



Universidad Nacional Autónoma de México

Facultad de Ingeniería

SELECCION DE MATERIALES DENSIFICANTES
EMPLEADOS EN FLUIDOS DE PERFORACION,
REPARACION Y TERMINACION DE
POZOS PETROLEROS

T E S I S

Que para obtener el Título de
INGENIERO PETROLERO

Presenta:

JOSE LUIS GONZALEZ GONZALEZ



México, D. F.

Septiembre, 1986



Universidad Nacional
Autónoma de México



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 está protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

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



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA

FACULTAD DE INGENIERIA

Dirección
60-I-88

Señor GONZALEZ GONZALEZ JOSE LUIS.
P r e s e n t e .

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que aprobado por esta Dirección, propuso la Quím. Rosa -- de Jesús Hernández Alvarez, para que lo desarrolle como tesis -- para su Examen Profesional de la carrera de INGENIERO PETROLERO.

"SELECCION DE MATERIALES DENSIFICANTES EMPLEADOS EN FLUIDOS DE PERFORACION, REPARACION Y TERMINACION DE POZOS PETROLEROS"

- I INTRODUCCION.
 - II GENERALIDADES.
 - III CARACTERISTICAS FISICAS Y QUIMICAS DE MATERIALES DENSIFICANTES.
 - IV TECNICAS DE EVALUACION PARA MATERIALES DENSIFICANTES.
 - V CONTAMINANTES PRESENTES EN MATERIALES DENSIFICANTES QUE CAUSAN PROBLEMAS EN LOS FLUIDOS.
 - VI EFECTO DE LOS MATERIALES DENSIFICANTES EN LA VELOCIDAD DE PENETRACION.
 - VII FASE EXPERIMENTAL.
 - VIII CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.
- BIBLIOGRAFIA.

Ruego a usted se sirva tomar debida nota de que en cumplimiento con lo especificado por la Ley de Profesiones, deberá prestar - Servicio Social durante un tiempo mínimo de seis meses como - - requisito indispensable para sustentar Examen Profesional; así como de la disposición de la Coordinación de la Administración-Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de los ejemplares de la tesis, el título del trabajo realizado.

Atentamente.

"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"

Cd. Universitaria, D.F., abril 15 de 1986.

EL DIRECTOR

Dr. Octavio A. Rasón Chávez

I N D I C E

PAG.

I.-	INTRODUCCION.	1
II.-	GENERALIDADES	2
	2.1 Funciones de los fluidos de perforación. .	2
	2.2 Funciones de los fluidos de reparación y terminación de pozos	6
	2.3 Clasificación de los fluidos de reparación y terminación de pozos	11
	2.4 Propiedades que definen la aplicación de los fluidos en operaciones de perforación, terminación o reparación de pozos.	16
	2.5 Fluidos más comúnmente usados en México. .	17
	2.6 Clasificación de los fluidos de perfora- ción	21
III.-	CARACTERISTICAS FISICAS Y QUIMICAS DE MATERIA- LES DENSIFICANTES	29
	3.1 Barita	29
	3.2 Fer-o-Bar.	33
	3.3 Bar-Gain	34
	3.4 Siderita	35
	3.5 Carbonato de calcio.	35
	3.6 Galena	36
	3.7 Salmueras.	36
	3.8 Comparación de los óxidos de hierro y la barita	37
IV.-	TECNICAS DE EVALUACION PARA MATERIALES DENSIFI- CANTES.	41
	4.1 Técnicas para evaluar propiedades físicas y químicas en materiales densificantes . .	41

	PAG.	
V.-	CONTAMINANTES PRESENTES EN MATERIALES DENSIFICANTES QUE CAUSAN PROBLEMAS EN LOS FLUIDOS.	53
	5.1 Barita.	53
	5.2 Cloruro de sodio.	54
	5.3 Fer-o-Bar	54
	5.4 Bar-Gain.	55
	5.5 Carbonato de fierro o siderita.	55
	5.6 Carbonato de calcio	55
	5.7 Cloruro de calcio	56
	5.8 Galena.	56
VI.-	EFFECTO DE LOS MATERIALES DENSIFICANTES EN LA VELOCIDAD DE PENETRACION.	57
	6.1 Tipo de barrena.	57
	6.2 Peso sobre la barrena.	57
	6.3 Velocidad de rotación.	58
	6.4 Hidráulica	58
	6.5 Propiedades del lodo	58
	6.6 Efecto del contenido y tamaño de sólidos en las propiedades del lodo.	61
VII.-	FASE EXPERIMENTAL	67
	7.1 Desarrollo experimental.	68
	7.2 Pruebas efectuadas	71
	7.3 Resultados	72
	7.4 Análisis de resultados	72
VIII.-	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.	75
	BIBLIOGRAFIA	77

CAPITULO I

INTRODUCCION

Desde los inicios de la Industria de la Perforación ha sido necesario el uso de materiales densificantes en los fluidos de perforación, terminación y reparación de pozos, para contrarrestar las presiones de formación y poder llegar a la zona productora sin causarle un daño irreversible.

Este material, hoy en día, llega a representar hasta un 40% en el costo total de los fluidos, por lo que es necesario seleccionarlo adecuadamente, mediante un buen muestreo y la aplicación de pruebas físicas y químicas que definan sus cualidades y limitaciones, las cuales se analizan en este trabajo para que se realicen las operaciones con éxito.

CAPITULO II

GENERALIDADES

Los fluidos de perforación, fueron introducidos al iniciarse la perforación rotatoria en 1900. Inicialmente se utilizaron con el objeto de eliminar continuamente los recortes generados al perforar las formaciones, pero actualmente sus funciones se han incrementado debido a la necesidad de perforar pozos profundos con formaciones problemáticas, presencia de flujo de gas, agua y alta temperatura; lo que ha hecho más complejos su composición y manejo.

2.1 FUNCIONES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACION.

2.1.1 ACARREO DE LOS RECORTES DE LA FORMACION.

La función esencial del lodo es limpiar el agujero. Los sólidos perforados, generalmente tienen una densidad de 2.3 a 3.0 g/cm³, mayor que la del lodo; por lo que éstos, tienden a asentarse en el lodo que se encuentre en el espacio anular, lo cual se evita circulando el fluido a una velocidad suficiente e impartándole una viscosidad adecuada.

La efectividad del lodo para sacar los recortes, depende además de la velocidad de circulación y de la viscosidad de la densidad del fluido, ya que entre mayor sea ésta menor será la velocidad de asentamiento de los recortes. Para

la selección adecuada de estos factores, se toma en cuenta también el tipo de lodo utilizado y sus requerimientos para la perforación, el tipo de flujo obtenido en el espacio anular y el tamaño de los recortes.

En un lodo tixotrópico, el fluido desarrolla gelatinosidad cuando se suspende la circulación y esto permite que las partículas se mantengan en su lugar y no se asienten en el espacio anular.

2.1.2 CONTROL DE LAS PRESIONES SUBSUPERFICIALES.

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 densidad como para vencer cualquier presión de 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 anormales existentes en la formación, aumentando de esta manera la presión hidrostática de la columna de lodo.

2.1.3 ENFRIAMIENTO Y LUBRICACION DE LA SARTA DE PERFORACION.

La lubricación y el enfriamiento de la sarta de perforación, son funciones importantes del lodo. Los problemas de torsión, fricción y pegadura de tubería por presión diferencial, están relacionados directamente con la lubricación de la sarta de perforación.

Actualmente todos los fluidos de perforación, tienen un calor específico suficiente y buenas cualidades lubricantes para enfriar adecuadamente la barrena y la sarta de perforación. Entre los lubricantes se encuentra la bentonita, aceite, detergentes, grafito, asfaltos y surfactantes especiales.

En algunos casos, se requiere hacer uso de lubricantes de carga máxima para disminuir los problemas mencionados en el párrafo anterior.

2.1.4 LIMPIEZA DEL FONDO DEL AGUJERO.

Este es un deber del fluido de perforación, con el objeto de alcanzar la máxima velocidad de penetración para una hidráulica en particular y un peso sobre barrena y velocidad de rotaria especificado. Las pruebas con microbarrenas, han indicado que hay una tendencia, particularmente con altas presiones diferenciales a través de la pared del fondo del agujero, de que los recortes permanezcan adheridos a él y dificultan el poder de corte de la barrena y disminuya la velocidad de penetración. La solución a esto, es que el lodo produzca un impacto a alta velocidad sobre los nuevos recortes, tal como el obtenido con las toberas de la barrena y que el lodo tenga tal composición, que penetre entre los recortes y reduzca las presiones diferenciales entre éstos y la formación, de tal manera que se desalojen inmediatamente después de ser cortados.

En general, la limpieza del fondo del agujero, se mejora con fluidos delgados a las altas velocidades de corte, a través de la barrena, esto significa que los fluidos viscosos pueden ser buenos si poseen buenas características de adelgazamiento al corte. Un fluido con bajo contenido de sólidos, es el mejor para este propósito.

2.1.5 AYUDA A LA EVALUACION DE LA FORMACION.

Los fluidos de perforación, han sido modificados sustancialmente, con el propósito de mejorar este aspecto de 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. Los lodos base aceite, dificultan la evaluación de los horizontes potencialmente productores y los fluidos de agua salada limitan el uso del registro de potencial espontáneo para reconocer zonas permeables.

La formación del enjarre, limita la obtención de la información del lado de la pared de los núcleos obtenidos, 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 y su tratamiento en el área particular.

2.1.6 PROTECCION A LA PRODUCTIVIDAD DE LA FORMACION.

Al utilizar lodo en la perforación, siempre hay invasión de fluido hacia la formación y éste puede ser minimizado al reducir la pérdida de fluido. En algunos casos, se puede perforar con aire como fluido de perforación y no hay daño a la formación.

En algunas áreas, se perforan los horizontes productores con lodos base aceite y se evita la entrada de agua a la formación; sin embargo, en zonas de gas puede haber mayor daño

con éste lodo que si se utilizara un lodo salado. También han sido usados lodos con alto contenido de calcio para disminuir el daño a la formación.

Además de las funciones señaladas anteriormente, el fluido de perforación debe ser capaz de permitir el asentamiento de los recortes en la presa donde descarga el lodo de la temblorina, como parte fundamental del control de sólidos. Esta característica está en función de la gelatinosidad del lodo, que no debe ser excesiva y del tiempo de residencia del lodo.

Actualmente una limitación en el empleo de sustancias químicas como aditivos de los fluidos de perforación, es la contaminación que producen las aguas de desecho de la perforación. En Canadá, se ha estudiado este aspecto y se han obtenido conclusiones importantes.

2.2 FUNCIONES DE LOS FLUIDOS DE REPARACION Y TERMINACION DE POZOS.

En los trabajos de reparación y terminación de pozos, los fluidos de control que se utilizan deben cumplir gran parte de las funciones de los fluidos de perforación y algunas otras específicas. Sus funciones más importantes son las siguientes:

2.2.1 PROTECCION A LA FORMACION PRODUCTORA.

La razón principal para la selección del fluido de reparación y terminación de pozos es evitar daños a la formación productora y para este propósito es muy recomendable el uso de los fluidos sin sólidos en suspensión, entre los más comu-

nes se encuentran las salmueras, fluidos con sólidos solubles en ácido, etc.

Puesto que las formas más comunes de daño a la formación es el uso inadecuado de fluidos que alteran los canales de flujo de la formación, cuando los sólidos se requieran para que actúen y controlen el filtrado o para incrementar la densidad, debido a los factores económicos, los sólidos deberán ser solubles en ácido que van a ser agregados al fluido viscosificante, que va a actuar como elemento de suspensión y va a reducir la invasión de fluidos y polímeros en la formación. - Al usar los fluidos libres de sólidos, se esperan pérdidas de fluido, pero la cantidad de fluido que entra a la formación - puede ser minimizada manteniendo la presión hidrostática cerca del balance con la presión de formación. La salmuera de - terminación tiene bajo contenido de sólidos y su alta concentración de electrolitos inhibe la formación de arcillas, previniendo pérdidas en la permeabilidad. Bajo algunas condiciones el lento incremento de los gastos de flujo, cuando el pozo es regresado a la producción permite máxima remoción de partículas finas de la formación.

Las salmueras no deben ser viscosas para remover arena o recortes, excepto si es absolutamente necesaria. Cuando las salmueras son viscosas, es muy difícil controlar los polímeros en la temblorina; al filtrar también se remueven los polímeros del fluido y esto ocasiona que la operación sea muy costosa. Las pérdidas de permeabilidad no recuperadas también pueden ser producto del taponamiento de la formación causada por el uso de los polímeros sin condiciones apropiadas en la salmuera.

Los sistemas de salmuera varían desde simple agua salada hasta los sistemas formados con bromuro de zinc. El agua

de mar es utilizada frecuentemente en áreas costeras, requiere ser filtrada para remover la arena y partículas finas, ya probadas como causantes de daños irreversibles a la formación.

El agua salada de la formación es barata y en algunas áreas es el fluido ideal para minimizar los daños a la formación por su compatibilidad con las aguas de formación.

Como siempre, hasta el agua de formación suficientemente densa puede no ser aceptada si contiene aceite en emulsión, arena, asfalto e incrustaciones (que pueden bloquear los canales de flujo de la formación) o tratamientos químicos (que pueden alterar la mojabilidad de la roca).

Las salmueras pueden ser preparadas en el pozo utilizando agua dulce y sal o salmueras que pueden ser llevadas de la planta de fluidos. Es preferible comprar la salmuera ya preparada porque es más barata ya que garantiza la densidad que se requiere y ahorra tiempo en el pozo.

2.2.2 CONTROL DE PRESIONES SUBSUPERFICIALES.

Los fluidos que contiene la formación productora, ejercen una presión llamada "presión de formación", la cual es manifestada por las perforaciones de los disparos o en la pared del agujero descubierto. Para controlar dicha presión es necesario utilizar un fluido de reparación y terminación capaz de generar una presión hidrostática ligeramente mayor a la de los fluidos de la formación; la densidad de los fluidos de control se incrementa usando materiales densificantes, y los más comunes se presentan en la Tabla 2.1.

2.2.3 LIMPIAR EL POZO (Transportar los sólidos móviles como: recortes, arena, cemento, chatarra, etc.).

Esto se requiere cuando se muele algún tapón de cemento, una herramienta o algún dispositivo que no se desee tener en el pozo y esto produce recortes; otra forma de producir recortes es cuando se requiere profundizar el pozo. Para cumplir con esta función en muchos casos la viscosidad debe aumentarse y el viscosificante más común es la Hidroxietilcelulosa (HEC), que es un polímero no iónico y muy estable, soluble en agua, en ácido y en salmueras. Se le puede aplicar en fluidos de reparación y terminación de pozos para minimizar los daños a la formación productora.

2.2.4 LUBRICAR Y ENFRIAR LA SARTA Y HERRAMIENTAS ESPECIALES.

Al igual que los fluidos de perforación, los fluidos de control en la reparación y terminación de pozos desempeñan estas funciones cuando se meten los diferentes aparejos de producción (tubería de producción, empacadores, etc.). También cuando se perfora se muele alguna herramienta no deseable, se rebaja cemento, etc.

2.2.5 SUSPENSION DE SOLIDOS.

Cuando el fluido para reparación y terminación de pozos no está fluyendo se elimina la fuerza ascendente y las partículas sólidas tienden a depositarse en el fondo del pozo.

Para evitar esa sedimentación, es necesario que el fluido forme una "red" y atrape a las partículas sólidas, esto se logra agregando al fluido un polímero adecuado que le dé una estructura gelatinosa. El agente de suspensión más co

múnmente usado en fluidos de reparación y terminación de pozos es el XC-Polímero (goma de Xantana), que es un polímero soluble en agua producido por la acción de las bacterias del género "Xanthomonas Campestris" sobre carbohidratos. Este producto es 100% de importación, aunque se está a punto de producirlo a escala industrial en nuestro país.

2.2.6 EFECTO DE FLOTACION.

Esta función es similar a la de los fluidos de perforación, ya que el fluido soporta parte de los aparejos de producción y tuberías cuando se hacen operaciones de terminación de pozos.

2.2.7 PERMITIR LA ELIMINACION EN LA SUPERFICIE DE LOS SÓLIDOS INDESEABLES.

El fluido debe tener unas características adecuadas para permitir extraer de él los recortes y sólidos indeseables que se generan al rebajar cemento, moler tapones, chatarra o escariar la TR. Esta operación se efectúa en el pozo por medios mecánicos.

2.2.8 PERMITIR LA INTERPRETACION DE LOS REGISTROS ELECTRICOS.

Esto significa que los fluidos no deben interferir o modificar la interpretación de los registros eléctricos, cuando se encuentran en contacto con la formación productora.

2.3 CLASIFICACION DE LOS FLUIDOS DE REPARACION Y TERMINACION DE POZOS.

Los fluidos de reparación y terminación de pozos tienen diferentes características. Aunque inicialmente sean similares a los fluidos de perforación, sus funciones difieren en el sentido de que deben evitar un daño considerable a las formaciones productoras, la temperatura en el fondo del pozo y el equipo con que se manejan en la superficie.

2.3.1 FLUIDOS BASE AGUA.

Dentro de éstos los tres tipos más usados son:

2.3.1.1 Fluidos de perforación modificados.- Son -- fluidos que con la adición de aditivos son acondicionados para ser utilizados como fluidos para reparación y terminación de pozos. Su utilidad se justifica por su disponibilidad y economía. La desventaja principal radica en el alto contenido de sólidos que pueden dañar la permeabilidad de la formación productora.

2.3.1.2 Las salmueras.- Estos fluidos han sido ampliamente aceptados debido a que no tienen sólidos libres. Los sistemas de salmueras se formulan combinando sales inorgánicas y proporcionan una alta inhibición a la hidratación de arcillas. Los intervalos de densidad de estos sistemas van desde 1.02 g/cc hasta 2.30 g/cc. Esta última se puede alcanzar con mezclas de bromuro de zinc con bromuro de calcio - - ($ZnBr_2/CaBr_2$), como este fluido ocasiona una alta corrosión, puede ser utilizado con una densidad de 2.16 g/cc, disminuye considerablemente el efecto de la corrosión.

Existen dos factores que limitan el uso de salmueras: el costo y sus densidades limitadas, también debe tenerse en cuenta la permeabilidad y la formación de precipitados en presencia de contaminantes o cuando el pH es mayor de 10.

2.3.1.3 Fluidos especiales diseñados a base de salmueras con polímeros. - Estos proporcionan una protección máxima a la formación ya que no contienen sólidos libres, estos polímeros se obtienen mediante la mezcla de salmueras inorgánicas y polímeros apropiados. Se usan en áreas donde las formaciones arcillosas son problemáticas.

El objetivo del diseño de los fluidos de control es la obtención de un sistema sin sólidos en suspensión, esto es sin barita u otro material insoluble, las sales inorgánicas producen una variación en la densidad entre 1.20 g/cc para una solución de cloruro de sodio y de 2.30 g/cc para una solución en bromuro de zinc con bromuro de calcio.

En ambos casos las soluciones están sin sólidos en suspensión.

En el caso de agregar sólidos al sistema éstos deben ser:

- Inertes al disolvente
- Tener partículas de tamaño óptimo
- Relativamente no abrasivos
- Solubles en ácido o en agua

2.3.2 FLUIDOS A BASE DE ACEITE.

Estos pueden contener tanto líquidos disueltos como sólidos suspendidos. Estos fluidos pueden llevar hasta un 5% de agua acondicionada.

La gran popularidad de los fluidos a base de aceite durante los últimos años se debe a su disponibilidad y a la introducción de sustancias químicas, que impiden la disolución de los sólidos en la formación y mantienen las capacidades de suspensión y filtración aun a altas temperaturas.

Por otra parte la viscosidad de estos fluidos generalmente disminuye con el incremento de la temperatura.

Algunas de las ventajas de estos fluidos a base de aceite son:

- No hidratan las arcillas de la formación productora.
- Producen una película de enjarre más delgada.
- Lubrican mejor las partes del equipo.
- No se contaminan fácilmente.
- No deslavan las formaciones, evitando la formación de cavernas.

2.3.3 FLUIDOS DE EMULSION INVERSA.

Los materiales y procedimientos tienen que ser desarrollados para preparar una emulsión inversa estable a temperaturas cerca de los 250°C y pueden ser densificados desde 0.96 g/cc hasta 2.4 g/cc, lo cual cubre los requerimientos de campo. Estos pueden ser densificados hasta 1.7 g/cc con un material soluble en ácido, pero normalmente para mayores densidades se utilizan materiales insolubles. La viscosidad de

éstos decrece lentamente con la temperatura, pero el efecto se controla con la adición de óxido de calcio (CaO) a temperaturas extremadamente altas.

En las emulsiones la pérdida del fluido por filtración es prácticamente nula, y el filtrado que se llega a tener es únicamente aceite. Estos fluidos no provocan hinchamiento a las arcillas; sin embargo, se tiene la mojabilidad de la formación con aceite.

El costo es demasiado alto, por lo que, su uso es plenamente justificado con respecto a fluidos base agua cuando dañan seriamente la permeabilidad de las formaciones productoras.

2.3.4 FLUIDOS NEUMATICOS

Dentro de éstos podemos tener los siguientes:

2.3.4.1 Aire o gas (Nitrógeno, N_2 ó bióxido de carbono, CO_2). - Estos fluidos se usan para reparación y terminación de pozos, en yacimientos de baja presión. Las restricciones del nitrógeno son similares a las de las espumas.

Se obtienen buenos avances en formaciones bien consolidadas como calizas cuando se profundiza. Los recortes se obtienen en forma de polvo, no se puede perforar cuando existen flujos de agua en el pozo.

2.3.4.2 Espumas. - Las espumas son mezclas compuestas de soluciones espumantes y gases; se definen como la dispersión de un gas en un líquido. La solución espumante a la vez, se integra por un agente espumante y agua o salmuera. El

gas puede ser aire, nitrógeno o gas natural, éste último se emplea con mayor frecuencia debido a su disponibilidad en los campos petroleros.

El nitrógeno ofrece mayor seguridad en trabajos de fracturamiento y el aire se usa sólo cuando las espumas se manejan a presiones menores a los 25 kg/cm^2 .

La concentración y el tipo de ésta debe seleccionarse para obtener una espuma estable al estar en contacto con los fluidos de la formación. Las espumas toleran flujos moderados de agua.

Ventajas: La principal es la combinación de baja densidad baja pérdida por filtración y alta capacidad de acarreo a velocidades de flujo moderadas.

Desventajas: Manejo complejo, altos costos y falta de equipo e instalaciones en la Industria Petrolera Mexicana.

2.3.4.3 Niebla.- Está constituida por una dispersión de pequeñas gotas de un líquido en un gas.

Cuando se está empleando el aire en terminación y se encuentran flujos de agua, se adiciona un jabón para formar niebla. Esto se logra agregando pequeños volúmenes de un jabón concentrado dentro de la corriente de aire en la superficie.

2.3.4.4 Fluidos aireados.- Es una composición de aire y otros fluidos. A cualquier fluido al cual se le inyecta aire, se convertirá en un fluido aireado, se emplean para reducir la presión hidrostática del fluido en formaciones de presiónadas.

2.4 PROPIEDADES QUE DEFINEN LA APLICACION DE LOS FLUIDOS EN OPERACIONES DE PERFORACION, TERMINACION O REPARACION DE POZOS.

2.4.1 PROPIEDADES COMUNES:

1. Limpieza del agujero.
2. Control de presiones subsuperficiales.
3. Enfriamiento y lubricación de tuberías.
4. Facilitar la toma de registros para evaluar las formaciones.
5. Resistencia a la temperatura.
6. Suspensión de sólidos mediante el desarrollo de propiedades tixotrópicas.

2.4.2 PROPIEDADES ESPECIFICAS DE LOS FLUIDOS DE PERFORACION:

1. Alto contenido de sólidos dispersos.
2. Los materiales densificantes que portan no son sensibles a tratamientos ácidos.
3. Inhibir lutitas deleznales.
4. Propiedades tixotrópicas.

2.4.3 PROPIEDADES ESPECIFICAS DE LOS FLUIDOS DE TERMINACION:

1. Protección a la productividad de la formación.
2. Los materiales densificantes que portan deben ser sensibles a tratamientos ácidos.
3. Inhibir lutitas deleznales.

2.4.4 PROPIEDADES ESPECIFICAS DE LOS FLUIDOS DE REPARACION:

1. Protección a la productividad de la formación.
2. Alta viscosidad.
3. Bajo contenido de sólidos dispersos.
4. Bajas propiedades tixotrópicas.

2.5 FLUIDOS MAS COMUNMENTE USADOS EN MEXICO.

El tipo de fluido a utilizar en cada una de las operaciones de reparación y terminación de pozos, dependerá de las características de la formación productora, las cuales deben encontrarse condicionadas por la información aportada durante la perforación del mismo, así como de las presiones que se esperan obtener, al poner en producción el o los intervalos programados.

2.5.1 FLUIDOS MAS UTILIZADOS.

El control y limpieza de los pozos en la etapa de terminación, se realiza con el uso de fluidos bentoníticos, sin embargo debido a los sólidos que tienen en suspensión y al --elevado volumen de filtrado, frecuentemente ocasionan daños a la formación productora al ponerse en contacto con ella, después de haberse perforado la TR. Para reducir la magnitud - del daño, se emplean salmueras sin sólidos en suspensión frente al cuerpo que se va a disparar.

2.5.2 EMPLEO DE FLUIDOS DE EMULSION INVERSA.

Es uno de los fluidos más recomendables para reducir el daño a la formación. Sus ventajas son:

- Su volumen de filtrado es muy pequeño, además filtra solamente aceite, el cual no daña a la formación.

- En el aspecto económico, presenta un costo inicial elevado, a medida que su uso aumenta llega el momento en que la erogación es mínima, ya que éste es recuperable en un 80% y mediante un tratamiento se puede utilizar en intervenciones posteriores.

- La densidad del mismo puede variarse de acuerdo con las presiones del yacimiento.

- No afecta la toma de registros geofísicos en la etapa de reparación y terminación del pozo.

Entre sus desventajas se tienen:

- Bloqueo por emulsiones, es necesario construir un sistema cerrado de circulación para evitar derrumbes y contaminación.

- El peligro de accidente aumenta debido a sus características.

Analizando sus ventajas y desventajas, se observa que su empleo como fluido de control es adecuado en todo tipo de intervenciones, tanto de reparación como terminación de pozos y su efectividad de uso deberá quedar sujeto a los resultados estadísticos de su aplicación en este tipo de operaciones.

2.5.3 FLUIDOS BASE AGUA SALADA.

El empleo de agua salada como fluido de control, actualmente se reduce a la reparación de pozos en aquellos casos

en que la presión del yacimiento es normal y conocida, por regla general, la programación de sus características son las más apropiadas, por lo que el filtrado de la misma queda su efecto minimizado de tratarse de intervalos productores con altos porcentajes de arcillas, ya que en este caso el agua salada causa poco daño. Sin embargo, el uso de este tipo de fluido de control tiene el inconveniente de la posible acumulación de bacterias en la formación productora, cuando el agua utilizada no es tratada químicamente y por lo tanto los microorganismos que proliferan en ella pueden ocasionar una reducción en la permeabilidad, por la formación de colonias en el yacimiento. El uso de bactericidas resuelve el problema señalado.

2.5.4 ACEITE ESTABILIZADO.

Es bien recomendable en aquellas intervenciones de carácter rutinario, que no presentan peligros de brotes, tales como cambio de aparejos de bombeo neumático, cambio del sistema de explotación, así como en aquellos pozos de baja presión en donde aún el agua tiende a perderse en la formación.

Sus características lo hacen el fluido más aceptable, ya que tiene ciertas ventajas sobre los demás:

- El filtrado es aceite si es que lo hay.

- Su obtención es simple sobre todo en aquellos lugares que cuentan con planta de absorción.

También su empleo presenta ciertas desventajas, las cuales vienen a ser las mismas que las indicadas en los fluidos de emulsión inversa; además de que su punto de ignición e inflamación deberán ser verificados perfectamente y estar den

tro de las especificaciones impuestas por la Comisión Mixta - de Higiene y Seguridad.

2.5.5 SALMUERAS.

Las salmueras se utilizan principalmente para la reparación y terminación de pozos, puesto que son los fluidos más ideales para dichas operaciones, sin ocasionar daños a las - formaciones productoras cuando están libres de sólidos en sus pensión. Como se muestra en la Tabla 2.1.

TABLA 2.1- TIPOS DE SALMUERAS.

SALMUERAS	DENSIDAD MAXIMA (g/cc)
Agua de mar	1.03
KCl	1.16
NaCl	1.20
CaCl ₂	1.40
CaCl ₂ /CaBr ₂ *	1.80
CaBr ₂ /ZnBr ₂ *	2.30

*Estos fluidos no se utilizan en México por ser de importación y de muy alto costo.

2.5.6 FLUIDOS ESPECIALES.

Dentro de los cuales tenemos:

- Fluidos tratados con KCl.- Preparados a base de -- salmueras de KCl y polímeros para viscosificar y controlar el filtrado.

- Fluidos a base de polímeros.- Quedan comprendidos todos los fluidos que llevan polímeros en su composición y podrían ser fluidos para perforación, reparación y terminación de pozos; tenemos:

- IMP-AD (a base de salmueras de NaCl ó CaCl₂, tratadas con polímeros y densificado con carbonato de calcio).
- IMP-BD (a base de una emulsión directa, tratadas con polímeros fluido de baja densidad).
- Salmueras tratadas con polímeros y fluidos a base de aminas, etc.

Todos los fluidos especiales están diseñados para un fin específico y tienen ciertas limitantes, como pueden ser: temperatura, densidad, presencia de microorganismos, corrosividad y contaminantes.

AD: Alta densidad

BD: Baja densidad

2.6 CLASIFICACION DE LOS FLUIDOS DE PERFORACION.

De acuerdo a la naturaleza de su fase continua o portadora, los fluidos de perforación se clasifican en base aire, agua y aceite.

2.6.1 FLUIDOS BASE AIRE.

La utilización del aire como fluido de circulación en las operaciones de perforación de pozos ha representado un avance significativo. Se ha comprobado que la aplicación de

esta técnica da como resultado mayores velocidades de penetración, mayor vida de la barrena y reducción en los costos de perforación; esto se debe principalmente a la reducida presión hidrostática ejercida por la columna de aire.

Por otro lado, como todas las técnicas empleadas en la perforación, ésta presenta también ciertas desventajas como son el riesgo de incendio y explosiones, derrumbes de formaciones deleznableles y problemas al atravesar formaciones con alto contenido de fluidos. Sin embargo, estos problemas pueden minimizarse mediante la utilización de agentes espumantes para la generación de niebla o espuma.

El riesgo de incendio o explosión que se tiene cuando se perforan pozos con flujo de gas, se puede reducir utilizando Bióxido de Carbono (CO_2) o Nitrógeno (N_2) como fluido en sustitución del aire, para evitar las mezclas aire-gas en relaciones altamente inflamables o explosivas.

En las operaciones de perforación, terminación y reparación de pozos, en donde se utiliza aire, niebla, espuma o fluidos aerados, se tiene un medio corrosivo al formar mezclas con los gases ácidos que fluyen de la formación y propician la corrosión o solamente al introducir el oxígeno del aire aceleran la corrosión de las tuberías. También usando Bióxido de Carbono (CO_2) y Nitrógeno (N_2) en la preparación de estos fluidos base aire, se reduce el problema de corrosión. Además se pueden usar productos químicos para contrarrestar la corrosión cuando no se disponga de gases inertes.

2.6.1.1 Aire.- El aire se utiliza para perforar formaciones en las que se tienen problemas de pérdidas de circulación, porque las densidades de los fluidos más ligeros base

agua o aceite fracturan la formación y es necesario disminuir la columna hidrostática utilizando aire como fluido de control para obtener avances altos en la perforación en formaciones consolidadas de calizas.

También puede decidirse perforar con aire los intervalos de formaciones muy porosas en las que cualquier otro fluido se perdería. Los recortes que se obtienen son en forma de polvo. La desventaja de usar estos fluidos es que no se puede perforar cuando se tienen flujos de agua en el pozo.

2.6.1.2 Niebla.- La niebla está constituida por una dispersión de pequeñas gotas de un líquido en un gas.

Cuando se encuentran flujos de agua durante la perforación con aire, se adiciona un jabón para favorecer la formación de niebla y entonces se tiene la perforación con niebla. Esto se logra agregando pequeños volúmenes de un jabón concentrado dentro de la corriente de aire en la superficie, formándose la mezcla de fluidos dentro de la tubería de perforación.

Esto puede controlarse siempre y cuando el flujo de agua no sea muy grande, y no haya problemas debido a arcillas sensibles al agua.

2.6.1.3 Espumas.- Las espumas están formadas por una dispersión de un gas en un líquido.

Las espumas principalmente se emplean para operaciones de perforación en formaciones depresionadas y con alta permeabilidad, para despegar tuberías, para lavar formaciones no consolidadas con alta permeabilidad.

Para usar las espumas como fluido es necesario mantener una columna continua con una consistencia suficiente para satisfacer las condiciones de las operaciones y levantar los fluidos y recortes que se incorporen para sacarlos hasta la superficie.

La consistencia de la espuma se controla para satisfacer las condiciones del pozo. Esta consistencia se obtiene - al mantener la proporción adecuada de líquido-agente espumante-gas.

2.6.1.4 Fluidos aireados.- Un fluido aireado es cualquier fluido al cual se le inyecta aire para reducir la presión hidrostática que ejercen sobre el fondo del pozo para evitar fracturas inducidas y pérdidas de circulación. Estos fluidos se usan en pozos depresionados en donde requieren fluidos de baja densidad.

Los fluidos aireados se usan en áreas donde los problemas de pérdida de circulación son muy severos. Un ejemplo en donde se usan fluidos aireados es en zonas donde se esperan - pérdidas de circulación, por lo que es necesario reducir la - columna hidrostática que ejerce el fluido dentro del pozo. Esto se logra colocando una tubería parásita cuando cementan la última tubería de revestimiento para alimentar aire hacia el espacio anular cuando se presente la pérdida.

2.6.2 FLUIDOS BASE AGUA.

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

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

2.6.2.1 Fluidos naturales.- El primer fluido natural utilizado es el agua y se utiliza para perforar el primer intervalo de un pozo. En esta primer etapa es suficiente utilizar agua para acarrear los recortes de la formación que es muy porosa y se tienen altos filtrados de líquido hacia las formaciones. Conforme avanza la perforación parte de los sólidos arcillosos perforados se incorporan al agua, proporcionándole características para levantar los recortes y limpiar el fondo del pozo.

En estos fluidos no es necesario agregar materiales viscosificantes, reductores de filtrado y densificantes, los mismos sólidos perforados dan las características necesarias para poder perforar este primer intervalo utilizando agua como fluido de perforación. También puede usarse agua de río, de lagunas, de mar, etc.

2.6.2.2 Fluidos bentoníticos.- Estos fluidos pueden ser bentoníticos puros o bentoníticos tratados y se preparan utilizando agua dulce, bentonita, reductores de filtrado, dispersantes, materiales densificantes y sosa cáustica. Estos fluidos requieren un control de las propiedades reológicas, de filtración y una cierta densidad para controlar las presiones de la formación. Los fluidos bentoníticos son sensibles a las contaminaciones con calcio y a la contaminación con sales como NaCl , CaCl_2 cuando hay flujo de fluidos de la forma-

ción hacia el pozo, provocando un aumento en las propiedades reológicas (floculando a la bentonita) y aumentando el volumen de filtrado.

Cuando las contaminaciones con calcio son muy drásticas es necesario dar tratamientos con Na_2CO_3 ó NaHCO_3 para precipitar el calcio como CaCO_3 . La contaminación con sal se contrarresta agregando agentes dispersantes al fluido manteniendo un pH del fluido entre 9 y 10. Si la contaminación con sal es mayor de 50,000 ppm de Cl es muy difícil de controlar el fluido y deberá cambiarse de fluido.

En ocasiones es conveniente agregar diesel al fluido para mejorar las características reológicas y de filtración - agregando antes un agente emulsionante, que puede ser el mismo agente dispersante y estos fluidos se conocen como fluidos de CLS emulsionados.

2.6.2.3 Fluidos salados.- Son fluidos con salinidades menores de 70 000 ppm y pueden elaborarse empleando bentonita prehidratada en agua dulce o atapulguita. Estos fluidos se usan para perforar costafuera o en donde se esperan contaminaciones con sal.

Estos lodos se formulan también con polímeros como - carboximetil celulosa de sodio (CMC), Hidroxietilcelulosa (HEC), Goma xántica (XC-Polymer), etc., y además se puede emplear el agua de mar salinizada con NaCl, KCl y CaCl_2 ; estos sistemas - reducen el empleo de arcillas dispersas, como son la bentonita y la barita.

2.6.2.4 Fluidos cálcicos. - Estos fluidos se utilizan para perforar formaciones saladas, lutitas y de anhidrita, en estos fluidos se debe mantener un exceso de cal para poder conservar sus propiedades reológicas y de filtración; la desventaja principal de estos fluidos es que incrementa las propiedades reológicas y se degradan a 150°C. Un fluido bentonítico puede convertirse a cálcico dándole un tratamiento adecuado. A estos fluidos no les afectan las contaminaciones con sal o con cemento, pero incrementan considerablemente las propiedades reológicas y tixotrópicas, y disminuye la velocidad de penetración.

2.6.2.5 Fluidos a base de yeso. - Estos fluidos son similares a los cálcicos, sólo que en su preparación se utiliza yeso en lugar de cal. Estos pueden emplearse para perforar lutitas, anhidrita, cemento y cantidades moderadas de sal. Sin embargo, tienen el inconveniente de incrementar considerablemente las propiedades tixotrópicas, sobre todo a temperaturas mayores de 150°C. Su principal limitante también es la temperatura, ya que a 165°C se degradan.

2.6.3 FLUIDOS BASE ACEITE.

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

2.6.3.1 Emulsiones inversas.- Las emulsiones inversas están formuladas con aceites, agua o salmueras, emulsificantes, viscosificantes, reductores de filtrado, gelantes, surfactantes y densificantes. Estas son muy estables a altas temperaturas y no les afectan las contaminaciones con anhídrido, -sal y cemento. Su principal y más dañino contaminante, es el agua que puede ser de la formación o de lluvia.

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

CAPITULO III

CARACTERISTICAS FISICAS Y QUIMICAS DE MATERIALES DENSIFICANTES

En este capítulo se describen propiedades físicas y químicas, ventajas y desventajas de los materiales densificantes utilizados en la Industria Petrolera Mundial. La Tabla 3.1 muestra los materiales más comunes.

3.1 BARITA.

La barita pura es sulfato de bario, $BaSO_4$, de gravedad específica 4.5 g/cc; sin embargo el producto comercial es menor, debido a que contiene otros minerales como cuarzo, calcita, anhidrita, celestita y varios silicatos. Usualmente el contenido de diferentes minerales de fierro, incrementan su densidad; es insoluble en medios ácidos, propiedad que limita su uso en fluidos de terminación y reparación.

La barita es insoluble en agua y no reacciona químicamente con los componentes del lodo. El sulfato de calcio es un contaminante que se presenta como yeso o anhidrita asociada con la barita. La barita de color gris oscura a negra, contiene pequeñas cantidades de materia orgánica que le imparten un ligero olor de ácido sulfhídrico cuando se tritura, pero dicho olor no persiste en el producto final.

La barita se encuentra en muchos ambientes geológicos, en rocas sedimentarias, ígneas y metamórficas. Algunos depó-

3.1 TABLA DE MATERIALES DENSIFICANTES
CONOCIDOS

NOMBRE COMUN	FORMULA QUIMICA	DENSIDAD (g/cc)	DUREZA (ESCALA MOHS)
Galena	PbS	7.4 - 7.7	2.5 - 2.7
Hematita	Fe ₂ O ₃	4.9 - 5.3	5.5 - 6.5
Magnetita	Fe ₃ O ₄	5.0 - 5.2	5.5 - 6.5
Oxido de hierro (sintético)	Fe ₂ O ₃	4.7	
Ilmenita	FeO.TiO ₂	4.5 - 5.1	5.0 - 6.0
Barita	BaSO ₄	4.2 - 4.5	2.5 - 3.5
Siderita	FeCO ₃	3.7 - 3.9	3.5 - 4.0
Celestita	SrSO ₄	3.7 - 3.9	3.0 - 5.0
Dolomita	CaSO ₄ . Mg CO ₃	2.8 - 2.9	3.0 - 4.0
Calcita	CaCO ₃	2.6 - 2.8	3.0

sitos comerciales de barita se encuentran como vetas, en cavidades rellenas, depósitos residuales y en depósitos estratificados.

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

3.1.1 MINERÍA Y PROCESAMIENTO.

Después de que se ha encontrado un depósito de barita, se debe llevar a cabo un extenso programa de evaluación, se recolectan muestras y se efectúan pruebas de beneficio para observar la factibilidad económica del producto. Se deben considerar numerosos estudios de mercado en la evaluación de un depósito de barita.

Además de producir barita en depósitos, también puede ser obtenida como un subproducto en la explotación de algunos otros minerales; sin embargo no son cantidades significativas. Las vetas y cavidades rellenas se encuentran en piedra caliza, dolomita, arenisca, arcilla esquistosa y zonas geológicas del precámbrico al terciario. Los depósitos residuales se forman por desgaste de la roca, por la acción atmosférica de depósitos preexistentes, amontonamientos de barita en arcilla o se produce por la acción de la roca caliza o dolomita.

Los depósitos estratificados redituables económicamente por lo general, son de grises a negros y se pueden extender por muchas hectáreas con un espesor arriba de los 30 metros. La barita en esos depósitos es de grano fino, siendo sus principales impurezas pequeñas partículas de cuarzo y pequeñas cantidades de arcilla y pirita.

La mina de barita puede ser explotada de dos formas: superficial y subterránea, ambos métodos pueden ser usados en un mismo depósito. El método de excavación a cielo abierto o superficial es menos costoso que el subterráneo y es utilizado ampliamente en todos los depósitos.

3.1.2 BARITA EN FLUIDOS DE PERFORACION.

Antiguamente los principales usos de la barita eran para obturar flujos de gas o para preparar obturantes de alta densidad, que consistían de soluciones de barita en agua, cuya densidad era de 2.65 g/cc; siendo la máxima y la mínima concentración de barita de 2100 kg/m³ y 28 kg/m³ respectivamente.

La cantidad de barita requerida para elevar la densidad de un volumen dado de lodo, puede calcularse con la siguiente fórmula:

$$W_b = \frac{V_o (D_f - D_o)}{1 - \frac{D_f}{D_b}}$$

donde:

Df = densidad final del lodo (g/cc)

Do = densidad original del lodo (g/cc)

Db = densidad de la barita (g/cc)

Vo = volumen original del lodo (ml)

Wb = peso de barita requerido (g)

El consumo de barita depende de la magnitud de la presión que se desea controlar, del tiempo empleado en la perforación y del volumen del lodo. Este último se determina con

el diámetro y profundidad del pozo. Otros factores que afectan los requerimientos son la efectividad de separación de los recortes y la reutilización de los lodos.

Antes de la Segunda Guerra Mundial la barita se usaba en los fluidos de perforación de una manera preferente a la celestita (SrSO_4) y a los hierros minerales, ya que éstos presentaban desventajas tales como costos mayores en el primer y mayor abrasividad en el último.

3.2 FER-O-BAR.

Este material es un agente densificante para fluidos de perforación, que se prepara a partir de las cenizas de óxido de hierro, que a su vez se obtienen por calcinación de pirritas minerales. Dicha tecnología fue desarrollada por la compañía Sanchtleben Chemie GmbH de Colonia, Alemania Oriental.

Las principales propiedades de este material son:

PROPIEDADES FISICAS

Gravedad específica.	4.7
Sólidos solubles	0.05%
Metales alcalinos como calcio. .	50 ppm

COMPOSICION QUIMICA

Fe_2O_3	85%
Silicatos.	15%
Arenas cuarzosas	Ninguna
Conductividad eléctrica.	200 μs
pH de una solución estándar. . .	9
Solubilidad en ácido clorhídrico	hasta 85%

Reactividad con gas sulfuroso . . elimina H₂S

3.3 BAR-GAIN.

Es un material densificante empleado como sustituto de la barita, el cual fue desarrollado por la compañía NL Baroid.

El Bar-Gain se obtiene de un proceso especial de la ilmenita, su color es opaco, va de ligeramente rojizo a café rojizo, tiene una dureza de 5.5 a 6 y su gravedad específica de 4.7 g/cc. Su composición es $FeTiO_3 = FeOTiO_2$. Generalmente no es pura, sino que está mezclada con hematita (Fe_2O_3), formando un buen isomorfo. El Bar-Gain contiene titanio, su existencia se determina fundiéndolo con carbonato de sodio, que al disolverse en ácido clorhídrico y agregarle peróxido de hidrógeno forma una solución que se vuelve amarilla. El mineral puro es difícil de disolver en ácidos y se descompone por fusión con bisulfato de potasio.

La ilmenita o mineral de hierro de titanio y la magnetita se encuentran distribuidos como componentes adicionales en las rocas ígneas.

ESPECIFICACIONES DEL PRODUCTO BAR-GAIN:

Gravedad específica.	4.58 promedio
Sales totales solubles	500 ppm
Tierras alcalinas solubles como calcio	menos de 200 ppm
Hierro	menos de 35%
Humedad, No magnético.	menos de 1%
pH en lechadas que tienen 40% en peso de Bar-Gain.	8.3

3.4 SIDERITA.

La siderita es carbonato ferroso, FeCO_3 , contiene pequeñas cantidades de óxidos de hierro, dolomita, calcita y cuarzo. Este material es soluble en ácido clorhídrico caliente y en ácido fórmico, una propiedad deseable en los fluidos de reparación y terminación de pozos.

Sus principales aplicaciones en fluidos de perforación son:

- 1) Como agente densificante solo, o combinado
- 2) Preparación de lodos de alta densidad y bajo contenido de sólidos
- 3) Preparación de lodos base agua o base aceite con densidades hasta de 2.28 g/cc
- 4) Formación de lodos de perforación y reparación de pozos que emplean polímeros, salmueras, calcita y siderita

Además algunas pruebas sobre arenisca mostraron una recuperación satisfactoria de la permeabilidad después de acidificar.

3.5 CARBONATO DE CALCIO.

El carbonato de calcio se obtiene a partir de roca caliza y se emplea como material densificante debido a que el enjarre que genera en la formación productora, se elimina fácilmente al tratarlo con ácido clorhídrico.

Este material se dispersa con mayor facilidad que la barita en un lodo de base aceite. Su principal desventaja es

tener una gravedad específica de 2.6 a 2.8 g/cc, ya que limita a 1.4 g/cc la densidad del lodó.

En el control de pérdida de circulación se ha encontrado que son muy efectivas las lechadas con alto contenido de partículas de roca caliza.

3.6 GALENA.

La galena o sulfuro de plomo se usa solamente en la preparación de lodos extremadamente pesados para controlar presiones anormalmente altas. Su gravedad específica va de 7.4 a 7.7 g/cc, pero debido a su alto costo y su efecto abrasivo, se emplea conjuntamente con barita para preparar lodos de hasta 3.6 g/cc de densidad. Estos lodos se emplean exclusivamente para controlar ó prevenir brotes.

3.7 SALMUERAS.

Las salmueras son usadas debido a que pueden tener densidades variables con bajo contenido de sólidos en terminación y reparación de pozos o como elemento de los fluidos de perforación.

Los compuestos más comunes en la elaboración de una salmuera son:

<u>NOMBRE COMERCIAL.</u>	<u>DESCRIPCION O COMPOSICION</u>	<u>F U N C I O N</u>	<u>CANTIDAD PARA TRAMIENTO</u>
Cloruro de calcio	CaCl_2	Sal soluble para dar densidad en salmueras. hasta 1.40 g/cc	Usado para densificar agua salada hasta 1.40 g/cc

NOMBRE COMERCIAL	DESCRIPCION O COMPOSICION	F U N C I O N
Cloruro de sodio	NaCl	Sal soluble para dar densidad a salmueras hasta 1.20 g/cc
Bromuro de calcio	CaBr ₂	Sal soluble para densificar salmueras hasta 1.68 g/cc
Bromuro de zinc	ZnBr ₂	Sal soluble para densificar salmueras hasta 2.04 g/cc

La Tabla 3.2 muestra la composición y propiedades de la salmuera de cloruro de calcio.

La Tabla 3.3 muestra la composición y propiedades de la salmuera de cloruro de sodio.

3.8 COMPARACION DE LOS OXIDOS DE HIERRO Y LA BARITA.

La hematita, ilmenita y el fer-o-bar son tres tipos de óxido de hierro, los cuales se comparan con la barita como materiales densificantes. La gravedad específica de estos compuestos varía de 4.54 a 4.68 g/cc comparado con la barita que es de 4.37 g/cc. En contraposición con la barita, los compuestos de FeO son solubles en HCl. Tales materiales fueron evaluados con lodos base agua y las propiedades reológicas de dichos fluidos fueron satisfactorias.

Los lodos evaluados con fer-o-bar en la prueba de filtrados de alta presión, alta temperatura, dieron mayor volumen de filtrado que los otros tres. La hematita, la ilmenita y la barita tuvieron mejor estabilización en la prueba de rodado a la temperatura.

En cuanto a la abrasividad al acero y al hule, el ferro-bar, hematita, ilmenita presentaron mayor abrasividad que la barita. En relación a la corrosión la barita fue más corrosiva que los otros tres materiales.

T A B L A 3.2.- COMPOSICION Y PROPIEDADES DE LA SALMUERA DE CLORURO DE CALCIO.

DENSIDAD DE SALMUERA g/cc	SALINIDAD ppm de CaCl ₂	"A"	
		$\frac{\text{g de CaCl}_2}{\text{m}^3 \text{ de salmuera}}$	$\frac{\text{m}^3 \text{ de agua}}{\text{m}^3 \text{ de salmuera}}$
		g de CaCl ₂ /l. de salmuera	l. de agua/l. de salmuera
1.080	92,222	99.6	0.977
1.090	104,557	114.0	0.973
1.100	120,454	132.5	0.969
1.115	135,453	148.8	0.965
1.125	146,406	165.0	0.961
1.139	171,203	195.0	0.956
1.150	175,301	199.5	0.952
1.165	189,535	215.8	0.947
1.175	197,872	232.5	0.943
1.187	210,446	249.8	0.937
1.200	222,666	267.2	0.932
1.210	233,641	284.4	0.927
1.220	246,885	301.2	0.923
1.235	258,461	319.2	0.917
1.247	270,248	337.0	0.912
1.260	280,795	355.8	0.906
1.270	291,575	370.5	0.901
1.285	300,467	385.5	0.896
1.295	309,111	400.3	0.892
1.307	327,637	421.7	0.886
1.318	336,267	443.2	0.880
1.330	346,090	460.5	0.875
1.342	355,511	477.1	0.866
1.365	365,570	496.0	0.859
1.366	376,866	514.8	0.853
1.378	386,066	532.0	0.847
1.390	394,967	549.0	0.842
1.410	412,482	581.6	0.829

3.3 PROPIEDADES FISICAS DE LAS SOLUCIONES DE NaCl a 60°F

% NaCl en peso	Gravedad Específica	mg/lt (NaCl)	ppm (NaCl)	mg/lt (Cloro)	ppm (Cloro)
1	1.007	10,070	10,000	6,110	6,067
2	1.014	20,280	20,000	12,300	12,130
3	1.021	30,630	30,000	18,580	18,197
4	1.029	41,160	40,000	24,970	24,266
5	1.036	51,800	50,000	31,420	30,328
6	1.043	62,580	60,000	37,960	36,395
7	1.051	73,570	70,000	44,630	42,790
8	1.059	84,720	80,000	51,390	48,526
9	1.067	96,030	90,000	58,250	54,592
10	1.074	107,400	100,000	65,150	60,661
11	1.082	119,020	110,000	72,200	66,728
12	1.089	130,680	120,000	79,270	72,791
13	1.097	142,610	130,000	86,510	78,860
14	1.104	154,560	140,000	93,760	84,927
15	1.112	166,800	150,000	101,180	90,989
16	1.119	179,040	160,000	108,610	97,059
17	1.127	191,590	170,000	116,220	103,123
18	1.135	204,300	180,000	123,930	109,189
19	1.143	217,170	190,000	131,740	115,258
20	1.151	230,200	200,000	139,640	121,320
21	1.159	243,390	210,000	147,650	127,394
22	1.168	256,960	220,000	155,880	133,458
23	1.176	270,480	230,000	164,080	139,523
24	1.184	284,160	240,000	172,380	145,591
25	1.193	298,250	250,000	180,920	151,651
26	1.201	312,260	260,000	189,420	157,718

$$\frac{\text{mg/lt NaCl ó Cl}_2}{\text{densidad}} = \text{ppm NaCl ó Cl}_2$$

CAPITULO IV
TECNICAS DE EVALUACION
PARA MATERIALES DENSIFICANTES

Debido a la función de los materiales densificantes y al efecto negativo que tienen sus elementos contaminantes en el lodo, es necesario evaluar empleando medios físicos y químicos, la densidad, pureza y granulometría.

4.1 TECNICAS PARA EVALUAR PROPIEDADES FISICAS Y QUIMICAS EN MATERIALES DENSIFICANTES.

4.1.1 DENSIDAD (método del matraz de Le Chatelier).

La determinación de la densidad tiene como finalidad garantizar la adquisición de los materiales densificantes con la densidad mínima especificada.

4.1.1.1 Materiales:

- Aceite diesel libre de humedad

4.1.1.2 Aparatos:

- Matraz de Le Chatelier
- Balanza granataria
- Balanza analítica
- Material común de laboratorio

CAPITULO IV
TECNICAS DE EVALUACION
PARA MATERIALES DENSIFICANTES

Debido a la función de los materiales densificantes y al efecto negativo que tienen sus elementos contaminantes en el lodo, es necesario evaluar empleando medios físicos y químicos, la densidad, pureza y granulometría.

4.1 TECNICAS PARA EVALUAR PROPIEDADES FISICAS Y QUIMICAS EN MATERIALES DENSIFICANTES.

4.1.1 DENSIDAD (método del matraz de Le Chatelier).

La determinación de la densidad tiene como finalidad garantizar la adquisición de los materiales densificantes con la densidad mínima especificada.

4.1.1.1 Materiales:

- Aceite diesel libre de humedad

4.1.1.2 Aparatos:

- Matraz de Le Chatelier
- Balanza granataria
- Balanza analítica
- Material común de laboratorio

4.1.1.3 Procedimiento. - El matraz de Le Chatelier - se lava perfectamente con aceite diesel y se llena con él, de manera que el nivel del líquido quedé en la escala del cuello inferior del matraz, ver Fig. 4.1.

Se coloca el matraz en un baño María a 10°C arriba de la temperatura de laboratorio, manteniéndola a $\pm 0.1^\circ\text{C}$, de manera que el menisco del diesel en el cuello del matraz esté - bajo el nivel del líquido del baño.

Se mantiene el matraz sumergido en el baño durante 1 hora. Se pesan 80 g con exactitud de 0.001 g de muestra, previamente secada en estufa durante 2 horas a 105°C y se anota como P.

Se hace la lectura inicial del volumen antes de 5 segundos de sacado el matraz del baño María y se anota como V_1 .

Se vacía la muestra en el matraz de tal manera que no quede ninguna partícula adherida al cuello.

Se tapa y se agita suavemente, girándolo sobre su base, para eliminar el aire que tenga la muestra y al mismo tiempo para tener la seguridad de que no quede ninguna partícula de la misma en el cuello del matraz.

Se vuelve a sumergir el matraz por una hora dentro del baño María. Después de lo cual se lee en la escala del cuello del matraz el volumen final y se anota como V_f .

4.1.1.4 Resultados. - La densidad de la muestra se determina de la siguiente forma:

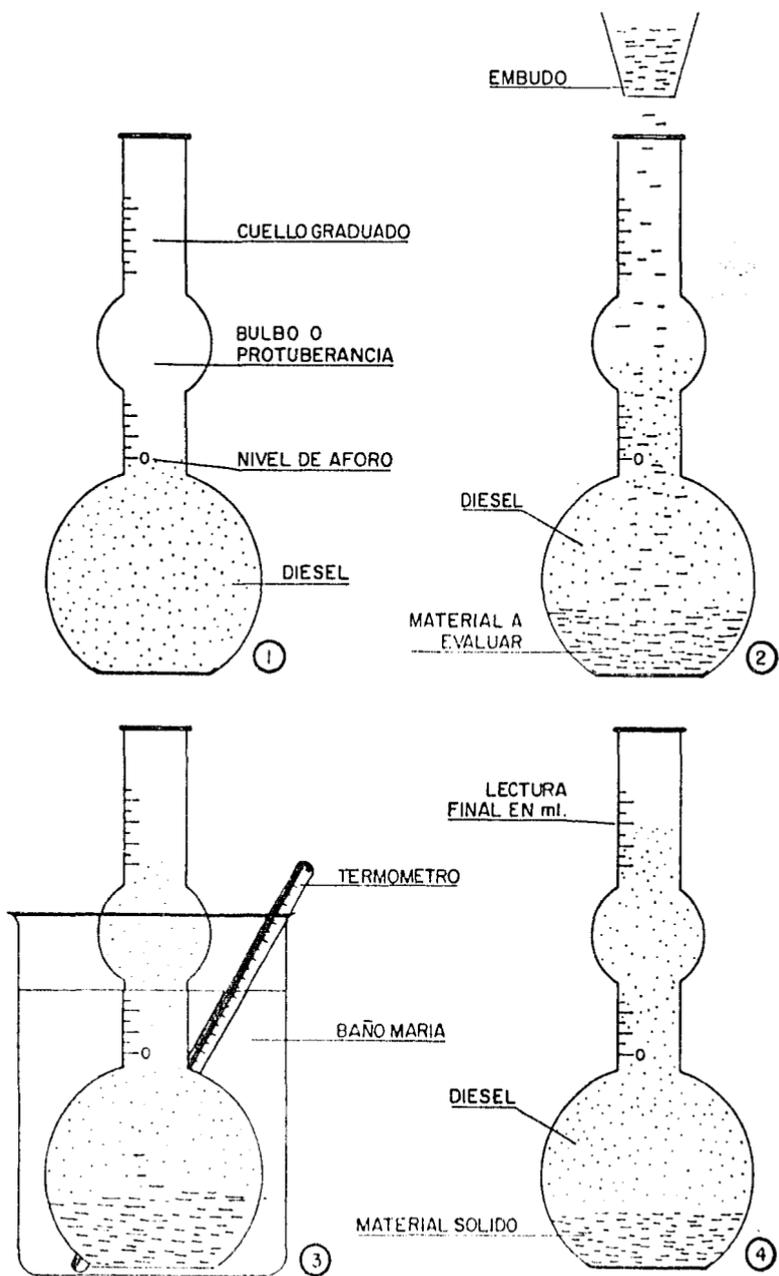


FIG. 4.1 PROCEDIMIENTO DEL MATRAZ DE CHATELIER

$$\text{Densidad en g/cm}^3 = \frac{P}{V_f - V_1}$$

P = peso de la muestra en g

V_f = volumen final en cm³

V₁ = volumen inicial en cm³

4.1.2 DETERMINACION DE LA GRANULOMETRIA POR VIA HUMEDA.

La determinación de la granulometría garantiza una -- distribución adecuada del tamaño de partícula y reduce el efecto abrasivo, el daño a las formaciones productoras y facilita el control de la reología de los lodos de perforación, terminación y reparación de pozos.

4.1.2.1 Materiales:

- Pirofosfato tetrasódico anhidro u otro dispersante

4.1.2.2 Aparatos:

- Tamices No. 200 y No. 325 ASTM (abertura - de 0.074 y 0.044 mm respectivamente)
- Vaso de precipitado de 600 ml
- Estufa de secado
- Balanza analítica
- Agitador magnético
- Dos cápsulas de porcelana

4.1.2.3 Procedimiento: Se pesan 50 ± 0.001 g de muestra base seca y se anota como Pm.

Se transfiere la muestra al vaso de precipitados, se agregan 350 ml de agua destilada y 0.2 g de pirofosfato tetra sódico anhidro agitando lentamente durante cinco minutos.

Enseguida se transfiere la muestra sobre el tamiz #200 ASTM de 8 pulgadas de diámetro y se lava con un flujo de agua continuo durante cinco minutos.

El retenido por la malla 200 ASTM se transfiere a una cápsula de porcelana desplazándolo con agua destilada y se deja reposar 10 minutos para decantar el exceso de agua.

Luego se procede a secarlo a 100°C en la estufa para la completa eliminación del agua, se seca, enfría y pesa anotándose éste como Pr.

Este procedimiento se repite para la malla 325 ASTM.

Seque el residuo en estufa a temperatura de 100°C. Pese el residuo con aproximación de 0.001 g y anótelo como Pr.

Repita el procedimiento para la malla #325 ASTM.

4.1.2.4 El residuo en % se determina para cada uno de los tamices en la siguiente forma:

$$\% \text{ Residuo} = \frac{Pr}{Pm} \times 100$$

donde:

Pr = peso del residuo en g

Pm = peso de la muestra en g

4.1.3 DETERMINACION DE SOLIDOS SOLUBLES COMO ION CALCIO (METODO VOLUMETRICO DEL VERSENATO).

Esta determinación se realiza para garantizar bajas -
concentraciones de sales de calcio soluble, el cual afecta el
comportamiento reológico-tixotrópico de los fluidos.

4.1.3.1 Reactivos:

- Solución de versenato 0.005N (pesar 1.8787 g de E.D.T.A. de 90% de pureza y aforar a un litro con agua destilada).
- Solución de hidróxido de potasio 0.5712 M. (Pesar 31.9872 g KOH y aforar a un litro - con agua destilada).
- Indicador de Murexida o equivalente (0.4 g de Murexida mezclados con 100 g de NaCl - perfectamente con mortero).

4.1.3.2 Aparatos:

- Balanza granataria
- Embudo de vidrio de tallo corto
- Balanza analítica
- Papel filtro Wattman 42 de 12 cm de diámetro
- Agitador magnético
- Vaso de precipitados de 250 ml
- Probeta de 100 ml
- Pipetas de 10 ml y 25 ml
- Espátula
- Bureta de 50 ml
- Matraz Erlenmeyer
- Vaso de precipitados de 100 ml

4.1.3.3 Procedimiento: Se pesan 100 ± 0.1 g de muestra base seca.

Se transfiere la muestra a un vaso de precipitados y se adiciona 100 ml de agua destilada.

Se agita continuamente durante 15 minutos empleando el agitador magnético.

La velocidad de agitación será la adecuada para evitar proyecciones de la suspensión.

Se filtra la suspensión y se recibe el filtrado en un vaso de precipitados.

Se toma una alícuota de 10 ml y se vierte en el matraz Erlenmeyer.

Adicionar 25 ml de solución de KOH y 0.1 g de Murexida.

Se agita continuamente y titula con la solución de versenato hasta el vire de un color rojizo a violeta.

Se lee el volumen gastado de solución y versenato necesario para el vire y se anota como Vv.

4.1.3.4 Resultados: La concentración de sólidos solubles como calcio, en partes por millón se determina con la siguiente ecuación:

$$\text{Ca}^{++} = 20 \text{ Vv ppm}$$

donde:

V_v = volumen de versenato usado para efectuar el cambio de coloración en ml

Esta ecuación se utiliza cuando la solución de versenato se prepara con una concentración de 0.0005 N. Esta se obtiene disolviendo 1.8787 g de versenato (E.D.T.A.) aforado en un litro de agua destilada.

El título de esta solución es de 20 ppm de Ca^{++} por ml.

4.1.4 METODO CONDUCTIMETRICO PARA DETERMINAR EL CALCIO.

Este método hace uso de un electrodo (ver Fig. 4.2) - sensible a la presencia de iones conductivos, por lo que se debe atacar previamente.

Estos métodos hacen uso de gráficas de solubilidad contra lecturas de conductividad debidas a la presencia de $CaSO_4$, $NaCl$ y $CaCl_2$ ionizados.

La conversión de micro-ohms a ppm de Ca, ver Tabla 4.1.

La espectrometría de rayos X, también es un auxiliar para determinar cualitativamente la presencia de sólidos contaminantes como son sílice, fierro y calcio.

4.1.5 ABRASIVIDAD.

Esta prueba es muy importante, de no efectuarse se corre el riesgo de desgastar rápidamente las piezas pequeñas sometidas al rodamiento.

Las pruebas de abrasividad son realizadas en un sistema de bombeo presentado esquemáticamente en la Fig. 4.3.

La cámara presurizada de prueba consigue el bombardeo de la muestra de acero a través de un orificio de 1/8" de diámetro de carburo de tungsteno.

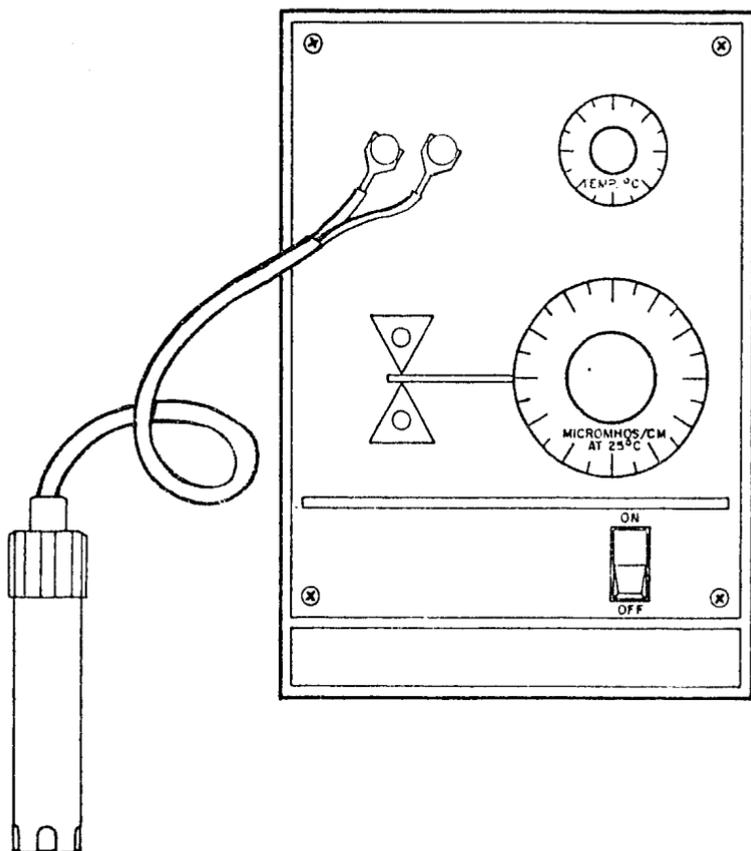


FIG. 4.2 CONDUCTIMETRO PARA LA DETERMINACION DEL CALCIO

TABLA 4.1.- SOLIDOS SOLUBLES TOTALES COMO ppm.Ca A 25°C.
 APARATO BECKMAN SOLU-BRIDGE SD

TABLA DE CONVERSION MICRO-MHOS A ppm.Ca

LECTURA MICRO- MHOS	ppm.Ca	LECTURA MICRO- MHOS	ppm.Ca	LECTURA MICRO- MHOS	ppm.Ca	LECTURA MICRO- MHOS	ppm.Ca
5	1	280	56	560	113	840	169
10	2	290	58	570	115	850	171
20	4	300	60	580	117	860	173
30	6	310	62	590	119	870	175
40	8	320	64	600	121	880	177
50	10	330	66	610	123	890	179
60	12	340	68	620	125	900	181
70	14	350	70	630	127	910	183
80	16	360	72	640	129	920	185
90	18	370	74	650	131	930	187
100	20	380	76	660	133	940	189
110	22	390	78	670	135	950	191
120	24	400	80	680	137	960	193
130	26	410	82	690	139	970	195
140	28	420	84	700	141	980	197
150	30	430	87	710	143	990	199
160	32	440	89	720	145	1000	201
170	34	450	91	730	147		
180	36	460	93	740	149		
190	38	470	95	750	151		
200	40	480	97	760	153		
210	42	490	99	770	155		
220	44	500	101	780	157		
230	46	510	103	790	159		
240	48	520	105	800	161		
250	50	530	107	810	163		
260	52	540	109	820	165		
270	54	550	111	830	167		

NOTA : 100 g muestra + 100 ml de agua = ppm Ca
 50 g muestra + 100 ml de agua = ppm Ca x 2
 25 g muestra + 100 ml de agua = ppm Ca x 4
 10 g muestra + 100 ml de agua = ppm Ca x 10

152

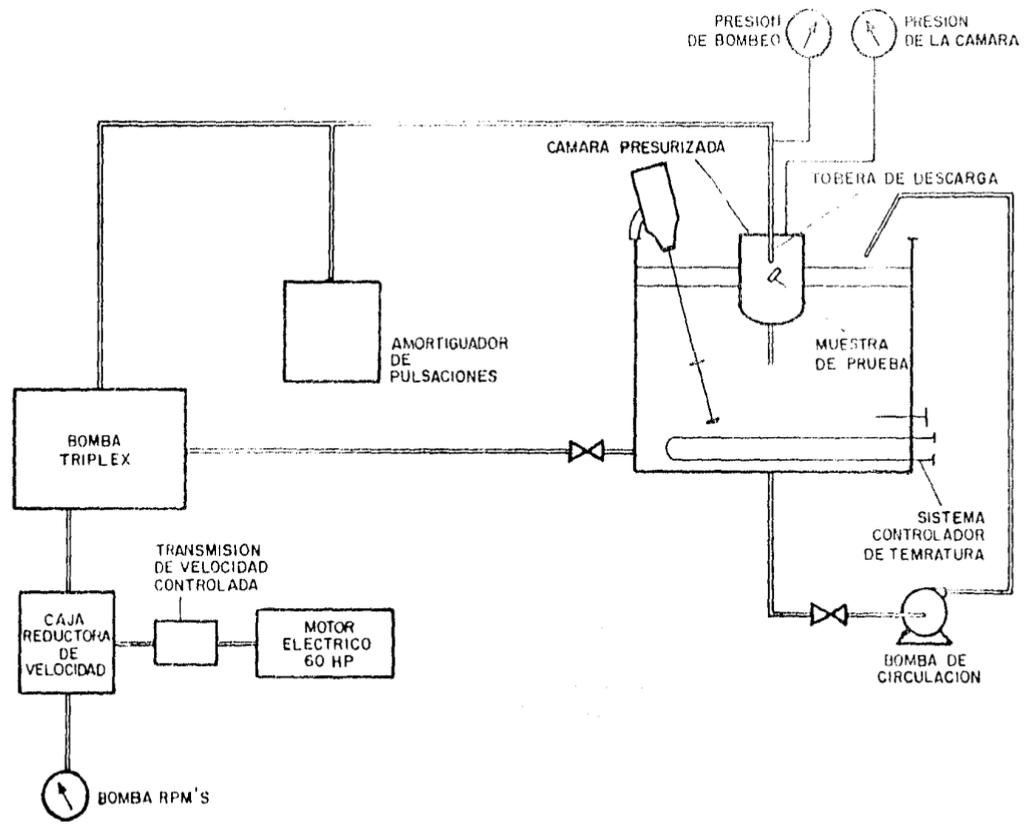


FIG. 4.3 EQUIPO PARA LA DETERMINACION DE LA ABRASIVIDAD

CAPITULO V

CONTAMINANTES PRESENTES EN MATERIALES DENSIFICANTES QUE CAUSAN PROBLEMAS EN LOS FLUIDOS

La existencia de contaminantes en los materiales que integran los fluidos de perforación, terminación y reparación de pozos, comúnmente afectan las propiedades reológicas y de filtración, impidiendo que cumplan sus funciones específicas durante las maniobras en que se ocupen. Esta razón hace necesario conocerlos para poder eliminarlos y prevenir el mal comportamiento de los fluidos.

A continuación se indican los contaminantes que se presentan en los materiales densificantes.

5.1 BARITA.

Debido a la procedencia arcillosa de este material, presenta un alto contenido de cuarzo el cual causa problemas de abrasividad de bombas y tuberías, entre los contaminantes de este material están las arcillas montmorrilloníticas y las sales de calcio, sulfatos y carbonatos, las cuales afectan las propiedades reológicas, tixotrópicas y de filtración.

En la actualidad, no hay especificación química, ni mineralógica para las baritas usadas en lodos de perforación, excepto su gravedad específica la cual no debe ser menor de 4.2 g/cc. Puede demostrarse, partiendo de una consideración

sobre las gravedades específicas de los diversos materiales encontrados en la barita, que el contenido mínimo de sulfato de bario requerido para conseguir la especificación de gravedad específica de 4.2 g/cc, es de 85 a 90%.

La evaluación de estos elementos contaminantes se lleva a cabo por medio de análisis químicos tradicionales, los cuales son tardados e inexactos, por lo que se debe utilizar espectrometría por fluorescencia con rayos X, para definir sus estructuras cristalinas.

La barita pura contiene sulfato de bario el cual es insoluble en todos los rangos de pH.

Las baritas comerciales que cumplen las especificaciones del API frecuentemente contienen de 10 a 30% en peso de una mezcla compleja de impurezas minerales insolubles en agua, pero algunas de estas impurezas son solubles en pH's alcalinos.

Actualmente los elementos contaminantes se eliminan mediante procesos de flotación y tamizado.

5.2 CLORURO DE SODIO.

Los contaminantes más usuales, presentes en el cloruro de sodio comercial son el magnesio, yodo, arenas y sulfatos, los cuales afectan su solubilidad principalmente.

5.3 FER-O-BAR.

El fer-o-bar es un óxido de hierro sintético, con un contenido de 85% de óxido férrico, Fe_2O_3 , el cual es soluble en ácido clorhídrico, su gravedad específica es de 4.7 g/cc. Sus principales contaminantes son: 0.05% de sólidos solubles,

50 ppm aproximadamente de metales alcalinos como el calcio y hasta un 15% de silicatos, los cuales le dan la característica de abrasividad.

5.4 BAR-GAIN.

Es un compuesto a base de titanato de fierro, FeTiO_3 y su gravedad específica es de 4.58 g/cc en promedio.

Generalmente no es puro, está mezclada con hematita, Fe_2O_3 . Sus contaminantes son sales solubles, tierras alcalinas solubles como calcio y aproximadamente un 35% de fierro, el cual lo hace abrasivo.

5.5 CARBONATO DE FIERRO O SIDERITA.

El carbonato de fierro puede ser usado para fluidos de perforación, terminación y reparación de pozos, debido a su alta solubilidad en HCl y HCOOH . Su alta densidad es capaz de formular lodos de hasta 2.28 g/cc.

Uno de los principales contaminantes es el Fe_2O_3 , óxido férrico, el cual le reduce la solubilidad en ácido clorhídrico y fórmico, causando precipitación en rangos de pH entre 2 y 3. También en menor escala, presenta silicatos cuando se trata de carbonato de fierro sintético.

5.6 CARBONATO DE CALCIO.

Los principales contaminantes del carbonato de calcio son el magnesio y el sílice. En los carbonatos comerciales, no se permite más del 2% en peso de impurezas. Después de la carbonatación, el producto puede purificarse adicionalmente por

tamizado, ya que las impurezas en la lechada de cal permanecen como partículas más grandes en comparación con el carbonato de calcio, de tamaño micrométrico.

5.7 CLORURO DE CALCIO.

El cloruro de calcio puro tiene una densidad de 2.16 g/cc y se pueden formular con él salmueras de 1.4 g/cc cuando se encuentra a la saturación. Los contaminantes alteran su densidad y solubilidad, entre los más comunes están el fierro, sílices, cloruro de sodio, carbonato de sodio y bicarbonato de sodio.

Actualmente, el volumen más grande de cloruro de calcio se deriva de la evaporación de salmueras subterráneas. También se encuentra en aguas superficiales como: mares, lagos, corrientes poco profundas y como constituyente en algunos depósitos minerales naturales.

5.8 GALENA.

La galena es sulfuro de plomo, PbS , tiene una gravedad específica de 7.4 a 7.7 g/cc. Se usa para controlar presiones anormalmente altas, por lo tanto no importa que contenga contaminantes, siempre y cuando no alteren su densidad.

CAPITULO VI

EFFECTO DE LOS MATERIALES DENSIFICANTES
EN LA VELOCIDAD DE PENETRACION

De acuerdo a los resultados de laboratorio y campo se ha concluido que los factores que afectan la velocidad de penetración son los siguientes:

- 6.1 Tipo de barrena
- 6.2 Peso sobre la barrena
- 6.3 Velocidad de rotación
- 6.4 Hidráulica
- 6.5 Propiedades del lodo

6.1 TIPO DE BARRENA.

Para evitar efectos negativos en la velocidad de penetración deberá ser seleccionada de acuerdo a la dureza y tipo de formación.

6.2 PESO SOBRE LA BARRENA.

La selección de este factor es función del tipo de barrena utilizada para evitar sea dañada conjuntamente con la sarta, de lo contrario se reducirá la penetración.

6.3 VELOCIDAD DE ROTACION.

Esta función depende de los dos factores antes mencionados y el tipo de formación, para evitar problemas de rotura o desprendimiento de la sarta, lo que reduciría el avance e incrementaría los costos de perforación.

6.4 HIDRAULICA.

De este factor dependerá la limpieza del fondo del agujero, el acarreo de recortes a la superficie y el control de presiones subsuperficiales. Si esta función no se cumple debidamente, repercutirá en los avances de penetración al causar pegaduras, repasos innecesarios, pérdidas de circulación, torsiones y en casos más severos la pérdida del pozo.

6.5 PROPIEDADES DEL LODO.

De acuerdo a las experiencias de laboratorio y campo se ha definido que de las propiedades básicas requeridas por el lodo, como son: la reología, filtración y densidad, dependerá la estabilidad del agujero, su limpieza y por consiguiente los avances en la perforación.

Todas estas propiedades a la vez son afectadas por la calidad y naturaleza de los sólidos dispersos procedentes de materiales densificantes y arcillas contaminantes, por lo que es de gran importancia conocer cómo influyen estos materiales en los diferentes sistemas para poder controlar e incrementar la velocidad de penetración.

6.5.1 PROPIEDADES REOLOGICAS Y TIXOTROPICAS.

Viscosidad.- Está definida por la facilidad o dificultad que presenta un fluido a fluir. La viscosidad deseada para cada caso particular está influenciada por varios factores, incluyendo la densidad del lodo, tamaño del agujero, gas to de la bomba, avance de perforación, requerimientos de presión y problemas del agujero. La viscosidad aparente de un lodo es la medida de un grado de viscosidad que es función de tres componentes:

- 1) Viscosidad de la fase líquida.
- 2) Tamaño, forma y número de partículas.
- 3) Fuerzas entre dichas partículas.

La viscosidad de la fase líquida, aceite o agua, o ambas, es influenciada por la temperatura; aunque el aceite tiene una viscosidad más alta que el agua, la temperatura afecta más la viscosidad del aceite que la viscosidad del agua.

Un fluido que contenga un determinado porcentaje en peso de partículas sólidas de tamaño grande, tendrá una viscosidad más baja que si se redujera el tamaño de las partículas, esto se debe al aumento del número de partículas y a que es mayor el área total a mojar; la forma de las partículas es importante ya que una partícula plana tendrá una área de contacto, mayor que una partícula esférica.

Las fuerzas entre las partículas provienen de los campos electrostáticos que existen alrededor de las placas o láminas de arcilla, esto da lugar a las fuerzas de repulsión o atracción entre placas cargadas.

6.5.2 TIXOTROPIA.

Se define como el fenómeno exhibido por algunas geles que se hacen fluidas con el movimiento, siendo este cambio reversible.

Esta propiedad es el resultado de las fuerzas de interacción de los sólidos a bajas velocidades de corte, que provocan la gelación del lodo y ejercen gran influencia en la viscosidad. Las arcillas hidratables son sólidos eléctricamente más activos, cuyas partículas se pueden reunir para formar una fuerza finita para iniciar el flujo, conforme éste se incrementa.

6.5.3 FILTRACION.

Es el volumen de líquidos que pierde un lodo al ser sometido a presión y temperatura en contacto con un medio o formación porosa y permeable.

Esta propiedad se controla para evitar la formación de enjarres gruesos, los que obstruyen el espacio anular.

6.5.4 DENSIDAD O PESO ESPECIFICO.

La densidad se define como la cantidad de materia 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 se ha definido como la relación entre la densidad del fluido y la densidad del agua a una cierta temperatura.

Esta propiedad es importante para el control de las presiones subsuperficiales, la limpieza del fondo del agujero y el acarreo de los recortes a la superficie.

6.6 EFEECTO DEL CONTENIDO Y TAMAÑO DE SÓLIDOS EN LAS PROPIEDADES DEL LODO.

La velocidad de penetración actualmente se ha definido en el laboratorio como una función inversa y proporcional al contenido y tamaño de los sólidos en el fluido, este concepto ha sido válido para sistemas base aceite, en especial los de emulsión inversa cuando se perforan núcleos de lutitas, cuyas características se muestran en las Tablas 6.1 y 6.2.

Además se ha seguido experimentando en el laboratorio sobre los efectos de la variación de diversos materiales densificantes en diferentes tipos de lodos y con barrenas convencionales de conos, barrenas de insertos de diamante sintético, de 8.5 pg de diámetro en núcleos de permeabilidad extremadamente baja. La conclusión de estos trabajos indica que los avances más grandes se logran con lodos de bajo contenido de sólidos, para lo cual es recomendable, en caso de requerirse alta densidad, emplear materiales densificantes con alta gravedad específica o el empleo de sales ionizables.

Los materiales sólidos que tienen una gran resistencia al rompimiento en partículas finas, minimizan el desgaste en bombas y toberas, lo que no sucede cuando las partículas se fraccionan a dimensiones submicrónicas.

Por consiguiente, para optimizar los avances de penetración es recomendable hacer uso de sistemas mecánicos como desarenadores, desarcilladores y métodos químicos como agentes dispersantes y floculantes para el control de sólidos.

Se ha observado también que una de las propiedades - que influye en el incremento de la velocidad de penetración - es el filtrado, sobre todo cuando éste es alto y con bajo contenido de coloides dispersos, en el caso de sistemas base aceite, esta propiedad la proporcionan los sistemas denominados - fluidos relajados, los cuales han sido usados ampliamente en el mundo.

6.6.1 SISTEMAS Y CONDICIONES EMPLEADAS PARA DEFINIR EL EFECTO DE MATERIALES DENSIFICANTES EN LA VELOCIDAD DE PENETRACION.

Los estudios se realizaron empleando fluidos de perforación base aceite de una densidad de 1.7 g/cc, densificados con barita o con ilmenita, denominados emulsión inversa a base de óxido de calcio, jabones, amidas, lignitos organofílicos, diesel, agua salinizada con CaCl_2 y bentonas. Las propiedades se presentan en la Tabla 6.3

Las presiones aplicadas en el simulador (Fig. 6.1) - fueron:

- Esfuerzo de sobrecarga	380 kg/cm ²
- Presión de confinamiento	187 kg/cm ²
- Presión en el fondo del agujero	140 kg/cm ²

6.6.2 RESULTADOS DE LAS PRUEBAS.

Los sistemas de bajos coloides con ilmenita proporcionaron velocidades de penetración mayores que los sistemas densificados con barita. Los lodos de aceite convencionales con

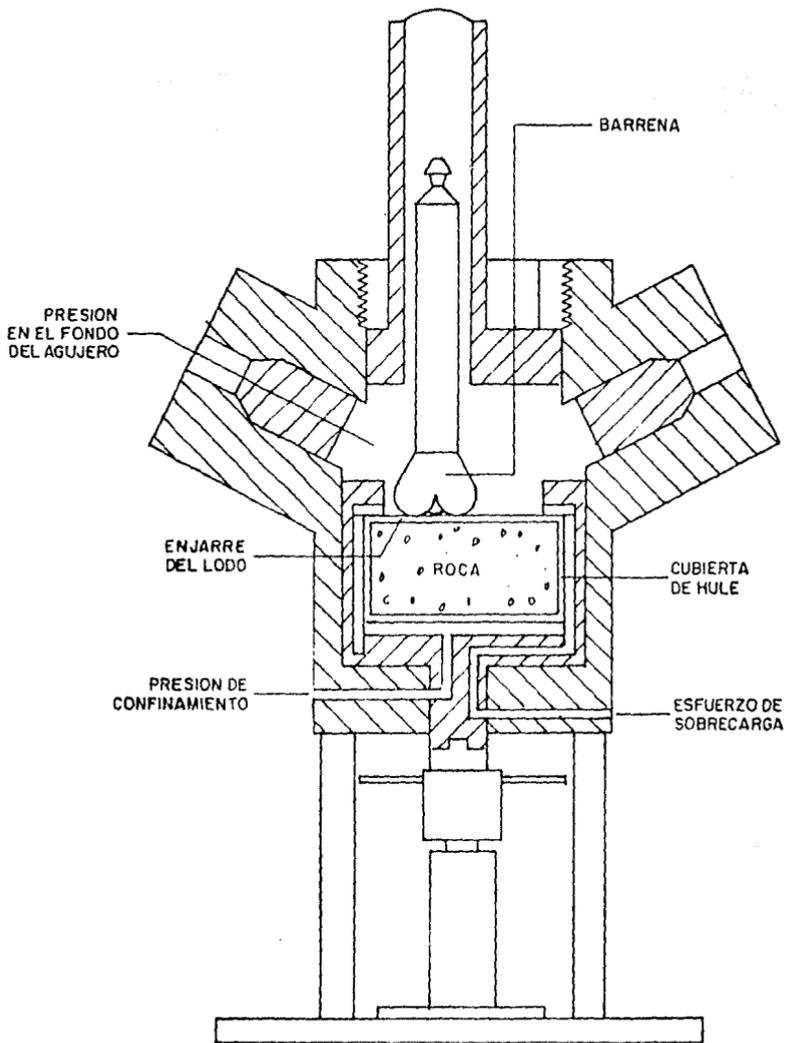


FIG. 6.1 SIMULADOR DE PRUEBA

ilmenita tuvieron velocidades de penetración mayores que los sistemas convencionales con barita a un peso sobre barrena de 35,000 lbs.

Se ha observado que la barrena de insertos de diamante sintético proporciona un incremento en la velocidad de penetración especialmente cuando fue usada conjuntamente con sistemas de bajos coloides y con ilmenita. Las formulaciones de lodos se muestran en la Tabla 6,4,

6.6.3 CONCLUSIONES .

De los estudios realizados en laboratorio se concluyó lo siguiente:

Se puede obtener un incremento significativo en la velocidad de penetración, si se elige adecuadamente el tipo de material densificante, la formulación del fluido y el tipo de barrena. En particular, los lodos base aceite con bajo contenido de coloides dispersos densificados con ilmenita, cuando se usaron junto con barrenas de insertos de diamante sintético, dieron resultados óptimos de avance que se atribuyó a lo siguiente:

1) Mínimo contenido de sólidos, que resulta de una alta gravedad específica de los materiales densificantes.

2) Mínima cantidad de material coloidal de acuerdo con la formulación del lodo.

3) Al mecanismo de corte, debido a la naturaleza de la barrena. En el caso de la barrena de insertos de diamante sintético, su función es "moler" y en la barrena de conos es "cortar".

TABLA 6.1.- PROPIEDADES DE LA LUTITA DE PRUEBA.

Densidad	=	2.3%
Porosidad	=	8.3%
Contenido de agua	=	2.3%
Saturación	=	70%
Permeabilidad:	< 1 micro darcy	

TABLA 6.2.- ANALISIS MINERALOGICOS DE LA LUTITA.

Cuarzo
Arcilla - Capa de illita/montmorillonita mezclada con caolín y clorita
Dolomita
Calcita
Feldespatos
Cristobalita

TABLA 6.3.- PROPIEDADES DE LA ILMENITA Y LA BARITA.

	<u>ILMENITA</u>	<u>BARITA</u>
Metales alcalinotérreos solubles como calcio, ppm	250 máx.	250 máx.
½ Retenido en tamiz malla 200	5 máx.	3 máx.
¾ Retenido en tamiz malla 325	5-22	5 mín.
Gravedad específica, g/cc	4.56	4.20

TABLA 6.4.- FORMULACIONES INICIALES DE LODOS.

<u>LODO DE ILMENITA</u>		<u>LODO DE BARITA</u>	
Diesel.....	98.58 kg	Diesel.....	98.58 kg
Emulsificante.....	4.086 kg	Emulsificante.....	4.086 kg
Agua.....	14.31 lt	Agua.....	14.31 lt
Arcilla organofílica.	5.675 kg	Arcilla organofílica.	5.675 kg
Cloruro de calcio....	11.35 kg	Cloruro de calcio....	11.35 kg
Ilmenita.....	158.9 kg	Barita.....	167.98 kg

CAPITULO VII

FASE EXPERIMENTAL

En esta fase se probaron cuatro materiales densificantes: barita, Fer-o-bar, carbonato de calcio y carbonato de hierro, con el fin de determinar su efecto en las propiedades reológicas, tixotrópicas y de filtración en lodos bentoníticos - tratados con cromolignosulfonato y cromolignito.

Los sistemas empleados para la evaluación de estos materiales se prepararon en base a dos formulaciones, las cuales se describen a continuación:

FORMULACION 1:

1000 ml de agua dulce
60 g de bentonita
8 g de cromolignosulfonato (CLS)
NaOH para ajustar pH a 9.5

FORMULACION 2:

1000 ml de agua dulce
60 g de bentonita
8 g de cromolignosulfonato (CLS)
NaOH para ajustar pH a 9.5
15% en volumen de diesel
6 g/l de cromolignito (CL)

Ambas formaciones se densificaron a 1.50 g/cc, con los respectivos materiales densificantes.

7.1 DESARROLLO EXPERIMENTAL.

Preparación de los fluidos empleando la formulación 1 y 2 (Procedimiento).

7.1.1 Dispersión e hidratación de la bentonita en agua dulce

7.1.2 Adición del cromolignosulfonato

7.1.3 Alcalinización con NaOH a PH 9.5

7.1.4 Adición del material densificante

Todos los materiales se adicionaron mediante agitación continua.

FORMULACION 2:

Se siguió el mismo orden que la formulación 1, hasta el punto 7.1.3 a partir del cual, se agregaron los siguientes aditivos:

15% en volumen diesel
6 g/l de cromolignito
Material densificante

La cantidad de material densificante necesaria para alcanzar la densidad de 1.50 g/cc, se determinó empleando la fórmula derivada del siguiente balance de materia:

Deducción:

Fluido que entra al pozo = Fluido que sale del pozo + Material de tratamiento

Fluido que entra al pozo = F

Fluido que sale del pozo = A

Material de tratamiento = B

$$A + B = F \quad \dots\dots\dots(1)$$

Si W es el peso de cada término:

$$W_A + W_B = W_F \quad \dots\dots\dots(2)$$

Cuando se utilizan materiales densificantes, insolubles, inertes se consideran a los volúmenes de aditivos.

$$V_A + V_B = V_F$$

$$W = DV \quad \dots\dots\dots(3)$$

Se puede calcular los pesos de cada material como sigue:

$$D_A V_A + D_B V_B = D_F V_F \quad \dots\dots\dots(4)$$

Sustituyendo (3) en (4):

$$D_A V_A + D_B V_B = D_F (V_A + V_B) \quad \dots\dots\dots(5)$$

$$D_A V_A + D_B V_B = D_F V_A + D_F V_B \quad \dots\dots\dots(6)$$

Separando términos:

$$V_A (D_F - D_A) = V_B (D_B - D_F) \quad \dots\dots\dots(7)$$

Deducción de la fórmula para densificar un fluido des-
pejando V_B en la ecuación (7).

$$V_B = \frac{V_A (D_F - D_A)}{(D_B - D_F)} \quad \dots\dots\dots(8)$$

Despejando W_B en la ecuación (9):

$$W_B = \frac{V_A (D_F - D_A) D_B}{(D_B - D_F)}$$

reduciendo términos queda:

$$W_B = \frac{V_A (D_F - D_A)}{\frac{(D_B - D_F)}{D_B}}$$

finalmente:

$$W_B = V_A \frac{(D_F - D_A)}{1 - \frac{D_F}{D_B}}$$

donde:

- W_B = peso de material densificante en (g)
- V_A = volumen inicial de lodo bentonítico que se de-
sea densificar en (ml)
- D_F = peso específico al que se desea llegar en (g/cc)
- D_A = peso específico que tiene el lodo bentonítico
original en (g/cc)
- D_B = peso específico del material densificante en
(g/cc)

Tenemos como dato D_B de:

Barita = 4.2 g/cc

Fer-o-bar = 4.7 g/cc

Carbonato de calcio = 2.7 g/cc

Carbonato de fierro = 3.84 g/cc

7.2 PRUEBAS EFECTUADAS.

Integrados los sistemas con las formulaciones 1 y 2, se les determinaron las siguientes propiedades fisicoquímicas, antes y después de rolar a 120°C.

- V_a , viscosidad aparente en (cp)
- V_p , viscosidad plástica en (cp)
- P_c , punto de cedencia en (lb/100 pie²)
- $G_{0/10}$, gelatinosidad en (lb/100 pie²)
- pH
- Densidad en (g/cc)
- Contenido de sólidos en peso y volumen (%)

Las reologías y tixotropías (V_a , P_c , V_p , $G_{0/10}$) se midieron a 50°C mediante el empleo de un viscosímetro rotacional y una termocopa.

Para determinar el pH se utilizó el potenciómetro y papel pH.

La densidad se midió mediante el uso de la balanza de lodos.

El filtrado se realizó en el filtro prensa a temperatura ambiente y 7 kg/cm² de presión.

El contenido de sólidos fue determinado con la retorta.

7.3 RESULTADOS.

Los resultados obtenidos se muestran en las Tablas 7.1 y 7.2.

7.4 ANALISIS DE RESULTADOS.

Se puede observar en las Tablas 7.1 y 7.2 que la formulación 2 con respecto a la 1 presentó un comportamiento reológico, tixotrópico y de filtración más estable, antes y después de rolar.

En el caso de materiales densificantes de baja densidad, se requiere de un mayor contenido de material para alcanzar la densidad de 1.50 g/cc, lo que afectó el comportamiento reológico, tixotrópico, filtración y estabilidad de los sistemas.

Se observa en las Tablas 7.1 y 7.2 que los materiales densificantes que contienen hierro, desarrollan tixotropías más elevadas que los materiales a base de carbonato de calcio y barita.

Con respecto al filtrado, los fluidos que utilizaron cromolignosulfonato y cromolignito, lo redujeron considerablemente después de rolar, en comparación con los sistemas que no lo emplearon, ver Tablas 7.1 y 7.2.

TABLA 7.1 TABLA DE RESULTADOS DE LOS DOS BENTONITICOS, FORMULACION 1.

MATERIAL DENSIFICANTE	Va		Vp		Pc		GELLES 0/10'		FILTRADO		pH		% SOLIDOS
	AR	DR	AR	DP	AR	DR	AR	DR	AR	DR	AR	DR	
CARBONATO DE CALCIO	11	10	10	9	2	2	4-10	5-10	42	62	9.5	9.6	28
FER-O-BAR	11	14	13	7	6	13	6-15	16-32	27	62	9.5	9.5	9
BARITA	8	7	7	8	2	4	2-4	1-5	38	62	9.5	9.5	10
CARBONATO DE FIERRO	57	49	23	20	68	58	60-55	50-51	22	34	9.5	9.4	12

AR: ANTES DE ROLAR.

DR: DESPUES DE ROLAR.

TABLA 7.2 TABLA DE RESULTADOS DE LOS BENTONITICOS, FORMULACION 2.

MATERIAL DESINFECTANTE	Va		Vp		Pc		Sólidos g/lit		FILTRADO		pH		% SÓLIDOS
	AR	DR	AR	DR	AR	DR	AR	DR	AR	DR	AR	DR	
CARBONATO DE CALCIO	15	15	13	12	4	3	6-15	5-12	17	19	9.5	9.7	25
FER-O-BAR	12	21	11	10	5	23	7-15	36-34	5	20	9.6	9.7	8
BARITA	8	9	8	9	0	0	1-4	2-6	8	26	9.6	9.8	10
CARBONATO DE FIERRO	42	47	17	14	49	66	42-40	45-42	16	28	9.6	9.6	11

AR: ANTES DE ROLAR.

DR: DESPUES DE ROLAR.

CAPITULO VIII

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1. Los materiales densificantes deben contener el mínimo posible de materiales contaminantes, para lo cual deberán ser analizados adecuadamente antes de ser empleados.

2. Deben emplearse materiales densificantes de alto peso específico para alcanzar altas densidades en el lodo, de lo contrario se verán afectadas las propiedades reológicas, - tixotrópicas y de filtración.

3. El tamaño de partícula del material densificante debe estar entre 0.074 y 0.044 mm, para evitar daño al equipo y a la formación productora.

4. Los materiales densificantes a base de fierro deben ser tratados previamente para reducir su abrasividad.

5. El control de calidad de la barita debe ser aplicado estrictamente para evitar problemas durante la perforación.

6. Es importante emplear aditivos que dispersen a los materiales densificantes en el lodo.

7. Dependiendo del tipo de fluido, deberá seleccionarse el material densificante, ya que para sistemas base aceite la presencia del fierro les afecta su comportamiento, llegando al extremo de separar las fases.

8. En operaciones de terminación y reparación es recomendable emplear sales solubles como material densificante para evitar daño a la formación, como es el caso del cloruro de sodio y cloruro de calcio, que con simples lavados con agua dulce, se solubilice.

9. Cuando se emplean salmueras como material densificante es necesario utilizar inhibidores de corrosión.

BIBLIOGRAFIA

1. Dieter Menzel, Sanchtleben Chemie GmbH: A NEW WEIGHTING MATERIAL FOR DRILLING FLUIDS BASED ON SYNTHETIC IRON OXIDE, SPE 4517, 1973.
2. Eduardo Peña Olmedo, IMP: TIPOS DE FLUIDOS DE PERFORACION Y SU CONTROL, Agosto 1975.
3. G.J. Vieaux, NL Baroid: LA IMENITA REDUCE COSTOS EN LOS POZOS, Petróleo Internacional, Agosto de 1982, pág. 84.
4. G.V. Chilingarian, P. Vorabutr: DRILLING AND DRILLING FLUIDS, U.S.A., Elsevier Scientific Publishing Company, 1981, 814 pp.
5. George G. Binder, Louis A. Carlton and Robert L. Garrett: EVALUATING BARITE AS A SOURCE OF SOLUBLE CARBONATE AND SULFIDE CONTAMINATION IN DRILLING FLUIDS, SPE 10099, 1981.
6. Gustavo Guido Buhler, Carlos Enrique Rico y César Juan Rossi: YSFSE, ABRASIVIDAD DE DENSIFICANTES, 3er. Congreso Latinoamericano del Petróleo, 8 pág.; 1982.
7. Instituto Mexicano del Petróleo: PROCEDIMIENTOS PARA PRUEBAS DE FLUIDOS DE CONTROL, México, 1981, 50 pp.

8. Instituto Mexicano del Petróleo: NORMA DE CALIDAD PARA BARITA EMPLEADA EN FLUIDOS DE PERFORACION, REPARACION Y TERMINACION DE POZOS PETROLEROS, PEMEX-IMP -- 1/1984.
9. J. Paul Rupert, Carlos W. Pardo: THE EFFECTS OF WEIGHT MATERIAL TYPE AND MUD FORMULATION ON PENETRATION RATE USING INVERT OIL SYSTEMS, SPE-10102, 1981.
10. Kirk-Othmer: ENCYCLOPEDIA OF CHEMICAL TECHNOLOGY, -- U.S.A. 1977, Vol. II, III y VII.
11. Milton Vásquez A., Frank Ashford, Jesús Bolívar: INTEVEP, S. A.: EVALUACION DEL FER-O-BAR COMO MATERIAL DENSIFICADOR EN LOS FLUIDOS DE PERFORACION, Segundo Congreso Latinoamericano de Perforación, 1981.
12. Nils R. Blomberg, Berit Nelberg: EVALUATION OF IMENITE AS WEIGHT MATERIAL IN DRILLING FLUIDS, SPE 11085, 1982.