el desempeño de las salmueras de formiato se predice según la regla anteriormente mencionada^[23].

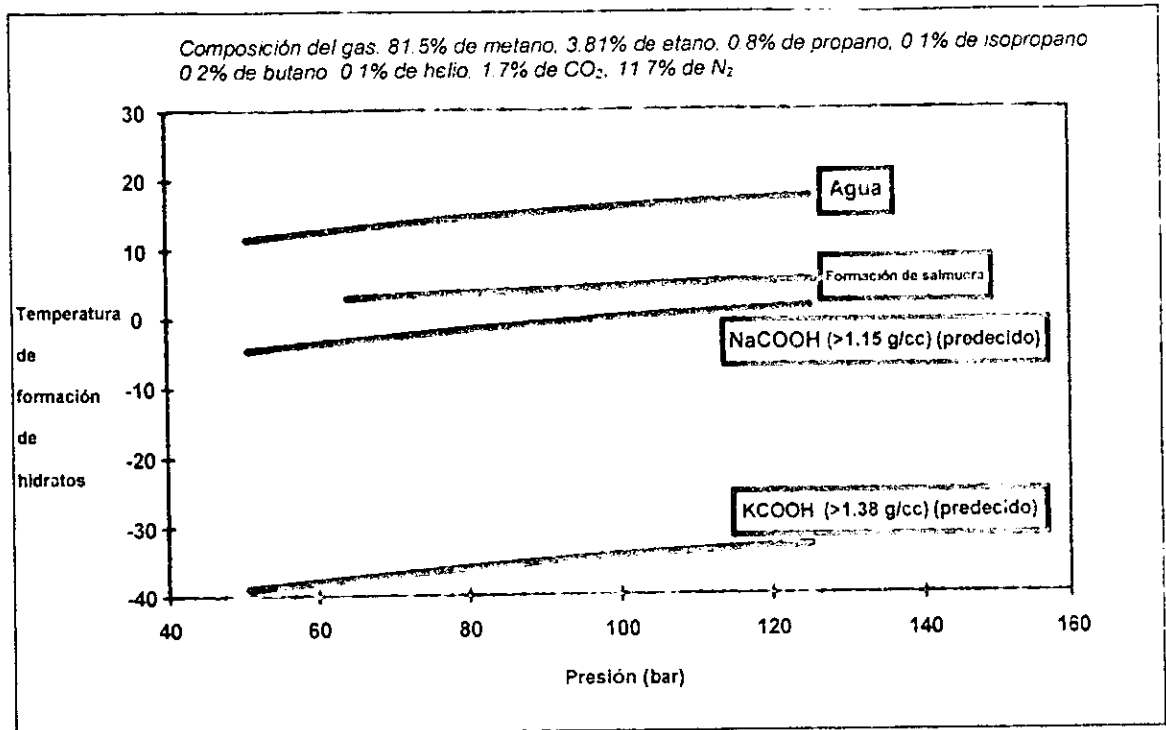


Figura 4.19.- Temperatura de formación de hidratos para el gas natural Groningen (Blija) en agua, formación de salmuera, y salmueras de formiato de sodio y potasio (predecido).

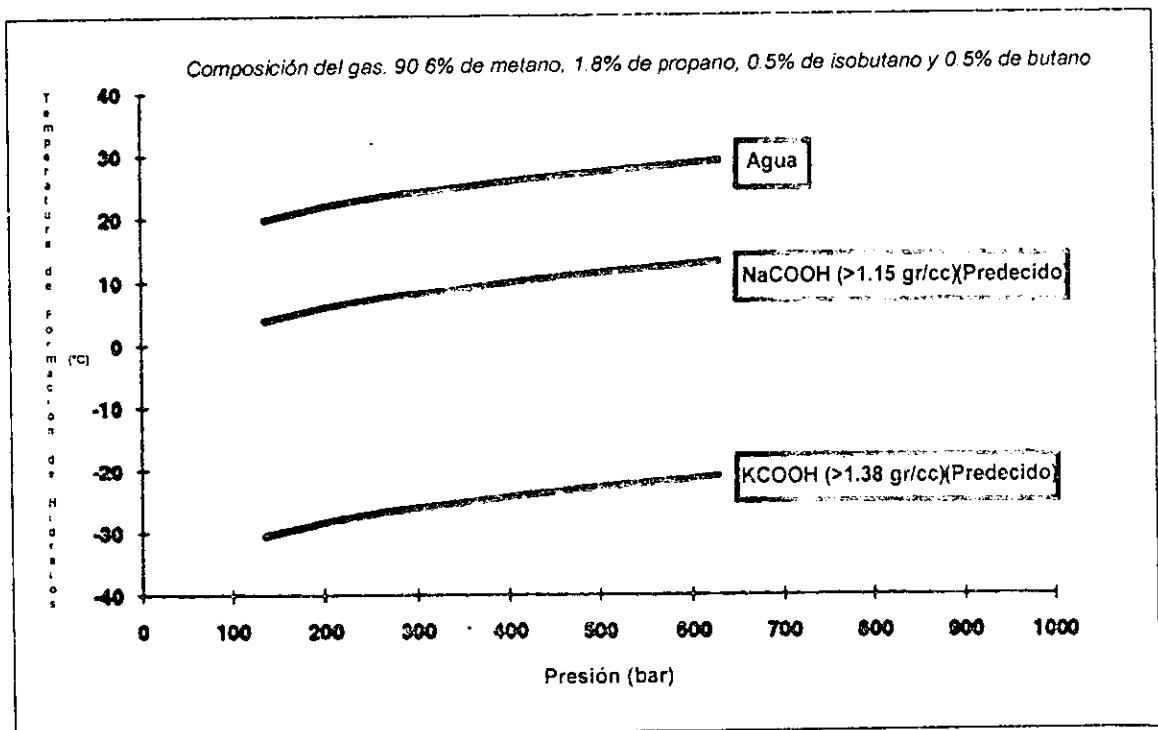


Figura 4.20.- Temperatura de formación de hidratos para el gas natural Groningen (Zuidveen) en agua, salmueras de formiato de sodio y potasio (predecido).

CEMENTACIÓN DE POZOS DE DIÁMETRO REDUCIDO

Las geles bajas, un poco densas y el enjarre duro en fluidos de perforación de formiato, facilita enormemente la remoción del lodo durante la cementación de pozos de diámetro reducido. Esto se ha investigado en un estudio combinado teórico y experimental⁽³⁷⁾. Un fluido de perforación de formiato APAT con bajo contenido de sólidos se comparó con un fluido de perforación convencional APAT (cargado de sólidos), mientras se cementaba un revestimiento de 3-1/2 pulg. en un agujero de 4-1/8 pulg. En el caso de prueba, el lodo convencional no pudo ser totalmente desplazado por las lechadas de cemento, mientras que el lodo de formiato se desplazó y con casi 100% de eficiencia.

LIMPIEZA Y RECICLAJE.

Tener la capacidad de recuperar y/o poder volver a usar los fluidos de perforación es importante desde el punto de vista económico, especialmente con los fluidos de primera clase requeridos en los medios ambientales sensibles encontrados en la perforación actual. Un fluido que se puede usar solamente una vez se contabiliza al precio total de compra. Esto aumenta el costo para el cliente y trae consigo los costos de disposición y otros cargos, los cuales incrementan el costo de la perforación, en forma significativa en algunos casos. Cuando un fluido se puede usar de nuevo y recuperar, le provee al usuario el beneficio de un costo más bajo: el proveedor evita los costos de los productos adicionales. Esto permite opciones tales como el alquilar y/o comprar el fluido, lo cual reduce los costos para el usuario, así como el ajuste del presupuesto y el proceso de estimación de costos del pozo. En algunos usos, casi todo el fluido se puede recuperar y usar de nuevo, y solamente se compra la pequeña cantidad de fluido perdido.

Los fluidos de salmuera para terminación de pozos se han recuperado desde hace varios años y ésta tecnología está totalmente desarrollada⁽³⁸⁾. Los fluidos de baja densidad por lo general no se recuperan porque son baratos. Las salmueras claras de alta densidad, especialmente aquellas por encima de 1 lb/gln, por lo general se tratan y se reusan para aumentar la efectividad de su costo. La salmuera clara de alta densidad son más costosas que los fluidos de baja densidad, y si no se pueden recuperar serían prohibitivas de usar. La recuperación mantiene a estos fluidos competitivos.

No todas las salmueras usadas como fluidos de perforación se pueden recuperar. Los fluidos de perforación basados en el cloruro de sodio y el cloruro de calcio por lo general no se recuperan porque son muy baratos y están cargado con sólidos lo cual dificulta la recuperación y lo hace más ineficiente. Los sistemas de densidad más alta basados en calcio se pueden recuperar, a pesar de que su uso es reciente y los procedimientos de recuperación están todavía en proceso de mejora.

Las salmueras de formiato se dice que son altamente reusables y recuperables, y este factor de reuso contribuirá grandemente a la economía del uso de los formiatos como fluidos de perforación. Mientras los formiatos de sodio son relativamente baratos, el formiato de potasio está en el rango de precio de los más altos de los fluidos de perforación. El formiato de cesio, una selección con gran base técnica en el rango de altas densidades está en un rango de magnitud de precios mayor aún que el formiato de potasio. Es obvio que el uso extensivo de los formiatos ocurrirá solamente si los procesos de recuperación de estos sistemas son eficientes

Recientemente, se llevó a cabo la primera recuperación de un sistema completo de fluido en Porsgrunn, Noruega, en una demostración de proceso de prueba de laboratorio sobre los fluidos de formiatos, desarrollado y patentado por Shell Research. El fluido de perforación basado en formiato de potasio recuperado, se usó en la perforación del pozo petrolero Gullfaks C-25 de Statoil⁽⁶⁸⁾.

El proceso general descrito por Shell Research y seguido por Forbrico Ltd. y Norsk Hydro para la recuperación, está basado en un ajuste del pH para precipitar los sólidos, los polímeros y otros contaminantes en el sistema de lodo, seguido por una filtración de separación para obtener un fluido claro. Las etapas específicas involucradas fueron:

1. Se añade ácido fórmico al lodo total para bajar el pH del fluido y para disolver parcialmente las incrustaciones calcáreas en el lodo. El carbonato de calcio es un ingrediente típico de la

- composición del lodo de formiato, o se le añade en pequeñas cantidades si no está presente. El calcio disuelto puede ayudar a flocular los polímeros durante el ajuste del pH.
2. Se añade una base apropiada, en este caso hidróxido de potasio, para elevar el pH del sistema a aproximadamente 13. Mientras que se pueden usar exitosamente varias bases, se decidió usar materiales, que sirvan para regenerar el formiato de potasio (ácido fórmico e hidróxido de potasio). Esta acción evita la introducción innecesaria de materiales extraños y ayuda a mantener la densidad de los fluidos durante la recuperación. Durante este incremento de pH, el fluido se torna de color más obscuro y los polímeros y los sólidos floculan, permitiendo la separación.
 3. La suspensión resultante se filtra por medio de una centrifuga o un filtro prensa, o una combinación de ambos. El producto filtrado es una salmuera clara de formiato de potasio.
 4. La salmuera clara que resulta se puede ajustar en composición y densidad, añadiéndole formiato de potasio sólido, salmuera de formiato de potasio de más alta densidad o por evaporación si así se desea.

El proceso anterior se ilustra en la figura 4.23.

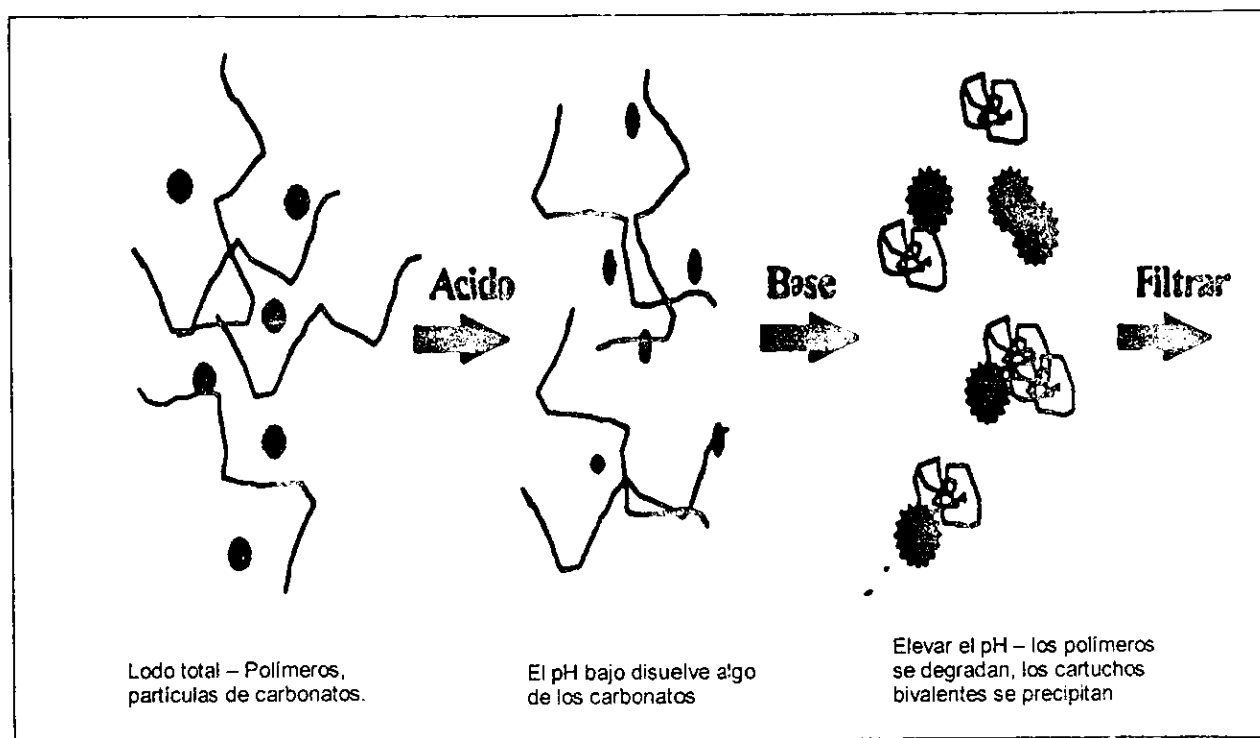


Figura 4.23.- Proceso de recuperación de salmuera de formiato.

El lodo verdadero de formiato usado en esta prueba de recuperación contenía, en adición a la salmuera de formiato de potasio, un biopolímero, polímero sintético de pérdida de fluido, cloruro de sodio y un agente densificante de tetraóxido de manganeso. La gravedad específica del sistema fue de 1.72 con un contenido de sólidos de aproximadamente 28%. No se usó una centrifuga, sino que se filtró el fluido a través de un filtro prensa con tierra diatomea (DE) rebajada en forma progresiva, del tipo y diseño normalmente usada en la filtración de salmueras. Se trataron y filtraron separadamente cinco muestras de lodo de formiato, a fin de determinar la consistencia y para aprobar la adición de una pequeña cantidad de diluyente para reducir el contenido de sólidos.

Las cinco porciones fueron recuperadas exitosamente en una sola etapa después de seguir el proceso como una salmuera clara. La recuperación de la salmuera de formiato a lo largo de los cinco grupos varió dependiendo de las condiciones, como se indica en la tabla 4.21. Todas las pruebas se realizaron a las condiciones de temperatura ambiente, a pesar de que en base a las pruebas realizadas se cree que el incremento de la temperatura aumentará la eficiencia de recuperación por la aceleración de la reacción de floculación. Las dos primeras muestras se corrieron sin ninguna disolución del lodo. Debido a la relativamente alta presencia de sólidos, para las otras muestras se decidió diluir ligeramente el lodo con salmuera clara de formiato de potasio para reducir la carga de contenido de sólidos por debajo del

20%. Esta etapa incrementó la eficiencia de la recuperación significativamente en las tres coladas restantes y como resultado el sistema de fluido fue más fácil de bombear.

Número de Muestra	Eficiencia de Recuperación (Basada en la Salmuera de Formiato de Potasio Disponible)
1	67.9%
2	73.3%
3	81.5%
4	80.5%
5	80.1%

Tabla 4.21.- Eficiencia de recuperación del formiato de potasio -Prueba Porsgrunn

Durante el proceso de perforación normal, se puede añadir a los sistemas de formiato: calcio, hierro y otros contaminantes, tales como bario. Mientras que estos contaminantes no constituyen ninguna dificultad, ni reducen el comportamiento del formiato a niveles típicos, es conveniente remover los iones bivalentes para evitar el "reciclaje" o concentración de estos iones a medida que los fluidos se recuperan y se usan varias veces. Durante el proceso de recuperación, se monitorearon 21 especies, tanto antes como después del proceso. La mayor parte estuvieron presentes a niveles bajos o no existentes, pero la tabla 4.22 muestra los resultados para los iones más interesantes.

Elemento	Lodo Total, ppm	Lodo Recuperado, ppm
Bario, Ba	153	24
Calcio, Ca	3200	320
Hierro, Fe	2	< 1
Manganeso, Mn	2	21
Sodio, Na	11000	6000
Azufre, S	50	37
Estroncio, Sr	16	4
Cinc, Zn	< 1	< 1

Tabla 4.22.- Remoción de contaminantes de los fluidos de perforación a base de formiato de potasio -Porsgrunn

El pH alto generado durante el proceso de recuperación sirve para precipitar muchos iones bivalentes como hidróxidos, conduciendo a una buena eficiencia de recuperación durante la fase de filtración. Esto muestra que aún durante el reuso continuo de los formiatos, los iones bivalentes deben permanecer bajo los niveles a los cuales puedan causar ninguna diferencia en el comportamiento. El alto nivel de sodio en el lodo total fue el resultado de la adición de cloruro de sodio y no se debe esperar en una fórmula típica de formiato de potasio. Las mezclas de formiato de potasio y de sodio, por supuesto, tendrán altos niveles de sodio, pero no afectan el comportamiento, ya que este es un uso el cual se busca en los formiatos.

EXPERIENCIAS DE CAMPO

Se han efectuado varias pruebas de campo con fluidos de perforación y terminación a base de formiato. Sin embargo, solamente están disponibles los datos de algunas pruebas de campo exitosas con fluidos de perforación de formiato de sodio llevadas a cabo por Shell y por Statoil^[23].

NAM: Berkel-5.

Un lodo de 1.1 g/cc fue usado por NAM para perforar un pozo horizontal de 4 1/8 pulg. en Berkel-5 con una unidad de tubería continua. Se seleccionó un sistema basado en salmuera/polímero para minimizar la pérdida de presión friccional en este pozo de diámetro reducido. La densidad requerida era muy baja y podía fácilmente obtenerse con el uso de otros sistemas de salmuera (NaCl, KCl). Sin embargo, se seleccionó el formiato de sodio en base a consideraciones ambientales. No ocurrieron problemas

relacionados con el fluido de perforación durante la prueba. Una pérdida de circulación hizo deseable cambiar el fluido al lodo más barato KCl/yeso. Esto permitió una comparación directa de la pérdida de presión friccional que se experimentó con los dos fluidos. Se encontró que las pérdidas de presión de circulación fueron notablemente más bajas en el formiato de sodio que en el lodo de KCl/yeso. La lubricación fue más bien difícil de evaluar. Las indicaciones cualitativas, sin embargo, tales como facilidad de control del peso sobre la barrena (PSB) y la facilidad para entrar y salir del pozo, indicaron una ventaja para el lodo de formiato sobre el de KCl/yeso. La producción de este pozo excedió la esperada.

Norske Shell: Draugen.

Norske Shell ha perforado dos pozos horizontales con fluidos de perforación de formiato de sodio de aproximadamente 1.20 g/cc. Para evitar daño, se eligieron los sistemas de salmuera/polímero/pizarra, ya que el enjarre de lodo se puede remover fácilmente con ácido. El formiato de sodio se prefirió sobre las otras salmueras (NaCl, KCl) por razones ambientales. No se encontraron problemas relacionados con los fluidos de perforación durante la perforación y ambos pozos tienen una alta productividad.

Statoil: Gullfaks.

Statoil ha usado un fluido de perforación basado en una salmuera de formiato de potasio de 1.5 g/cc para perforar la sección del yacimiento Gullfaks C-30. Se escogió el fluido debido a los requerimientos de alto control de filtración y bajo contenido de sólidos. Al fluido utilizado se le dio un peso de 1.6 a 1.7 g/cc con tetraóxido de manganeso. Se seleccionó el tetraóxido de manganeso como agente densificante porque se evaluó que era compatible con la formación. Debido a las muy pequeñas partículas del tetraóxido de manganeso (≈ 0.5 micrón), se supuso que estas partículas fueran suficientemente pequeñas para fluir de regreso a través de la malla. Sin embargo, es también importante tener presente que estos sólidos pequeños invadirán más profundamente dentro de la formación que otros sólidos comúnmente usados, y el potencial de daño a la formación no debe excluirse. En esta aplicación no se observaron problemas relacionados con los fluidos de perforación. Durante la perforación o durante las corridas no se encontraron indicios de inestabilidad del pozo y los recortes de perforación (conteniendo hasta 40% de arcilla) fueron de mejor calidad (más discretos) que lo que se han visto previamente con otros fluidos de perforación con base de agua. En base al comportamiento de la perforación, en los ahorros de tiempo de equipo y en la productividad de pozo, la prueba de campo se consideró un éxito^[22]
23]

Otras pruebas.

Se tiene conocimiento que Mobil^[23] en Alemania ha perforado exitosamente una serie de pozos de gas y petróleo a APAT en el campo de Walsrode usando fluidos de perforación de formiato de potasio abastecido por M-I. Sus pozos son típicamente mayores de 5000 metros de profundidad con temperaturas en el fondo del agujero mayores a 160°C, requiriéndose fluidos de perforación y de terminación de densidad de 1.57 g/cc para el control del pozo. Debido al éxito de estos pozos, el formiato de potasio se planea también para ser usado para pozos futuros.

B.- DESVENTAJAS

Económicamente los lodos a base de formiatos pueden ser más caros que los fluidos de perforación convencionales, pero la inversión adicional se paga con creces debido a que los formiatos contribuyen a reducir de manera significativa el daño a la formación productora, lo cual tiende a producir más y a tener una "vida" económica más prolongada y además de tener la característica de ser reutilizables^[39].

5. IMPACTO AMBIENTAL CAUSADO POR LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN CONVENCIONALES Y POR LAS SALMUERAS DE FORMIATO

Los cambios recientes en la legislación ambiental de los países petroleros del mundo han alejado a la industria de los lodos de perforación base aceite. Hasta ahora la solución más popular ha sido el uso de los lodos basados en pseudo aceites, los cuales tienen como base los hidrocarburos sintéticos. Sin embargo, estos sistemas no han probado todavía que sean completamente aceptables ambientalmente, y su futuro es incierto. La inquietud más importante con relación a estos fluidos es la biodegradación, tanto aeróbica como anaeróbica. Existe actualmente una gama completa de fluidos de base sintética, desde aquellos que se degradan lenta y solo aeróbicamente, hasta aquellos que se descomponen rápida y anaeróbicamente.

Para que un fluido de perforación o terminación sea aceptado, también tiene que cumplir con las crecientes restricciones de los requerimientos HSE (Health and Safety Environment). En conformidad, se han integrado aspectos de HSE en el programa de desarrollo de las salmueras del formiato.

En primer lugar, los fluidos deben ser no tóxicos y no peligrosos para las personas que trabajan con ellos. Otras salmueras de densidad alta que normalmente se usan en la industria del petróleo (KCl, NaCl, CaCl₂, CaBr₂ y ZnBr₂) tienen propiedades diferentes que los fluidos convencionales de perforación base aceite y se manejan por consiguiente de manera diferente por razones de seguridad⁽⁴²⁾. Sus propiedades típicas se originan de la concentración muy alta de sal. La toxicidad oral aguda no es considerada un problema, pues las cantidades necesarias para causar efectos tóxicos son muy altas, incluso para el bromuro de cinc, que es la salmuera más tóxica comúnmente usada. Las dos propiedades que causan que los sistemas de salmuera requieran de atención de seguridad extra son el pH, que para el bromuro de cinc es tan bajo como de 1-2, y el hecho de que absorben agua de la piel. En el caso de las salmueras de formiato, el pH no es ningún problema. Las sales de formiato disueltas dan pH's ligeramente alcalinos que pueden neutralizarse fácilmente.

En segundo lugar, los fluidos tienen que ser biodegradables y no tener ningún potencial para bioacumulación cuando sean dispuestos o derramados en el ambiente marino. En el Mar del Norte, proyectos para el control de aditivos vertidos en el mar han existido desde hace muchos años, pero estos eran a menudo voluntarios; y la salud, seguridad, y datos ambientales tuvieron que ser proporcionados dependiendo del país que controlaba el sector donde los aditivos fueron usados. Sin embargo, durante los últimos años ha surgido una tendencia hacia cambios en las regulaciones ambientales recomendadas. Esto ha resultado en el establecimiento de PARCOM (Comisión de París) para establecer directrices con respecto a la armonización de procedimientos de aprobación, evaluación y la prueba de lodos de perforación y aditivos mar adentro. Su documento de guía principal es: las "Directrices para la Armonización de Procedimientos de Aprobación, Evaluación, y Pruebas de lodos de perforación y aditivos mar adentro", publicada en 1990. Estas directrices exigen que para la aprobación de uso y descargas de lodos y productos químicos mar adentro, las propiedades físicas específicas, químicas, y biológicas tengan que presentarse a las autoridades correspondientes.

Las pruebas toxicológicas poco a poco han ganado terreno y rápidamente se están convirtiendo en un requisito para la descarga de efluentes en cuerpos de agua. Su importancia es tal, que la descarga de un sistema de fluidos de perforación al mar es permitida de acuerdo con el resultado de una prueba de toxicidad aguda, así, estos permisos están dados para algunos tipos de lodos o fluidos.

En la década de los 70's, la EPA consideraba, bajo la autoridad del decreto para el Control Federal de la Contaminación del Agua, (FWPCA, por sus siglas en inglés), los permisos para la descarga de efluentes, resultado de la operación de extracción de petróleo y gas en áreas federales costa afuera; esto permitió un progreso considerable en la regulación de leyes y criterios referentes a la calidad del agua, pero más tarde se consideró la ineficiencia de estas reglamentaciones individuales y se optó por una reglamentación general que cubriera todas las operaciones dentro de una sola área bien

definida^[75, 84, 86].

El desarrollo de las regulaciones en materia ambiental, particularmente las que trataban la descarga de fluidos de perforación de pozos, fue determinante para promover cambios sustanciales en los procesos de perforación.

De forma paralela, se establecieron pruebas de toxicidad con sistemas de fluidos, las que derivaron de un programa propuesto por la Corporación de Ingenieros de la Armada (ACE) y la EPA para evaluar la toxicidad de materiales dragados^[75]. Los datos generados durante las pruebas permitieron complementar la información que se tenía en tomo al impacto de los fluidos en plataformas marinas de extracción de petróleo, y se consideraron, entonces, muchos otros factores como el volumen total de efluente descargado, tasa de dilución, velocidades y dirección de corrientes, interacción química con agua de mar y otros, que a la postre ayudaron a predecir los posibles efectos en los organismos marinos y en el ecosistema^[76].

Las pruebas de toxicidad también permitieron hacer cambios dentro de los protocolos del Sistema Nacional de Descarga-Eliminación de Contaminantes (NPDES), en este sistema existen limitaciones basadas en criterios de calidad del agua y en niveles de tecnología que permiten controlar los contaminantes^[75 a 84]. En un principio, estos protocolos operaban de manera individual, pero en 1978 se había desarrollado un esquema general en donde se registraban todas las regiones de la zona marina de EUA que producen hidrocarburos, a este esquema se le conoce como la Región de las Plataformas Continentales (OCS) constituida por^[76, 79, 80, 81, 82]:

- ◆ Región IV y VI o Golfo de México.
- ◆ Región IX o de California.
- ◆ Región X o de Alaska.

Con base en este esquema se propusieron los protocolos estandarizados que serían aplicados a todas las regiones de la OCS; a estos protocolos se les llamó Nueva Fuente de Estándares de Funcionamiento (NSPS)^[75, 85].

A principios de 1980, la implementación de los protocolos y reglamentaciones de los NPDES, adoleció de muchas variaciones: regiones como la IX y la X fueron sometidas a las mismas restricciones y para las regiones IV y VI, las restricciones fueron más indulgentes^[75].

Algunos contaminantes fueron regulados bajo los NSPS tal es el caso de los sistemas de fluidos base aceite y fenoles halogenados, cuya tecnología fue estandarizada para las regiones de OCS^[77].

Adicional a los protocolos, surgió una alternativa para la descarga de fluidos en el Golfo de México y se trataba de que si los operadores comprobaban que el sistema empleado era el menos tóxico de los demás con los que se contaba, entonces se permitía la descarga del fluido. Las pruebas toxicológicas se llevaban a cabo con *Mysidopsis bahia*^[73, 82, 86].

Los operadores debían hacer lo siguiente:

- ◆ Proveer a la EPA resultados de las pruebas de toxicidad con el sistema de fluido de interés, con la máxima concentración de aditivos requerida.
- ◆ Proveer de una caracterización química del sistema y su evaluación de costo para métodos alternativos de eliminación del desecho.
- ◆ Demostrar que otros sistemas no eran factibles.
- ◆ Proveer los datos de la localidad referentes a ubicación, proximidad a áreas susceptibles de daño y duración de los procesos de perforación^[75].

Las concentraciones que son tomadas como límites permisibles de magnesio (Mg) y de cadmio (Cd) en la barita empleada para densificar el fluido, no deben exceder de 1.0 y 3.0 mg/kg respectivamente^[87].

En algunos países europeos hay normas establecidas que especifican límites para la descarga de fluidos de perforación; en el Reino Unido, desde 1971 existe un documento para la prevención de la contaminación por hidrocarburos con énfasis en los productos provenientes de las operaciones de perforación. En Holanda también, a partir de la Convención de Oslo de 1972, referente a la contaminación del agua de mar. En Noruega se usan fluidos base agua desde 1980, los cuales incluso, pueden ser descargados en los cuerpos de agua.

Por otra parte en Canadá, se elaboran guías para el tratamiento y disposición de residuos en instalaciones de explotación y producción de petróleo costa afuera. Venezuela, que también es un productor importante de petróleo, basa sus reglamentaciones en aquellas establecidas por la EPA para

la descarga de fluidos.

Mientras tanto, en México, la primera Ley Ambiental se aprobó en 1972, a esta le siguió la Ley General del Equilibrio Ecológico y Protección al Medio Ambiente de 1988, misma que ha sido modificada y cuya publicación se hizo en el Diario oficial de la Federación en 1996.

La Ley General de Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente (LEGEEPA, 1996) en el Capítulo V referente a: Actividades Consideradas como Altamente Riesgosas y el Capítulo VI: Materiales y Residuos Peligrosos, se refieren como residuos de la industria petrolera, en particular a aquellos productos de la explotación de hidrocarburos, pero, no se hace mención específica de fluidos de perforación de pozos costa afuera, tampoco sobre la evaluación de su toxicidad.

5.1. TOXICIDAD

Concepto y Tipos de pruebas de toxicidad

El objetivo de una prueba de toxicidad con efluentes o compuestos puros, es estimar la concentración de dichas sustancias, que permita la vida "normal" de organismos acuáticos al ser vertido un efluente con ciertas características^[88, 89].

Los efectos que se registran en una prueba de toxicidad son la muerte o la sobrevivencia, el descenso en la tasa de reproducción, el crecimiento, la actividad locomotora, la tasa de ventilación (en organismos con branquias), el ritmo cardiaco, las características de la sangre o de otro tejido homólogo, la actividad enzimática, la función olfatoria, cambios en el comportamiento y los registros que tengan que ver con la histopatología. Debido a que no es tan fácil detectar o medir todos estos efectos de las sustancias tóxicas, en general, las observaciones de pruebas de toxicidad, se limitan sólo a algunas respuestas, tales como mortalidad, crecimiento y reproducción^[89].

Las pruebas de toxicidad son experimentos que permiten evaluar el grado de toxicidad de una sustancia química, un efluente, o de un cuerpo de agua, empleando organismos vivos. Las pruebas de toxicidad pueden ser de dos tipos: agudas y crónicas. En las pruebas agudas se calcula la concentración letal (CL_{50}) y que es la concentración que causa la muerte al 50% de la población experimental en un tiempo determinado. En las pruebas crónicas se estima una concentración-efectiva media (EC_{50}), esta es la concentración de la sustancia de prueba que causa un efecto al 50% de la población experimental en un tiempo determinado. Las pruebas de toxicidad aguda pueden ser de dos tipos: estáticas o de flujo continuo. A su vez, las pruebas estáticas pueden ser: sin renovación, en las que los organismos experimentales se exponen a la misma solución de prueba el tiempo que dure el ensayo; o con renovación, donde los organismos se exponen a una preparación fresca de la misma concentración inicialmente empleada, periódicamente (generalmente cada 24 horas). En los ensayos bajo condición de flujo continuo, como su nombre lo indica, circula continuamente una corriente de sustancia de prueba nueva en contacto con los individuos experimentales^[89, 90].

Las pruebas preliminares se emplean para determinar la toxicidad de una sustancia o efluente. Generalmente se usan concentraciones que van desde 5% de la sustancia a evaluar hasta el 100% de esta, con un mínimo de réplicas de 3. Con los resultados de las pruebas preliminares se puede determinar si la sustancia tiene algún efecto tóxico sobre los organismos de prueba. Si sucede así, se procede a una segunda prueba (de búsqueda de intervalo) para encontrar un intervalo de concentración, donde posiblemente se encuentre la CL_{50} . La prueba definitiva es el experimento en el que se exponen los organismos de prueba a una serie de concentraciones en donde se conoce de manera aproximada el valor de la CL_{50} ^[90].

Análisis de datos provenientes de pruebas de toxicidad agudas.

El programa de Stephan (1977) hace el cálculo directo del estadístico CL_{50} mediante cuatro diferentes métodos y proporciona, además, un estimado de los límites de confianza al 95%. Los métodos utilizados por el programa son los siguientes: ángulos móviles promedio, (o moving average angle), probit, logístico y binomial^[90, 91].

Selección de una especie para pruebas de toxicidad.

Los criterios de selección de una especie para pruebas de toxicidad son los siguientes^[92, 93, 94, 95, 96]:

- ◆ Disponibilidad.
- ◆ Suministro seguro.
- ◆ Importancia económica y ecológica de la especie.
- ◆ Conocimiento previo de la biología y comportamiento de la especie.
- ◆ Capacidad de las especies para vivir en condiciones de laboratorio.
- ◆ Tamaño adecuado para ser mantenidos y manipulados en laboratorio.
- ◆ Que existan metodologías para su cultivo y mantenimiento en laboratorio.
- ◆ Abundancia dentro de su área de distribución.
- ◆ Representativa dentro del nivel trófico al que pertenece.
- ◆ Amplia distribución de la especie en el área afectada.
- ◆ Representatividad dentro del área afectada.
- ◆ Susceptible a tóxicos de referencia.
- ◆ Conocimiento del linaje de la especie (clon).

No es necesario que los organismos a utilizar cumplan con cada uno de los requisitos antes mencionados, aunque si es conveniente tener en cuenta la mayor parte de ellos^[96].

Para las pruebas de toxicidad se deben utilizar ejemplares de la misma edad, de tallas homogéneas y que se encuentren en el mismo estadio de su ciclo vital, no deberán ser estresados por hacinamiento^[95, 96], además, las concentraciones de oxígeno disuelto deben permanecer sobre el 60% de saturación para especies de aguas frías y sobre 40% para especies de aguas templadas^[96].

1.- Toxicidad mamífera.

El formiato de cesio es en alguna forma más tóxico que los otros formiatos, particularmente para las especies de agua dulce. Esta salmuera pesada, sin embargo, se intenta como un reemplazo para el bromuro de cinc que es significativamente más tóxico que el formiato de cesio. Las pruebas de la toxicidad del formiato de cesio en los mamíferos muestran que, al igual que el formiato de sodio y de potasio, tiene un perfil de toxicidad favorable. En particular, el que no sea irritante a los ojos y sensible a la piel le confieren una ventaja significativa sobre las alternativas del sistema de salmuera de bromuro de cinc de alta densidad^[22].

Las sales metálicas alcalinas de ácido fórmico son sustancias desde el punto de vista salud, seguridad y ambiente, no dañinas. Los datos obtenidos sobre propiedades toxicológicas indican que representan un bajo riesgo potencial para los usuarios. La irritación de la piel y de los ojos es baja, y las toxicidades orales agudas LD_{50} (en ratas) para los formiatos de sodio y potasio son 11200 mg/Kg y 5500 mg/Kg respectivamente.

La Tabla 5.1 muestra una lista de toxicidad aguda de las tres sales de formiato en comparación a otras sales. Bajo la Legislación de la Comunidad Europea, esas sales se clasifican como "prácticamente no tóxicas". Las pruebas de investigación preliminares, realizadas por Shell Research Sittingbourne, indican que el formiato de cesio no es irritante a la piel ni a los ojos y tiene una toxicidad oral aguda LD_{50} (en ratas) en el rango de 200-2000 mg/Kg que es comparable a las del cloruro de sodio, de potasio y de calcio.

Sal	Toxicidad oral (mg/Kg)*
Cloruro de cesio	2600
Sulfato de cesio	2830
Nitrato de cesio	2390
<i>Formiato de cesio</i>	200 - 2000**
Cloruro de calcio	1000
Cloruro de potasio	2600
Carbonato de potasio	1870
<i>Formiato de potasio</i>	5500
Cloruro de sodio	3000
Bromuro de sodio	3500
<i>Formiato de sodio</i>	11200
Bromuro de cinc	1000

*Procedimiento de prueba LD₅₀ utilizando ratas y ratones (mg de sustancia de prueba por Kg de peso)

**Resultados de prueba de investigación preliminar

Tabla 5.1.- Toxicidad oral aguda de varias salmueras^[40].

Debido a la falta de datos de literatura, la salmuera de cesio se ha probado extensivamente por severidad de la toxicidad oral y dérmica, la irritación de los ojos, la sensibilización de la piel, la mutagenicidad y la clastogenicidad (tabla 5.2).

Prueba	Resultado
Toxicidad oral aguda, ratas	LD ₅₀ 200-2000 mg/Kg
Toxicidad dérmica aguda, ratas	LD ₅₀ >2000 mg/Kg
Irritación de los ojos	No irritante (grado 1)
Sensibilidad de la piel	No sobre reacción
Prueba Ames (Mutagenicidad)	Negativo
Clastogenicidad	Negativo

Tabla 5.2 - Toxicidad mamífera del monohidrato de formiato de cesio.

2.- Ecotoxicidad

Varias pruebas de ecotoxicidad se han llevado a cabo, no sólo sobre los formiatos, también en el cloruro de potasio, acetato de potasio y bromuro de cinc. El cloruro de potasio y el acetato de potasio normalmente son usados como fluidos de perforación y son por consiguiente de interés para la comparación con el formiato de sodio y de potasio. Como el formiato de cesio parece ser el único reemplazo para el altamente tóxico, bromuro de cinc, algunas pruebas también se han llevado a cabo sobre el bromuro de cinc para la comparación.

Las definiciones siguientes son utilizadas:

"a" h LC₅₀ (mg/L)

La concentración de la sustancia de prueba en mg/L, requerida para matar a la mitad de la población expuesta por "a" horas.

"b" h EC₅₀ (mg/L)

La concentración de la sustancia de prueba en mg/L, requerida para afectar adversamente a la mitad de la población expuesta por "b" horas.

E_bC₅₀ -Comparación de áreas bajo la curva de crecimiento.

La concentración de la sustancia de prueba que produce un 50% de reducción en el área bajo la curva de crecimiento del alga comparada con los controladores que no reciben dosis.

E_vC₅₀ -Comparación de la velocidad de crecimiento específica promedio.

La concentración de la sustancia de prueba que produce un 50% de reducción en la velocidad de crecimiento específica promedio en las algas comparadas con los controladores que no reciben dosis arriba del periodo de exposición.

La Tabla 5.3, muestra los resultados de todas las pruebas de ecotoxicidad.

Especies	Tipo de prueba	Tipo de especie	Formiato de Sodio	Formiato de Potasio	Cloruro de potasio	Acetato de Potasio	Monohidrato de Cesio	Bromuro de Cinc
Camarón Marrón (Crangon crangon)	LC ₅₀ 96 h	camarón a.m.	6200 (5800-6700)	1300 (1200-1400)	1000 (1000-1000)	1800 (1700-1900)	91 (69-120)	
Turbot joven (Scophthalmus maximus)	LC ₅₀ 96 h	Pez a.m.	6100 (5500-6900)	1700 (1700-1800)	1800 (1800-2000)	1900 (1600-2100)	260 (200-320)	
Larval Turbot (Scophthalmus maximus)	LC ₅₀ 48 h	Larva de Pez a.m.					1400 (1200-1500)	7.6 (6.4-10)
Trucha arco iris (Oncorhynchus mykiss)	LC ₅₀ 96 h	pez a.d.	>10000	3500 (2900-4200)	4100 (3100-5300)	5100 (4000-5500)	2100 (1600-2700)	
*Acartia tonsa (Dana)	EC ₅₀ 48 h	Calanoid copepod a.m.	3900 (3400-4600)	300 (230-390)			340 (240-480)	1.7 (1.2-2.3)
Daphnia magna (Straus)	LC ₅₀ 48 h	Crustáceo a.d.	>1000	540 (370-790)			35 (2.9-4.2)	6.4 (4.7-8.7)
Ostra embrión (Crassostrea gigas)	EC ₅₀ 24h	Ostra embrión a.m.					1200 (1100-1300)	0.33 (0.25-0.38)
*Skeletonema costatum (Greville)	E ₅₀ C ₅₀ 72 h	Alga a.m.	1800	3400 (3100-3800)			1000	0.33 (0.28-0.39)
	E ₅₀ C ₅₀ 0-72 h		2000 (1200-3400)	3700 (3400-4000)			2200 (1900-2500)	0.37 (0.30-0.43)
	E ₅₀ C ₅₀ 72 h		>1000	>1000			1.6 (1.5-1.7)	
Scenedesmus subspicatus	E ₅₀ C ₅₀ 24-48 h	Alga a.d.	>1000	>1000			1.8 (1.6-1.9)	
	E ₅₀ C ₅₀ 72 h						2 (1.7-2.3)	0.41 (0.38-0.45)
Raphidocelis subcapitata	E ₅₀ C ₅₀ 72 h	Alga a.d.					3.5 (3.2-3.8)	0.62 (0.57-0.58)

*especies recomendadas para las pruebas por la Comisión de París (PARCOM) a.m. = agua de mar a.d. = agua dulce
Resumen de resultados de todas las especies. Todos los valores citados están en mg/L con un 95% de límites de confianza de los valores presentados entre paréntesis.

Tabla 5.3.- Toxicidad acuática aguda y actividad algística.

La ecotoxicidad puede categorizarse como se muestra en la Tabla 5.4.

LC ₅₀ (mg/L)	Categoría de toxicidad
>1000	No tóxico
100 – 1000	Prácticamente no tóxico
10 – 100	Ligeramente tóxico
1 – 10	Moderadamente tóxico
<1	Altamente tóxico

Tabla 5.4.- Categorías de toxicidad

Toxicidad aguda para el camarón Marrón (Crangon crangon) -Camarón marino.

Las pruebas LC₅₀ de toxicidad aguda a 96 horas se llevaron a cabo bajo condiciones de prueba semi-estáticas de acuerdo a especificaciones emitidas por el Ministerio de Agricultura, Pesquerías y Alimento, "Bumham-on-Crouch", Inglaterra.

Las pruebas fueron efectuadas en Inglaterra. Se probaron el formiato de sodio, el formiato de potasio, el cloruro de potasio y el acetato de potasio.

Los camarones aclimatados (de P. Gamett, Lynn de Rey, Norfolk), con longitud promedio de 3.8 cm y un peso promedio de 1.44 g (en el caso del formiato de cesio de 5.1 cm, 2.48 g) se usaron para la prueba. Cinco concentraciones de prueba y una de control, de 20 litros cada una se emplearon durante la prueba. El periodo de foto fue de 16 horas con iluminación y 8 horas de oscuridad, y los criterios de muerte eran: La ausencia de (i) movimiento respiratorio y (ii) respuesta a la estimulación física.

Los valores LC₅₀ calculados para el camarón marrón se muestran en la Tabla 5.5 y los valores acumulativos en la Tabla 5.3.

Tipo de prueba	Formiato de sodio	Formiato de potasio	Formiato de cesio monohidratado	Cloruro de Potasio	Acetato de Potasio
LC ₅₀ 3 h	>10000	5800 (5200-6400)	>1000	5600 (5500-5600)	6100 (5600-6700)
LC ₅₀ 6 h	>10000	3800 (3600-4000)	>1000	3200 (3200-3200)	4400 (4200-4700)
LC ₅₀ 24 h	>10000	2100 (2000-2200)	>1000	1600 (1600-1700)	2700 (2600-2800)
LC ₅₀ 48 h	8300 (7900-8700)	1600 (1500-1700)	300 (250-370)	1300 (1300-1300)	2200 (2100-2300)
LC ₅₀ 72 h	7000 (6600-7400)	1400 (1400-1500)	150 (120-190)	1100 (1100-1100)	1900 (1800-2000)
LC ₅₀ 96 h	6200 (5800-6700)	1300 (1200-1400)	91 (69-120)	1000 (1000-1000)	1800 (1700-1900)

Datos LC₅₀ acumulativos. Todos los valores citados están en mg/L con un 95% de límites de confianza de los valores presentados entre paréntesis.

Tabla 5.5.- Toxicidad aguda al camarón marrón (*Crangon crangon*).

Toxicidad aguda al Turbot [Scophthalmus maximus (Linnaeus)] -Pez marino.

Pruebas a Turbots jóvenes.

Las pruebas LC₅₀ de toxicidad aguda a 96 horas se llevaron a cabo bajo condiciones de prueba semi-estáticas de acuerdo a las especificaciones emitidas por el Ministerio de Agricultura, Pesquerías y Alimento, "Burnham-on-Crouch", Inglaterra.

Las pruebas fueron efectuadas en Inglaterra. Se probaron el formiato de sodio, el formiato de potasio, el cloruro de potasio y el acetato de potasio.

Los peces aclimatados (de Golden Sea Produce Ltd., Hunterston, Escocia), con longitud promedio de 3.3 cm y un peso promedio de 0.73 g (en el caso del formiato de cesio de 3.5 cm, 1.23 g), se usaron para la prueba. Cinco concentraciones de prueba y una de control, de 20 litros cada una se emplearon durante la prueba. El periodo de foto fue de 16 horas con iluminación y 8 horas de oscuridad, y los criterios de muerte eran: La ausencia de (i) movimiento respiratorio y (ii) respuesta a la estimulación física.

Los valores LC₅₀ calculados para el Turbot joven se muestran en la Tabla 5.6 y los valores acumulativos en la Tabla 5.3.

Tipo de prueba	Formiato de sodio	Formiato de potasio	Monohidrato de formiato de cesio	Cloruro de Potasio	Acetato de Potasio
LC ₅₀ 3 h	>10000	>3200	>10000	>3200	>3200
LC ₅₀ 6 h	>10000	>3200	>10000	>3200	>3200
LC ₅₀ 24 h	9400 (8500-10000)	2700 (2600-2700)	770 (580-1000)	2600 (2400-2900)	2800 (2400-2600)
LC ₅₀ 48 h	7600 (7100-8100)	2100 (2100-2200)	440 (350-560)	2200 (2000-2400)	2300 (2000-2600)
LC ₅₀ 72 h	6700 (6100-7300)	1900 (1800-1900)	320 (260-400)	2000 (1800-2200)	2000 (1800-2300)
LC ₅₀ 96 h	6100 (5500-6900)	1700 (1700-1800)	260 (200-320)	1800 (1600-2000)	1900 (1600-2100)

Resumen de resultados de todas las especies. Todos los valores citados están en mg/L con un 95% de límites de confianza de los valores presentados entre paréntesis.

Tabla 5.6.- Toxicidad aguda al Turbot joven (*Scophthalmus maximus*).

Pruebas a Larval Turbot.

Uno de los requisitos futuros propuestos para el esquema de PARCOM es que los datos de toxicidad deben efectuarse en larvas de peces marinos pertinentes. Un método de prueba rápido, eficaz y de costo mínimo para el Larval Turbot se ha desarrollado en Shell Research Centre y está en proceso de ser probado por PARCOM.

Pruebas estáticas de cuarenta y ocho horas se llevaron a cabo usando de 1-3 días de incubación de las larvas para evaluar la toxicidad del formiato de cesio y del bromuro de cinc. El punto final de estas pruebas es la mortalidad que es evaluada por la falta de respuesta a la estimulación física. Las pruebas se llevaron a cabo a 15°C usando un periodo de foto de 16 horas con iluminación y 8 horas de oscuridad.

Los valores LC₅₀ calculados de la prueba para el Larval Turbot se muestran en la tabla 5.7 y los valores acumulativos en la tabla 5.3.

Tipo de prueba	Monohidrato de formiato de cesio	Bromuro de cinc
LC ₅₀ 24 h	>3300	11 (10-13)
LC ₅₀ 48 h	1400 (1200-1500)	7.5 (6.4-10)

Resumen de resultados de todas las especies. Todos los valores citados están en mg/L con un 95% de límites de confianza de los valores presentados entre paréntesis

Tabla 5.7.- Toxicidad aguda al Larval Turbot (*Scophthalmus maximus*).

Toxicidad aguda a la Trucha Arcoiris (Oncorhynchus mykiss) -Pez de agua dulce.

Las pruebas LC₅₀ de toxicidad aguda a 96 horas se llevaron bajo condiciones de prueba semi-estáticas de acuerdo a Directivas de OECD⁽⁷⁰⁾ No. 203 ("Prueba de Toxicidad Aguda, pez") y la Directiva EEC 67/548 Anexo V, C.1 publicada en 84/449/EEC.

Las pruebas fueron efectuadas en Inglaterra. Se probaron el formiato de sodio, el formiato de potasio, el cloruro de potasio y el acetato de potasio.

Los peces aclimatados (de Westacre Trout Farm., Westacre, Norfolk), con longitud promedio de 5.1 cm y un peso promedio de 1.72 g (en el caso del formiato de cesio de 3.8 cm, 0.69 g), se usaron para la prueba. Cinco concentraciones de prueba y una de control, de 20 litros cada una se emplearon durante la prueba. El periodo de foto era de 16 horas con iluminación y 8 horas de oscuridad, y los criterios de muerte eran: La ausencia de (i) movimiento respiratorio y (ii) respuesta a la estimulación física.

Los valores LC₅₀ calculados para la Trucha arco iris se muestran en la tabla 5.8 y los valores acumulativos en la tabla 5.3.

Toxicidad aguda a la Acartia tonsa (Dana) -Calanoid copepod marino.

Las pruebas EC₅₀ de toxicidad aguda a 48 horas se llevaron a cabo bajo condiciones de prueba estáticas de acuerdo a los procedimientos desarrollados por la Comisión de París (PARCOM).

Todas las pruebas fueron efectuadas en Inglaterra. La misma prueba se practicó después en el bromuro de cinc para la comparación^(41, 43).

Un estándar de *Acartia tonsa* viejos, (de 17 a 19 días de cultivo en el laboratorio originario de un cultivo proporcionado por Vandkvalitetsinstituttet (VKI), Copenhague, Dinamarca) se usaron para la prueba. Cinco concentraciones de prueba y un control, de 100 mL cada uno se emplearon durante la prueba. El periodo de foto era de 16 horas con iluminación y 8 horas de oscuridad, y el criterio de inmovilización era el fracaso para responder al ser tocados con el extremo de una pipeta de vidrio modificada.

Tipo de prueba	Formiato de sodio	Formiato de potasio	Cloruro de Potasio	Acetato de Potasio	Formiato de cesio Monohidratado
LC ₅₀ 3 h	>10000	>10000	>10000	>10000	>5800
LC ₅₀ 6 h	>10000	>10000	>10000	>10000	>5600
LC ₅₀ 24 h	>10000	(3600-5700)	(5600-10000)	(5800-8000)	>5600
LC ₅₀ 48 h	>10000	4600 (3600-5700)	6800 (5800-8000)	6800 (5800-8000)	4900 (3400-7000)
LC ₅₀ 72 h	>10000	4100 (3200-5100)	4300 (3300-5700)	6100 (4900-7400)	2700 (2100-3600)
LC ₅₀ 96 h	>10000	3500 (2900-4200)	4100 (3100-5300)	5100 (4000-6500)	2100 (1600-2700)
Prueba con concentración máxima con 0% de mortalidad	5500	1800	1800	1800	1000
Prueba con concentración mínima con 100% de mortalidad	10000	5600	10000	10000	5600
Nivel de efectos no observados	3200	1800	1800	3200	1000

Resumen de resultados de todas las especies. Todos los valores citados están en mg/L con un 95% de límites de confianza de los valores presentados entre paréntesis.

Tabla 5.8.-toxicidad aguda a la Trucha arco iris (*Oncorhynchus mykiss*).

Los valores EC₅₀ calculados para la *Acartia tonsa* se muestran en la tabla 5.9 y los valores acumulativos en la tabla 5.3.

Tipo de prueba	Formiato de sodio	Formiato de potasio	Formiato de cesio Monohidratado	Bromuro de cinc
EC ₅₀ 24 h	4300 (3700-4900)	370 (320-440)	440 (380-500)	3.4 (2.5-4.6)
EC ₅₀ 48 h	3900 (3400-4600)	300 (230-390)	340 (240-280)	1.7 (1.2-2.3)

Datos EC₅₀. Todos los valores citados están en mg/L con un 95% de límites de confianza de los valores presentados entre paréntesis.

Tabla 5.9.- Toxicidad aguda a la *Acartia tonsa* (*Dana*).

Toxicidad aguda a la Daphnia magna (Straus) -Crustáceo de agua dulce.

Las pruebas EC₅₀ de toxicidad aguda a 48 horas se llevaron a cabo bajo condiciones de prueba estáticas de acuerdo a Directivas de OECD^[70], No. 202, parte 1 y la Directiva EEC 67/548, Anexo V, C.2 publicada en 84/449/EEC.

Todas las pruebas en las sales de formiato fueron efectuadas en Inglaterra. Se probaron el formiato de sodio y el formiato de potasio. La misma prueba se practicó después en el bromuro de cinc para la comparación.

Las daphnias jóvenes se reprodujeron por una noche (de cultivo en el laboratorio originaria de una cadena proporcionada por IRChA, Francia). Nueve concentraciones prueba y un control, se usaron 200 mL de cada una. El periodo de foto era de 16 horas con iluminación y 8 horas de oscuridad, y el criterio de inmovilización era que las daphnias fueran incapaces de nadar durante aproximadamente 15 segundos después de una agitación suave.

Los valores EC₅₀ calculados para la *Daphnia magna* se muestran en la tabla 5.10 y los valores acumulativos en la tabla 5.3.

Tipo de prueba	Formiato de sodio	Formiato de potasio	Formiato de cesio Monohidratado	Bromuro de cinc
EC ₅₀ 24 h	>1000	>1000	130 (110-160)	58 (45-80)
EC ₅₀ 48 h	>1000	540 (370-790)	35 (29-42)	6.4 (4.7-8.7)
Nivel de efectos no observados a 24 hr	≥1000	180	56	32
Nivel de efectos no observados a 48 hr	320	180	35	32

Datos EC₅₀ acumulativos. Todos los valores citados están en mg/L con un 95% de límites de confianza de los valores presentados entre paréntesis.

Tabla 5.10.- Toxicidad aguda a la *Daphnia magna* (Straus).

Toxicidad aguda para embriones de Ostra del Pacífico (Crassostrea gigas).

Las pruebas EC₅₀ de toxicidad aguda de 24 horas se llevaron a cabo para determinar la toxicidad en las etapas tempranas de desarrollo de un molusco marino. Las pruebas se realizaron según las directivas de prueba de anillo PARCOM.

Las pruebas se efectuaron sobre el formiato de cesio monohidratado en Inglaterra. Embriones recientemente fertilizados de la ostra del pacífico, *Crassostrea gigas* (Thunberg) se usaron para la prueba. Pruebas adicionales se han llevado a cabo en Sittingbourne con bromuro de cinc para la comparación.

Los resultados de la prueba del embrión de ostra se expresan como el Riesgo Neto de Porcentaje (PNR) (que se basa en la anomalía del porcentaje). El PNR fue usado para calcular valores de EC₅₀ de 24 horas. Los valores EC₅₀ calculados se enlistan en la tabla 5.11 y los valores acumulativos en la tabla 5.3.

Tipo de prueba	Monohidrato de formiato de cesio	Bromuro de cinc
EC ₅₀ 24 h	1200 (1100-1300)	0.31 (0.25-0.38)

Datos EC₅₀ calculados. Los valores citados están en mg/L con un 95% de límites de confianza de los valores presentados entre paréntesis

Tabla 5.11.- Toxicidad aguda a la Ostra embrión (*Crassostrea gigas*).

Toxicidad aguda al Skeletonema costatum (Greville) -Algas planctónicas marinas.

Setenta y dos horas de prueba de inhibición de crecimiento de algas se llevaron a cabo con el plancton marino, *Skeletonema costatum*, de acuerdo a directrices de prueba ISO⁽⁴¹⁾.

Todas las pruebas fueron llevadas a cabo en Inglaterra.

El control y soluciones de prueba se inocularon con el *Skeletonema costatum* (derivado de un cultivo obtenido de una colección de cultivos de algas y protozoarios de Inglaterra, Oban (CCAP 1077/5)) se incubaron en un incubador orbital frío bajo iluminación constante durante 72 horas. Las concentraciones de cadena/celda estaban determinadas en control y los frascos de sustancia de prueba a 0 h, 24 h, 48 h, y 72 h usando un contador de partículas electrónico.

Los valores calculados de E_bC₅₀ y E_rC₅₀ se muestran en la tabla 5.12 y los valores acumulativos en la tabla 5.3.

Tipo de prueba	Formiato de sodio	Formiato de potasio	Formiato de cesio Monohidratado		Bromuro de cinc
			EDTA alto	EDTA bajo	(EDTA bajo)
E _b C ₅₀ 24 h	2600	3500	1500	1700 (400-2100)	<0.30
E _b C ₅₀ 48 h	1900	4000 (3500-4500)	980	920 (400-2100)	0.30 (0.23-0.37)
E _b C ₅₀ 72 h	1600	3400 (3100-3800)	1000	710	0.33 (0.26-0.39)
E _r C ₅₀ 0-24 h	2100	3500	1900 (1700-2100)	2100 (1100-1400)	0.37 (0.30-0.43)
E _r C ₅₀ 0-48 h	2000 (1700-2200)	5300 (4700-6200)	1700 (1500-1900)	1300 (1100-1400)	0.30
E _r C ₅₀ 0-72 h	2000 (1200-3400)	3700 (3400-4000)	2200 (1900-2500)	1500	0.37 (0.30-0.43)
Datos graficados E _r C ₅₀ 0-72 h			2200	1700	
Efectos máximos no observados	1000	1000	320	320	<0.30

Datos E_bC₅₀ y E_rC₅₀ acumulativos. Todos los valores citados están en mg/L con un 95% de límites de confianza de los valores presentados entre paréntesis.

Tabla 5.12.-Toxicidad aguda a *Skeletonema costatum* (Greville).

Toxicidad aguda al Scenedesmus subspicatus -Algas de agua dulce.

Setenta y dos horas de prueba de inhibición de crecimiento de algas se llevaron a cabo de acuerdo a Directrices OECD⁽⁷⁰⁾ No. 201 y Directivas EEC 67/548 Anexo VIII Parte C (87/302/EEC).

Todas las pruebas fueron llevadas a cabo en Inglaterra. Se probaron el formiato de sodio y formiato de potasio, y pre-cultivo de las algas *Scenedesmus subspicatus* (Centro de Cultivo de Algas y la Asociación Biológica de Protozoarios de Agua Dulce, Cumbria, Inglaterra) se usaron para la prueba. El crecimiento era determinado midiendo la absorbancia a 665 nm. Las densidades de la celda de control y cultivos de prueba al inicio y término eran determinadas por medio de cuenta directa (por el método de conteo directo) con la ayuda de un hemacitómetro.

Los valores calculados de E_bC₅₀ y E_rC₅₀ se muestran en la tabla 5.13 y en la tabla 5.3.

Tipo de prueba	Formiato de sodio	Formiato de potasio	Formiato de cesio Monohidratado
E _b C ₅₀ 72 h	>1000	>1000	1.6 (1.5-1.7)
E _r C ₅₀ 24-48 h	>1000	>1000	1.8 (1.6-1.9)
" Nivel de Efectos No Observados" (NENO)	≥1000	≥1000	1.0

Datos E_bC₅₀ y E_rC₅₀. Todos los valores citados están en mg/L con un 95% de límites de confianza de los valores presentados entre paréntesis.

Tabla 5.13.-Toxicidad aguda a *Scenedesmus subspicatus*.

Toxicidad aguda al Raphidocelis subcapitata (anteriormente Selenastrum capricornutum) -Algas de agua dulce.

Setenta y dos horas de prueba de inhibición de crecimiento de algas se llevaron a cabo de acuerdo al Periódico Oficial de las Comunidades Europeas No. L251 Parte C ("Métodos para la Determinación de Ecotoxicidad") y No. L133 ("Pruebas de Inhibición de Algas"), y Directivas de OECD⁽⁷⁰⁾ para pruebas de aditivos No. 201.

Estas pruebas fueron llevadas a cabo en Inglaterra. Se probó el formiato de cesio y el bromuro de cinc para comparación.

Raphidocelis Subcapitata (anteriormente *Selenastrum capricornutum*) [tomado de un cultivo de un laboratorio de semiaxenic, derivado de una cadena o cultivos puros (ATCC 22662) obtenido de la Colección de Cultivo Americana, Maryland, Ohio, EE.UU.] se usaron para la prueba.

Las concentraciones de la celda en control y frascos de sustancia de prueba fueron medidas en 0 h, 24 h, 48 h, y 72 h usando una cuchilla multitamaños.

Los valores E_bC_{50} y E_rC_{50} calculados se muestran en la tabla 5.14 y los valores acumulativos en la tabla 5.3.

Tipo de prueba	Formiato de cesio Monohidratado	Bromuro de zinc
E_bC_{50} 24 h		0.33 (0.30-0.37)
E_bC_{50} 48 h	3.4	0.40
E_bC_{50} 72 h	2.0 (1.7-2.3)	0.41 (0.38-0.45)
E_rC_{50} 24 h		0.40 (0.36-0.45)
E_rC_{50} 48 h	3.8 (3.6-4.1)	0.59 (0.54-0.65)
E_rC_{50} 72 h	3.5 (3.2-3.8)	0.62 (0.57-0.68)

Datos E_bC_{50} y E_rC_{50} acumulativos. Todos los valores citados están en mg/L con un 95% de límites de confianza de los valores presentados entre paréntesis.

Tabla 5.14.- Toxicidad aguda a *Raphidocelis subcapitata* (anteriormente *Selenastrum capricornutum*).

5.2. BIODEGRADABILIDAD

Se denomina biodegradación a la descomposición de la materia orgánica natural o sintética causada por la acción de los microorganismos para la obtención de moléculas más simples. En consecuencia, la biodegradabilidad sería la capacidad de una sustancia para transformarse en compuestos más sencillos por acción de los microorganismos. Dicha biotransformación implica un proceso mediante el cual el organismo modifica un compuesto que ha absorbido previamente, para dar posteriormente productos que puedan ser excretados o reabsorbidos^[97].

- ♦ **Biodegradación aerobia:** Es la degradación biológica que se lleva a cabo en ambientes con suficiente aireación, en los cuales se busca mantener una concentración de oxígeno molecular libre disuelto de al menos 2 mg/L. Los principales productos de la biodegradación de materia orgánica son dióxido de carbono, agua (debido a la reducción de oxígeno molecular) y biomasa microbiana.
- ♦ **Biodegradación anaerobia:** Este tipo de biodegradación se lleva a cabo por microorganismos que no requieren oxígeno molecular libre en solución, por lo que la concentración de oxígeno es muy baja o inexistente. Los microorganismos emplean compuestos inorgánicos aceptores de electrones como nitratos, nitritos y sulfatos, entre otros. Se promueve el crecimiento de bacterias anaerobias, especialmente metanógenas (que degradan la materia orgánica soluble originando metano y dióxido de carbono). Desde el punto de vista metabólico, este proceso es considerado como ineficiente ya que los microorganismos dejan grandes cantidades de material orgánico parcialmente digerido en forma de ácidos grasos, alcoholes y otros similares.

Los factores que afectan la biodegradabilidad de las sustancias pueden ser divididos en tres grupos:

- i. *Parámetros fisicoquímicos*: Temperatura, solubilidad, grado de dispersión del compuesto en el medio, pH y oxígeno disuelto.
- ii. *Características químicas*: Largo de la cadena, clase, número y posición de los sustituyentes en la molécula, estereoquímica y tonicidad del medio.
- iii. *Características biológicas*: Origen del cultivo microbiano, edad, tiempo y forma de adaptación, tolerancia a la toxicidad del compuesto de prueba y efecto de otros sustratos.

Pruebas de biodegradabilidad.

Las pruebas de biodegradabilidad tienen como objetivo simular, en un ambiente controlado de laboratorio, el proceso de biodegradación que ocurre en la naturaleza^[98]. El método clásico para demostrar la biodegradabilidad de una sustancia consiste en incubar una solución o suspensión de la misma en un medio mineral con un inóculo bacteriano, bajo condiciones ambientales controladas, durante un lapso determinado (usualmente 28 días). El curso de la biodegradación es monitoreado mediante técnicas analíticas que cuantifican^[99]:

- ◆ La desaparición del compuesto de prueba medido como carbono orgánico disuelto (COD).
- ◆ La actividad metabólica bacteriana medida como demanda bioquímica de oxígeno (DBO).
- ◆ La producción de dióxido de carbono.

Las determinaciones son realizadas a intervalos frecuentes de tiempo para permitir la identificación del principio y fin de la biodegradación. La realización de análisis químicos específicos permite determinar la concentración de compuestos o metabolitos intermediarios formados durante el proceso^[98].

Todas las pruebas de biodegradabilidad se basan en técnicas de cultivo de enriquecimiento donde se favorece la multiplicación celular de un grupo microbiano con características metabólicas específicas. Este enriquecimiento celular se logra a través del control de factores como temperatura, pH, aireación y fuente de inóculo, entre otros. La población inicial está compuesta por variedades de microorganismos tolerantes a un ambiente en particular, a efecto de disponer de varias rutas metabólicas para la biodegradación del compuesto de interés.

Las pruebas de biodegradabilidad diseñadas para agua dulce utilizan un inóculo bacteriano normalmente derivado de lodos activados, aunque también puede derivarse de agua superficial y/o suelo.

La elección del método a seguir, implica la necesidad de conocer la solubilidad, presión de vapor y características de adsorción de la muestra. De igual manera, es deseable conocer la estructura química o fórmula de la sustancia ensayada, con objeto de contar con una base de cálculo para el porcentaje de biodegradación alcanzado a través del tiempo, lo cual evidentemente no es posible de realizar en muestras de aguas residuales debido a su misma naturaleza (multisustratos en concentraciones variadas).

Clasificación de pruebas de biodegradabilidad^[70, 99].

En general, las pruebas de biodegradabilidad pueden clasificarse en tres grandes grupos:

- ◆ *Pruebas de biodegradabilidad aerobia rápida*: Su objetivo es evaluar la facilidad con que una sustancia puede ser mineralizada bajo condiciones experimentales estrictas. Para su montaje pueden ser empleados respirómetros y matraces con o sin agitación. Una sustancia es considerada como rápidamente biodegradable cuando alcanza ya sea un 70% de remoción de materia orgánica medida como carbono orgánico disuelto, o bien un 60% del correspondiente al valor de demanda teórica de oxígeno o producción de dióxido de carbono, en un lapso de 28 días de evaluación. El nivel de aceptación es menor, cuando se emplea un método respirométrico, ya que una proporción del carbono de la sustancia de prueba es incorporada como biomasa; por lo que el porcentaje de dióxido de carbono producido es menor que el porcentaje de carbono utilizado. En este tipo de ensayos la sustancia de prueba es la única fuente de carbono y energía disponible. Se utiliza un inóculo de baja concentración celular que no ha tenido contacto previo con la sustancia de prueba. Las pruebas realizadas de esta manera, tienen oportunidad limitada de que ocurra la aclimatación del inóculo. Un resultado positivo en estas pruebas, permite suponer que la sustancia evaluada

podrá ser biodegradada rápida y completamente en el ambiente. Sin embargo, deben considerarse los factores fisicoquímicos y microbiológicos del sitio (por ejemplo temperatura, pH y potencial redox), así como el flujo de la sustancia en estudio, ya que pueden generarse subproductos de la biodegradación más tóxicos o bien, depósitos de sustancias peligrosas dentro del ecosistema. En esta prueba, la obtención de bajo porcentaje de biodegradación no necesariamente significa que la sustancia evaluada no sea biodegradable, sino que las condiciones experimentales en las que se realizó no fueron las adecuadas para ello.

- ◆ **Pruebas de biodegradabilidad aerobia intrínseca:** Este tipo de ensayos permite la exposición prolongada de la sustancia de prueba con los microorganismos, por lo tanto hay una mayor posibilidad de que ocurra la adaptación del inóculo, así como una relación biomasa/sustancia de prueba más equilibrada y otras condiciones que promueven la biodegradación. Un resultado positivo indica que la sustancia no permanecerá indefinidamente en el ambiente, pero no puede suponerse que la cinética de biodegradación ocurra de la misma manera en el sitio contaminado, ya que no necesariamente fueron proporcionadas las condiciones favorables para el ensayo. Cuando existe evidencia de que la biodegradación no se llevó a cabo de la manera esperada, es conveniente considerar el posible efecto de los subproductos de la biodegradación, ya que pueden inducir la inhibición por producto.
- ◆ **Pruebas de simulación:** En este caso las pruebas practicadas proveen de información acerca de la cinética de biodegradación bajo condiciones ambientales específicas. Los resultados obtenidos sientan las bases para el cálculo de concentraciones dentro del ecosistema, por lo que es necesario validar el modelo empleado para la simulación del sitio en estudio. Además, debe conocerse la distribución de la sustancia en el ambiente así como su toxicidad potencial. Las pruebas se dividen de acuerdo al lugar que simulan ser; tratamiento biológico aerobio, tratamiento biológico anaerobio, río, lago, estuario, etc.

Una vez visualizada la ubicación de las pruebas de biodegradabilidad aerobia rápida, dentro de la clasificación general de las pruebas de biodegradabilidad y dada su importancia para el desarrollo del presente trabajo, se ampliará la información sobre las mismas.

Pruebas de biodegradabilidad aerobia rápida

El Grupo de Expertos de la OECD recomienda una serie de pruebas para evaluar la biodegradabilidad aerobia rápida de compuestos orgánicos. Los métodos clasificados como OECD 301 para aguas dulces y los métodos OECD 306 para aguas marinas fueron diseñados para sustancias solubles en agua, no volátiles, sin adsorción a superficies (vidrio) y que no ocasionen efectos inhibitorios sobre la población microbiana. Existen adaptaciones para sustancias que no cumplan con alguno de estos requisitos.

Prueba	Tipo de prueba	Método analítico	PS	V	Concentración de la sustancia de prueba	Concentración del inóculo	Concentración de elementos en el medio mineral (mg/L)	pH	T (°C)
Disminución de COD (301 A)	Matraz agitado	Carbono Orgánico Disuelto	-	-	10 a 40 mgCOD/L	≤ 30 mg SS/L ≤ 100 mL efluente/L 10 ⁷ a 10 ⁸ células/L	P: 116, N: 1.3, Na: 86, K: 122, Mg: 2.2, Ca: 9.9 y Fe: 0.05 a 0.1.	7.4 ± 0.2	22 ± 2
Producción de CO ₂ (301 B)	Respirométrica	Producción de dióxido de carbono	+	-	10 a 20 mgCOD/L	≤ 30 mg SS/L ≤ 100 mL efluente/L 10 ⁷ a 10 ⁸ células/L	P: 116, N: 1.3, Na: 86, K: 122, Mg: 2.2, Ca: 9.9 y Fe: 0.05 a 0.1.	7.4 ± 0.2	22 ± 2
Botella Cerrada (301 D)	Demanda Bioquímica de Oxígeno	Oxígeno disuelto	+	+	2 a 10 mg/L 5 a 10 mgDIO/L	≤ 5 mL efluente/L 10 ⁴ a 10 ⁸ células/L	P: 116, N: 0.13, Na: 86, K: 122, Mg: 2.2, Ca: 9.9 y Fe: 0.05 a 0.1.	7.4 ± 0.2	22 ± 2
Monitoreo OECD Modificada (301 E)	Matraz agitado	Carbono Orgánico Disuelto	-	-	10 a 40 mgCOD/L	≤ 0.5 mL efluente/L 10 ⁷ células/L	P: 116, N: 1.3, Na: 86, K: 122, Mg: 2.2, Ca: 9.9 y Fe: 0.05 a 0.1.	7.4 ± 0.2	22 ± 2

COD Carbono orgánico disuelto. DIO Demanda teórica de oxígeno. SS Sólidos suspendidos. T Temperatura. PS Sustancias poco solubles. V Sustancias volátiles.
(+) Adecuada (-) No adecuada (*) Medianaamente adecuada

Tabla 5.15.- Comparación de características fundamentales de las pruebas de biodegradación aerobia rápida^[70].

NOTA: El método respirométrico consiste en determinar el consumo de oxígeno, mediante la cuantificación de la cantidad de oxígeno producido electroquímicamente, requerido para mantener el volumen de gas constante dentro del matraz del respirómetro o compensar las variaciones en el volumen y/o presión (o la combinación de ambos) lo cual es registrado por el respirómetro. El dióxido de carbono, producto del metabolismo microbiano, es absorbido en hidróxido de potasio, cal sodada u otra sustancia

similar. La cantidad de oxígeno consumida por la población microbiana, durante la biodegradación del compuesto, debe ser corregida con el consumo de un blanco de inóculo corrido paralelamente, y el resultado es expresado como mg de oxígeno requerido para oxidar la sustancia, mg de oxígeno requerido/mg de compuesto de prueba o bien, mg de oxígeno requerido/L de compuesto de prueba^[70].

Como puede observarse en la tabla 5.15, las cuatro pruebas comparadas presentan características similares^[70, 99] entre las que pueden citarse:

- ◆ La sustancia de prueba es la única fuente de carbono disponible para el desarrollo microbiano y se encuentra a baja concentración.
- ◆ El sustrato es expuesto a una biomasa microbiana relativamente baja en concentración.
- ◆ Son aplicables a una gran variedad de compuestos orgánicos.
- ◆ El seguimiento de la cinética de biodegradación no requiere métodos analíticos específicos, lo que permite obtener información de la biodegradabilidad máxima del compuesto, ya que cuantifican cualquier residuo, subproducto o intermediario presente en el medio de prueba.
- ◆ El tiempo de prueba está estandarizado a 28 días, con la finalidad de obtener resultados reproducibles.
- ◆ En caso de que a los 28 días la biodegradación haya comenzado pero no alcanzado una meseta, se recomienda continuar la prueba hasta 42 días.
- ◆ La estandarización del inóculo provee de un parámetro de comparación entre los diversos métodos; sin embargo, reduce significativamente el número de especies presentes en el sistema, por lo que es recomendable el uso de un inóculo mixto. El potencial genético de un inóculo mixto es mayor que el de un cultivo puro.
- ◆ Debido a lo riguroso del ensayo, no debe permitirse la preadaptación del inóculo bacteriano al compuesto de prueba, ya que ello implicaría la obtención de datos inadecuados para evaluar la biodegradabilidad aerobia rápida de éste.

Las diferencias fundamentales entre estas pruebas son^[70, 99]:

- ◆ El origen del inóculo bacteriano (lodos activados, aguas residuales domésticas, aguas municipales, sobrenadante de suelo de jardín, efluente secundario, etc).
- ◆ La concentración del material de prueba y el método analítico requerido para seguir el curso de la cinética de biodegradación.
- ◆ Diferentes concentraciones de algunos elementos en el medio mineral.

Como se mencionó anteriormente, la biodegradación aerobia es un proceso oxidativo y el oxígeno molecular consumido por los microorganismos aerobios, durante el ensayo de biodegradabilidad, es definido como la demanda bioquímica de oxígeno (DBO). La cantidad de oxígeno molecular teóricamente requerido para la completa oxidación del compuesto es la demanda teórica de oxígeno (DTO), la cual puede ser calculada a partir de la siguiente fórmula química. A partir de la relación DBO/DTO, es posible predecir la biodegradabilidad de una determinada sustancia o compuesto.

$$DTO = \frac{16[2c + 0.5(h - cl - 3n) - o]}{pm}$$

donde: c = N° de átomos de carbono.
 h = N° de átomos de hidrógeno.
 o = N° de átomos de oxígeno.
 n = N° de átomos de nitrógeno.
 cl = N° de átomos de cloro
 pm = Peso molecular

El carbono orgánico disuelto (medida de la cantidad de carbono oxidable de la materia presente) puede sustituir a la DTO cuando no se conoce la estructura química de la sustancia o cuando se tiene una mezcla con multisustratos. La evaluación de biodegradabilidad dependiente de la disminución de carbono orgánico disuelto en el medio permite la evaluación de la cantidad total de sustrato orgánico removido durante un lapso determinado. El grado y velocidad de degradación puede ser cuantificado,

expresado y comparado de manera confiable.

Diversos estudios de biodegradabilidad^[43] se han llevado a cabo sobre las sales de formiato. Los formiatos de sodio, potasio y cesio han sido probados de acuerdo a OECD 301D (Prueba de Botella Cerrada). También se han realizado pruebas de DQO, DBO y el OECD 301E (Prueba de Selección Modificada), las pruebas se han llevado a cabo sobre las sales de formiato de potasio y sodio.

La prueba OECD 301E está ganando popularidad debido a que los datos generados tienden a ser más confiables que los datos de la DBO₂₈ prueba de la botella cerrada (OECD 301D) que tiene un punto final indirecto (pérdida de oxígeno en una botella cerrada). Además, DBO₂₈ muestra frecuentemente datos con diferencias grandes entre los análisis de duplicado.

Las definiciones siguientes son utilizadas:

DTO -Demanda Teórica de Oxígeno. La demanda teórica de oxígeno puede calcularse de la fórmula de la sustancia y su pureza, o porciones relativas de componentes mayores.

DQO -Demanda Química de Oxígeno. El DQO es una medida del "total" de la demanda de oxígeno de una sustancia, y está basado en el grado de reducción de una solución acuosa de dicromato acuoso caliente.

DBO -Demanda Bioquímica de Oxígeno. El DBO es una medida de la demanda de oxígeno de una solución acuosa de una sustancia cuando se expone a oxígeno en agua. El proceso es moderado en la presencia de bacterias que activan el proceso. El DBO es de este modo una medida de la demanda de oxígeno de una sustancia en ambiente natural. El DBO necesita tener un periodo específico mientras la demanda de oxígeno de una sustancia aumenta con el tiempo. La medida normal se hace en 5 días (DBO₅).

DBO/DQO.- La proporción de DBO/DQO es una medida de la magnitud de degradación biológica.

1.- Prueba 301D –Prueba de Botella Cerrada.

Las pruebas de biodegradabilidad DBO₂₈ en 28 días se llevaron a cabo en todos los formiatos de acuerdo a directrices de OECD^[70] No. 301 D y Directrices EEC 67/548 Anexo V, C.6 publicada en B4/449/EEC.

El principio de esta prueba es que la solución de la sustancia de prueba en un medio mineral, normalmente a 2-5 mg/lit, se inocula con un número relativamente pequeño de micro-organismos de una población mixta y se guardan en botellas completamente llenas, cerradas en la oscuridad a temperatura constante. La degradación es seguida por análisis de oxígeno disuelto sobre un periodo de 28 días. La cantidad de oxígeno consumida por la población microbiana durante la biodegradación de la sustancia de la prueba, corregido para la captación para correr el blanco de inoculación en paralelo, se expresa como un porcentaje de DTO. Si el DTO no es conocido, el DQO tiene que ser determinado, pero pueden observarse valores falsamente altos de porcentaje de biodegradación si la sustancia de prueba se oxida incompletamente en la prueba de DQO.

Las pruebas se llevaron a cabo en el formiato de sodio, potasio, y cesio en Inglaterra. Como medio mineral, 3 mg/L de benzoato de sodio fue usado. Las concentraciones de oxígeno disueltos se determinaron en duplicado en 0, 5, 15, y 28 días por medio de una celda DBO. Las demandas teóricas de oxígeno fueron calculadas, y el porcentaje de biodegradación calculado de agotamiento medido de oxígeno.

Todas las sustancias de la prueba podrían ser clasificadas como "fácilmente biodegradables" y todas pasaron el "criterio del tiempo de ventana" (sustancias que alcanzan el 60% de biodegradación tienen que hacerlo dentro de los 10 días de alcanzar el nivel del 10%). Los resultados se enlistan en la tabla 5.16.

Tipo de prueba	Formiato de sodio (16 mg/L)	Formiato de potasio (18 mg/L)	Formiato de cesio Monohidratado (45 mg/L)
DBO ₂₈ [mg O ₂ /L]	3.85	3.15	3.35
*Demanda Teórico de Oxígeno (DTO) [mg O ₂ /L]	3.76	3.42	4.05
Porcentaje de biodegradación (28 días) [%]	100	92	83
**Criterio del "tiempo de ventana"	Pasó	Pasó	Pasó

*Calculado como DTO (benzoato de sodio) * Concentración (benzoato de sodio) + DTO (formiato) * Concentración (formiato).

**Criterio del "Tiempo de Ventana": Substancias que alcanzan el 60% de biodegradación tienen que hacerlo dentro de los 10 días de alcanzar el nivel del 10%.

Tabla 5.16.- Biodegradabilidad Prueba OECD 301D -Prueba de Botella Cerrada.

2.- Pruebas de DQO y DBO₅.

Típicamente, la biodegradabilidad de un agua residual se estima por medio de la relación DBO₅/DQO. A partir del cálculo de este índice se puede inferir a *grosso modo* si la(s) sustancia(s) a depurar son fácilmente biodegradables o si presentan características que determinan su recalcitrancia y/o toxicidad para los microorganismos responsables de llevar a cabo el proceso de depuración. Con esta relación es posible tener una idea de la pertinencia o no de aplicar métodos de tratamiento de tipo biológico o fisicoquímico.

DBO₅/DQO > 0.4 Es biodegradable, se puede emplear un sistema biológico por organismos floculados o fijos en un lecho, tanto aerobios como anaerobios.

0.2 < DBO₅/DQO < 0.4 Es medianamente biodegradable, se recomienda emplear lechos bacterianos tanto aerobios como anaerobios.

0 < DBO₅/DQO < 0.2 Es muy poco o no biodegradable, no es adecuado y/o factible utilizar métodos biológicos para el tratamiento. Por lo tanto, es conveniente emplear métodos fisicoquímicos

Cabe señalar que no obstante que la relación DBO₅/DQO es importante en la selección del tipo de tratamiento a utilizar para un agua residual en particular, la concentración es otro factor que también influye en dicha selección. Por lo tanto, se recomienda que concentraciones de mayores a 1000 mgDBO₅/L, sean tratadas por medio de sistemas anaerobios y concentraciones por debajo de este valor límite, sean tratadas en sistemas aerobios; pudiéndose proponer un tren de tratamiento cuando ello proceda.

Estas pruebas se llevaron a cabo en el formiato de sodio y de potasio^[27].

El DQO se determinó de acuerdo a Directrices dadas por HMSO 1977 que usa dos concentraciones del químico de prueba disueltas en agua pura con ósmosis inversa (RO) de Vattenteknick, la unidad se adaptó con una columna de desalinación.

El DBO₅ fueron determinados en duplicado de acuerdo a Directrices dadas por HMSO 1977. En base a valores de DQO, se disolvieron cantidades de sustancia a lo largo de la prueba en agua con RO, con nutrientes y aii-tiourea como inhibidor de nitrificación. 100 µL de inoculador se agregaron a cada litro de solución preparada, y las concentraciones se midieron al día 1 y después de 5 días.

Los valores medidos de DQO y DBO₅ se muestran en la tabla 5.17.

Tipo de prueba	Formiato de sodio	Formiato de potasio
DQO [mg/L = mg/g] (ejemplo 1000 mg/L)	112	93
DBO ₅ [mg/g] (ejemplo 50 mg/L)	4	8

Tabla 5.17.- Valores de DQO y DBO₅ para el formiato de sodio y potasio.

3.- Prueba 301E –Prueba de Selección Modificada OECD.

Las pruebas de biodegradabilidad DBO₂₈ en 28 días se llevaron a cabo en el formiato de sodio y de potasio de acuerdo a Directivas de OECD^[70] No. 301E.

"La prueba 301E" controla la pérdida de carbono orgánico disuelto cuando una solución de sustancia de la prueba se expone a un inoculador. Un volumen medido de medio mineral que contiene una concentración conocida de la sustancia de prueba (como la fuente única nominal de carbono orgánico) se inocula con efluente y se airea y se agita en la oscuridad o luz difusa durante 28 días. La degradación es seguida por COD (Carbono Orgánico Disuelto) el análisis a intervalos frecuentes sobre de un periodo de 28 días. El grado de biodegradación es calculado expresando la concentración de COD removida (corregido para el control del blanco inoculador) como un porcentaje de la concentración inicialmente presente.

Las pruebas se llevaron a cabo a dos concentraciones de arranque nominales de sustancia de la prueba (10 y 30 mg/L como carbón). Los valores de COD se midieron (por Wallace Evans de Bretton, Chester) y se calcularon valores de COD absolutos (es decir, con valores de blancos restados). La relación (día de la prueba COD/día de comienzo COD) es una medida directa de degradación. El porcentaje de degradación durante 7, 14, 21, 27, y 28 días se muestran en la tabla 5.18.

Tipo de prueba	Formiato de sodio		Formiato de potasio	
	11.8 mg/L	31.2 mg/L	11.7 mg/L	30.4 mg/L
Biodegradabilidad (7 días) [%]	13	6	17	6
Biodegradabilidad (14 días) [%]	89	92	92	94
Biodegradabilidad (21 días) [%]	91	94	90	92
Biodegradabilidad (27 días) [%]	81	90	75	89
Biodegradabilidad (28 días) [%]	90	88	80	89

Tabla 5.18.- Biodegradabilidad rápida "Prueba 301E -Prueba de Selección Modificada OECD.

5.4. INHIBICIÓN DE CRECIMIENTO MICROBIAL

Una de las ventajas de las salmueras de formiato sobre las otras salmueras que se usan en los fluidos de perforación y terminación es que ellas son biodegradables (cuando están diluidas) y por lo tanto aceptables ambientalmente. Sin embargo, cuando las salmueras de formiato se usan como fluidos de terminación/empaque en concentraciones bajas es importante que la concentración de formiatos sea suficientemente alta para inhibir el crecimiento bacterial.

Los niveles de formiatos que inhibirán el crecimiento bacterial tanto para las bacterias aeróbicas como para las bacterias anaeróbicas reductoras de sulfatos en salmuera de formiato diluida de sodio, ya que esta es la salmuera que normalmente se usa en las aplicaciones de baja densidad en donde el crecimiento bacterial podría ser un problema.

El crecimiento de bacterias aerobias es principalmente esperado para tener lugar en la superficie, y la prueba se llevó a cabo por lo tanto a temperatura ambiente. Una inoculación que contuvo una gama amplia de bacterias aerobias fue probada midiendo la remoción de carbón orgánico disuelto (COD). La exposición de bacterias anaerobias reductoras de sulfatos (SRB) es muy probable para ocurrir bajo las condiciones del agujero, es decir a temperatura elevada. La prueba de inhibición era, por lo tanto, efectuada a temperaturas que reflejarán esto. Dos cultivos de SRB se usaron, el T670 (mesofílico) que crece óptimamente a 30°C, y el TSRB1 (termofílico) que crece óptimamente a 60°C. Ningún cultivo era disponible para que creciera óptimamente a temperaturas más altas. Como el formiato no es un "complemento" del subsuelo, para SRB las pruebas de inhibición se efectuaron en medios que apoyarían el crecimiento de cultivos en la ausencia de formiato.

Con ambas bacterias la concentración crítica fue aproximadamente 1M (6.8%), que corresponde a la densidad de una salmuera de aproximadamente 1.04 g/cc.

Como ambas de estas pruebas utilizaron condiciones de "alimentación ideal", las cuales raramente ocurrirán en el campo, estas pruebas tienen que verse como una reflexión del escenario del peor caso. Por lo tanto, en cualquier sistema de salmuera de formiato por encima de 1.04 g/cc, los problemas de crecimiento de bacteria son difíciles de ocurrir.

6. MÉTODOS DE TRATAMIENTO ACTUALES PARA REDUCIR EL IMPACTO AMBIENTAL CAUSADO POR LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN CONVENCIONALES Y POR LAS SALMUERAS DE FORMIATO

Prácticamente en todas las operaciones de perforación existe un elemento común en los desechos, y este es el fluido de perforación, por consiguiente merece un análisis aparte el estudio de los métodos de tratamiento para el control de la contaminación que éste fluido genere durante la perforación de pozos petroleros.

El fluido de perforación, debido a su costo, sus propiedades, usos y posibles daños ambientales, se ha considerado dentro de las normas y reglamentos nacionales e internacionales como un producto "no de desecho", esto es, es reutilizado en el proceso de perforación de pozos en forma continua, bajo tratamientos de recuperación de sus propiedades. Por consiguiente como tal no debemos de establecer medidas de disposición, saneamiento o mitigación, sin embargo, al estar en contacto con otros elementos (recortes de la formación, tuberías, equipos de separación de sólidos, etc.) en forma indirecta es arrojado y puede estar en contacto con el medio ambiente, contaminándolo.

Se ha considerado que si la fase continua del fluido de perforación es el aceite, éste según el código CRETIB (Corrosividad, Reactividad, Explosividad, Toxicidad al ambiente, Inflamabilidad y Biológica infecciosas)^[68] es catalogado como tóxico, además de otros efectos y por ende se prohíbe su desecho al medio ambiente. Es conveniente mencionar que de acuerdo al código CRETIB, el aspecto de toxicidad, el que mayor seguimiento se ha tenido debido a que las pruebas como son el bioensayo o LC₅₀ que son utilizados para evaluar la peligrosidad del fluido de perforación en precisamente una medición del grado de toxicidad del fluido^[45].

Aunque la fase continua sea el agua, es necesario evaluar su toxicidad, debido a que siempre tiene presente un contenido de aceite el cual le aporta propiedades específicas para ser usado en ciertas condiciones, y bajo esta inspección se determinará si es o no posible desecharlo al medio ambiente^[46, 47].

Toda una variedad de métodos de tratamiento han sido desarrollados para disminuir e incluso evitar los efectos que se generen por tener en contacto a los fluidos de perforación y el medio ambiente. Existen tres tendencias de ataque, por un lado el desarrollo de sistemas de control, manejo y disposición final en los equipos de perforación, por otro lado el uso de los fluidos basados en las salmueras de formiato (sales de ácido fórmico de sodio, potasio y cesio) que han demostrado perfiles de toxicidad favorables y son biodegradables, y por último la investigación y elaboración de fluidos de perforación no tóxicos, biodegradables e inertes (también conocidos como fluidos "ecológicos")^[48].

6.1. MÉTODOS DE TRATAMIENTO PARA FLUIDOS DE PERFORACIÓN CONVENCIONALES BASE ACEITE

Al ser catalogados los recortes de las formaciones impregnados de fluidos de perforación tóxicos, como el desecho de mayor jerarquía tanto por su volumen como por su efecto nocivo al medio ambiente, se han investigado y desarrollado varios sistemas de control, manejo y disposición.

Los métodos empleados para los fluidos de perforación a base de aceite pueden ser catalogadas en cinco grandes áreas:

1. Lavado de recortes.

2. Inyección anular de los recortes.
3. Procesos térmicos.
4. Proceso de encapsulamiento químico.
5. Procesos biológicos.

Todos y cada uno han sido empleados con éxito en la industria petrolera, naturalmente dependerá de las situaciones presentadas, disponibilidades y sobre todo costos para inclinarse a seleccionar el proceso a emplear.

A continuación se describirá y detallará cada proceso, marcando las ventajas y desventajas de su empleo, con el fin de servir de base para la decisión en la selección del método acorde a las condiciones presentadas. Cabe mencionar que el proceso que buenos resultados haya presentado en pozos marinos puede no serlo en terrestres y viceversa, así como en pozos de desarrollo y pozos exploratorios.

1. TÉCNICA PARA EL LAVADO DE RECORTES

Un mecanismo adecuado de lavado de recortes^{65, 66, 69]} impregnados de aceite, debe consistir básicamente en tres etapas (figura 6.1):

a.- Lavado de los recortes:

En un equipo lavador se separa el aceite contenido en los recortes, desechándolos, y aislando los fluidos (solución lavadora, aceites y sólidos finos).

b.- Separación líquido-sólido:

Se eliminan de los líquidos los sólidos finos de hasta 5 micras mediante una separación centrífuga bifásica.

c.- Separación sólido-agua-aceite:

Partículas sólidas ultra finas (menores a 5 micras) se separan mediante proceso trifásico de los líquidos, a su vez estos se bifurcan en aguas y aceites.

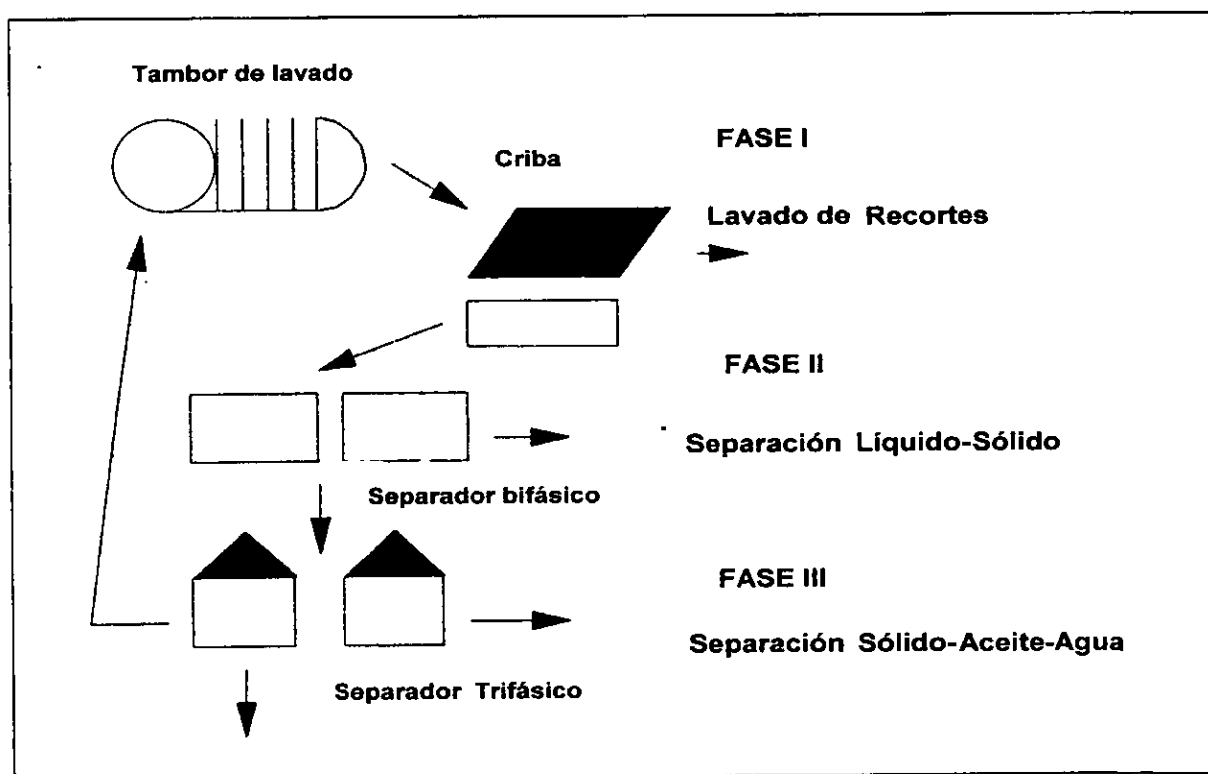


Figura 6.1.- Proceso de lavado de recortes.

Lavado de Recortes Mar Adentro.

a. Lavado de los recortes.

Todos los sólidos generados durante la perforación (recortes y desechos enviados de los equipos de control de sólidos del lodo) se canalizan hacia la parte inicial del proceso, el cual está compuesto de un tambor lavador, los recortes se movilizan por medio de solución lavadora (ésta es 95% de agua y 5% de detergente surfactante, o bien un solvente) con el fin de iniciar la limpieza mediante el contacto del fluido y sólido.

El tambor lavador recibe los sólidos y solución lavadora, y mediante movimiento rotacional (10-25 R.P.M. según se requiera) separa de los recortes el aceite que llevan impregnado, el tiempo de contacto variará dependiendo del porcentaje de aceite, recorte y producto lavador (2-5 min.).

En la descarga del tambor se coloca una criba o "temblorina" la cual detiene y separa los sólidos (recorte limpio) y permite por gravedad el paso del fluido, el contenido de éste último es solución lavadora con cierto grado de eficiencia, aceites separados del recorte y sólidos finos no retenidos por la criba (menores a 117 micras).

Para que el proceso sea eficiente, los recortes limpios no deben tener un contenido mayor del 10% en peso de aceite (que es la norma marcada) y se debe separar entre 85-90% de los sólidos totales, los cuales pueden vertirse al mar.

La solución lavadora puede ser un surfactante, no irritable a la piel o moderado, de preferencia biodegradable. Los fabricantes por precaución deberán especificar claramente en el envase las características de éste, su efecto al contacto en la piel, ojos, nariz, etc., así como las recomendaciones para su manejo.

b. Separación Líquido-Sólido.

El líquido filtrado por la criba proveniente de la primera etapa consiste de solución lavadora, aceites separados y sólidos finos, por tanto es requerida una separación bifásica líquido-sólido para eliminar la mayoría de los sólidos. Esto se logra haciendo circular la mezcla a través de un separador centrífugo de dos fases, se eliminan sólidos de hasta 5 micras. Los sólidos así separados se vierten al mar.

c. Separación de sólidos-agua-aceite.

La fase líquida descargada en la etapa anterior contiene solución lavadora, aceite y sólidos ultra finos y emulsiones; ésta se hace pasar por un separador trifásico de acción centrífuga eliminando los sólidos (contenido 10% de aceite) y separando aceite y agua.

El sólido se vierte al mar, el aceite puede reutilizarse (en preparar lodos) o bien almacenar para su traslado a disposición, y las aguas que contienen solución lavadora con un grado de eficiencia, se pueden dirigir nuevamente al inicio del proceso para continuar su acción hasta que ésta pierda totalmente su eficiencia.

Este proceso para realizarse en plataformas requiere de un área aproximada de 25 m² y el lugar factible para su instalación es el piso de producción.

El volumen de recortes a lavar no es limitante, debido a que con el equipo descrito anteriormente se pueden procesar hasta 6 toneladas por hora y el promedio estadístico de generación de recortes es de 2 toneladas por hora.

A diferencia del proceso de inyección, con este proceso no se altera ni influye en las condiciones de la formación y puede ser empleado en la plataforma en todos los pozos que ésta perfore.

Lavado de Recortes en Tierra.

Otra alternativa para el manejo y control de recortes generados durante la perforación impregnados de lodo base aceite en plataformas marinas o en tierra firme, es el recolectarlos en contenedores y enviarlos a una planta de tratamiento en tierra, esto permitirá realizar un proceso de limpieza del recorte en un lugar adecuado, sin problemas relativos de espacio, tiempo y manejo. Evitando así el vertimiento de desechos altamente tóxicos al mar. Para realizar esto se debe tener una buena coordinación de logística.

El lavado de recortes en tierra presenta varias ventajas; algunas de las ventajas principales son:

- a) No se desechará el recorte por tanto no habrá contaminación.
- b) El agua de lavado es reutilizada hasta su desgaste, la cual se puede verter por no ser tóxica.

Y algunos inconvenientes son:

- ◆ Para que el proceso sea efectivo, no debe excederse en combinación total el 10% de aceite en los sólidos.
- ◆ Existe un producto de desecho: los aceites, que si no se reutilizarán tendrán que ser enviados a disposición.

2. TÉCNICA PARA LA INYECCIÓN DE RECORTES EN EL ESPACIO ANULAR

Como se ha mencionado, la perforación se mantiene mediante un circuito del fluido de perforación: una bomba superficial succiona el "lodo" de una presa y lo inyecta por el interior de tuberías, pasa por las toberas de la barrena y regresa a través de un espacio anular descargando en una malla vibradora que separa los recortes y cae a unos tanques en donde nuevamente es succionado completando el ciclo.

Este circuito no es cerrado debido a los recortes que son separados y arrojados del sistema.

Por mucho tiempo se ha pensado la manera de desarrollar un sistema cerrado en el ciclo del fluido, pero al parecer resulta imposible, debido a que la única forma de lograrlo sería retomando el recorte a la formación; aspecto que suena ilógico, sin embargo es factible.

El retornar el recorte generado durante la perforación aparte de cerrar el circuito durante la misma, elimina toda responsabilidad de limpieza en el área al no producirse contaminante, lo que no genera impacto desfavorable al medio ambiente.

El proceso de inyección de recortes^[49 a 62, 69] consiste en forma general, en la transformación de recortes y fluidos impregnados (lodos de perforación) en una lechada bombeable, la cual es inyectada en una zona previamente seleccionada de la formación por el espacio anular existente entre dos tuberías de revestimiento (Figura 6.2.).

El principio básico de inyectar los recortes nuevamente a la formación consiste de tres pasos:

- a. *Selección del intervalo.* Elegir un intervalo de la formación adecuado. Esto es, mediante un análisis litológico se determina una zona porosa y permeable la cual admita fluidos y que existan capas sello tanto superior como inferior que impidan el movimiento vertical del flujo.
- b. *Diseño del pozo.* Es necesario conocer los gradientes de presión de formación y fractura del intervalo seleccionado, por tanto deberán realizarse pruebas de admisión para determinar la presión a la cual la formación vence su esfuerzo. Es fundamental el correcto diseño de las profundidades de asentamiento de las tuberías de revestimiento y del proceso de cementación de estas.
- c. *Transformación del recorte.* Modificación del recorte sólido a un estado factible a ser impulsado mediante bombeo, esto es, diluir para formar un líquido o lechada el cual será inyectado en la formación seleccionada bajo las características diseñadas.

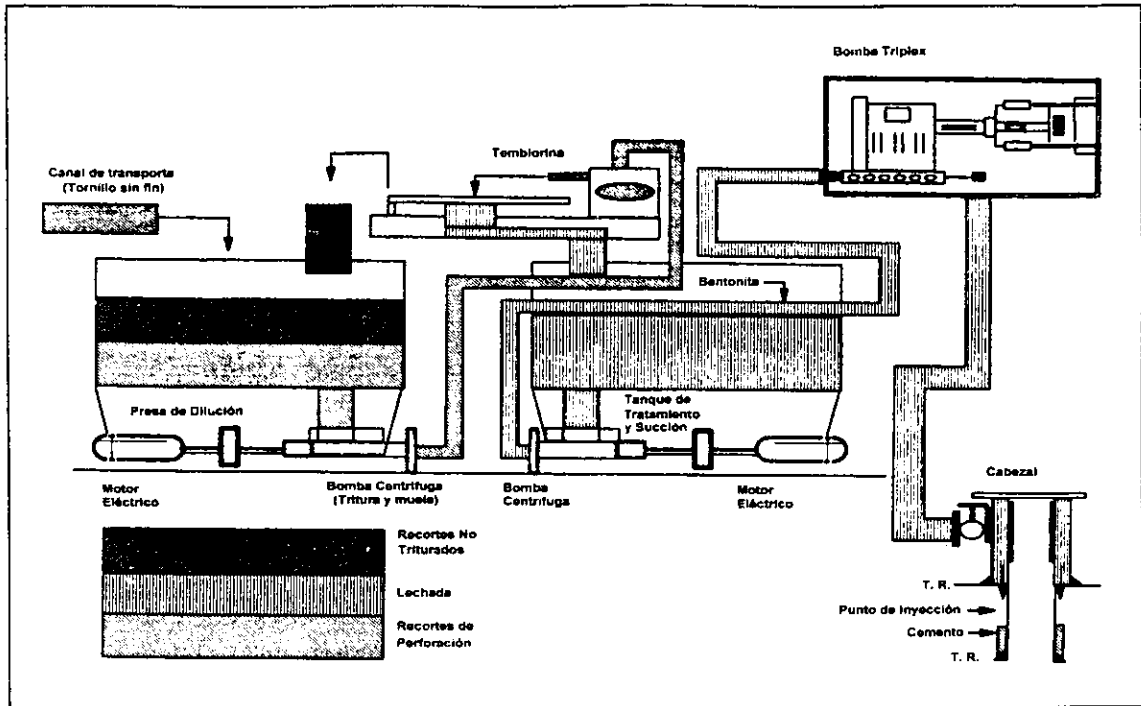


Figura 6.2.- Sistema de inyección de recortes.

a. Elección del intervalo.

La zona factible de la formación receptora de la lechada de inyección debe tener partes porosas y permeables, además, existir una roca sello que impida el movimiento ascendente y descendente, esto es que la permeabilidad vertical sea muy baja o nula.

El programa general del fluido utilizado para la perforación consiste en el empleo de sistema base agua para el período cuaternario. Fluido base aceite (emulsión inversa) para el período terciario, consistente en lutitas hidratables e inestables en base agua; posteriormente se cambia a fluido base agua.

Por tanto los recortes generados durante la perforación del período terciario impregnados de fluidos base aceite (emulsión inversa), son los requeridos a inyectar.

En el Pleistoceno del período cuaternario (zona superior a la antes mencionada), encontramos formación lutítica con capas de arena, esta litología es muy apropiada para la inyección debido a tener franjas porosas y permeables (arenas) que pueden admitir fluido y capas impermeables (lutitas) que servirán como roca sello. En el pozo Taratunich 101 en la Sonda de Campeche, México, se emplea el sistema de circuito cerrado, exitosamente, durante la perforación en la etapa conocida como emulsión inversa, esto es, al perforar el terciario y emplear fluido de perforación base aceite.

La formación factible receptora (donde se puede inyectar la lechada de recortes) es Paraje Solo, debido a su contenido de arenas funcionando como roca almacén y capas de lutitas fungiendo como roca sello. Debido a su profundidad (más de 700 m) no se altera acuíferos someros, y a su gradiente de fractura es posible la inyección sin requerir altas presiones.

De esta manera, se puede analizar otra localización y evaluar la posibilidad de inyectar los recortes en ella

b. Diseño del pozo.

El diseño cuantitativo del pozo es fundamental para el buen funcionamiento del circuito cerrado durante la perforación. Cálculos erróneos provocarán operaciones inadecuadas reduciendo en posibles problemas en la inyección del recorte, incluso de la inutilidad del proceso.

Los aspectos fundamentales de diseño para alcanzar el fin (poder cerrar el circuito) de inyectar los recortes son tres:

1. Determinación de los gradientes de presión de formación y fractura.
2. Diseño de la profundidad de asentamiento de las tuberías de revestimiento (T. R.).
3. Diseño de la cementación.

La determinación apropiada de los gradientes de presión de formación y fractura permitirán determinar correctamente las profundidades de asentamiento de las tuberías de revestimiento (T. R.) y la correcta y eficiente cementación de las T. R. evitará posibles canalizaciones del fluido (lechada de recortes) a través de las paredes del pozo.

1. Determinación de los gradientes de presión de formación y fractura.

Las presiones de formación y fractura pueden ser determinadas mediante el empleo de correlaciones o bien mediante mediciones directas en pozos vecinos. Es fundamental su conocimiento para la zona en donde se planee la inyección, en especial del gradiente de fractura.

Por tanto es necesario a esta profundidad realizar pruebas de admisión y conocer a detalle la presión a la cual a la roca se le vence su esfuerzo mínimo de cedencia.

2. Diseño de la profundidad de asentamiento de las tuberías de revestimiento (T. R.).

Mediante el empleo de los gradientes de presión de formación y fractura, se determina la profundidad a la cual deben ser cementadas tuberías de revestimiento que aislen las formaciones y mantengan el control del pozo.

Es requerido que la tubería superficial, por ejemplo, para el caso de la Sonda de Campeche, sea asentada en el Pleistoceno, con el fin de controlar zonas someras (acuíferos de agua superficiales) de formaciones deleznales.

Esto permite el acceso a lutitas y arenas encontradas en esta formación. Usualmente la tubería colocada como superficial es de 20 pulg. la siguiente o primer T.R. intermedia es de 13 3/8 pulg.

Es en el espacio anular de 20-13 3/8 pulg. por donde se inyecta la lechada de recortes.

3. Diseño de la cementación.

El diseño de la cementación de un pozo consiste en determinar el volumen de cemento adecuado, las condiciones de operación y las características y propiedades del cemento.

Para el proceso del circuito cerrado durante la perforación es fundamental la perfecta cementación de la tubería de revestimiento superficial (20 pulg.), para evitar posible canalización de la lechada de recortes a través de la pared del pozo y la T.R.

La altura del cemento de la primera T.R. intermedia (13 3/8 pulg.) debe quedar bajo la zapata de la T.R. superficial (20 pulg.) a una distancia de 500 a 700 m que será la zona en donde se inyectará la lechada de recorte. Además, la tubería debe estar perfectamente adherida a la formación para evitar comunicación a una formación inferior impidiendo tanto posible flujo de la lechada hacia abajo como de fluidos de zonas inferiores a la de inyección.

Es necesario hacer una prueba de admisión en la zona de inyección, para determinar la presión a la cual se deberá impulsar la lechada de recortes.

El cemento seleccionado deberá presentar un correcto tiempo de fraguado, alta resistencia y perfecta compatibilidad con la formación, esto garantizará la correcta adhesión de las tuberías con las paredes del pozo.

c. Transformación del recorte.

Para poder inyectar los recortes generados impregnados de lodo durante la perforación, es requerida su transformación a un estado líquido, es por tanto necesario integrar el recorte sólido en un fluido y formar una lechada.

Esta lechada ya es factible de impulsar mediante un sistema de bombeo a través del espacio anular, entre la tubería de revestimiento superficial y la primera T. R. intermedia. En la zona marina de México los diámetros son de 20 y 13 3/8 pulg. respectivamente.

La lechada se inyectará a la zona de la formación previamente seleccionada cuyas características permitan la admisión de fluido y la retención de este. Esto es, zonas porosas y permeables que acepten el fluido y rocas sello que lo retengan.

Para la transformación del recorte sólido en lechada de recorte se requiere de equipo especial que desarrolle el proceso (figura 6.3).

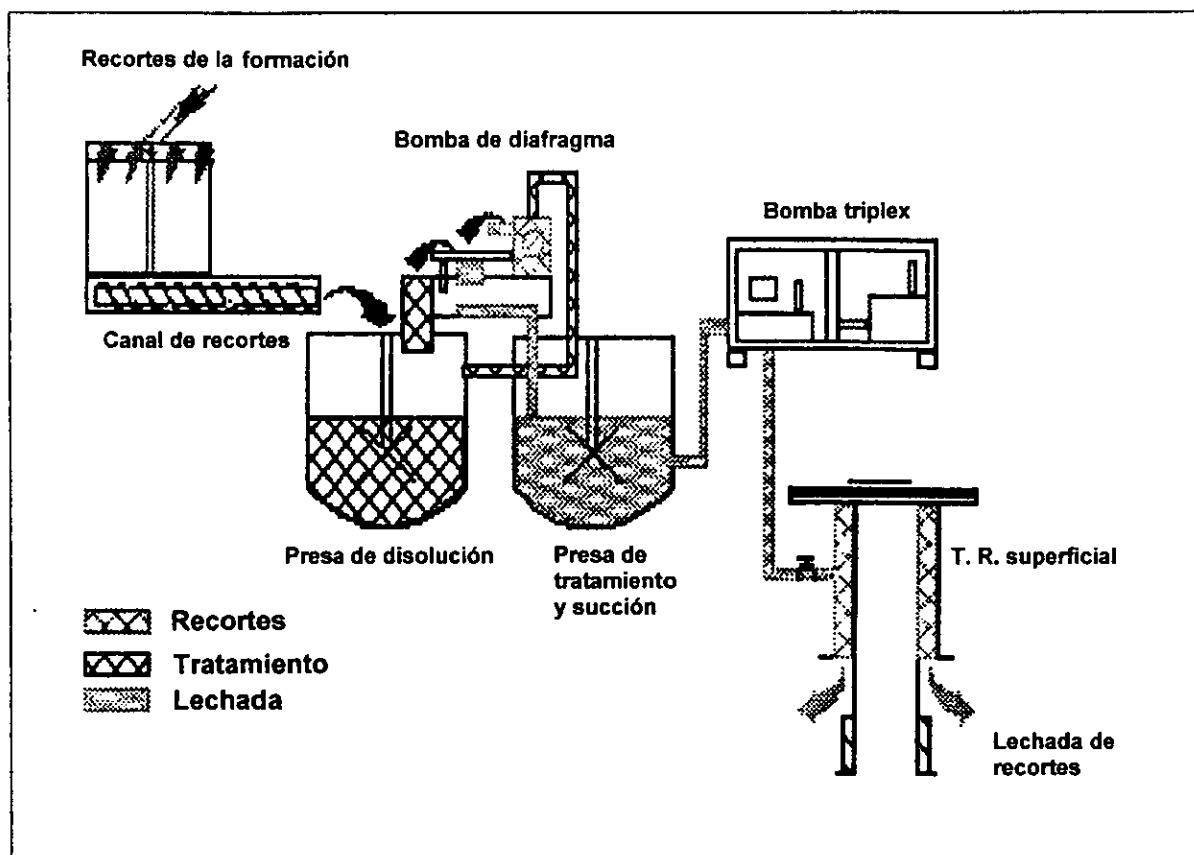


Figura 6.3.- Proceso de transformación de recortes sólidos en lechada.

Este equipo consiste básicamente de:

- I. Canal de transporte de recorte
- II. Presa de disolución (tanque 1)
- III. Presa de tratamiento y succión (tanque 2)
- IV. Bomba de diafragma de circulación
- V. Bomba triplex de inyección

Proceso: Los recortes separados por los vibradores del equipo de perforación caen por gravedad en un canal de transporte, el movimiento a través de éste puede ser mediante un alto desnivel, o si es requerido impulsar, se coloca dentro del canal un tornillo sin fin que empuje y mueva el contenido hacia la presa de disolución.

El recorte es recibido en la presa de disolución, ésta contiene un agitador que realiza la primer etapa de disolución del recorte, agregándole agua y agitándolo.

La mezcla del tanque de disolución es succionada por una bomba centrífuga de diafragma fabricada a base de alabes de carburo de tungsteno; la cual tritura y muele el recorte formando la lechada, la descarga de ésta se conecta al tanque o presa de tratamiento y succión.

En la descarga de la bomba de diafragma se coloca una temblorina o malla vibradora que separa los recortes que no han sido triturados vertiéndolos al tanque de disolución para su recirculación. En la presa de tratamiento se instala un agitador que mantenga en movimiento la lechada, aquí se le agrega según la necesidad bentonita para darle consistencia (propiedades reológicas y tixotropía).

Una bomba triplex succiona la lechada del tanque de tratamiento y la introduce a través del cabezal de la T. R. superficial al espacio anular para su inyección a la formación, cerrando el ciclo. La presión de inyección dependerá de la presión de fractura de la formación receptora. Los gastos de inyección deben ser bajos y en etapas para no generar una abertura franca irreversible en la roca, que posteriormente causará problemas, se propone que el ritmo de bombeo este en el rango de 5 a 10 bl/min, lo cual permitirá tener control del flujo.

Es conveniente que exista un canal de transporte similar al previamente descrito en la descarga del equipo de eliminación de sólido del fluido de perforación y se conecte al sistema de tratado del recorte, así como canales de drene en el piso del equipo de perforación y que todos los derrames de lodos, aguas, aceites, etc., fluyan al tanque de disolución para proceder a su inyección a la formación. Estos fluidos a su vez formarán parte en la disolución del recorte.

Todo desecho generado durante el proceso de perforación, puede ser canalizado al sistema de inyección para proceder a su eliminación, reduciendo (o nulificando) los desperdicios contaminantes por este proceso.

Esta tecnología tiene algunas desventajas^[59 a 62], las cuales no permiten su uso indiscriminado. Estas desventajas se mencionan a continuación:

- ◆ Represionamiento del intervalo de la formación donde se inyecta el fluido (lechada de recortes y lodo), a una densidad equivalente de presión mayor a la presión de formación, debido a que la inyección se lleva a cabo a una presión mayor a la de fracturamiento, por tanto técnicamente no es factible la perforación de un pozo gemelo o vecino. Por esta razón, no sería factible emplear este proceso para la perforación de pozos de desarrollo en plataformas marinas, donde es factible la realización hasta de doce pozos gemelos o vecinos. Este proceso sólo sería posible aplicarlo en el último pozo lo cual no se considera ni técnico ni económicamente aceptable.
- ◆ Alteración de las presiones de poro.
- ◆ Altos costos de logística y manejo si se habilita en un pozo inyector.
- ◆ Requiere monitoreo posterior para verificar el confinamiento.

Sin embargo, durante la exploración donde se perforan pozos únicos^[59, 60, 61] con el fin de detectar hidrocarburos o analizar las formaciones, que por lo general se encuentran en zonas aisladas o con poco tránsito y comunicación, este proceso es el más apropiado para el manejo de los recortes generados durante la perforación.

3. PROCESOS TERMICOS PARA LA LIMPIEZA DE RECORTES

Una alternativa para la limpieza de los recortes de perforación es la incineración o eliminación de los fluidos de perforación base aceite mediante la aplicación de calor. El objetivo de estos procesos es la eliminación de los hidrocarburos en los recortes contaminados mediante la utilización de energía calorífica.

La idea inicial es introducir los recortes contaminados en una cámara (un secador, incinerador, u otro equipo) y mediante altas temperaturas separar los contaminantes, en especial hidrocarburos que contengan los recortes de formación incinerando y volatilizándolo, para que por un lado se extraiga el

contaminante y por otro el recorte libre de éste.

Los trabajos y prototipos iniciales (previos al año 1993) presentaron bajos grados de separación, un producto secundario (humos altamente tóxicos) y requerimiento de equipo grande e impráctico por lo que su aplicación no fue del todo útil, ya que requería de tratamientos secundarios, grandes espacios, tiempos prolongados y sobre todo alta inversión.

Grupos de investigadores, se dieron a la tarea de perfeccionar los equipos y el proceso en si para utilizarse en la eliminación de aceite en los recortes, los alcances de las pruebas fueron discutidas para evaluar la posibilidad de proponer tratamientos y para programar nuevas pruebas en torno a las instalaciones rediseñadas y finalmente obtuvieron procesos comercialmente aplicables.

Se presentan dos tecnologías de tratamiento en donde la energía calorífica es empleada para la eliminación de contaminantes en recortes de formación extraídas durante la perforación de un pozo petrolero. Estos dos procesos actualmente se encuentran en aplicación y su uso ha sido probado exitosamente tanto técnica como económicamente.

Retorta Térmica.

Un proceso de destilación para la eliminación de aceites en sólidos (en este caso, recortes con hidrocarburos), denominado retorta térmica, el cual basa su principio de acción en el comportamiento de sólidos impregnados de aceites y otros fluidos con el fenómeno de transferencia de calor en un continuo movimiento, ha sido empleado obteniéndose muy aceptables resultados.

Descripción del proceso:

En un cilindro, denominado retorta rotatoria, el cual es calentado mediante quemadores externos se introducen sólidos (recortes) impregnados de aceite, por medio de un embudo (figura 6.4) se circulan los recortes a través del cilindro y conforme avanza la temperatura se incrementa hasta vaporizar todos los líquidos. Los gases se eliminan del cilindro mediante un barrido con nitrógeno o bien con vapor de agua y son extraídos del sistema para ser condensados. Los recortes y sales que no se vaporizan se descargan por la parte inferior del cilindro los cuales contienen un nulo o mínimo porcentaje de aceite.

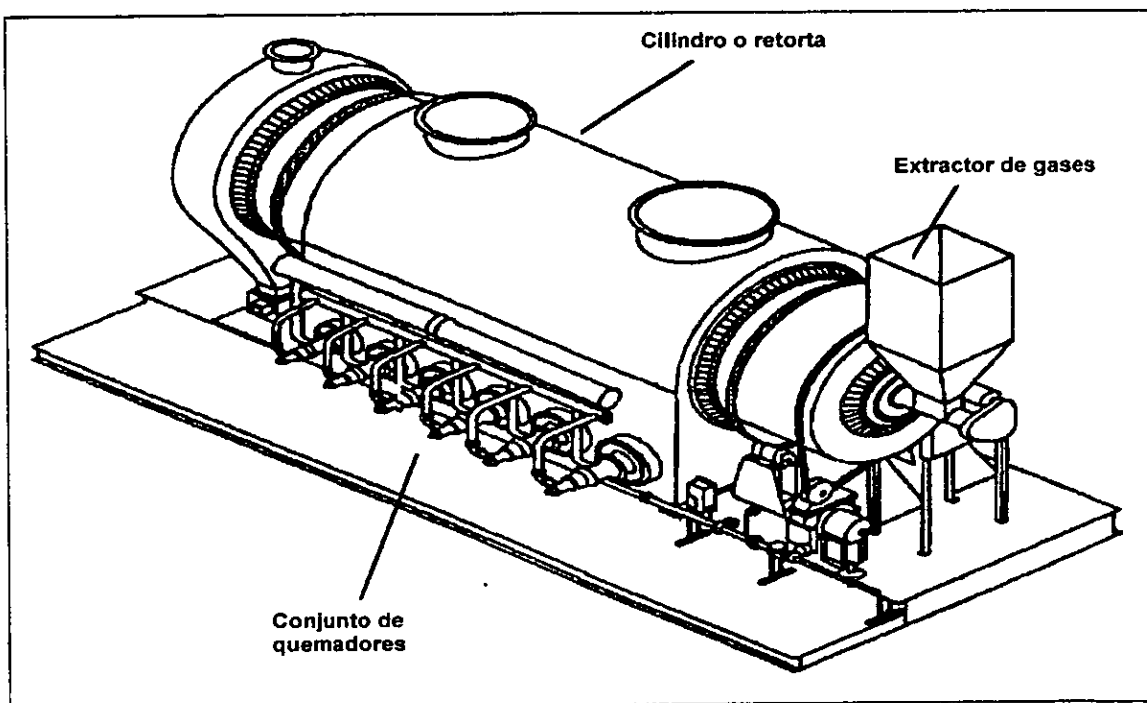


Figura 6.4.- Retorta térmica.

Los vapores eliminados entran a un sistema de recuperación, se condensa cierta cantidad de ellos y el líquido obtenido es utilizado como combustible del mismo sistema, los demás vapores se dirigen a un extractor donde se eliminan.

Al inicio del proceso, la temperatura en el interior del cilindro o retorta, se estabiliza a 315°C (600°F), se introducen los recortes y se eleva paulatinamente la temperatura hasta llegar a los 650°C (1200°F). La temperatura deberá ser monitoreada continuamente para tener la certeza de alcanzar los puntos de vaporización de cada fluido que impregna los recortes.

Conforme los recortes son alimentados, agua y aceite asociados se secan y forman una pasta viscosa y pegajosa, la cual puede adherirse a las paredes interiores del cilindro formando un resistente enjarre. Este enjarre puede funcionar como aislante del calor disminuyendo la transferencia del mismo y por consiguiente la efectividad del proceso, por lo que es de vital importancia su remoción rápida y continua.

Una evaluación práctica^[63], demostró que manteniendo la temperatura de operación a 430°C (800°F) el producto del proceso cumplirá satisfactoriamente los requerimientos gubernamentales (en este caso el límite fue no más de 10 gr de aceite contenido en un kilo de recorte procesado). Los equipos disponibles en la industria cumplen satisfactoriamente esta condición.

Para su aplicación en equipos de perforación en México, así como en otros países, el sistema deberá satisfacer los requerimientos de tiempo de proceso, dimensiones, efectividad, confiabilidad y costo.

Para poder hacer un análisis de aplicabilidad de este sistema, se ha tomado la información disponible y seleccionada, por dos razones, la primera por mostrar efectividad y resultados de aplicación y segundo por tener autorización de ellos para hacerlo.

El equipo es capaz de procesar 15 ton/hr de material, tiene las siguientes dimensiones: coraza de 5.83 pies (1.78 m), longitud útil del horno 21 pies (6.4 m), haciendo que la unidad tenga unas dimensiones de aproximadamente 8 por 30 pies (2.44 por 9.14 m). Puede mantener su temperatura de operación a 430°C (800°F) obteniendo un producto con no más de 10 gr de aceite contenido en un kilo de recorte procesado.

Esto hace factible su empleo tanto en equipos marinos como terrestres.

Proceso Torbed.

La utilización del proceso denominado "Torbed"^[63] el cual tiene como principio de acción a una transferencia de masa y calor, volatilizándolo al aceite contenido en los recortes de perforación, ha sido probada exitosamente en la industria petrolera para ser empleado como sistema de tratamiento de recortes contaminantes (figura 6.5).

Los recortes son almacenados en un tanque de alimentación en donde son homogeneizados y si es necesario se le agrega cierta cantidad de aceite para formar una mezcla bombeable, la cual es dirigida a un cilindro denominado reactor, tras previo cernido en una malla de 15 mm que elimina la basura y material demasiado grande.

El material enviado al reactor es repartido en la cámara interna de este por medio de un disco distribuidor (figura 6.6), poniendo en contacto a los recortes con una serie de placas, que forman una cama de recortes, se hace circular vapor sobrecalentado a alta temperatura (750°C), que volatiliza los hidrocarburos contenidos en los recortes.

El vapor sobrecalentado es generado por medio de un quemador, y es guiado por eyectores venturi que controlan la velocidad de flujo para garantizar la temperatura de operación. En el caso de paro momentáneo del equipo deberá mantenerse la temperatura de este a unos 400°C para mantener la continuidad de la operación sin suspender todo el proceso.

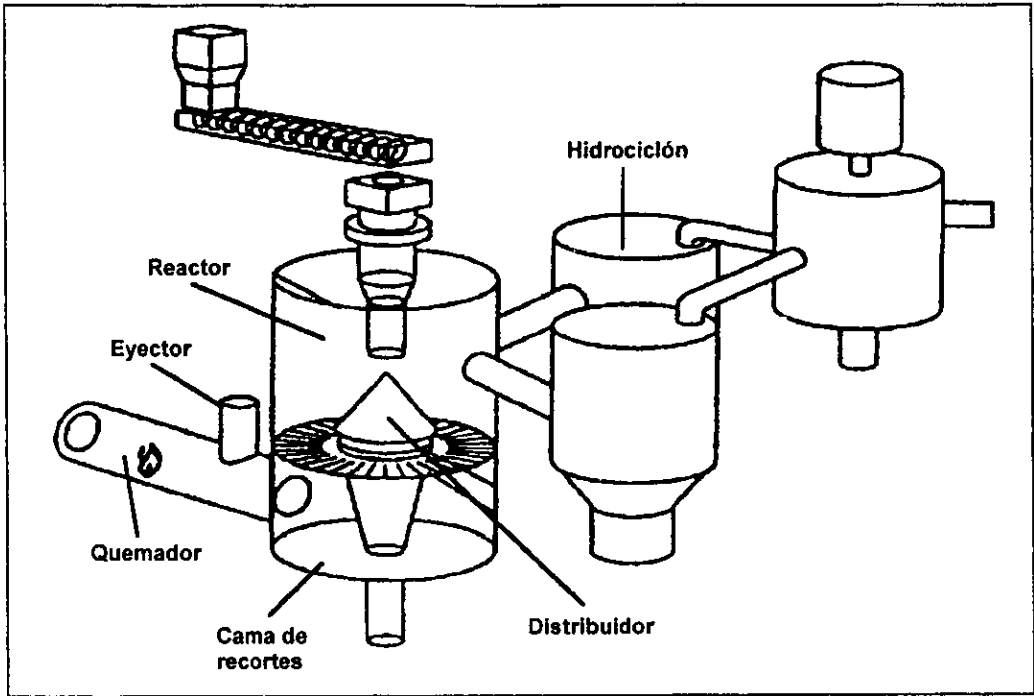


Figura 6.5.- Proceso Torbed.

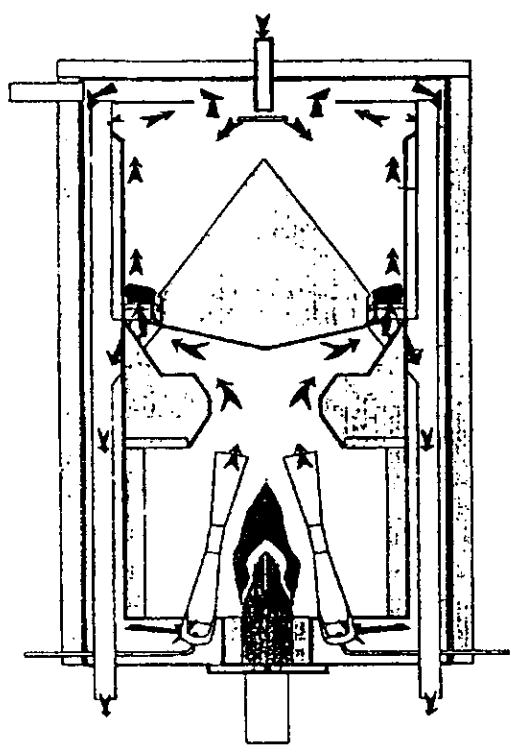


Figura 6.6.- Reactor del proceso Torbed.

Los sólidos extraídos del reactor (recortes limpios) son manejados en dos grupos, la fracción de gruesos (>150 micrones) es dirigida a la parte central del reactor y sale por uno de los cuatro puertos que ahí se tienen, la fracción de fino (<150 micrones) salen por la parte superior del reactor mediante un tubo de descarga a un hidrociclón que elimina de estos el contenido de fluidos que todavía pueda tener, para que finalmente se junten con los gruesos en el mismo depósito, el cual contiene un aspersor que arroja agua para enfriarlos y evitar a su vez emisión de polvos.

El gas que emite el reactor, el cual es una mezcla de productos de combustión, vapor de agua y aceite volatizado, pasa a través de un depurador que con agua de enfriamiento condensa y reduce la temperatura a niveles inferiores de 50°C. El líquido condensado se bombea a un separador agua-aceite de una etapa. El aceite es recolectado y enviado a un tanque de almacén, mientras que el agua es enfriada y reciclada al depurador para usarse en la condensación.

Durante el proceso son generados sedimentos en el fondo del depósito de aceite el cual deberá ser eliminado en forma periódica. Los gases emitidos por el depurador son extraídos y vertidos al medio ambiente.

Las características de diseño del equipo empleado contempla: peso, dimensiones, uso de líneas refractarias, seguridad y alimentación, descarga y recuperado de recortes.

Debido a sus dimensiones (casi 10 m de altura, ocupando un área de unos 12 m²) no es factible su instalación en plataformas marinas de perforación, sin pensar en un barco de asistencia o instalación especial, por lo que su empleo se enfoca a un procesamiento en instalaciones terrestres como planta de tratamiento.

Esta tecnología puede procesar a un ritmo de 10 ton/hr de recortes aceitosos, aportando una eficiencia de eliminación de más del 99.7% del aceite contenido siempre y cuando se mantenga en condiciones de operación efectivas.

4. ENCAPSULAMIENTO QUÍMICO

Una forma de disponer los recortes de perforación mojados con fluidos de perforación tóxicos es la adición de productos químicos y procesos para su reacción para generar un producto final inerte, el cual no produzca daño al medio ambiente, en donde se disponga.

El encapsulado de los hidrocarburos^[62] en el recorte mismo, de tal forma que el producto final sea inerte, haciendo reaccionar un emulsificante y un silicato, obteniendo como resultado el atrapamiento de las partículas de hidrocarburos de 2 a 10 micras, es una alternativa más de tratamiento de recortes de la formación, contaminados con hidrocarburos (figura 6.7). Aunque es una tecnología relativamente nueva (se ha introducido a partir de 1994 ha nivel mundial) tiene amplio reconocimiento y es avalada por diversas instituciones entre ellas la EPA (Environmental Protection Agency) de los estados Unidos de Norte América.

El proceso consiste en generar una reacción química que produzca una celda de sílice amorfo puro, estable e insolubles, cuya estructura inmovilice los hidrocarburos residuales, incluyendo otros residuos, como metales pesados, por lo que el daño ecológico se minimiza. Esto hace que una vez realizado el proceso, el recorte impregnado de hidrocarburos sea un producto inerte dado que contiene los aceites encapsulados e inactivos.

Descripción del proceso:

Los recortes se depositan en un tanque que mediante un agitador de aspas y un serpentín de vapor, son homogeneizados a una temperatura promedio de 80°C, con el propósito de formar una fase menos viscosa que permita una separación posterior de líquidos y sólidos.

La mezcla es enviada a una malla vibradora (tamaño 200) para eliminar la mayor cantidad de líquidos de los sólidos. Estos están compuestos de fluido de perforación y sólidos de muy pequeño tamaño que bien puede enviarse a la planta de tratamiento de lodos para reutilizarse en la perforación.

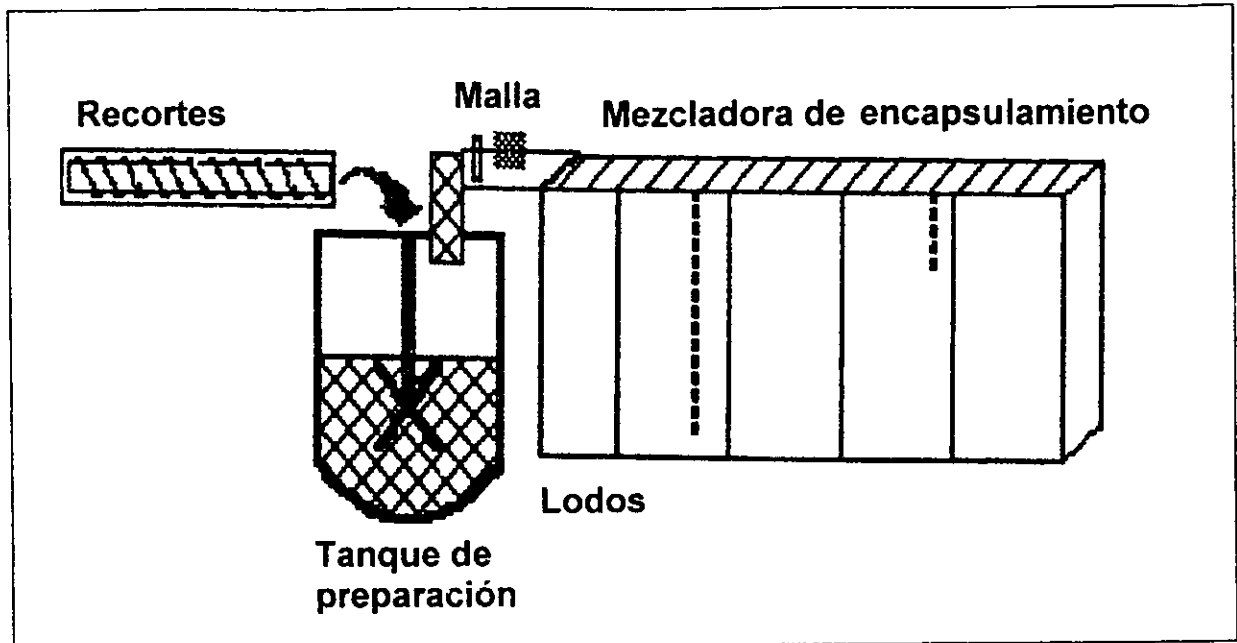


Figura 6.7.- Proceso de encapsulamiento de aceite en los recortes.

El producto restante (sólidos impregnados de aceite) es enviado a homogeneizar y es rociado con un emulsificante de hidrocarburos que absorbe los hidrocarburos reduciéndolos en pequeñísimas gotas microscópicas, quedando cada microgota envuelta por el emulsificante en partículas de tamaño de entre 2 a 10 micras. La mezcla es nuevamente homogeneizada.

Posteriormente la mezcla es rociada con silicato reactivo, homogeneizando hasta completar la reacción. El resultado es una celda de sílice, quedando atrapado el hidrocarburo. Posteriormente se descarga el material y se envía a un secador que elimina la humedad resultando el producto final.

El emulsificante, así como el silicato reactivo son patente y propiedad privadas, por tanto no existe amplia información sobre las características y formulaciones de los mismos. El proceso ha cumplido satisfactoriamente con las pruebas y análisis CRETIB, asegurando un producto inerte.

El proceso requiere de instalaciones que ocupan una área amplia dado que se necesita un tanque de almacén, uno de tratamiento, una banda transportadora y un área de mezclado, por lo que se deberá visualizar como una planta de tratamiento y no como un equipo móvil en cada pozo.

Como planta de proceso, tiene la capacidad de manejar 1820 toneladas mensuales, la técnica ha sido avalada por la EPA, y en México tiene la aprobación por parte de la SEDUE (Secretaría de Desarrollo Urbano y Ecología) ahora SEMARNAP (Secretaría del Medio Ambiente, Recurso Naturales y Pesca)

Para el tratamiento de recortes por este método, se requiere enviarlos de los pozos a la planta de tratamiento, por lo cual se requiere de un buen sistema logístico para transporte de residuos.

Las desventajas que presenta esta técnica son:

- El Instituto Nacional de Ecología (INE) recomienda disposición controlada de los residuos tratados, lo que incrementa el costo.
- No pasa pruebas adicionales de toxicidad, aún cuando pasa aceptablemente las pruebas de toxicidad CRETIB.

5. PROCESO BIOLÓGICO DE DESCONTAMINACIÓN DE RECORTES

Una de las primeras ventajas de este método de tratamiento es que el proceso se lleva a cabo de manera natural, con un mínimo de requerimientos de energía, a bajo costo comparado con los otros mecanismos de tratamiento, este método se realiza en la misma localización, el proceso utiliza los microorganismos naturales del suelo para degradar la fase de aceite en el recorte. El tratamiento se basa en los siguientes principios:

- ♦ Minimización de la relación aceite/tierra a través de la separación de los recortes sobre la superficie del suelo.
- ♦ El uso de la capacidad natural del suelo para biorremediar los recortes impregnados con aceite y su mejoramiento mediante la aplicación de fertilizantes químicos y la cultivación mecánica del suelo.

En Alberta Canadá, 33 pozos fueron perforados con lodos de emulsión inversa y en los cuales los recortes han sido tratados con este método, mostrando resultados positivos durante los tres años del programa debido a que cada localización mostró una reducción significativa en el contenido de aceite en el suelo, en la conductividad eléctrica y en el nivel de salinidad. Pero a pesar de lo exitoso de su aplicación, su eficiencia esta limitada a la actividad biológica del suelo, a la relación tierra/recortes y aceite/recortes. Las relaciones aplicadas en la fase experimental de este método fueron 240 yardas³/acre (0.045 m³/m) esto es equivalente a 4.41 cm de espesor de recortes, pero en algunos casos varía por las dimensiones de la localización.

El método de tratamiento, consiste en extender los recortes sobre la superficie de tierra manteniendo un espesor menor a 2 pulg, lo cual en algunos casos es difícil de mantener debido a lo limitado de la localización.

Los desechos previamente almacenados son mezclados con la franja de material superficial y con la ayuda del buldozer se extienden para adicionar fertilizante (con alto contenido de nitrógeno), con lo que se logra maximizar la superficie de contacto entre los recortes y las bacterias del suelo, aereando la mezcla de recortes/tierra y promoviendo la descomposición aeróbica del aceite en los recortes, debido a que se eleva el contenido de microbios por medio de nutrientes adicionales, en forma de fertilizantes. Este ciclo de fertilización y cultivo es repetido tan frecuentemente como se requiera; generalmente, dos veces al año durante dos o tres años. El tipo de fertilizante y el ritmo de aplicación recomendado, es determinado por el muestreo periódico del suelo y el análisis del mismo. El ritmo de aplicación del fertilizante puede variar, pero generalmente es del orden de 1 000 lb/acre (0.1122 kg/m²).

Una vez que los resultados del análisis muestran que la relación aceite/tierra se encuentra dentro de un rango de 1-2%, se aplica un tratamiento final y una mezcla de semillas de pastos es sembrada.

Debido a que los lodos de emulsión inversa están formados por una emulsión de agua en aceite, donde el agua o fase dispersa es salmuera con una concentración del orden de 200,000 ppm de cloruros, cal y otros aditivos, es necesario el monitoreo de los suelos por lo que la localización se divide en dos o cuatro secciones, tomando como mínimo 15 muestras por sección, la profundidad de muestreo es de 0-6 plg y de 12-16 plg, obteniendo la composición del suelo para cada profundidad y sección del suelo muestreada, la concentración total de hidrocarburos y sales solubles varía de una sección a otra, como resultado las limitantes de la separación mecánica y tamaño de la localización.

En cada muestreo se analizan los siguientes parámetros: pH, hidrocarburos totales, conductividad, saturación de sal, relación de absorción de sodio, calcio, magnesio, sulfatos, cloruros. Con este análisis se determina el tipo de fertilizante a utilizar, aunque actualmente las regulaciones ambientales no especifican los parámetros vigentes en el análisis de suelos. Normalmente el pH del suelo se encuentra entre 6.4 y 7.4 aunque en algunos casos puede ser menor, dependiendo del tipo de suelo y de las características de área La tabla 6.1 muestra la disminución del porcentaje de hidrocarburos de 7.3% a 1.45%, en los campos Resinus y Brazeus en Alberta Canadá, después de dos tratamientos con fertilizantes.

Campo	TOTAL DE HIDROCARBUROS EN %		
	Años	0-6 pulgadas	6-12 pulgadas
Brazeus Pozos 10, 28 45 y 14	1987	7.37	5.95
	1988	1.45	---
	1989	1.39	1.17
	1990	0.58	0.69
Resinus Pozos 5, 7, 32,34	1988	1.97	2.36
	1989	0.10	0.10
	1990	0.14	0.19
Resinus Pozos 2, 8, 10, 33	1988	3.29	1.15
	1989	0.40	0.10
	1990	0.39	0.30
Resinus Pozos 14 y 17	1988	0.72	0.80
	1989	0.20	0.10
	1990	0.13	0.13
Resinus Pozos 8 y 28	1988	2.04	0.86
	1989	0.10	0.10
	1990	0.15	0.13

Tabla 6.1. Reducción del contenido de hidrocarburos en el suelo

El análisis del suelo para las 33 localizaciones mostró que los hidrocarburos no migran hacia el fondo debido a que la mayor concentración se encuentra en las muestras someras (de 0-6 pulg) y no se incrementa en las de 6-12 y 12-16 pulg con el paso del tiempo. Después de tres tratamientos con fertilizantes, el contenido total de hidrocarburos bajó hasta aproximadamente 0.14% y 0.39% respectivamente.

6.2 MÉTODOS DE TRATAMIENTO PARA FLUIDOS DE PERFORACIÓN A BASE DE FORMIATO

1. TRATAMIENTO DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN A BASE DE SALMUERAS DE FORMIATO

Una de las grandes ventajas que presentan los fluidos de perforación a base de sales de formiato es que no causan daño a la salud ni al medio ambiente. Como quiera que se usen en sistemas de circuito cerrado, el riesgo de derrames accidentales es mínimo. Para evitar la contaminación ambiental por recortes que hayan entrado en contacto con el fluido de perforación o por derrames accidentales, únicamente es necesario rociar agua dulce en la zona afectada para diluirlas y así evitar daños ecológicos.

7. ASPECTOS ECONÓMICOS EN EL USO DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN CONVENCIONALES Y POR LAS SALMUERAS DE FORMIATO

Los daños más comunes causados por los fluidos base aceite son la hidratación de arcillas, la invasión de partículas sólidas obturantes, alteraciones de la humectabilidad natural de las formaciones, la dislocación y la migración de partículas finas, las reacciones químicas por incompatibilidad de fluidos y la invasión de sólidos y filtrado del lodo de perforación.

A pesar de que las salmueras de formiato son de costo más alto que el de los fluidos base aceite, la inversión adicional se paga con creces porque las salmueras de formiato contribuyen a preservar la integridad de los recintos de los pozos, los cuales tienden a producir más y a tener una "vida" económica más prolongada.

Al principio, el alto costo de las salmueras de formiato fue un impedimento para su popularización. Sin embargo, las empresas petroleras no tardaron en darse cuenta de que la retribución era mucho más alta que la inversión.

Por ejemplo, en cierto campo productor se perforaron tres pozos con lodos convencionales base aceite. Puestos en producción, cada uno rindió inicialmente 1000 bl/d de petróleo. El cuarto se perforó con salmueras de formiato, a un costo adicional de \$2'880,000 pero su producción fue mucho más alta que la de los tres anteriores. A razón de \$120/bl, con sólo 300 bl/d más de producción, el costo adicional se recupera en sólo 50 días de producción. Si el aumento es de 500 bl/d, el plazo se reduce a 30 días y baja a sólo 19 días si el incremento es de 900 bl/d. Y, como las salmueras de formiato no son desechables, al terminarse el cuarto pozo quedaron de reserva para otros pozos. Una vez filtradas, para usarlas nuevamente basta restaurarles su densidad original.

Tener la capacidad de recuperar y/o poder usar los fluidos de perforación es importante desde el punto de vista económico, especialmente con los fluidos requeridos en los medios ambientales sensibles encontrados en la perforación actual. Un fluido que se puede usar solamente una vez se contabiliza al precio total de compra. Esto aumenta el costo para el cliente y trae consigo los costos de disposición y otros cargos los cuales incrementan el costo de la perforación, en forma significativa en algunos casos. Cuando un fluido se puede usar de nuevo y recuperar, le provee al usuario el beneficio de un costo más bajo, el proveedor evita los costos de los productos nuevos ya que reusa los productos viejos y contribuye al ahorro del cliente. Esto permite opciones tales como el alquilar y la compra de regreso del fluido, lo cual reduce los costos para el usuario, así como el ajuste del presupuesto y el proceso de estimación de costos del pozo. En algunos usos, casi todo el fluido se puede recuperar y usar de nuevo, y solamente se paga la pequeña cantidad de fluido perdido.

Las salmueras de formiato se reusan para aumentar la efectividad de su costo. Las salmueras de formiato de alta densidad son más caras que las de baja densidad, y si no se pueden recobrar serían prohibitivas de usar. La recuperación mantiene a estos fluidos competitivos.

La práctica de recuperación no se ha aplicado tanto a los fluidos de perforación, ya que no todas las salmueras usadas como fluidos de perforación se pueden recuperar. Los fluidos de perforación basados en el cloruro de sodio y el cloruro de calcio por lo general no se recuperan porque son muy baratos y están cargados con sólidos lo cual dificulta la recuperación y lo hace más ineficiente.

Las salmueras de formiato se dice que son altamente reusables y recuperables, y este factor de reuso contribuirá grandemente a la economía del uso de los formiatos en los fluidos de perforación. Mientras los formiatos de sodio son relativamente baratos, el formiato de potasio está en el rango de precio de los más altos de los fluidos. El formiato de cesio, una selección con gran base técnica en el rango de altas densidades está en un rango de magnitud de precios mayor aún que el formiato de potasio. Es obvio que el uso extensivo de los formiatos ocurrirá solamente si los procesos de recuperación de estos sistemas son eficientes.

El factor económico en la separación de sólidos se complica cuando los desperdicios del lodo y/o sólidos deben ser manejados y depositados en tierra, este es el caso de la perforación marina. En algunos casos, el costo por depositación de los sólidos excede al costo del mismo lodo; por ejemplo, el promedio de operaciones en pozos marinos, en Estados Unidos de Norte América, es del orden de US\$28/bl (\$268/bl) para los sólidos y de US\$22/bl (\$211.2/bl) para el lodo, los mismos que incluyen manejo, almacenamiento y transporte. En México este costo es variable para operaciones en tierra debido a que se estima por Km recorrido.

En lo referente a fluidos de perforación, se efectúan contratos por servicio (la compañía se hace cargo de proporcionar el fluido con las características reológicas y de densidad requeridos en la operación), ya sea por etapa perforada ó por metro perforado. Las cláusulas de los contratos marcan detalladamente los cargos ó costos por incremento ó decremento de densidad, volúmenes perdidos, cuota diaria por los servicios que excedan el tiempo marcado por el contrato, etc.

A continuación, se muestra un ejemplo de cláusulas y el costo de un contrato de salmuera de fomiato que presentó la Compañía Forbrico a Petróleos Mexicanos para la perforación de pozos petroleros costa afuera en la Sonda de Campeche en el año de 1999^[71], además, se muestran los costos de la salmuera convencional de CaCl₂/CaBr₂ para perforar con diferentes rangos de densidad, así como los costos de un fluido base aceite que en este caso será de emulsión inversa.

Descripción	Unidad	Importe (\$)		
		1.41-1.50 g/cc	1.51-1.62 g/cc	1.63-1.82 g/cc
Cargo base por intervalo del servicio integral de fluidos limpios, considerando 220 m ³ por intervalo	Servicio ó intervalo	1'090,039.87	1'153,312.70	1'706,068.61
Cuota diaria por los servicios que excedan los 15 días acumulados del fluido en plataforma por cada intervalo	Día	20,999.71	22,177.15	24,043.39
Cargo por incremento o decremento de densidad mayor o igual a 0.06 g/cc (0.5 lb/g) siempre que sea imputable al contratista	m ³	6,567.65	9,860.64	9,901.15
Cargo por volumen de salmuera perdida durante las operaciones cuando sea imputable al contratista	m ³	5,565.41	7,987.87	20,284.32

Tabla 7.1.- Costos de un contrato de salmuera convencional de perforación de CaCl₂/CaBr₂ puesta en plataforma, los costos son en pesos^[71].

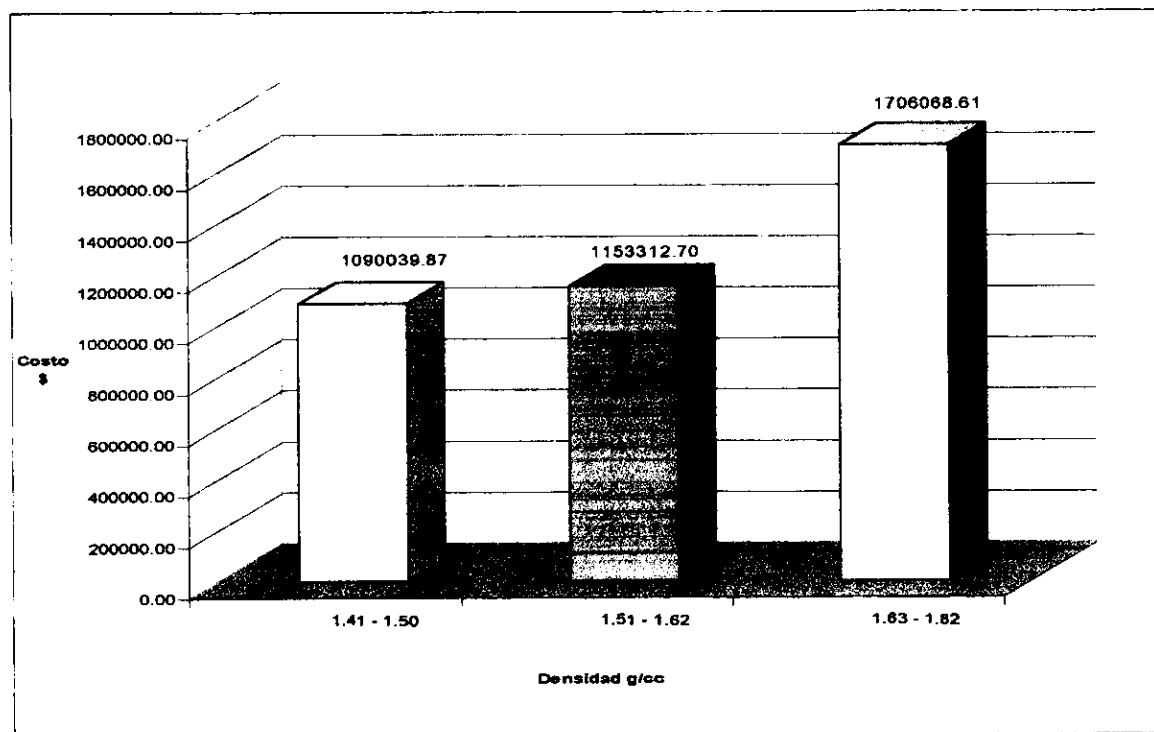


Figura 7.1.- Costos por servicio de una salmuera convencional de perforación de CaCl₂/CaBr₂ puesta en plataforma^[71].

Descripción	Unidad	Formiato de Na 1.00-1.2 g/cc	Formiato de Na 1.21-1.3 g/cc	Formiato de Na/K 1.31-1.4 g/cc	Formiato de Na/K 1.41-1.5 g/cc	Formiato de K 1.51-1.6 g/cc
Precio unitario (\$)	1 m ³	3,364.8	6,091.87	6,773.95	8,403.26	10,931.71
Cargo base por servicio de fluido y mantenimiento (\$)	200 m ³	673,133.95	1'218,372.38	1'354,790.40	1'680,364.80	2'186,342.40
Cargo por incremento o decremento de densidad mayor 0.08 g/cc. (\$)	1 m ³	1,104.00	1,488.00	2,736.00	3,360.00	4,320.00
Cargo por volumen perdido (\$)	1 m ³	3,365.57	6,091.87	10,377.60	13,795.20	19,152.00

Tabla 7.2.- Costos de un contrato de salmueras de formiato de perforación puestas en plataforma, los costos son en pesos⁽⁷¹⁾.

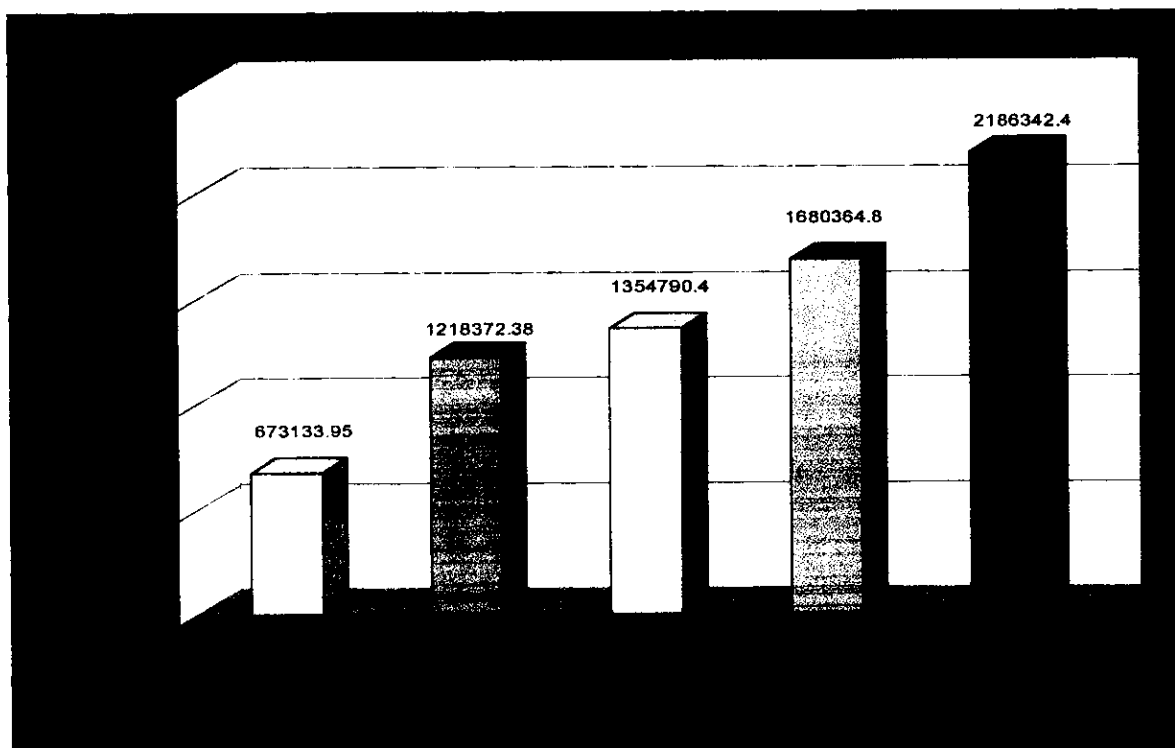


Figura 7.2.- Costos por servicio de salmuera de formiato de potasio de perforación puesta en plataforma⁽⁷¹⁾.

Descripción	Unidad	Densidad					
		1.0 g/cc	1.01-1.2 g/cc	1.21-1.3 g/cc	1.31-1.4 g/cc	1.41-1.5 g/cc	1.51-1.6 g/cc
Precio unitario	1 m ³	6,494.06	3,263.86	5,604.52	5,893.34	6,806.64	8,745.37
Cargo base por servicio de fluido y mantenimiento (\$)	200 m ³	1'299,148.52	652,939.93	1'120,902.59	1'178,667.65	1'361,095.49	1'749,073.92
Cargo por incremento o decremento de densidad mayor 0.08 g/cc. (\$)	1 m ³	21,314.92	1,070.88	1,368.96	2,380.32	2,721.60	3,456.00
Cargo por volumen perdido (\$)	1 m ³	6,495.55	3,264.60	5,604.52	9,028.51	11,174.11	15,321.6

Tabla 7.3.- Costos de un contrato de lodo base aceite de emulsión inversa de perforación puesta en plataforma, los costos son en pesos^[71].

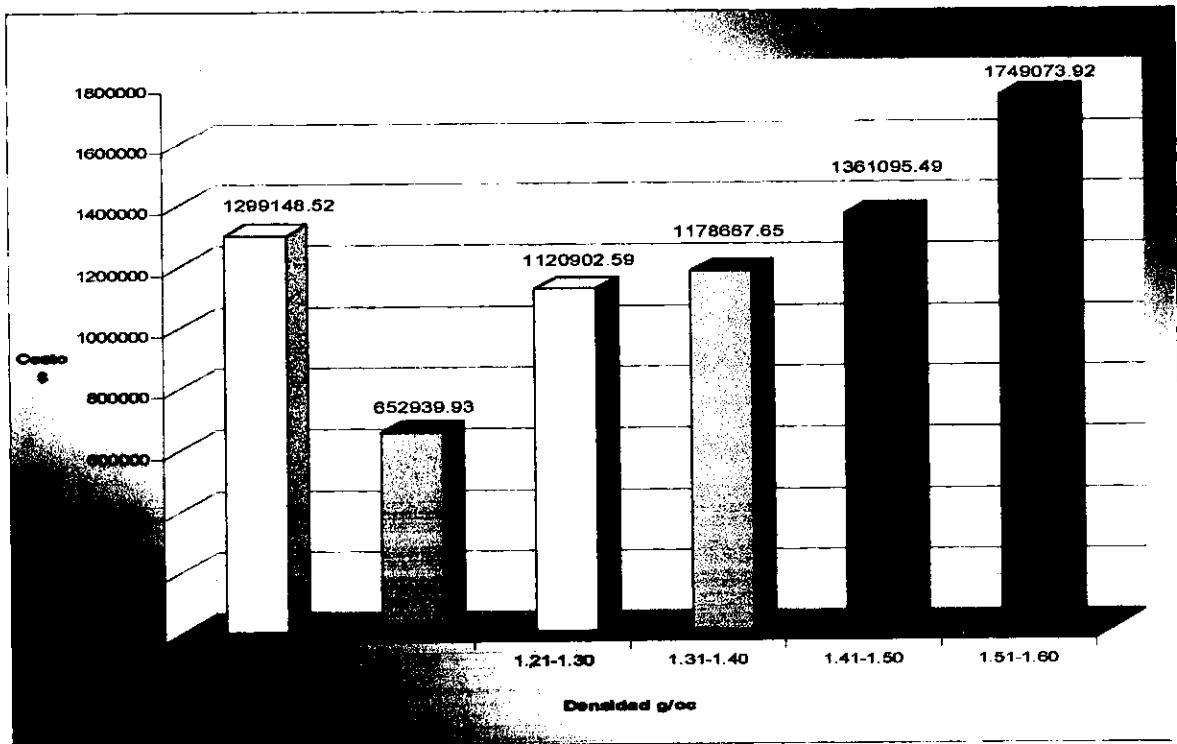


Figura 7.3.- Costos por servicio de lodo base aceite de emulsión inversa de perforación puesta en plataforma^[71].

La tabla 7.4 hace un comparativo de costos de los 3 diferentes tipos de fluidos de perforación (lodos base aceite, salmuera convencional y de formiato) mencionados en las tablas 7.1, 7.2 y 7.3 en un rango de densidad de 1.6 g/cc:

Descripción	Unidad	Lodo Base Aceite 0.9 a 1 g/cc	Salmuera Convencional 1.5 a 1.8 g/cc	Formiato 1.5 a 1.7 g/cc
Cargo base por servicio de fluido y mantenimiento	Por etapa	1'749,073.92	1'153,312.70	2'186,342.40

Tabla 7.4.- Comparación de costos por servicio de 3 tipos diferentes de fluidos de perforación con densidad de 1.6 g/cc^[71].

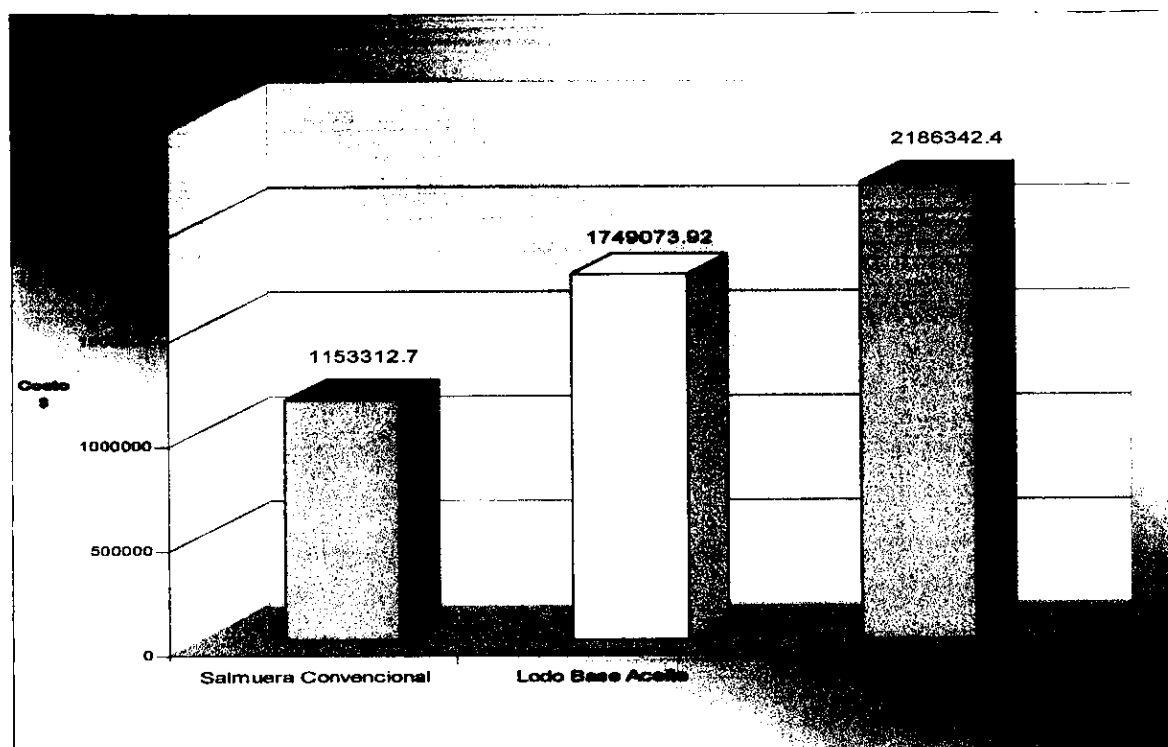


Figura 7.4.- Comparación de costos por servicio de 3 tipos diferentes de fluidos de perforación con densidad de 1.6 g/cc^[71].

Realizando un análisis de los datos mostrados en las tablas y gráficas anteriores, podemos observar algunos puntos importantes:

De las figuras 7.1, 7.2 y 7.3 se puede observar que el costo de la salmuera de formiato para perforar crece de manera lineal conforme se incrementa la densidad, a diferencia de la salmuera convencional para perforar de $\text{CaCl}_2/\text{CaBr}_2$ para el rango de densidad de 1.38 a 1.62 g/cc en donde no existe mucha diferencia en su costo y en el lodo base aceite de emulsión inversa en donde en un valor de 1 g/cc de densidad es más costoso el lodo que en un intervalo de densidad de 1.01-1.90 g/cc debido a que se tienen que adicionar diversos elementos (aditivos y químicos) para poder mantener bajo control todas las propiedades y características del lodo a una densidad de 1 g/cc.

La figura 7.4, presenta los costos por un servicio de 200 m³ de fluido con densidad de 1.60 g/cc, tanto de fluidos convencionales base aceite de emulsión inversa como de salmueras convencionales para perforar y formiatos. De lo anterior, podemos observar que el costo de un fluido a base de formiato de potasio es un 20% más elevado que un lodo base aceite de emulsión inversa y un 47.25% más elevado que el fluido de salmuera convencional de $\text{CaCl}_2/\text{CaBr}_2$.

Después del análisis anterior, se podría concluir que económicamente no es rentable utilizar los fluidos de perforación a base de formiatos, pero si valoramos los costos generados por el uso de fluido de perforación convencional base aceite y salmueras convencionales en la reducción de productividad del pozo, operaciones posteriores y el tiempo de operación requerido para su posible restauración, hacen atractivo el uso de estos sistemas, además, con los fluidos de perforación a base formiato existe mayor posibilidad de trabajar dentro de los parámetros ecológicos, requeridos por las autoridades.

8.- CRITERIOS PARA LA SELECCIÓN DE FLUIDOS ELABORADOS A BASE DE SALMUERAS ORGÁNICAS COMO UNA ALTERNATIVA DE LOS FLUIDOS CONVENCIONALES DE PERFORACIÓN

Muchos factores deben considerarse en la selección de un sistema de lodos a usarse en la perforación de pozos. La planeación de un programa de lodos, tanto en pozos marinos como terrestres, difiere una de la otra, debido a que además de las consideraciones normales de diseño, en pozos marinos debe darse especial atención a minimizar los tiempos de viaje de las tuberías, debido a que los costos de equipo y servicios son más elevados y la generación de volumen de desechos, por limitaciones de espacio

En la explotación inicial de un campo, muchos pozos son verticales. Sin embargo, durante la fase de desarrollo y en la perforación marina la mayoría serán desviados, por lo que se requiere cuidado en la planeación del tipo de fluido de perforación, ya que involucra el estudio cuidadoso de la geología general del área, datos de presión de poro, programa de tuberías de revestimiento y situaciones ambientales, además de la estabilidad y presión del agujero.

Debido a que el problema de la contaminación de agua y suelo estaba alcanzando niveles inadmisibles, se prohibió la descarga de cualquier tipo de material contaminante, sin embargo después de un exhaustivo análisis se dió lugar al derecho de descargas de sólidos y líquidos dentro de niveles ecológicamente aceptables (NOM-CRP-001-ECOL/1993) por parte de las Autoridades, los cuales establecen mediante las pruebas CRETIB (Corrosividad, Reactividad, Explosividad, Toxicidad al ambiente, Inflamabilidad y Biológico infecciosas) los parámetros mínimos requeridos de los desechos generados^[68].

Actualmente, no se permiten descargas de lodos y recortes contaminados con aceite o diesel, si alguno de estos es utilizado en el fluido de perforación, el lodo debe ser manejado y depositado bajo niveles de toxicidad aceptables.

Los lodos base agua que utilizan potasio pueden ser útiles para combatir la inestabilidad del agujero en lutitas, pero a altas concentraciones de potasio es tóxico. El aceite mineral emulsionado puede ayudar a proveer enjarres con espesores delgados y evitar las pegaduras por presión diferencial, pero pueden ser rechazados en la prueba de toxicidad. Los lodos base aceite proporcionan estabilidad al agujero y combaten las pegaduras por presión diferencial, pero dejan los recortes impregnados con demasiado aceite lo que los hace altamente tóxicos.

Actualmente, muchos esfuerzos se han efectuado para utilizar composiciones de fluidos que permitan las descargas de lodo y recortes o ambos. Sin embargo, las condiciones de operación pueden requerir de tratamientos especiales en el lodo que causan que el lodo exceda el límite de toxicidad.

El sistema de lodo también puede contaminarse con el aceite que proviene de la formación y requerir tratamientos, debido a que las regulaciones para los lodos base agua son más estrictas, algunas compañías eligen utilizar lodos bases aceite para perforar pozos difíciles, previendo su tratamiento y depositación.

El costo por manejo y depositación de recortes puede constituir una parte significativa en el costo total del lodo, algunas veces puede superar al de los materiales utilizados para la perforación (tuberías de revestimiento y accesorios). Un estudio de las operaciones realizadas en los Estados Unidos de Norte América, en pozos marinos durante 1988, mostró que el costo por manejo y depositación en tierra de un lodo, desde el equipo en el mar se encuentra entre los US\$22/bl (\$211/bl), pudiendo en algunos casos elevarse hasta US\$200/bl (\$1920/bl), dependiendo de la distancia del pozo a tierra.

8.1. CRITERIOS DE SELECCIÓN MÁS IMPORTANTES

Los criterios más importantes que deben tomarse en cuenta para la selección de un fluido de perforación al aplicarse en una intervención de perforación de un pozo se listan a continuación:

- ◆ Control del pozo.
- ◆ Presión de fondo.
- ◆ Estabilidad del fluido a la degradación por temperatura y corte.
- ◆ Temperatura de fondo.
- ◆ Caída de presión en el sistema.
- ◆ Reología necesaria para transmitir energía hidráulica para lograr altos ritmos de perforación, adecuada suspensión de recortes para una limpieza total del pozo.
- ◆ No causar daño a la formación.
- ◆ No causar daño alguno a la permeabilidad.
- ◆ Lubricidad del fluido.
- ◆ Estabilidad del agujero.
- ◆ Ser recuperable (reciclable).
- ◆ Sea de fácil disponibilidad.
- ◆ Afinidad y resistencia a la temperatura con polímeros.
- ◆ Afinidad con los elastómeros y empaques de herramientas y el aparejo de perforación.
- ◆ Corrosión (tipo y grado de tubería).
- ◆ Compatibilidad con el equipo y accesorios de perforación.
- ◆ Control de pérdida de filtrado.
- ◆ Control de sólidos.
- ◆ Tener facilidad para las propiedades de ajustado.
- ◆ Ser químicamente y físicamente estable.
- ◆ Ser seguro de manejar.
- ◆ Ecológico (ser no tóxico ni dañino al medio ambiente).
- ◆ Costo.

Mientras que lo anteriormente descrito son la propiedades deseadas para un fluido de perforación, la selección actual se basará en las propiedades apreciables y cuantificables. Estas propiedades corresponden a los parámetros requeridos de operación:

1. Densidad.
2. Viscosidad.
3. Compatibilidad con los aditivos.
4. Compatibilidad con la formación.
5. Estabilidad térmica.
6. Corrosividad.
7. Manejo seguro.
8. Recuperable (reciclable).
9. Compatibilidad ambiental.
10. Disponibilidad.
11. Costo de inversión.

El valor actual de los parámetros puede ser determinado desde:

1. La información geológica del pozo, incluyendo registros, núcleos de la formación productora
2. Historia del pozo incluyendo profundidad, presión de poros, tipo de fluido de reparación y/o naturaleza de cualquier fluido previamente en contacto con la formación productora.
3. Muestras de los fluidos producidos (aceite y agua), como también información en la composición de los fluidos producidos, especialmente gases.
4. Evaluación de laboratorio de la permeabilidad del núcleo y compatibilidad del fluido de reparación para determinar potencial de las interacciones.
5. Pruebas piloto de laboratorio para determinar la compatibilidad de los fluidos de terminación con respecto a los equipos de revestidores, corrosión y para particularizar los requerimientos de operación e impactos ambientales.

Una vez que los estudios preliminares son completados, es aplicable la recomendación del fluido óptimo, los aditivos y procedimientos diseñados para minimizar el daño a la formación.

8.2. SELECCIÓN DE FLUIDOS PARA PERFORAR LA ZONA PRODUCTORA

La información de algunos sistemas que comienzan a utilizarse, para resolver los problemas de perforación en pozos, se describen en dos diferentes sistemas de lodos, discutiendo ventajas y limitaciones de cada uno de ellos, considerando además los aspectos económicos involucrados. Se presenta una tabla (tabla 8.1), la cual puede usarse como una guía para seleccionar el sistema de lodo según las condiciones de perforación más comunes. Dichos sistemas son: Sistemas base aceite y base agua (salmueras de la 1^{ra}, 2^{da} y 3^{ra} generación).

SISTEMAS BASE ACEITE

En el caso de los sistemas base aceite la fase líquida consta de un 50 a 95% de volumen de aceite, por lo que estos lodos son costosos. Basados en costo por barril, un lodo base aceite se encuentra entre un rango de 4 a 6 veces el costo de un lodo base agua, aunque esta diferencia se reduce a medida que se incrementa la densidad del lodo, la figura 8.1, presenta una relación de costos entre fluidos de perforación.

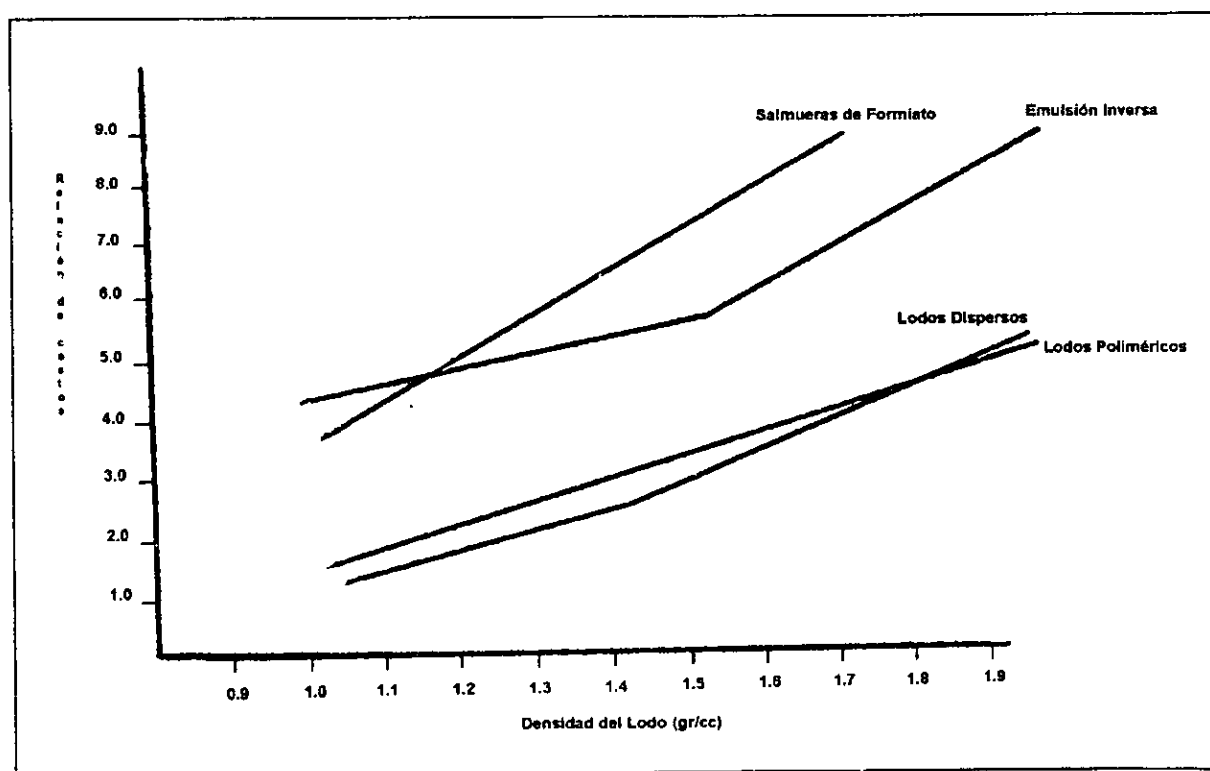


Figura 8.1.- Relación de costos entre diferentes lodos de perforación.

Debido al alto costo, el uso de los lodos base aceite puede no ser recomendable cuando en el pozo se tienen situaciones de pérdidas de circulación severas, aunque los mayores ahorros se tienen al minimizar los tiempos perdidos por problemas del agujero (pegaduras de tubería, estabilidad del agujero, etc.), debido a su comportamiento, su utilización ha llegado a ser casi una práctica estándar en muchas áreas de perforación. Sin embargo, las regulaciones ambientales han restringido su uso, ya que los recortes generados requieren de tratamiento, lo que eleva su costo haciéndolos algunas veces inconvenientes para la perforación. Las regulaciones ambientales prohíben las descargas de desechos y

recortes en agua y suelo, eso ha causado que muchas compañías de perforación contemplen áreas de confinamiento de recortes de manera ecológica.

SISTEMAS BASE AGUA

Sistemas a base de salmueras.

Los fluidos de perforación con sólidos en suspensión, pueden generar enorme daño a la formación, una manera de evitar este daño es utilizando el sistema de fluidos libres de sólidos para perforar. Estos sistemas son una serie de fluidos de perforación a base de salmueras, diseñados para perforar el intervalo productor. Son bajos en sólidos, formulados a partir de fluidos limpios y un grupo de aditivos de alto rendimiento. Sus propiedades son estables, son fáciles de remover, para así minimizar el daño a la formación.

En contraste con los fluidos que para obtener alta densidad requieren contener sólidos en suspensión, los sistemas de salmuera para perforar obtienen sus densidades a partir de fluidos limpios. En un fluido que contiene sólidos es muy difícil controlar la reología y por lo tanto disminuye su rendimiento y flexibilidad, requieren de más mantenimiento y tienen menor tolerancia a los sólidos perforados. Otra habilidad de estos tipos de fluidos es que pueden ser recuperados para volverse a utilizar, disminuyendo así los costos.

Las características principales que podemos observar de los sistema de salmueras para perforar son los siguientes:

1. Bajo contenido de sólidos.- Contienen únicamente 25 a 30 lb/bl de sólidos suspendidos de material para un buen control de pérdida de filtrado.
2. Baja viscosidad plástica.- Tiene una baja viscosidad con un rango de 15 a 40 cP, dependiendo del peso del lodo. Estos fluidos con baja viscosidad son fáciles de circular, causa menor "suaveo", provee mayor caballaje a la barrena y mayor tolerancia a los sólidos perforados.
3. Buena estructura gel.- las estructuras gel son generalmente planas y con un rango alrededor de 7 a 15 lb/100 pies² para el gel a 10 segundos. La estructura gel es controlada por la cantidad de polímero viscosificante adicionado al fluido y puede ajustarse entre los rangos decididos para perforar.
4. Altas viscosidades a baja velocidad de corte.- Con esta propiedad el fluido exhibe un transporte efectivo de recortes, especialmente en pozos horizontales.

a).- Sistemas a base de salmueras de cloruros y bromuros (primera y segunda generación).

Las ventajas que se obtienen usando éstos fluidos limpios son: que no dañan a la formación productora, el retorno a la permeabilidad es excelente, se mezclan a la densidad deseada, tienen velocidades de corrosión bajas, son estables a las condiciones del pozo y son compatibles con los aditivos químicos⁽¹⁴⁾.

Otra ventaja de los fluidos de salmuera para perforar es su habilidad para inhibir o minimizar la hidratación y otros cambios de las lutitas y arcillas minerales.

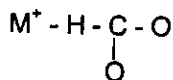
Se ha probado que el retorno de la permeabilidad después de utilizar la salmuera para perforar es mayor al 85%.

Las salmueras para perforar han sido probadas totalmente y confirmado sus cualidades a 85°C y densidades de 1.07 a 1.73 g/cc.

Las salmueras de la segunda generación pudieran cubrir la mayoría de las exigencias requeridas para un fluido de perforación, pero no cumplen con la protección al medio ambiente. Las salmueras de la tercera generación (formiatos) alcanzan las exigencias de los puntos anteriores, además están consideradas como biodegradables y casi no dañan el medio ambiente.

b).- *Sistemas a base de salmueras de formiato (tercera generación).*

Las salmueras de formiato se han utilizados desde hace algún tiempo como lodos de perforación, a finales de los 80's, se comenzaron a emplear como una alternativa para perforar zonas de lutitas reactivas con alta temperatura en ambientes ecológicamente sensibles. Son sales derivadas del ácido fórmico que se pueden combinar con cationes de sodio, potasio o cesio para ajustar la densidad de control requerida, las sales de formiato cuando se disuelven en agua estabilizan los polímeros y los hacen resistentes a altas temperaturas.



donde $M^+ = K, Na, Cs$

Los beneficios observados con la utilización de este tipo de salmueras son: la disminución de daños a la formación, la baja acción corrosiva, estabilidad de las lutitas, compatibilidad con los polímeros, materiales y elastómeros, la disolución de incrustaciones, la inhibición de hidratos, tolerancia a la contaminación por sólidos y sal, son biodegradables y la capacidad para ser recuperables entre otros; lo que compensa su alto costo debido a que evita los costos por manejo y depositación además de que el daño a la formación productora es mínimo.

Con la utilización de fluidos limpios a base de formiato, se ha mejorado en el aspecto operativo reduciendo estadísticamente hasta tres días los tiempos de las pruebas de producción, evitando además, costos por operaciones infructuosas y daños al equipo.

Por todo lo anterior, podemos concluir, que se cuenta actualmente con sistemas de fluidos completos, que pueden cubrir el total de necesidades encontradas en la perforación del intervalo productor. Al utilizarlos se disminuye enormemente el riesgo de provocar daño a la zona que más nos interesa del pozo, se reducen las caídas de presión y se lubrica el sistema, haciendo más eficientes las operaciones de las herramientas especiales de perforación. Además, cumplen en su mayoría con los requerimientos ecológicos mundiales. Económicamente pueden ser más caras que los fluidos de perforación convencionales pero su costo se justifica al reducir de manera significativa el daño a la formación productora y al ser recuperables.

8.3. EJEMPLO PARA LA SELECCIÓN DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Muchos factores deben considerarse en la selección de un sistema de lodo a usarse en la perforación, ésta decisión puede algunas veces ser determinada por la disponibilidad de materiales en la localización o por experiencias del personal involucrado en la planeación del pozo. Si la responsabilidad de selección del fluido se le asigna a una compañía de lodos en particular, ésta seleccionará principalmente, aquel sistema en el cual se involucran la mayor cantidad de productos que ella acostumbra vender.

Sin embargo, no se tienen que considerar solamente los requerimientos ambientales durante la selección de un fluido de perforación. Se tienen que llenar también los requerimientos técnicos, tales como la estabilidad a la temperatura, la buena conducción hidráulica, la estabilidad a las lutitas, la tolerancia a las contaminaciones, la compactibilidad con los materiales, la compactibilidad con los yacimientos y las posibilidades de reciclaje (recuperación). Los fluidos de perforación convencionales a base de agua pueden a veces no competir con los sistemas de fluidos base aceite o pseudo aceites en la mayor parte de esas áreas. Se han encontrado, sin embargo, que los fluidos basados en las salmueras de formiato (sales de ácido fórmico de sodio, de potasio y cesio) pueden llenar todos los requerimientos antes mencionados^[23]. Estos fluidos fueron diseñados para ser usados en los pozos de diámetro reducido debido a sus efectos estabilizadores con la temperatura de los polímeros y debido a sus altas densidades^[26, 29, 40]. No se necesita ni bentonita ni materiales sólidos de peso y, por lo tanto, esos fluidos de perforación bajos en sólidos tienen muy buenas propiedades reológicas. Más tarde se encontró que son ambientalmente más aceptables que otros sistemas de salmueras usados comúnmente^[41], ya que estabilizan las lutitas y son compatibles con los fluidos de los yacimientos y con

los materiales de los equipos de perforación comunes. Se ha desarrollado también una técnica para la recuperación de esas salmueras.

Las salmueras de formiato tienen también gran potencial para usarse como fluidos de terminación y de empaque, ya que se pueden alcanzar densidades de hasta 2.3 g/cc sin la adición de ningún material sólido.

La tabla 8.1, es un ejemplo para la selección del fluido de perforación, de acuerdo con los problemas más comunes presentados en campo. Varios tipos de lodos se mencionan de acuerdo a las condiciones de operación de campo, tales como: estabilidad a temperaturas elevadas, estabilidad de las lutitas, corrosividad, baja contaminación con sólidos, compatibilidad con yacimientos sensibles al calcio y pruebas ambientales. Durante el desarrollo de campo, se presentan la mayoría de los problemas con los lodos convencionales.

PRODUCTO	Estabilidad térmica	Compatible con aditivos	Compatible con la formación	Estable a Lutitas	Corrosivo	Bajo en sólidos	Pasa LC ₉₀	Pasa PARCOM	Tratamiento de Recortes	Reciciable	Costo
Formiato de Sodio	Si	Si	Si	Si	Baja	Si	Si	Si	No	Si	Alto
Formiato de Potasio	Si	Si	Si	Si	Baja	Si	Si	Si	No	Si	Alto
Formiato de Cesio	Si	Si	Si	Si	Baja	Si	Si	Si	No	Si	Alto
Salmuera de KCl	No	Si	Si	Si	Alta	Si	No	Si	No	No	Bajo
Salmuera de CaCl ₂	No	Si	Si	Si	Alta	Si	Algunas	Si	No	No	Bajo
Salmuera de CaBr ₂ /ZnBr ₂	No	Si	Si	Si	Alta	Si	No	No	Si	Si	Moderado
Salmuera de ZnBr ₂	No	Si	Si	Si	Alta	Si	No	No	Si	Si	Moderado
Base aceite	Si	Si	Moderada	Si	Baja	No	No	No	Si	No	Alto

NOTA: La tabla asume formulaciones típicas de fluidos para perforar a base de salmueras.

Tabla 8.1.- Selección de fluidos de perforación^[14, 25].

CONCLUSIONES

Las salmueras de formiato han sido ampliamente investigadas para ser usadas como fluidos de perforación y terminación. Se ha encontrado que las salmueras de formiato:

- ◆ Cubren el rango completo de densidad entre 1.0 a 2.36 g/cc.
- ◆ Tienen muy bajas temperatura de cristalización.
- ◆ Tienen perfiles excepcionalmente buenos de HSE.
- ◆ Estabilizan los polímeros a más altas temperaturas que cualquier otro sistema de salmueras conocido.
- ◆ Estabilizan las lutitas.
- ◆ Tienen un potencial de corrosión bajo.
- ◆ Son compatibles con la mayor parte de los elastómeros.
- ◆ Inhiben el crecimiento de las bacterias (a densidades por encima de 1.04 g/cc).
- ◆ Tienen una alta tolerancia a la contaminación de sólidos.
- ◆ Son compatibles con las formaciones que contienen sales.
- ◆ Son compatibles con los fluidos de la formación.
- ◆ Inhiben la formación de hidratos de gas.
- ◆ Son fácilmente recuperables (reciclables).
- ◆ Disuelven varias incrustaciones de sulfatos.

Esto hace a las salmueras de formiato ideales como fluidos de terminación o de empaque, buenos disolventes de incrustaciones y bases excelentes para los fluidos de perforación. Los fluidos de perforación con base de salmueras de formiato tienen aplicaciones en las siguientes áreas:

- ◆ *Perforación de pozos de diámetro reducido profundos.* Los formiatos permiten la combinación de la más baja pérdida de presión friccional que se puede obtener en un sistema basado en salmuera/polímero con estabilidad a alta temperatura y altas presiones hidrostáticas.
- ◆ *Perforación de lutitas.* Los formiatos mejoran la estabilidad a través de una combinación de flujo hidráulico reducido mediante el mejoramiento de la viscosidad del filtrado y la estimulación del contraflujo osmótico del agua de los poros.
- ◆ *Perforación del yacimiento productor.* Los formiatos no requieren material de peso, proporcionando la oportunidad para diseñar fluidos de perforación que contengan solamente el tipo y las cantidades de las partículas deseadas. Además, no ocurre daño debido a la precipitación de iones bivalentes.
- ◆ *Perforación de domos salinos.* Se pueden evitar la mayor parte de las cavernas de lavado debido a la baja solubilidad de la mayor parte de las sales en las salmueras de formiatos. Además, los lodos de formiato tienen una gran tolerancia a la contaminación con sal.

Las dificultades relacionadas con los pocos fabricantes y los precios altos han afectado hasta ahora la introducción de estos fluidos en el mercado. Esta situación está ahora en el proceso de cambiar ya que el número de fabricantes está aumentando y se han hecho arreglos para las compras de retorno. El uso de los formiatos se está incrementando continuamente y, en adición al número de fabricantes, se han completado algunas aplicaciones exitosas de perforación.

La literatura y pruebas limitadas en el laboratorio indican que la descomposición térmica no es importante en una salmuera pura de formiato bajo condiciones donde las salmueras de formiato normalmente se usarán (es decir hasta 200°C).

Las pruebas de corrosión disponibles de las sales de formiato muestran que tienen baja corrosividad comparado con otros sistemas de salmueras comúnmente usados. En particular, la carencia de Corrosión Química Acelerada (CQA) los hace mucho más apropiados que las salmueras convencionales de bromuro y cloruro. La facilidad para ajustar el pH de las salmueras de formiato da una ventaja

adicional.

De las pruebas de toxicidad acuática en las especies marinas y de agua dulce, el formiato de sodio puede categorizarse como "no tóxico."

El formiato de potasio muestra ser "no tóxico" en todas menos en dos de las pruebas de toxicidad. En el crustáceo de agua dulce, *Daphnia magna*, y en la prueba al crustáceo marino *Acartia tonsa*, se categoriza como "prácticamente no tóxico." El cloruro de potasio y el acetato de potasio muestran tener la misma toxicidad que el formiato de potasio, demostrando que el ión potasio contribuye más a la toxicidad que el ión formiato.

Las pruebas a las especies marinas que se llevaron a cabo clasifican a todos los formiatos en la categoría de "no tóxicos" o "prácticamente no tóxico", mientras que el bromuro de cinc lo clasifican como "muy tóxico" o "ligeramente tóxico".

Con base en toda la biodegradabilidad realizada puede concluirse que los formiatos son rápidamente biodegradables y todos ellos aprueban el "criterio del tiempo de ventana" (substancias que alcanzan el 60% biodegradación tienen que hacerlo dentro de los 10 días de alcanzar el nivel del 10%).

Cuando se requiera el empleo de fluidos de perforación a base de aceite, será responsabilidad del contratista el utilizar la tecnología para el tratamiento adecuado de los recortes para evitar daño a la ecología.

Del análisis económico, se determina que las salmueras a base de formiato tiene mayor costo respecto a los fluidos de perforación base aceite y las salmueras de la primera y segunda generación, pero el costo se justifica debido a que minimiza los daños al medio ambiente, además de obtener todos los beneficios adicionales cuando es utilizado durante la perforación de un pozo petrolero.

LISTA DE FIGURAS

- Figura 2.1. Instalación para perforar y sus componentes.
Figura 2.2. Tres tipos de barrenas para perforación rotatoria.
Figura 2.3. Sistema de circulación del fluido de perforación.
Figura 3.1. Clasificación de los fluidos de perforación.
Figura 3.2. Clasificación de sistemas base agua.
Figura 3.3. Clasificación de sistemas aceitosos.
Figura 3.4. Relación esfuerzo de corte vs velocidad de corte.
Figura 3.5. Relación de viscosidad vs. velocidad de corte.
Figura 3.6. Formación del perfil de velocidad en estado estacionario para un fluido contenido entre dos láminas.
Figura 3.7. Curvas de flujo de fluidos Newtonianos y no-Newtonianos.
Figura 3.8. Propiedades reológicas de un fluido de perforación. (a) Modelo de Bingham, (b) Fluido ideal de ley de potencias.
Figura 3.9. Balanza de lodos.
Figura 3.10. Embudo Marsh y recipiente graduado.
Figura 3.11. Viscosímetros de indicación directa.
Figura 3.12. Equipos de filtración a baja temperatura.
Figura 3.13. Equipos de filtración a alta temperatura.
Figura 3.14. Equipos para determinar el contenido de sólidos y líquidos en los fluidos de perforación (retorta).
Figura 3.15. Proceso para determinar la capacidad de absorción del azul de metileno de una arcilla.
Figura 3.16. Tren de gases Garrett para la determinación de sulfuros.
Figura 3.17. Tubo de centrifuga tipo Kolmer de 10 mL.
Figura 3.18. Equipo para medir la estabilidad eléctrica.
Figura 3.19. Medida del coeficiente de fricción.
Figura 3.20. Mecanismo de pegadura por presión diferencial.
Figura 3.21. Curva típica de una perforación demasiado rápida.
Figura 4.1. Temperatura de transición de xantana como una función de la densidad de la salmuera para algunas sales comúnmente usadas.
Figura 4.2. Temperaturas de estabilidad a las 16 horas para xantana, celulosa polianiónica (PAC) y almidón. Para xantana y PAC éstas temperaturas se determinan como la temperatura donde el fluido pierde la mitad de su viscosidad. Para el almidón, donde la viscosidad es demasiado baja para medirla, se han usado las medidas de pérdida de filtrado API para la determinación.
Figura 4.3. Densidad de las salmueras como una función de la concentración de sal de formiato (%p).
Figura 4.4. Densidad de las salmueras como una función de la concentración molar (mol/L).
Figura 4.5. Viscosidad de las salmueras como una función de la concentración (%p) de la salmuera.
Figura 4.6. Viscosidad de las salmueras como una función de la concentración (mol/L) de la salmuera.
Figura 4.7. Viscosidad de las salmueras como una función de la densidad de la salmuera.
Figura 4.8. Temperatura de cristalización de las salmueras de formiato y de las salmueras de acetato de potasio como una función de la densidad. Se muestran las temperaturas de cristalización de las salmueras de potasio y sodio para fines comparativos.
Figura 4.9. Viscosidad de un polímero con una temperatura de transición típica (por ejemplo, xantana) como función de la temperatura.
Figura 4.10. Viscosidad de un polímero sin temperatura de transición (por ejemplo: PAC o almidón) como función de la temperatura.
Figura 4.11. Efecto de contaminación de sólidos en el punto de cedencia (PC) para tres fluidos de perforación diferentes.
Figura 4.12. Efecto de contaminación de sólidos en la viscosidad plástica (VP) para tres fluidos de perforación diferentes.
Figura 4.13. Efecto de contaminación de $MgCl_2$ en la viscosidad plástica (VP) para tres fluidos de perforación diferentes.
Figura 4.14. Efecto de contaminación de $MgCl_2$ en el punto de cedencia (PC) para tres fluidos de perforación diferentes.

- Figura 4.15. Solubilidad de $MgCl_2 \cdot 6H_2O$ en varios sistemas de salmueras saturadas. Para una temperatura de circulación con $100^\circ C$ en el fondo del pozo, la solubilidad en una salmuera calentada de $MgCl_2$ ($60^\circ C$ en la superficie) es 620 g/L , mientras que en una salmuera de formiato de potasio ésta se reduce a aproximadamente 38 g/L .
- Figura 4.16. Influencia de la concentración de la salmuera en la disolución de sulfatos de metales alcalino-térreos en salmuera de formiato de potasio.
- Figura 4.17. Influencia de la temperatura en la disolución de sulfatos de metales alcalino-térreos en salmuera de formiato de potasio.
- Figura 4.18. Influencia del tiempo de contacto en la disolución de sulfatos de metales alcalino-térreos en salmuera de formiato de potasio.
- Figura 4.19. Temperatura de formación de hidratos para el gas natural Groningen (Blija) en agua, formación de salmuera, y salmueras de formiato de sodio y potasio (predecido).
- Figura 4.20. Temperatura de formación de hidratos para el gas natural Groningen (Zuidveen) en agua, salmueras de formiato de sodio y potasio (predecido).
- Figura 4.21. Desplazamiento de fluido de perforación convencional.
- Figura 4.22. Desplazamiento de fluido de perforación de formiato de potasio.
- Figura 4.23. Proceso de recuperación de salmuera de formiato.
- Figura 6.1. Proceso de lavado de recortes.
- Figura 6.2. Sistema de inyección de recortes.
- Figura 6.3. Proceso de transformación de recortes sólidos en lechada.
- Figura 6.4. Retorta térmica.
- Figura 6.5. Proceso Torbed.
- Figura 6.6. Reactor del proceso Torbed.
- Figura 6.7. Proceso de encapsulamiento de aceite en los recortes.
- Figura 7.1. Costos por servicio de una salmuera convencional de perforación de $CaCl_2/CaBr_2$ puesta en plataforma.
- Figura 7.2. Costos por servicio de salmuera de formiato de potasio de perforación puesta en plataforma.
- Figura 7.3. Costos por servicio de lodo base aceite de emulsión inversa de perforación puesta en plataforma.
- Figura 7.4. Comparación de costos por servicio de 3 tipos diferentes de fluidos de perforación con densidad de 1.6 g/cc .
- Figura 8.1. Relación de costos entre diferentes lodos de perforación.

LISTA DE TABLAS

Tabla 2.1.	Componentes de una instalación para perforar.
Tabla 3.2.	Criterios para la selección de fluidos de perforación.
Tabla 3.3.	Combinación de $[H^+]$ y $[OH^-]$ para pH.
Tabla 3.4.	Especificaciones de embudo Marsh
Tabla 3.5.	Especificaciones de viscosímetro de indicación directa
Tabla 3.6.	Contrapresión mínima recomendada para una filtración a temperaturas mayores de 149°C (300°F)
Tabla 3.7.	Especificaciones de instrumento para retortas
Tabla 3.8.	Cálculo de las concentraciones (mg/L) de hidroxilos, carbonatos y bicarbonatos a partir de P_r y M_r .
Tabla 3.9.	Especificaciones de Tren de Gases Garrett
Tabla 3.10.	Identificación del tubo Dräger, volumen de muestra y factores del tubo usados para varios rangos de sulfuros.
Tabla 3.11.	Identificación del tubo Dräger, volumen de muestra y factores del tubo usados para varios rangos de carbonatos.
Tabla 3.12.	Volúmenes de filtrado para ser usado en varias concentraciones de KCl.
Tabla 3.13.	Especificaciones de graduación de colector de líquido para lodos base aceite.
Tabla 3.14.	Comparación de varios lodos con lubricantes.
Tabla 3.15.	Características de identificación de zonas de pérdida horizontal
Tabla 3.16.	Características de identificación de zonas de pérdida vertical
Tabla 4.1.	Formulación típica de lodo de perforación de formiato de potasio
Tabla 4.2.	Pérdida de filtrado APAT (mL) de los tres fluidos de perforación de formiato de potasio sin densificante.
Tabla 4.3.	Solubilidad de sulfatos después de 16 horas a 85°C en salmueras saturadas.
Tabla 4.4.	Composición y propiedades de varios fluidos de perforación con material densificante
Tabla 4.5.	Rango de densidades obtenidas con las salmueras utilizadas en la industria petrolera y la de formiatos.
Tabla 4.6.	Valores típicos de viscosidad de salmueras
Tabla 4.7.	Variación del pH con la densidad y la composición de las salmueras.
Tabla 4.8.	Prueba de cupón en acero L80. Efectuada a 350°F y 200 psi durante 11 días.
Tabla 4.9.	Prueba de velocidad de corrosión electroquímica en acero C4130. Efectuada a 150°F.
Tabla 4.10.	Prueba de velocidad de corrosión electroquímica en acero con 13% de cromo (Tipo 420) y en acero inoxidable 304 L (18/8) en formiato de potasio concentrado (1.58 g/cc).
Tabla 4.11.	Pruebas de cupón en acero 4140 e inconel 718. Efectuada a 356°F y 1450 psia durante 7 días.
Tabla 4.12.	Pruebas de velocidad de corrosión electroquímica en acero 4145
Tabla 4.13.	Pruebas de corrosión química acelerada (CQA) en acero 4145
Tabla 4.14.	Resultados de las pruebas de elastómeros en una salmuera formiato de potasio concentrado a 120°C.
Tabla 4.15.	Resultados de las pruebas de elastómeros en una salmuera de formiato de potasio concentrado a 175°C.
Tabla 4.16.	Resultados de las pruebas de elastómeros en formiato de cesio y bromuro de cinc con 2.3 g/cc de densidad durante 7 días a 180°C.
Tabla 4.17.	Información del pozo Walsrode Z-7.
Tabla 4.18.	Propiedades de los fluidos de perforación de formiato de potasio -Walsrode.
Tabla 4.19.	Prueba de formiato de potasio en la perforación con tubería continua
Tabla 4.20.	Resultados de pruebas de desplazamiento de incrustaciones grandes.
Tabla 4.21.	Eficiencia de recuperación del formiato de potasio -Prueba Porsgrunn
Tabla 4.22.	Remoción de contaminantes de los fluidos de perforación a base de formiato de potasio - Porsgrunn
Tabla 5.1.	Toxicidad oral aguda de varias salmueras.
Tabla 5.2.	Toxicidad mamífera del monohidrato de formiato de cesio.
Tabla 5.3.	Toxicidad aguda acuática y actividad algística
Tabla 5.4.	Categorías de toxicidad
Tabla 5.5.	Toxicidad aguda al camarón marrón (<i>Crangon crangon</i>).

Tabla 5.6.	Toxicidad aguda al Turbo joven (<i>Scophthalmus maximus</i>).
Tabla 5.7.	Toxicidad aguda al Turbo larval (<i>Scophthalmus maximus</i>).
Tabla 5.8.	Toxicidad aguda a la Trucha arco iris (<i>Oncorhynchus mykiss</i>).
Tabla 5.9.	Toxicidad aguda a la Acartia tonsa (<i>Dana</i>).
Tabla 5.10.	Toxicidad aguda a la Daphnia magna (Straus)
Tabla 5.11.	Toxicidad aguda a la Ostra embrión (<i>Crassostrea gigas</i>).
Tabla 5.12.	Toxicidad aguda a Skeletonema costatum (<i>Greville</i>).
Tabla 5.13.	Toxicidad aguda a Scenedesmus subspicatus
Tabla 5.14.	Toxicidad aguda a Raphidocelis subcapitata (anteriormente <i>Selenastrum capricornutum</i>).
Tabla 5.15.	Comparación de características fundamentales de las pruebas de biodegradación aerobia rápida.
Tabla 5.16.	Biodegradabilidad Prueba OECD 301D -Prueba de Botella Cerrada.
Tabla 5.17.	Valores de DQO y DBO ₅ para el formiato de sodio y potasio.
Tabla 5.18.	Biodegradabilidad rápida "Prueba 301E -Prueba de Selección Modificada OECD
Tabla 6.1.	Reducción del contenido de hidrocarburos en el suelo
Tabla 7.1.	Costos de un contrato de salmuera convencional de perforación de CaCl ₂ /CaBr ₂ puesta en plataforma, los costos son en pesos.
Tabla 7.2.	Costos de un contrato de salmueras de formiato de perforación puestas en plataforma, los costos son en pesos.
Tabla 7.3.	Costos de un contrato de lodo base aceite de emulsión inversa de perforación puesta en plataforma, los costos son en pesos.
Tabla 7.4.	Comparación de costos por servicio de 3 tipos diferentes de fluidos de perforación con densidad de 1.6 g/cc.
Tabla 8.1.	Selección de fluidos de perforación.

BIBLIOGRAFÍA

1. Petróleos Mexicanos, "El Petróleo", Impresora Formal S. A., México, D. F., 23-33, 1988.
2. Chilingarian G. V. and Vorabutr P., "Drilling and Drilling Fluids", Developments in Petroleum Science 1L, Elsevier Scientific Publishing Company, Amsterdam, The Netherlands, 1-16, 1981.
3. Berger Bill D. y Anderson Kenneth E., "Petróleo Moderno" Introducción Básica a la Industria Petrolera, The Petroleum Publishing Co., Tulsa, Oklahoma, E. U. A., 116-117 y 130-138, 1980.
4. Servicio de Extensión Petrolera e Instituto Mexicano del Petróleo, "El equipo Rotatorio y sus Componentes", Unidad I • Lección 1, Instituto Mexicano del Petróleo, México D. F., 1-13 y 20-29, 1980.
5. Servicio de Extensión Petrolera, Instituto Mexicano del Petróleo y Asistencia Recíproca Petrolera Estatal Latinoamericana, "Sistemas de Circulación" Perforación Rotatoria, Unidad I • Lección 8, México, 23-39, 1984.
6. Darley H. C. H. and Gray George R., "Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids", Fifth Edition, Gulf Publishing Company, Houston, Texas, 1 y 19-27, 1988.
7. Lummus James L. and Azar J. J., "Drilling Fluids Optimization a Practical Field Approach", PennWell Publishing Company, Tulsa, Oklahoma, 19-23, 1986.
8. Morrison Robert T., Boyd Robert, "Química Orgánica", Fondo Educativo Interamericano, México, 1986.
9. Holum John R., "Prácticas de Química General, Química Orgánica y Bioquímica, Limusa S. A., México, 1977.
10. Capitanachi González Eusebio, "Fluidos e Hidráulica", Instituto Mexicano del Petróleo, México. D. F., 5, 67 y 90-97, 1998.
11. KelcoRotary, "Manual Técnico", Drilling Fluids Division, Kelco Oil Field Group, Inc., Houston, Texas, U.S.A., 67-84, 1987.
12. KelcoRotary, "KelcoRotary Viscoso-Graph", Drilling Fluids Division, Kelco Oil Field Group, Inc., Tulsa, Oklahoma, U.S.A. 12, 1985.
13. American Petroleum Institute, "The Rheology of Oil-Well Drilling Fluids", API BUL 13D, Second Edition, Dallas, Texas, U.S.A., 1-28, May 15, 1985.
14. Figueroa Ortiz Victor, Barrera Aburto Carlos G., Cavazos Ríos Armando A., González Muñoz Humberto, "Fluidos Limpios de Terminación", Gerencia de Perforación y Mantenimiento a pozos, PEMEX Exploración y Producción -Región Sur, 7.1 y 6.1-6.3, 1994.
15. American Petroleum Institute, "Métodos de Prueba Estandarizados para los Fluidos de Perforación Base Agua", Práctica Recomendada API RP-13B-1, 1-73, Junio 1, 1990.
16. American Petroleum Institute, "Prácticas Recomendadas de Procedimientos de Pruebas de Campo Estandarizadas para los Fluidos de Perforación Base Aceite", Práctica Recomendada API RP-13B-2, 1-25, Junio 1, 1990.
17. Meesenger Joseph U., "Lost Circulation", PennWell Publishing Company, Tulsa, Oklahoma, 1981.

18. Hallman John H. PhD, "Formates in Practice: Field Use and Reclamation". World Oil, October 1996.
19. Hallman John H. PhD, "Formates in Practice: Field Use and Reclamation", Forbrico Ltd./OSCA Inc., 1996.
20. Hallman John H. PhD, "III Seminario de Fluidos de Perforación y Terminación de Pozos, Formatos en acción: uso en el campo y recobro", OSCA Inc., 1997.
21. Mendoza Herrera Miguel Angel, "Selección y Optimización de Fluidos Libres de Sólidos (Tercera Generación) para la Terminación y Reparación de Pozos Costa Afuera", Maestría en Ingeniería Petrolera, UNAM, División de Estudios de Posgrado de la Facultad de Ingeniería, México, D. F., 14-31, 1997.
22. Howard Siv K., "Salmueras de Formiato para la Perforación y la Terminación: Estado Actual de la Técnica", Documento SPE 30498 presentado en el SPE Annual Technical Conference & Exhibition, Dallas, USA, 483-501, 22-25 de Octubre de 1995.
23. Howard Siv K., Houben R. J. H., Oort E. Van and Francis P. A., "Formate Drilling & Completion Fluids", -Technical Manual-, Shell International Exploration and Production B. V., Research and Technical Services, Rijswijk, The Hague, The Netherlands, ,1996.
24. Howard Siv K., "Formate Brines for Drilling and Completion: State of the Art", Paper SPE 30498 presented at the SPE Annual Technical Conference & Exhibition, Dallas, U.S.A., 483-496, 22-25 October, 1995.
25. "Guía de Salmueras", OSCA de Venezuela, S. A., Anzoátegui, Venezuela, A.3-A.4, 1992.
26. Downs J. D., "High-Temperature Stabilization of Xanthan in Drilling Fluids by Use of Formate Salts", Physical Chemistry of Colloids and Interfaces in Oil Production, Editions Technip, París, 1991.
27. Badrak R. P., "Effects of New Generation Drilling Fluids on Drilling Equipment Elastomers", Paper IADC/SPE 27452 presented at the IADC/SPE Drilling Conference, Dallas, Texas, U.S.A., 209-218, 15-18 February, 1994.
28. Hudson T. E., "Heavyweight Brines and Corrosion Inhibitors Commonly Used in Brines Affect Various Types of Packer Elements", Paper SPE 14832 presented at the Seventh SPE Symposium on Formation Damage Control of the Society of Petroleum Engineers, Lafayette, L.A., U.S.A., 209-217, February 26-27, 1986.
29. Downs J. D., "Formate Brines: New Solution to Deep Slim-Hole Drilling Fluid Design Problems", Paper SPE 24973 Presented at the European Petroleum Conference, Cannes, France, 16-18 November 1992.
30. Downs J. D., "Solución Salina de Formiato: Novedosos Fluidos de Perforación y Terminación de Pozos para Condiciones Ambientales Delicadas", Documento SPE 25177 presentado en el Simposium Internacional de la SPE sobre Químicas de los Campos Petroleros, New Orleans, L.A., U.S.A., 267-279, 2-5 Marzo de 1993.
31. Savins J. G., "Drag Reducing Additives Improve Drilling Fluid Hydraulics", Oil & Gas Journal, 79-86, March 13, 1995.
32. Darley H. C. H. and Hartfiel A., "Test Show that Polymers Fluids Cut Drill-Pipe Pressure Losses", The Oil & Gas Journal, 70-73, June 17, 1974.
33. Oort E. Van., Hale A. H., Mody F. K. And Roy Sanjit, "Critical Parameters in Modelling the Chemical Aspects of Borehole Stability in Shales and in Designing Improved Water-Based Shale Drilling Fluids", Paper SPE 28309 Presented at the 69th Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, L.A., U.S.A., 171-186, 25-28 September, 1994.

34. Oort E. Van., Hale A. H., and Mody F. K., "Manipulation of Coupled Osmotic Flows for Stabilisation of Shales Exposed to Water-Based Drilling Fluids", Paper SPE 30499 presented at the SPE Annual Technical Conference & Exhibition, Dallas, U.S.A., 497-509, 22-25 October, 1995.
35. Francis P. A., Eigner M. R. P., Patey I. T. M., and Spark I. S. C., "Visualisation of Drilling-Induced Formation Damage Mechanisms Using Reservoir Conditions Core Flood Testing", Paper SPE 30088 Presented at the European Formation Damage Conference, The Hague, The Netherlands, 101-115, 15-16 May, 1995.
36. Abuo-Sayed I. S., Chambers M. R., and Moeller M. W.: "Mobil Completes Deep, Tight, Horizontal Gas Well in Germany", *Hart's Petroleum Engineer International*, August, 1996.
37. van Vliet J. P. M., Bour D. L., Bour D. L. and Griffith J. E., "Slimhole Cementing -Analysis and Possible Solution of the Problem", Paper SPE 30511 presented at the SPE Annual Technical Conference & Exhibition, Dallas, U.S.A., 635-642, 22-25 October, 1995.
38. Foxenberg W. E., Houchin L. R., and Javora P. H.: "Optimizing the Quality of High-Density Brines for Maximum Performance and Economic Value", Paper SPE 24784 Presented at the 67th Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers, Washington, D. C., 207-214, October 4-7, 1992.
39. Reynolds Santiago M., "¡Use Salmueras Filtradas!", *Petróleo Internacional*, 24, Mayo-Junio 1993.
40. Downs J. D., "Solución Salina de Formiato: Novedosos Fluidos de Perforación y Terminación de Pozos para Condiciones Ambientales Delicadas", Documento SPE 25177 presentado en el Simposium Internacional de la SPE sobre Químicas de los Campos Petroleros, New Orleans, L.A., U.S.A., 267-279, 2-5 Marzo de 1993.
41. Downs J. D., Killie Siv, Whale G. F. And Inglesfield Christopher, "Development of Environmentally Benign Formate-Based Drilling and Completion Fluids", Paper SPE 27143 presented at the Second International Conference on Health, Safety & Environment in Oil & Gas Exploration & Production, Jakarta, Indonesia, 419-428, 25-27 January 1994.
42. Krause D. C., "Personnel Safety While Handling Hig-Density Brines", IADC/SPE paper 14799, IADC/SPE 1986 Drilling Conference, Dallas, Texas, February 10-12 1986.
43. Howard S. Killie, "Formate Brines, Toxicity and Biodegradability", Shell Internationale Research Mij. B. V., The Hague, The Netherlands, 1994.
44. Downs J. D., "Formate Brines: Novel Drilling and Completion Fluids for Demanding Environments", Paper SPE 25177 presented at the SPE International Symposium on Oilfield Chemistry, New Orleans, L.A., U.S.A., 267-279, March 2-5, 1993.
45. Bland R. G., Chang C. Y. and Bettge G. W., "Toxicity of Drilling Fluids Using Photobacteria and Mysid Shrimp Bioassays", Paper SPE 16689 presented at the 62nd Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers, Dallas, Texas, U.S.A., 363-376, September 27-30, 1987.
46. Bailey T. J., Henderson J. D. And Schofield T. R., "Cost Effectiveness of Oil-Based Drilling Muds in the UKCS", Paper SPE 16525 presented at Offshore Europe, 8-11 September 1987.
47. Minton R. C., "Drilling Fluids and Practices for Central North Sea Tertiary Shales", Paper OE81 SPE 10386, 15-18 September 1981.
48. Fredrick V. Jones.: "Field Evaluation of Toxicity of Drilling Fluids Using Computer Application", JPT, U.S.A., 1991.

49. Ferguson G. C., Minton R. C., Cow Sandy and Secoy B. W., "Subsea Cuttings Injection Guide Base Trial", Paper SPE 26681 presented at the Offshore Conference, Aberdeen, 99-108, 7-10 September 1993.
50. Minton R. C. and Secoy Byron, "Annular Re-Injection of Drilling Wastes", Paper SPE 25042 presented at the European Petroleum Conference, 247-254, Cannes, France, 16-18 November 1992.
51. Minton Reginald C., "How to Minimize Drill Fluid Environmental Impacts", Ocean Industry, 29-31, August 1991.
52. Robertson Brian D., "A System Approach to Chemical Delivery/Storage", Ocean Industry, 30-31, July, 1990.
53. Walters Herb, "Dewatering of Drilling Fluids", Petroleum Engineer International, 28-32, February 1991,
54. Thorson John A., "Stricter Marine Pollution Standards Accelerate Move to Zero Discharge Rigs", Oil & Gas Journal, 94-98, December 30, 1991.
55. Norman Michael E., Kapoor Sunil, Smalley G. Allen Jr. And Daniel Bruce M., "Wastewater Planning Helps Meet Anticipated Changes in Regulations", Oil & Gas Journal, 63-66, June 29, 1992.
56. Bleier Roger, Leuterman A. J. J. and Stark C. L., "Drilling Fluids: Making Peace With the Environment", Paper SPE 24553 presented at the 67th Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers, Washington, DC, 35-42, October 4-7 1992.
57. Bleier Roger, Leuterman Arthur J. J. and Stark Cheryl, "Drilling Fluids: Making Peace With the Environment", Journal of Petroleum Technology, JPT, 6-10, January 1993.
58. Minton R. C., Meader A., and Wilson S. M., "In Environmentally Sensitive Areas... Dowhole Cuttings Injection Allows Use of Oil-Base Muds, World Oil, 47-52, October, 1992
59. LeBlanc Leonard, "Operators Overcome Technical Hurdles in Cuttings, Oily Drill Fluid Injection", Offshore/Oilman, 49-50 and 85, April, 1993.
60. Andersen E. E., Louviere R. J., and Witt D. E., "Guidelines for Designing Safe, Environmentally Acceptable Downhole Injection Operations", Paper SPE 25964 presented at the SPE/EPA Exploration & Production Environmental Conference, San Antonio, Texas, U.S.A., 279-286, 7-10 March 1993.
61. Shannon B. E., "An Operational Perspective on the Handling and Disposal of NORM in the Gulf of Mexico", Paper SPE 25936 presented at the SPE/EPA Exploration & Production Environmental Conference, San Antonio, Texas, U.S.A., 83-90, 7-10 March 1993.
62. León Fajardo J. Rafael y Mar Ballesteros Cesáreo, "Estrategia de Protección Ambiental en Perforación y Mantenimiento de Pozos", Ingeniería Petrolera, 38-49, Enero 1999.
63. Minton R.C., McKelvie D. S., Caudle D. D., Ayers R. C. Jr., Smith J. P., Cline J. T., Duff Angus, Blanchard J. R. And Read A. D., "The Physical and Biological Impact of Processed Oil Drill Cuttings: E&P Forum Joint Study", Paper SPE 26750 presented at the Offshore European Conference, Aberdeen, U.S.A., 113-121, 7-10 September 1993.
64. Samiullah Y. et al, "Biodegradation Studies on Sodium and Potassium Formate", Acer Environmental, Runcorn, Cheshire, England, 1992.
65. Arnhus K. M. And Slora G., "Cuttings and Waste Mud Disposal", Paper SPE/IADC 21949 presented at the SPE/IADC Drilling Conference, Amsterdam, Holanda, 461-472, 11-14 March 1991.

66. Minton R. C., Begbie R., Tyldsley D. And Park D., "Oily Cuttings Cleaning System Ready for Onshore Testing", *Ocean Industry*, 54-56, November 1991.
67. Diario Oficial de la Federación, "Normas Oficiales Mexicanas en Materia de Protección Ambiental", Secretaría de Desarrollo Social, México D. F., 22 de Octubre de 1993.
68. Svendsen Øjvind, Toften J. K., Marshall D. S. and Hermansson C. L., "Use of a Novell Drill-in/Completion Fluid Based on Potassium Formate Brine on the First Open Hole Completion in the Gullfaks Field", Paper SPE/IADC 29409 presented at the SPE/IADC Drilling Conference, Amsterdam, The Netherlands, 28 February-2 March, 1995.
69. León Fajardo Rafael, Yañez Mondragón Maclovio y Jiménez Domínguez Alfredo, "Los Fluidos de Perforación y el Medio Ambiente", Ingeniería Petrolera, Diciembre 1993.
70. The Organisation for Economic Co-operation and Development (OECD), "OECD Guidelines for Testing of Chemicals", OECD, rue André-Pasal, París Cedex, France, 1981.
71. FORBRICO, "Análisis Financiero, Lista de Precios de los Formiatos", FORBRICO-PEMEX, Villahermosa, Tabasco, México, 1999.
72. "Enciclopedia de Tecnología Química", Raymond E. Kirk, Donald F. Othmer, Unión Tipográfica Editorial, México, Tomo XI, 1962.
73. Gulf Publishing Co., "World Oil's 1999 Guide to Drilling, Completion and Workover Fluids", World Oil, Houston, Texas, June 1999.
74. Romero R. Raúl, "Variedad de Usos del Biopolímero Xantana", Boletín Informativo del IMP, 1999.
75. Jones M., Hules M., "Drilling Fluid Bioassays and the OCS Technology", *Oil and Gas Journal*, A Division of Halliburton Co., Houston, 241-244, 1982.
76. Ayers R. C. Jr., Saucer T. C. Jr., Anderson P. W., "The generic Mud Concept for NPDES Permitting of Offshores Drilling Discharges", 1985.
77. Hinds A. A., Clements W. R., "New Oil Mud Passes Environmental Test", Society of Petroleum Engineers of AIME NL Baroid/NL Industries Inc., 1982.
78. Jones F. V., Moffitt C. M., Betige W., Garrison R., Leuterman A. J. J., "Drilling Fluids Firms Responds to EPA Toxicity Concerns", *Technology-Oil and Gas Journal*, November 24, 71-77, 1986.
79. Jones F. V., Moffitt C. M., Leuterman A. J. K., "Drillings Fluids Disposal Regulation", *Drilling*, March/April 18-24, 1987.
80. Redweik R. J., "Drilling Waste Disposal Practices in the Gulf on México", Shell Offshore Inc, New York, U.S.A., 1987.
81. Bland R. G., Chang C. Y., Bettge G. W., "Toxicity of Drilling Fluids Using Photobacteria and Mysid Shrimp Bioassays", SPE 16689, 363-376, 1987.
82. Leuterman A. J. J. and Candler J. E., "Oilfield Disposal Options: A Critical Review", Documento Enviado por Fax, 11 páginas, 1989.
83. Dunn H. E., Beardmore D. H., Stewart W. S., "Status Report: Gulf of México Mud Toxicity Limitations" *Petroleum Engineer International*, October, 32-36, 1989.

84. Jones F. V., Leuterman A. J. J., "Alternate Environmental Testing of Drilling Fluids. An International Perspective". SPE 20889, 69-78, 1990.
85. Bailey R. C., Eynon B. P., "Toxicity Testing of Drilling Fluids: Assessing Laboratory Performance of Variability", ASTM-STP 976, American Society for Testing and Materials, Philadelphia, 334-374, 1988.
86. Campbell B., "Offshore Muds Must Accommodate New Environmental Regulation", The American Oil and Gas Reporter, 12-16, 1986.
87. IMP-CBO-1088, "Procedimientos para la Protección al Ambiente Durante las Operaciones de Perforación, Reparación, y Mantenimiento a Pozos Costa Afuera", Subdirección de Tecnología de Explotación, División de Perforación, 1992.
88. Guthrie F. E. and Perry J. J., "Introduction to Environmental Toxicology", Elsevier Science Publishers LTD., New York, U.S.A., 1985.
89. Environmental Protection Agency (EPA), 600/4-91/0022, "Short-term Methods for Estimating the Chronic Toxicity of Effluents and Receiving Waters to Freshwater Organisms" Washington, D. C., 1992.
90. Rodríguez G. J., Esclapés M. M., "Protocolos Estándares para Bioensayos de Toxicidad con Especies Acuáticas", Gerencia General de Tecnología, Departamento de Ecología y Ambiente, Caracas, Venezuela, 1995.
91. Stephan C. E., "Methods for Calculating an LC₅₀. Aquatic Toxicology and Hazard Evaluation", ASTM-STP 634, F. L. Mayer and J. L. Hamelink Eds. American Society for Testing and Materials, 1977.
92. Whale F. G., Fairhurst F. M. and Girling A. E., "Aquatic Toxicity Test for Selecting Chemicals for Use Offshore", SETAC Special Publication Series-Lewis Publishers, U.S.A., 1993.
93. Soares A. M. V. M., Calow P., "Seeking Standardization in Ecotoxicology", Progress in Standardization of Aquatic Toxicity Test, SETAC Special Publication Series-Lewis Publishers, U.S.A., 1993.
94. Bradley M. C., Naylor C., Calow P., Baird D. J., Barber I. and Soares A. M. V. M., "Reducing Variability in Daphnia Toxicity Test -A Case for Further Standardization", Progress in Standardization of Aquatic Toxicity Test, SETAC Special Publication Series-Lewis Publishers, U.S.A., 1993.
95. APHA, AWWA, WPCF, "Standard Methods for the Examination of Water and Wastewater", "Métodos Normalizados para el Análisis del Agua y Aguas Residuales", 18^{ava} Edición, U.S.A., 1992.
96. Trucco B. R., Inda J. F., Cárdenas T. y Cuturrufó F. G., "Bioensayos, Una Herramienta para la Evaluación de Contaminación", Curso Interamericano de Contaminación Marina, Universidad Católica del Norte, Facultad de Ciencias del Mar, Chile, 1994.
97. Albert L. A., López S. M. y Flores J., "Diccionario de la Contaminación", Centro de Ecología y Desarrollo, México D. F., 1995.
98. Slater M., Hille M. H. and Molversmyr R. F., "Commonly Used Biodegradation Techniques for Drilling Fluid Chemicals, Are They Appropriate?", Paper SPE/IADC 29376 presented at the SPE/IADC Drilling Conference, Amsterdam, The Netherlands, 28 February-2 March, 387-396, 1995.
99. Grady L., "Biodegradation: Its Measurement and Microbiological Basis", Biotechnol. Bioeng., 27, 1985.