

**UNIVERSIDAD CENTRAL DE VENEZUELA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO**

**ENSAYOS DE DAÑO A LA FORMACIÓN PRODUCTORA CON  
FLUIDOS DE PERFORACIÓN DENSIFICADOS CON  
ORIMATITA® O38**

Trabajo Especial de Grado presentado  
ante la Ilustre Universidad Central de  
Venezuela para optar al Título de  
Ingeniero de Petróleo

Por el Br. Antonio E. Martínez S.

Caracas, mayo de 2004

# **TRABAJO ESPECIAL DE GRADO**

## **ENSAYOS DE DAÑO A LA FORMACIÓN PRODUCTORA CON FLUIDOS DE PERFORACIÓN DENSIFICADOS CON ORIMATITA<sup>®</sup> O38**

TUTOR ACADÉMICO: Prof. Luis Norberto Bueno

TUTOR INDUSTRIAL: Lic. Manuel Mas

Trabajo Especial de Grado presentado  
ante la Ilustre Universidad Central de  
Venezuela para optar al Título de  
Ingeniero de Petróleo

Por el Br. Antonio E. Martínez S.

Caracas, mayo de 2004

## **AGRADECIMIENTOS**

A Dios por haberme dado la vida, por permitirme ser un hombre humilde y sencillo, por iluminarme siempre por el sendero del bien y por haberme dado la fuerza necesaria para poder culminar esta etapa de mi vida.

A mis padres y a mi novia porque siempre estuvieron dándome el apoyo necesario, no solo en mis estudios sino en todos los proyectos que me he planteado en mi vida, los quiero mucho.

Al profesor Norberto Bueno, al Lic. Manuel Mas y al Hermano Coco, por colocar sus conocimientos y experiencias a mi disposición y por haberme ayudado y apoyado para poder culminar con éxito mis estudios. Muchísimas gracias a todos.

A PDVSA INTEVEP, por haberme brindado la oportunidad de realizar mi trabajo especial de grado en sus maravillosas y confortables instalaciones.

A mis panas Omar y Fernando, por haber compartido conmigo estos últimos años de mi carrera, espero nunca olvidarme de ustedes ya que son unos de los pocos verdaderos amigos que me quedan de la escuela de petróleo.

Y por último, pero no por eso menos importante, a la maravillosa y única UNIVERSIDAD CENTRAL DE VENEZUELA, patrimonio cultural de la humanidad, por haberme brindado una educación del más altísimo nivel.

**Martínez S., Antonio E.**

**ENSAYOS DE DAÑO A LA FORMACIÓN PRODUCTORA CON  
FLUIDOS DE PERFORACIÓN DENSIFICADOS CON  
ORIMATITA<sup>®</sup> O38**

**Tutor Académico: Ing. Luis N. Bueno.**

**Tutor Industrial: Lic. Manuel Mas.**

**Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería.**

**Escuela de Ingeniería de Petróleo. Año 2004, 115 p.**

**Palabras Claves: Daño, Formación, ORIMATITA<sup>®</sup>, Revoque,  
Filtrado, Lodo.**

**Resumen.** En este trabajo se consideró la evaluación de fluidos de perforación densificados con ORIMATITA<sup>®</sup> O38 para ser utilizados en la perforación de la zona productora. En este sentido, se realizaron ensayos de eficiencia de revoque y de invasión de filtrado con sistemas de fluidos 100 % aceite mineral, según la formulación del sistema INTOIL<sup>®</sup> de la Baker Hughes Inteq (BHI), para las condiciones de operación donde se requieran sistemas de fluidos de alta densidad y completaciones a hoyo desnudo.

Para realizar este estudio se evaluaron, a manera de comparación, pruebas de eficiencia de revoque y de invasión de filtrado con sistemas de fluidos densificados con ORIMATITA<sup>®</sup> O38 y Barita respectivamente.

Se efectuó la caracterización petrofísica de muestras de núcleos de Berea, así como la caracterización morfológica de sus canales de flujo, a través del análisis de imágenes tomadas de los núcleos por medio de microscopía electrónica de barrido.

Mediante las recomendaciones suministradas por el software OPTI-BRIDGE de la M-I se ajustó la distribución granulométrica de los lodos, para adecuarlos a las características morfológicas de los núcleos evaluados.

Los resultados obtenidos muestran que la selección de una distribución apropiada de partículas en los fluidos de perforación densificados con ORIMATITA<sup>®</sup> O38, en combinación con un buen controlador de filtrado, contribuyen a la formación de un revoque efectivo, reduciendo significativamente el riesgo de daño a la formación productora, que pudiera ser ocasionado por la invasión de sólidos.

## **OBJETIVOS**

### **Objetivo principal.**

- Evaluar el efecto del fluido de perforación, formulado con ORIMATITA<sup>®</sup> O38, sobre la formación productora y la prevención del daño a la misma.

### **Objetivos específicos.**

- Establecer una comparación con un fluido de perforación densificado con Barita.
- Caracterizar petrofísica y morfológicamente núcleos de Berea.
- Seleccionar el tipo de agente sellante ( $\text{CaCO}_3$ ) a utilizar en combinación con el agente densificante.
- Preparar las formulaciones de los sistemas de fluidos.
- Efectuar ensayos de eficiencia de revoque y de invasión de filtrado.
- Remover el daño ocasionado por el fluido de perforación, de ser necesario.

---

---

**ÍNDICE**

	<b>Pág.</b>
LISTA DE TABLAS .....	ix
LISTA DE FIGURAS .....	xi
1. INTRODUCCIÓN .....	1
2. MARCO TEÓRICO .....	3
2.1. INTRODUCCIÓN A LA PERFORACIÓN.....	3
2.2. FLUIDOS DE PERFORACIÓN.....	6
2.2.1. Antecedentes de los fluidos de perforación. ....	6
2.2.2. Definición de fluido de perforación.....	7
2.2.3. Funciones de los fluidos de perforación.....	8
2.2.4. Propiedades fundamentales de los fluidos de perforación.....	10
2.2.4.1. Densidad del fluido. ....	10
2.2.4.2. Propiedades reológicas. ....	10
2.2.4.3. Pérdida de filtrado. ....	14
2.2.4.4. Contenido de sólidos. ....	15
2.2.5. Clasificación de los fluidos de perforación. ....	16
2.2.5.1. Fluidos de perforación base agua. ....	17
2.2.5.2. Fluidos neumáticos. ....	18
2.2.5.3. Fluidos de perforación base aceite.....	19
2.2.5.4. Fluidos para la perforación de la zona productora.....	23
2.2.5.5. Sistema INTOIL®. ....	25
2.2.6. Invasión de sólidos del lodo. ....	26
2.2.7. Invasión del filtrado del lodo.....	27
2.3. DAÑO A LA FORMACIÓN.....	29
2.3.1. Definición de daño a la formación.....	29
2.3.2. Mecanismos de daño a la formación. ....	29
2.3.3. Geometría del medio poroso.....	36

---

---

2.3.3.1. Tamaño de garganta de poro. ....	36
2.3.3.2. Métodos para obtener la distribución de tamaños de garganta poral. ....	36
2.4. ORIMATITA® .....	37
2.4.1. Definición de ORIMATITA® .....	37
2.4.2. Aplicaciones de la ORIMATITA® .....	37
2.4.3. Ventajas de la ORIMATITA® .....	37
2.4.4. Características técnicas de la ORIMATITA® .....	38
2.4.4.1. Especificaciones de la ORIMATITA® .....	38
2.4.4.2. Efectos del densificante ORIMATITA® sobre las propiedades del fluido de perforación. ....	39
2.4.4.3. Erosividad y abrasividad.....	40
2.4.4.4. Calidad ambiental.....	41
3. METODOLOGÍA .....	42
3.1. Materiales. ....	42
3.2. Equipos.....	44
3.3. Procedimiento experimental. ....	55
3.3.1. Caracterización petrofísica de las muestras de núcleos de Berea.....	55
3.3.2. Caracterización morfológica de las muestras de núcleos de Berea....	56
3.3.3. Selección del tipo de agente sellante (CaCO <sub>3</sub> ) a utilizar en combinación con el agente densificante. ....	57
3.3.4. Preparación de la formulación de los sistemas de fluidos base aceite. ....	58
3.3.5. Pruebas de eficiencia de revoque con los núcleos previamente caracterizados.....	59
3.3.6. Pruebas de invasión de filtrado con los núcleos previamente caracterizados.....	63

---

---

4. RESULTADOS Y DISCUSIÓN DE LOS MISMOS .....	64
4.1. Propiedades petrofísicas de las muestras de núcleos de Berea. ....	64
4.2. Propiedades morfológicas de las muestras de núcleos de Berea. ....	64
4.3. Resultados de la selección del tipo de agente sellante (CaCO <sub>3</sub> ). ....	67
4.4. Propiedades de los fluidos de perforación utilizados para realizar las pruebas de eficiencia de revoque y de invasión de filtrado. ....	70
4.5. Resultados de las pruebas de eficiencia de revoque y de invasión de filtrado. ....	73
5. CONCLUSIONES .....	90
6. RECOMENDACIONES .....	91
7. REFERENCIAS.....	92
8. ABREVIATURAS Y SÍMBOLOS .....	93
9. GLOSARIO DE TÉRMINOS.....	95
10. APÉNDICES .....	102
10.1. Apéndice A. Procedimiento para determinar las propiedades fundamentales de los lodos. ....	102
10.2. Apéndice B. Componentes del simulador físico de interacción del medio poroso. ....	106
10.3. Apéndice C. Distribución de partículas de los fluidos de perforación obtenidas con el Malvern Mastersizer. ....	111
10.4. Apéndice D. Cálculo tipo. ....	114

---



---

**LISTA DE TABLAS**

	<b>Pág.</b>
<b>Tabla 2.1.</b> Principales agentes densificantes.....	23
<b>Tabla 2.2.</b> Especificaciones técnicas de la ORIMATITA® .....	39
<b>Tabla 3.1.</b> Secuencia de adición de los aditivos de los fluido de perforación base aceite.....	59
<b>Tabla 4.1.</b> Propiedades físicas de los núcleos de Berea. ....	64
<b>Tabla 4.2.</b> Distribución acumulada de tamaño de los canales de flujo. ....	66
<b>Tabla 4.3.</b> Volumen de filtrado con relación al tiempo, de los lodos densificados con Barita, con y sin carbonato de calcio. ....	68
<b>Tabla 4.4.</b> Resultados de las pruebas de eficiencia de revoque de los lodos densificados con Barita, con y sin carbonato de calcio.....	69
<b>Tabla 4.5.</b> Propiedades de los lodos densificados con ORIMATITA® O38 .....	71
<b>Tabla 4.6.</b> Propiedades de los lodos densificados con Barita.....	72
<b>Tabla 4.7.</b> Volumen de filtrado con relación al tiempo, de los diferentes tipos de lodos. ....	73
<b>Tabla 4.8.</b> Valores de la movilidad de los fluidos dentro del núcleo N° 1, antes y después de inyectar el lodo que contiene ORIMATITA® O38 e INTOIL®-P. ....	75
<b>Tabla 4.9.</b> Valores de la movilidad de los fluidos dentro del núcleo N° 8, antes y después de inyectar el lodo que contiene ORIMATITA® O38 sin INTOIL®-P.....	76
<b>Tabla 4.10.</b> Valores de la movilidad de los fluidos dentro del núcleo N° 3, antes y después de inyectar el lodo que contiene Barita e INTOIL®-P .....	78

<b>Tabla 4.11.</b> Valores de la movilidad de los fluidos dentro del núcleo N° 4, antes y después de inyectar el lodo que contiene Barita sin INTOIL®-P.....	79
<b>Tabla 4.12.</b> Porcentaje de daño causado por los diferentes lodos, y presión de levantamiento de revoque formado por los mismos.....	81
<b>Tabla 4.13.</b> Valores de la movilidad de los fluidos dentro del núcleo N° 5, antes y después de inyectar filtrado del lodo que contiene ORIMATITA® O38 e INTOIL®-P .....	83
<b>Tabla 4.14.</b> Valores de la movilidad de los fluidos dentro del núcleo N° 6, antes y después de inyectar filtrado del lodo que contiene ORIMATITA® O38 sin INTOIL®-P.....	84
<b>Tabla 4.15.</b> Valores de la movilidad de los fluidos dentro del núcleo N° 7, antes y después de inyectar filtrado del lodo que contiene Barita e INTOIL®-P.....	86
<b>Tabla 4.16.</b> Valores de la movilidad de los fluidos dentro del núcleo N° 2, antes y después de inyectar filtrado del lodo que contiene Barita sin INTOIL®-P .....	87
<b>Tabla 4.17.</b> Porcentaje de daño causado por los diferentes filtrados de lodos.....	89
<b>Tabla 10.1.</b> Distribución de partículas de los lodos que contienen ORIMATITA® O38, Carbint 30-35 y Carbint 40-45. ....	111
<b>Tabla 10.2.</b> Distribución de partículas de los lodos que contienen Barita, Carbint 30-35 y Carbint 40-45. ....	112
<b>Tabla 10.3.</b> Distribución de partículas de los lodos que contienen Barita.....	113

---

---

**LISTA DE FIGURAS**

	<b>Pág.</b>
<b>Figura 2.1.</b> Equipos de perforación rotatoria. ....	5
<b>Figura 2.2.</b> Clasificación de los fluidos de perforación. ....	17
<b>Figura 2.3.</b> Efecto del polímero INTOIL <sup>®</sup> -P sobre las arcillas.....	26
<b>Figura 3.1.</b> Núcleo de Berea.....	42
<b>Figura 3.2.</b> Porosímetro de helio. ....	44
<b>Figura 3.3.</b> Permeámetro a gas.....	45
<b>Figura 3.4.</b> Microscopio electrónico de barrido Philips modelo XL30. ....	45
<b>Figura 3.5.</b> Malvern Mastersizer.....	46
<b>Figura 3.6.</b> Balanza para lodo Fann. ....	47
<b>Figura 3.7.</b> Mezclador Hamilton Beach. ....	47
<b>Figura 3.8.</b> Filtro Prensa API. ....	48
<b>Figura 3.9.</b> Celda de envejecimiento. ....	49
<b>Figura 3.10.</b> Horno de envejecimiento rotativo. ....	49
<b>Figura 3.11.</b> Filtro prensa HPHT Fann 175 ml.....	50
<b>Figura 3.12.</b> Balanza electrónica Mettler PE 1600. ....	50
<b>Figura 3.13.</b> Viscosímetro Fann 35 <sup>a</sup> . ....	51
<b>Figura 3.14.</b> Retorta Fann 10 ml.....	52
<b>Figura 3.15</b> Centrífuga International.....	54
<b>Figura 3.16.</b> Desecador de vidrio Pirex. ....	53
<b>Figura 3.17.</b> Vernier Mitutoyo. ....	53
<b>Figura 3.18.</b> Bomba de vacío Cole Parmer .....	52

---



---

<b>Figura 3.19.</b> Simulador físico de interacción del medio poroso. ....	54
<b>Figura 3.20.</b> Comparación de una curva típica de distribución de diámetro de canales de flujo con una curva típica de distribución de partículas.....	58
<b>Figura 3.21.</b> Prueba de eficiencia de revoque.....	61
<b>Figura 3.22.</b> Prueba de invasión de filtrado.....	63
<b>Figura 4.1.</b> Micrografía de la muestra de Berea obtenida a partir de la microscopía electrónica de barrido.....	65
<b>Figura 4.2.</b> Micrografía procesada.....	65
<b>Figura 4.3.</b> Curva de distribución de partículas del lodo con Barita, superpuesta sobre la curva de distribución de tamaños de canales de flujo. ....	67
<b>Figura 4.4.</b> Curva de distribución de partículas del lodo con Barita, Carbint 30-35 y Carbint 40-45, superpuesta sobre la curva de distribución de tamaños de canales de flujo.....	68
<b>Figura 4.5.</b> Curva de distribución de partículas del lodo con ORIMATITA <sup>®</sup> O38, Carbint 30-35 y Carbint 40-45, superpuesta sobre la curva de distribución de tamaños de canales de flujo. ....	70
<b>Figura 4.6.</b> Gráfica de volumen de filtrado vs. el tiempo, de los diferentes tipos de lodos. ....	74
<b>Figura 4.7.</b> Comportamiento de la movilidad de los fluidos dentro del núcleo N <sup>o</sup> 1, antes y después de inyectar el lodo que contiene ORIMATITA <sup>®</sup> O38 e INTOIL <sup>®</sup> -P .....	77

<b>Figura 4.8.</b>	Comportamiento de la movilidad de los fluidos dentro del núcleo N° 8, antes y después de inyectar el lodo que contiene ORIMATITA® O38 sin INTOIL®-P .....	77
<b>Figura 4.9.</b>	Comportamiento de la movilidad de los fluidos dentro del núcleo N° 3, antes y después de inyectar el lodo que contiene Barita e INTOIL®-P .....	80
<b>Figura 4.10.</b>	Comportamiento de la movilidad de los fluidos dentro del núcleo N° 4, antes y después de inyectar el lodo que contiene Barita sin INTOIL®-P .....	80
<b>Figura 4.11.</b>	Revoque formado por los lodos que contenían INTOIL®-P. ....	82
<b>Figura 4.12.</b>	Revoque formado por los lodos que no contenían INTOIL®-P .....	82
<b>Figura 4.13.</b>	Comportamiento de la movilidad de los fluidos dentro del núcleo N° 5, antes y después de inyectar el filtrado del lodo que contiene ORIMATITA® O38 e INTOIL®-P .....	85
<b>Figura 4.14.</b>	Comportamiento de la movilidad de los fluidos dentro del núcleo N° 6, antes y después de inyectar el filtrado del lodo que contiene ORIMATITA® O38 sin INTOIL®-P .....	85
<b>Figura 4.15.</b>	Comportamiento de la movilidad de los fluidos dentro del núcleo N° 7, antes y después de inyectar el filtrado del lodo que contiene Barita e INTOIL®-P.....	88
<b>Figura 4.16.</b>	Comportamiento de la movilidad de los fluidos dentro del núcleo N° 2, antes y después de inyectar el filtrado del lodo que contiene Barita sin INTOIL®-P .....	88
<b>Figura 10.1.</b>	Bomba de inyección Waters 600 Controler. ....	106
<b>Figura 10.2.</b>	Bomba hidráulica TK SIMPEX.....	106
<b>Figura 10.3.</b>	Válvula de paso Whitey.....	107

<b>Figura 10.4.</b>	Celdas de almacenamiento de fluidos.....	107
<b>Figura 10.5.</b>	Medidor de variación de presión Validyne modelo CD223.....	108
<b>Figura 10.6.</b>	Manómetro Bourdon.....	108
<b>Figura 10.7.</b>	Celda de confinamiento del núcleo. ....	109
<b>Figura 10.8.</b>	Manga de aprisionamiento del núcleo.....	109
<b>Figura 10.9.</b>	Válvula de contrapresión.....	110
<b>Figura 10.10.</b>	Horno de calentamiento Memmert. ....	110

## 1. INTRODUCCIÓN

Los sistemas de lodos convencionales usados en la perforación de pozos, contienen una gran cantidad de sólidos finos que invaden completamente la formación productora, causándole un daño generalmente irreversible, influyendo negativamente en la productividad de los pozos perforados.

La Barita ha sido empleada como el principal agente densificante en la industria de fluidos de perforación por varios años. Sin embargo, este densificante al invadir la zona productora crea un bloqueo interno, el cual es casi imposible de eliminar. Las reservas mundiales de Barita han venido decayendo tanto en cantidad como en calidad, mientras que la demanda internacional de lodos densificados ha ido aumentando.

Considerando esta situación, Petróleos de Venezuela (PDVSA) y empresas surtidoras de hematita iniciaron la búsqueda de un nuevo agente densificante para fluidos de perforación. En 1989 se inició un proyecto para evaluar, ensayar y emplear un nuevo producto densificante en los programas de perforación de los pozos petroleros venezolanos.

En PDVSA-Intevep se está llevando a cabo un proyecto llamado "ORIMATITA", el cual tiene como objetivo optimizar e incrementar el uso de la ORIMATITA® como densificante, manteniendo las funciones operacionales del fluido de perforación, la confiabilidad y la vida útil de los equipos, así como ofreciendo condiciones de seguridad y ambiente adecuadas, para garantizar las ventajas competitivas del producto en términos de costo y eficiencia operacional.

En la actualidad se ha desarrollado una nueva versión del densificante ORIMATITA®, que asegura un nivel mínimo de abrasión/erosión, bajo condiciones críticas de perforación. Esta nueva versión se conoce como "ORIMATITA® O38". Este densificante, a diferencia de la Barita, puede ser utilizado en la perforación de formaciones productoras de hidrocarburos, ya que si en algún momento produce

un bloqueo interno dentro de la formación, este puede ser removido mediante el uso de aditivos químicos.

Para evitar el uso de agentes químicos en la eliminación del daño e impedir el incremento en los costos de la perforación, es necesario combinar la ORIMATITA<sup>®</sup> con un material sellante, y crear una distribución de partículas apropiada de acuerdo con las características petrofísicas y morfológicas de las formaciones a perforar.

En este trabajo se propone la realización de ensayos de laboratorio cuyo objetivo primario es evaluar el efecto del fluido de perforación, formulado con ORIMATITA<sup>®</sup> O38, sobre la formación productora y la prevención del daño a la misma.

La evaluación del efecto del fluido de perforación formulado con ORIMATITA<sup>®</sup> O38 sobre la formación productora, consiste en realizar pruebas de eficiencia de revoque y de invasión de filtrado en núcleos de Berea, simulando condiciones operacionales. El estudio permitirá, además, establecer una comparación con un fluido de perforación densificado con Barita.

## 2. MARCO TEÓRICO

### 2.1. INTRODUCCIÓN A LA PERFORACIÓN

Una vez que se ha establecido la posible existencia de un yacimiento petrolífero, la única manera de confirmarlo es perforando. La perforación en busca de recursos naturales no es un concepto nuevo. En el año 1100 dc. ya se perforaban pozos de salmuera en China con profundidades de hasta 3.500 pies, usando métodos similares a la perforación por percusión (M-I L.L.C., 2001).

Con la iniciación (1859) de la industria petrolera en los Estados Unidos de América, para utilizar el petróleo como fuente de energía, el abrir pozos petrolíferos se tornó en tecnología que, desde entonces hasta hoy, ha venido marcando logros y adelantos en la diversidad de tareas que constituyen esta rama de la industria (Barberii, 1998).

**Perforación por percusión.** La industria petrolera comenzó en 1859 utilizando el método de perforación a percusión, llamado también “a cable”. Se identificó con estos dos nombres porque para desmenuzar las formaciones se utilizó una barra de configuración, diámetro y peso adecuado, sobre la cual se enrosca una sección adicional metálica fuerte para darle más peso, rigidez y estabilidad. Por encima de esta pieza se enrosca un percutor eslabonado para hacer efectivo el momento de impacto de la barra contra la roca. Al tope del percutor va conectado el cable de perforación. Las herramientas se hacen subir una cierta distancia para luego dejarlas caer libremente y violentamente sobre el fondo del hoyo. Esta acción repetitiva desmenuza la roca y ahonda el hoyo (ob. cit.).

**Perforación rotatoria.** La perforación rotatoria se utilizó por primera vez en 1901, en el campo de Spindletop, cerca de Beaumont, Texas, descubierto por el capitán Anthony F. Lucas, pionero de la industria como explorador y sobresaliente ingeniero de minas y de petróleos (ob. cit.).

Este nuevo método de perforar trajo innovaciones que difieren radicalmente del sistema de perforación a percusión, que por tantos años había servido a la industria. El nuevo equipo de perforación fue recibido con cierto recelo por las viejas cuadrillas de perforación a percusión. Pero a la larga se impuso y, hasta hoy, no obstante los adelantos en sus componentes y nuevas técnicas de perforación, el principio básico de su funcionamiento es el mismo (ob. cit.).

Las innovaciones más marcadas fueron: el sistema de izaje, el sistema de circulación del fluido de perforación y los elementos componentes de la sarta de perforación (ob. cit.).

Los equipos de perforación rotatoria se usan para distintos propósitos: perforación de pozos de petróleo, gas, agua, geotérmicos y de almacenamiento de petróleo; extracción de núcleos para análisis de minerales; y proyectos de minería y construcción. Sin embargo, la aplicación más importante es la perforación de pozos de petróleo y gas. Según el método rotatorio, la mecha queda suspendida de la extremidad de una columna de perforación tubular (tubería de perforación) sostenida por un sistema de cable/bloques que, a su vez, está sostenido por una torre de perforación. La perforación ocurre cuando se hace girar la columna de perforación y la mecha (M-I L.L.C., 2001).

Para enfriar y lubricar continuamente la mecha y retirar los recortes del agujero, se bombea un fluido de perforación (lodo) dentro de la columna de perforación. Al alcanzar la mecha, este lodo pasa a través de los chorros de la mecha, choca contra el fondo del agujero y luego sube por el espacio anular (el espacio entre la columna de perforación y la pared del pozo), transportando los recortes que están suspendidos en él. En la superficie se eliminan los recortes mediante un sistema de control de sólidos, y se bombea de nuevo el lodo dentro del pozo. Los equipos usados en la perforación rotatoria están ilustrados en la figura 2.1 (ob. cit.).

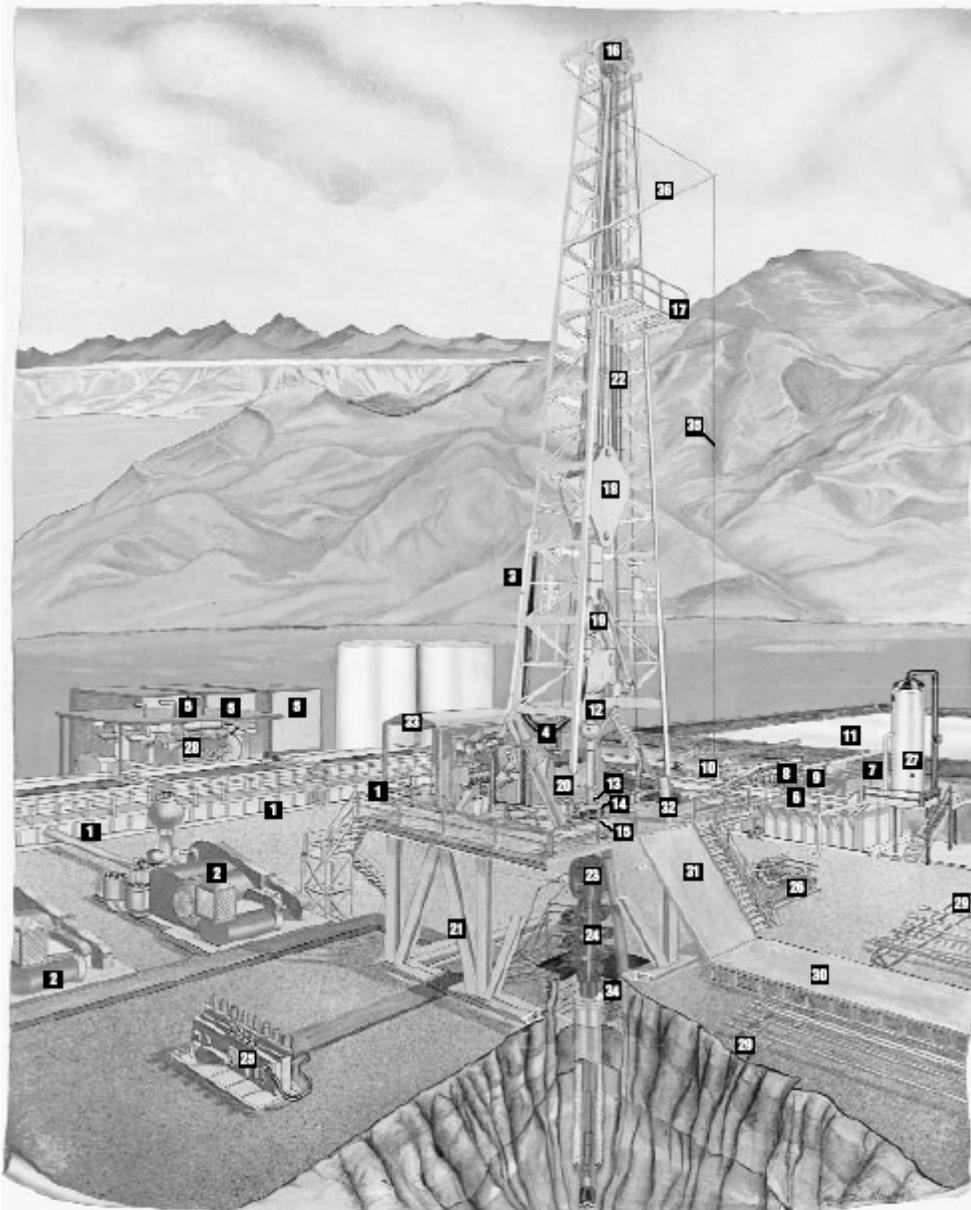


Figura 2.1. Equipos de perforación rotatoria. Tomado de "Manual de ingeniería de fluidos de perforación" por M-I L.L.C., 2001, (p. 1.5).

**Sistema de Circulación**

- 1. Tanques de lodo
- 2. Bombas de lodo
- 3. Tubo vertical
- 4. Manguera de perforación
- 5. Almacenamiento de lodo a granel
- 6. Línea de retorno de lodo
- 7. Zaranda
- 8. Deslimador
- 9. Desarenador
- 10. Desgasificador
- 11. Tanques de reserva

**Equipo Rotatorio**

- 12. Unión giratoria
  - 13. Kelly
  - 14. Buje de junta kelly
  - 15. Mesa rotatoria
- Sistema de Levantamiento**
- 16. Bloque de corona
  - 17. Plataforma del tornero
  - 18. Bloque viajero
  - 19. Gancho
  - 20. Malacate
  - 21. Subestructura
  - 22. Cable de perforación

**Equipo de Control de Pozo**

- 23. Preventor anular
- 24. Preventores de reventones de anete
- 25. Unidad de acumulación
- 26. Múltiple de estrangulamiento
- 27. Separador de lodo-gas

**Sistema de Energía**

- 28. Generadores

**Tuberías y Equipo de Manejo de Tuberías**

- 29. Tarimas para tuberías
- 30. Planchada
- 31. Puerta central
- 32. Ratonera

**Varios**

- 33. Caseta
- 34. Sótano
- 35. Cable de levantamiento
- 36. Poste grúa

## **2.2. FLUIDOS DE PERFORACIÓN**

### **2.2.1. Antecedentes de los fluidos de perforación.**

De acuerdo con los datos que se conocen, los fluidos de perforación se utilizaron por primera vez en 1901, lo cual coincide con el inicio de la perforación rotatoria en un campo petrolero del estado de Texas USA. El Fluido usado era solo una mezcla de agua con arcilla.

La Historia de fluidos de perforación se puede dividir en cuatro etapas fundamentales:

- Hasta 1901. Periodo artesanal.
- De 1901 a 1928. Periodo empírico.
- De 1928 a 1955. Periodo experimental.
- De 1955 hasta nuestros días. Periodo técnico.

Esta división se basa en determinadas características históricas del desarrollo de los fluidos de perforación utilizados en la perforación rotatoria.

En el primer periodo llamado artesanal, se usaba agua, la que al mezclarse con la arcilla de la formación que se perforaba daba origen a un fluido con propiedades indeterminadas.

A medida que los años pasaron, fueron surgiendo problemas en la perforación de los pozos, lo cual originó que en la década de los años veinte se comenzara una intensa búsqueda de materiales para mejorar el fluido de circulación. Estos años constituyen el periodo empírico, en el que se utilizó el método de ensayo y error. Alrededor de 1928 comienza un periodo experimental, cuando se logra el primer paso importante, con la introducción de la arcilla bentonita como fuente fundamental del fluido y se inició también el desarrollo de los instrumentos y equipos necesarios para la medición y control de los parámetros de los fluidos.

A partir de 1926, se conceden un grupo de patentes, como la concedida a B.K Staud para el uso de material densificante tales como sulfato de bario, óxido de hierro, óxido de plomo, etc., en fluidos de perforación, para impedir reventones de gas. En 1929 se le concede a P.E Harth la patente para el uso de bentonita, como agente de suspensión y gelificación en fluidos de perforación. A partir de 1931 se introdujo el uso del embudo Marsh y el viscosímetro Sformer, se desarrolló la técnica de preparar y mantener fluidos de perforación, se iniciaron numerosos estudios sobre el uso de la bentonita como agente de control de las propiedades reológicas y del filtrado, y se introduce el uso del filtro prensa para determinar las propiedades de filtración. A partir de 1937 se desarrollan equipos para determinar las propiedades de los fluidos de perforación y de esta manera desarrollar y mejorar los aditivos para un mejor control de sus propiedades.

A partir de 1955 comienza un acelerado desarrollo de las técnicas de los fluidos. Se realizan amplias y profundas investigaciones que traen consigo un salto cualitativo de esta especialidad, que la sitúa en el campo mundial como una ciencia con un alto grado de desarrollo científico y tecnológico.

### **2.2.2. Definición de fluido de perforación.**

Son fluidos circulantes que se utilizan en la perforación rotatoria, con características físicas y químicas apropiadas, las cuales les permiten adaptarse a una gran variedad de condiciones, para satisfacer las funciones más complejas en las operaciones de perforación. Los fluidos de perforación no deben ser tóxicos al medio ambiente aunque en el pasado lo eran, ni corrosivos ni inflamables, no deben ser susceptibles al desarrollo de bacteria, deben ser inertes a la contaminación de sales solubles o minerales y estables a las altas temperaturas y presiones existente en le fondo del pozo, además tienen que ser capaces de mantener sus propiedades según las exigencias de las operaciones de perforación. La definición del concepto de fluido de perforación puede ser mejor comprendida mediante la explicación de sus funciones.

---

---

### 2.2.3. Funciones de los fluidos de perforación.

- **Transportar y remover los ripios de perforación.** Las propiedades más importantes del fluido de perforación para cumplir esta función son la densidad, la viscosidad y la velocidad de circulación del fluido, las cuales, deben ser capaces de vencer la fuerza de gravedad que tiende hacer caer las partículas sólidas hacia el fondo del pozo (IMCO, s.f.).
- **Suspender las partículas cuando se interrumpe la circulación.** El fluido de perforación debe ser capaz de formar una estructura tipo gel, bajo condiciones estáticas, que permita mantener en suspensión las partículas sólidas cuando se detiene la circulación para luego depositarlos en la superficie cuando esta se reinicia (ob. cit.).
- **Controlar las presiones de las formaciones.** La presión hidrostática ejercida por la columna y densidad del fluido de perforación debe controlar la presión de la formación. Para lograr esto se requiere que se agregue al fluido un material de alta gravedad específica como Barita, hematita, etc., con la finalidad aumentar la presión hidrostática y lograr un equilibrio con la presión de la formación (ob. cit.).
- **Enfriar y lubricar la mecha y la sarta de perforación.** Los fluidos de perforación deben tener suficiente capacidad calorífica y conductividad térmica para permitir que el calor, generado por el roce de la mecha con el fondo y el de la sarta con las paredes del pozo, sea transferido a la superficie para luego ser disipado a la atmósfera. También debe ejercer un efecto lubricante que permita un menor desgaste por fricción en la sarta y en el revestimiento, prolongue la vida útil de la mecha, disminuya la torsión, arrastre y presión de bombeo (ob. cit.).
- **Sostener las paredes del pozo.** El fluido, a través de la presión hidrostática, debe ser capaz de reemplazar el apoyo lateral que pierden las paredes del pozo a medida que se va perforando (ob. cit.).

- 
- **Suspender la sarta y el revestimiento.** Parte del peso de la sarta o del revestimiento debe ser sostenido por el empuje ascendente del fluido, para disminuir la tensión o esfuerzo sobre el equipo de superficie (ob. cit.).
  - **Trasmitir potencia hidráulica sobre la formación a través de la mecha.** La potencia hidráulica se refiere a la función dependiente de la tasa de circulación del fluido, su presión de bombeo y el diámetro de las boquillas de la mecha, con lo que se realiza el limpiado óptimo del hoyo. Durante la perforación, el fluido es expulsado a través de la boquilla de la mecha a gran velocidad, lo cual permite que la superficie por debajo de la mecha esté libre de recortes, si esto no ocurre, la mecha sigue perforando sobre los recortes viejos reduciendo la tasa de penetración (ob. cit.).
  - **Proveer un medio adecuado para la toma de registros.** Si bien el fluido de perforación perturba las características originales de la formación su presencia es necesaria para realizar muchos de los registros que se emplean para la evaluación de la formación (ob. cit.).

Además de llevar a cabo todas las funciones anteriormente señaladas, el fluido debe minimizar los siguientes efectos colaterales:

- Daños a la formación.
- Corrosión de la sarta y del revestimiento.
- Presiones de succión, de pistón y presión de circulación.
- Pérdida de circulación.
- Atascamiento de la sarta.
- Erosión de las paredes del pozo.
- Retención de sólidos indeseables.
- Desgaste de las bombas.
- Contaminación de lechadas de cemento.
- Contaminación del ambiente.

#### **2.2.4. Propiedades fundamentales de los fluidos de perforación.**

Durante la perforación de un pozo petrolero es importante el control de las propiedades de los lodos, para facilitar la perforación. Para que esto sea posible es importante conocer cuales son las propiedades a evaluar.

##### **2.2.4.1. Densidad del fluido.**

Una de las principales propiedades del fluido es la densidad, cuya función es mantener las paredes del hoyo sin que colapsen durante la perforación, y evitar arremetidas de los fluidos presentes en el pozo.

La densidad máxima del fluido que se requiere en la perforación de un pozo, está determinada por el gradiente de presión de fractura de la formación. Esta densidad no debe ser excesiva, ya que un exceso de la misma produce una sobre presión del fluido que puede ocasionar la fractura de la formación.

##### **2.2.4.2. Propiedades reológicas.**

Reología, es un término que denota el estudio de la deformación de materiales, incluyendo el flujo. La medición de las propiedades reológicas de un fluido es importante para calcular las pérdidas de presión por fricción, para determinar la capacidad de los fluidos de suspender y transportar los recortes y desprendimientos hasta la superficie. Variaciones en las propiedades reológicas pueden servir como un indicador del efecto de la contaminación del fluido por sólidos, sustancias químicas o temperatura; y para determinar los cambios de presión en el interior del pozo durante un viaje. Las propiedades reológicas fundamentales son:

---

---

**a.- Viscosidad.**

Es la resistencia que ofrece un fluido a deformarse (a fluir). La viscosidad se clasifica en:

Viscosidad plástica.

La viscosidad plástica se define como la resistencia al flujo causada por la fricción mecánica generada por los sólidos presentes en el fluido de perforación. Está afectada principalmente por cuatro factores como son:

- Concentración de sólidos.
- Tamaño y forma de las partículas sólidas.
- Viscosidad de la fase fluida.
- Cantidad de agua presente en el fluido en forma de fase dispersa de una emulsión.

La fase sólida, denominada sólidos no reactivos, presente en los fluidos de perforación es la principal preocupación de los especialistas en fluidos. Un aumento en la viscosidad plástica, significa un aumento en el porcentaje volumétrico de sólidos, una reducción en el tamaño de las partículas sólidas o un cambio en la forma de las mismas (IMCO, s.f.).

Todo aumento en la superficie total expuesta de los sólidos se reflejará en una viscosidad plástica aumentada. Si una partícula sólida se parte por la mitad, se obtendrán dos porciones cuya superficie total expuesta será superior a la de la partícula original. La menor superficie expuesta la presenta una partícula esférica con relación a cualquier otra forma, para un mismo volumen. En general un aumento de la viscosidad plástica es la consecuencia de un aumento en el porcentaje de sólidos. La viscosidad plástica es expresada en cp (ob. cit.).

Para determinar la viscosidad plástica se utiliza la siguiente ecuación:

$$V_p \text{ (cp)} = \text{Lectura 600 rpm} - \text{Lectura 300 rpm}$$

### Viscosidad aparente.

Se define como la medición en centipoises que un fluido debe tener en un viscosímetro rotacional, a una velocidad de corte previamente establecida, y que denota los efectos simultáneos de todas las propiedades de flujo.

Su valor puede estimarse de la siguiente forma:

$$VA \text{ (cp)} = \text{Lectura a 600 rpm} / 2$$

### **b.- Resistencia de gel.**

La resistencia de gel, como su nombre lo indica, es una medida del esfuerzo de ruptura o resistencia a esta del gel formado, después de un período de reposo. La velocidad de gelificación se refiere a la resistencia que adquiere el gel en un tiempo determinado. Si la fuerza de gel se incrementa lentamente después que el fluido está en reposo, se dice que la velocidad de gelificación es baja, en caso contrario es alta. Un fluido que presenta esta propiedad se denomina comúnmente tixotrópico. El conocimiento de esta propiedad es importante para saber si se presentarán dificultades en la circulación del fluido, después que este ha estado en reposo.

El grado de tixotropía se determina midiendo la fuerza de gel después permanecer sin agitación durante 10 segundos, y a los 10 minutos, a 3 rpm en un viscosímetro rotacional. Esto se reporta como fuerza de gel inicial a los 10 segundos y fuerza de gel final a los 10 minutos. Si los valores son altos o la diferencia entre los 10 segundos y los 10 minutos es considerable, pueden presentarse problemas de circulación, una vez el lodo haya estado en reposo en el hoyo.

La formación del gel debe ser suficientemente baja para:

- Permitir que los ripios de gran tamaño sean depositados en el tanque de decantación.
- Permitir un buen funcionamiento de las bombas y una adecuada velocidad de circulación.
- Minimizar el efecto de succión cuando se saca la tubería, y de pistón cuando se introduce la misma en el hoyo.
- Permitir la separación del gas incorporado al fluido.

Sin embargo, este valor debe ser suficiente para permitir la suspensión del densificante y los sólidos incorporados en los siguientes casos:

- Cuando se está añadiendo el densificante.
- Al estar el fluido estático.

### **c.- Punto cedente.**

Se define como el esfuerzo que ha de ser aplicado para que un sistema fluya. Este es causado por la interacción entre las partículas sólidas tales como las arcillas, que poseen capacidad viscosificante. Esta interacción es el resultado de las cargas negativas y positivas localizadas en la superficie y las aristas de las láminas de arcilla.

El punto cedente, bajo condiciones de flujo depende de:

- La forma y tamaño de la superficie de los sólidos del fluido.
- La concentración de los sólidos en el volumen de fluido.
- La concentración de cargas eléctricas de diferente polaridad en la fase líquida del fluido.

---

---

Generalmente, el punto cedente alto es causado por los contaminantes solubles como el calcio, carbonatos, etc., y por los sólidos arcillosos de formación que aumentan la concentración de cargas eléctricas. Altos valores del punto cedente pueden indicar la floculación del fluido, que debe controlarse con dispersantes o dilución del mismo.

El punto cedente, es comúnmente relacionado con la capacidad que tiene el fluido para realizar las labores de limpieza en el hoyo mientras está circulando. Un fluido con viscosidad alta, se esperaría que levantase los recortes de perforación de manera más efectiva, pero en realidad esto no es así, debido a que esta alta viscosidad es producto del aumento de las partículas sólidas, las cuales por lo general no presentan cargas eléctricas. Se ha encontrado que la velocidad de asentamiento de los cortes, cuando se está perforando, se correlaciona de manera más exacta con el punto cedente que cualquier otro parámetro.

Para determinar este valor se utiliza la siguiente fórmula:

$$P_c \text{ (lbs/100 Pie}^2\text{)} = \text{Lectura a 300 rpm} - V_p$$

#### **2.2.4.3. Pérdida de filtrado.**

La pérdida de fluido es la medición de la cantidad relativa de fluido perdido (filtrado) a través de las formaciones permeables cuando se somete el fluido a una diferencia de presión. La pérdida de filtrado es una de las propiedades de importancia fundamental en las operaciones de perforación.

Básicamente existen dos tipos de filtración:

- Estática.
- Dinámica.

---

---

Filtración estática: esta ocurre cuando el fluido no está circulando, y la sobrepresión en que este se encuentra con relación a la formación, produce su paso a la misma, originando la formación de un revoque que permite la disminución de la velocidad de filtración.

Filtración dinámica: ocurre cuando el fluido está circulando durante la perforación. El flujo de fluido a medida que pasa por la pared del pozo tiende a erosionar el revoque, a la vez que el mismo se va formando, hasta que debido al equilibrio del diferencial de presión y la erosión, el grosor se estabiliza con el tiempo, y la velocidad de filtración se vuelve constante.

La pérdida de fluido depende de:

- La permeabilidad de la formación.
- El diferencial de presión existente.
- Composición y temperatura del fluido.

#### **2.2.4.4. Contenido de sólidos.**

En un fluido de perforación existen sólidos necesarios como la arcilla y la Barita, y sólidos no necesarios como ripios y arena, los cuales hay que eliminar del sistema.

Los sólidos de perforación o ripios, cuando no son controlados, es uno de los mayores problemas que presentan los fluidos de perforación. La acumulación de sólidos de perforación en el sistema causa la mayor parte de los gastos de mantenimiento del fluido. Un programa adecuado de control de sólidos ayuda enormemente a mantener un fluido de perforación en óptimas condiciones, de manera que sea posible obtener velocidades de penetración adecuadas con un mínimo de deterioro para las bombas y demás equipos encargados de circular el lodo.

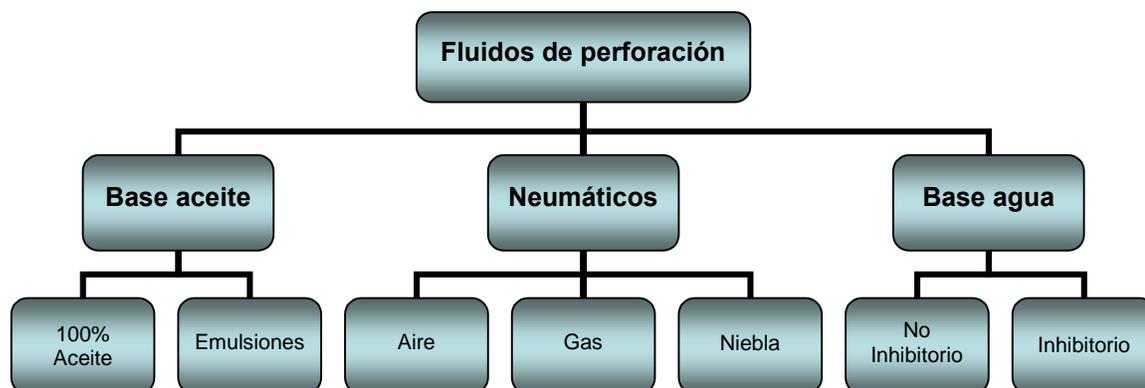
Algunos efectos de un aumento de los sólidos de perforación son:

- Incremento del peso del fluido.
- Alteraciones de las propiedades reológicas (aumento de la viscosidad plástica), aumento en el filtrado y formación de un revoque deficiente.
- Posibles problemas de atascamiento.
- Reducción de la vida útil de la mecha y un aumento en el desgaste de la bomba de fluido, tubería y todos los equipos que tienen contacto directo con el fluido durante la circulación.
- Mayor pérdida de presión debido a la fricción.
- Aumento de las presiones de pistoneo.

#### **2.2.5. Clasificación de los fluidos de perforación.**

El término fluido de perforación incluye a los líquidos y a los gases. Los fluidos que son formulados con aire o gas, se denominan fluidos neumáticos de perforación. El fluido que incluye líquidos ya sea agua o aceite es conocido como fluido de perforación, mientras que los fluidos base agua o aceite que contengan aire para disminuir su densidad se denominan aireados o espuma según sus características.

En cuanto a las emulsiones, ya sean agua en aceite o aceite en agua, la fase continua de esta, es la que contiene suspendida los sólidos y el agua o el aceite en forma de pequeñas gotas dispersas por la acción del surfactante. La figura 2.2 muestra un esquema de la clasificación de los fluidos de perforación.



**Figura 2.2.** Clasificación de los fluidos de perforación.

### **2.2.5.1. Fluidos de perforación base agua.**

Son aquellos fluidos cuya fase continua es agua, estos fluidos de acuerdo al efecto que ejerce sobre los sólidos perforados y las arcillas de formación se pueden clasificar en: dispersos y no dispersos, los cuales a su vez pueden o no estar inhibidos.

#### **2.2.5.1.1. Tipos de fluidos de perforación base agua.**

##### **a.- Fluidos no dispersos no inhibidos.**

Estos fluidos además de no poseer sólidos agregados en su formulación, no poseen características de inhibición de arcillas reactivas de formación (Prieto, 1997).

##### **b.- Fluidos no dispersos inhibidos.**

Estos fluidos además de no utilizar sólidos agregados en su formulación, no utilizan adelgazantes químicos, pero si emplean en su formulación sales y/o cationes para inhibir la hidratación de las arcillas de la formación (Prieto, 1997).

**c.- Fluidos dispersos no inhibidos.**

Los fluidos dispersos no inhibidos poseen sólidos agregados en su formulación y utilizan adelgazantes químicos para deflocular la bentonita sódica. Los fluidos a base de lignosulfonatos/lignitos son un ejemplo de este tipo de sistema (Prieto, 1997).

**d.- Fluidos dispersos inhibidos.**

Un fluido inhibido es aquel cuya composición química bloquea la acción del agua y evita apreciablemente la hidratación o dispersión de las arcillas de diferentes clases por medios físicos o químicos (Prieto, 1997).

Los fluidos dispersos inhibidos utilizan adelgazantes químicos para dispersar los sólidos arcillosos perforados. Además, en su formulación se incluyen diferentes cationes para inhibir la hidratación y debilitamiento mecánico de las arcillas (ob. cit.).

**2.2.5.2. Fluidos neumáticos.**

La perforación con aire gas o niebla es bastante común en áreas donde la pérdida de circulación severa constituye un problema. Como el nombre lo indica, el fluido de perforación es aire, una niebla de agua o, en algunos casos, gas natural. Tiene como fase continua un gas a los cuales se le agrega poca cantidad de líquido para formar fluidos denominados neblinas. El gas puede ser nitrógeno, aire o gas natural y el agua puede contener algún aditivo como KOH (IMCO, s.f.).

Las ventajas de usar este tipo de fluido incluyen mayores velocidades de penetración, mayor vida de la mecha, mejor control en áreas con pérdidas de circulación, un daño mínimo a las formaciones productivas, y evaluación inmediata y continua de los hidrocarburos. El hecho de que la herramienta estará siempre en el fondo cuando se encuentra gas es una ventaja en el control del pozo (ob. cit.).

### **2.2.5.3. Fluidos de perforación base aceite.**

En términos muy generales, los lodos base aceite son aquellos en los cuales la fase continua es el aceite, y si hablamos de emulsiones inversas (agua en aceite) el agua es la fase dispersa. Tienen una gran cantidad de ventajas que no pueden ofrecer los lodos base agua, como son, menor sensibilidad a altas temperaturas y presiones, por lo que son aplicables a grandes profundidades sin que estos pierdan sus propiedades, además son utilizados cuando se perfora zonas con arcillas hidratables y cuando se perfora formaciones sujetas a pegas por presiones diferenciales debido a la mayor lubricidad que presenta el aceite.

En los lodos 100% aceite no hay contenido de agua y básicamente el aceite utilizado es el aceite mineral, el cual es un destilado del petróleo altamente refinado, o sintéticos. Estos aceites minerales son estables a altas temperatura, su naturaleza inhibitoria y no dispersante estabiliza las lutitas que son sensibles al agua, y difíciles de perforar, disminuyen los problemas asociados con pozos direccionales de alta inclinación ya que le proporciona al fluido de perforación una buena capacidad de lubricidad.

#### **2.2.5.3.1. Tipos de fluidos de perforación base aceite.**

##### **a.- Emulsión del tipo W/O.**

Es una emulsión que requiere la presencia de un surfactante para asegurar la estabilidad de la emulsión, tiene una tolerancia adecuada a la contaminación por sólidos y agua, pero son de elevado costo de mantenimiento.

##### **b.- Fluido 100% aceite.**

No contiene agua, es utilizado para recuperar efectivamente núcleos y perforar arcillas de formación. Tiene como desventaja la baja tolerancia a la contaminación con agua, la pérdida de volúmenes de aceite en superficie por la adherencia entre el fluido y el ripio de formación, y el mayor tiempo requerido de mezcla para alcanzar las propiedades reológicas y de control de filtrado adecuadas.

Los fluidos base aceite pueden clasificarse según su control de filtrado en:

1.- Fluido base aceite con control de filtrado o sistema convencional

Es usado en formaciones con tendencia a perder circulación o en formaciones con presiones de poros subnormales; es bastante estable y resistente a la contaminación y altas temperaturas, pero es de elevado costo y además produce disminución de la tasa de perforación.

2.- Fluido base aceite sin control de filtrado o sistema relajado

Mejora la tasa de perforación y minimiza el costo inicial del fluido. Es poco estable a altas temperaturas y consume grandes cantidades de aceite.

**2.2.5.3.2. Composición de los fluidos base aceite.**

En la elaboración de los fluidos base aceite se utilizan una gran variedad de aditivos químicos, los cuales cumplen cada uno una función específica dentro del sistema, a continuación se indica cada uno de estos aditivos.

**a.- Aceite.**

Como se indicó anteriormente el aceite se usa como fase continua en los fluidos de perforación para mejorar la estabilidad del hoyo, mantener las arcillas hidratables inhibidas, minimizar el atascamiento de la tubería, perforar zonas productivas que puedan ser afectadas por el agua debido al efecto de emulsión con el crudo. Los fluidos que contienen aceite como fase continua se caracterizan también por presentar una mayor resistencia a las altas temperaturas y presiones, por lo tanto, pueden ser utilizados a mayores profundidades (Prieto, 1997).

**b.- Emulsificante.**

El emulsificante permite que el agua se emulsione con el aceite, formando un sistema estable entre el agua y el aceite, debido a que son dos fluidos inmiscibles. Para esto los emulsificantes utilizados en la preparación de los lodos base aceite deben ser afines tanto al agua como al aceite. Los emulsificantes se concentran en la interfase aceite/agua y separan ambas fases, manteniendo el agua dispersa en el aceite, evitando que las gotas de agua coalescan.

La presencia del calcio soluble, el cual es suministrado por la cal, permite la activación de los surfactantes tipos ácidos grasos que emulsiona las gotas de agua en la fase continua. Por tal motivo los jabones a base de calcio son emulsificantes primarios que son usados con mucha frecuencia en los lodos base aceite.

En el caso de las emulsiones inversas los surfactantes utilizados son sintéticos, y varían desde los iónicos hasta los no iónicos, presentando una alta estabilidad a la temperatura.

**c.- Mojantes.**

Los productos químicos mojantes al aceite son surfactantes del tipo de las poliamidas, las aminas, los fosfatos orgánicos, los cuales son utilizados en los lodos base aceite para cambiar la mojabilidad de los sólidos al aceite. Por lo general estos aditivos son también utilizados como emulsificantes de tal manera que complementan la función del emulsificante primario (Prieto, 1997).

**d.- Cal Hidratada.**

La cal hidratada tiene como función primaria hacer más efectiva la acción del emulsificante del tipo ácido graso, y como función secundaria actuar como secuestrador del gas sulfhídrico ( $H_2S$ ), y anhídrido carbónico ( $CO_2$ ), en el caso de emulsiones inversas (Prieto, 1997).

**e.- Arcilla organofílica.**

Las arcillas organofílicas se obtienen a partir del proceso de intercambio catiónico. A la bentonita hidrofílica se le intercambian los iones de sodio por una amina cuaternaria que posee dos cadenas cortas y dos largas, las cadenas largas son las encargadas de dispersar la arcilla en el aceite. No obstante, debido a que el proceso de hinchamiento no ocurre con esta base como en el agua, para mejorar las propiedades reológicas de la arcilla se agregan al lodo los activadores polares más comunes entre los que se encuentran el agua, metanol, carbonato de propileno y la glicerina, siendo el metanol el más usado en los sistemas 100% aceite, además de agentes mojantes al aceite. Debido a que los aceites utilizados son estables a altas temperatura se hace necesario que las arcillas organofílicas mantengan las propiedades reológicas y de control de filtrado a altas temperaturas (Prieto, 1997).

Los lodos base aceite poseen una baja capacidad suspensiva en comparación con los fluidos base agua. Esto es debido a que la arcilla no se hincha en esta base como ocurre en el agua. Esto contribuye a acelerar el asentamiento del material densificante, particularmente si está humedecido por agua (ob. cit.).

**f.- Controlador de filtrado.**

Es un coloide orgánico dispersable en aceite que disminuye la cantidad de filtrado que es capaz de pasar hacia la formación, cuando el lodo es sometido a cierta presión diferencial, también ayuda a la suspensión de sólidos y provee estabilidad a altas temperatura. Aunque el controlador ayuda a la emulsificación, es primordialmente un agente controlador de filtrado y requiere la presencia de un emulsificante para trabajar adecuadamente.

Los materiales utilizados como controladores de filtrado son los polímeros que están siendo usados con mucho éxito en los fluidos base aceite, ya que presentan una buena estabilidad a altas temperaturas.

**g.- Agua.**

Esta se encuentra en forma de pequeñas gotas como parte de las emulsiones inversas de los lodos base aceite. Su adición tiene como finalidad aumentar la viscosidad y la fuerza de gel, así como también controlar el filtrado. Esto se debe a que el agua actúa como un sólido en el sistema que posee la facultad de bloquear los poros de la formación.

**h.- Material densificante.**

Son sólidos no reactivos de alta gravedad específica, como el sulfato de bario, oxido de hierro o el carbonato de calcio entre otros, que sirven para darle la densidad requerida al fluido de perforación.

La tabla 2.1 muestra algunos de los sólidos usados normalmente como material densificante.

**Tabla 2.1.** Principales agentes densificantes.

<b>Densificante</b>	<b>Gravedad específica</b>
Hematita ( $\text{Fe}_2\text{O}_3$ )	5,1
Barita ( $\text{BaSO}_4$ )	4,2
Calcita ( $\text{CaCO}_3$ )	2,7

**2.2.5.4. Fluidos para la perforación de la zona productora.**

Los fluidos para la perforación de la zona productora o fluidos de perforación de yacimientos, están diseñados para proveer tanto un alto nivel de limpieza del pozo, en particular en el caso de la perforación horizontal, como un mínimo daño a la zona productora, logrando así la máxima producción del pozo (M-I L.L.C., 2001).

El sello de la zona productora es la clave para evitar daños a la formación. Los materiales de sello que se utilizan en estos fluidos incluyen carbonato de calcio dimensionado y sal dimensionada. Al sellar zonas de producción, adquiere importancia el dimensionado de partículas. Para sellar eficazmente es preciso saber el diámetro de poro de la formación (ob. cit.).

Los fluidos de perforación utilizados en el hoyo intermedio pueden causar daños graves en la zona productora, debido al alto contenido de sólidos que poseen. Este impacto se puede minimizar utilizando un lodo nuevo y con un mayor control en las propiedades reológicas y de control de filtrado. La facilidad de remoción del revoque sin recurrir a tratamientos de limpieza, es una forma de minimizar el daño a la formación (ob. cit.).

La selección del tipo de fluido, base agua o aceite, depende del tipo de formación, de la composición de los fluidos de la formación, del mecanismo utilizado para evitar daños a la formación y del método de completación. La mayoría de los pozos perforados son completados sin cementar y perforar una tubería de revestimiento. Los siguientes pasos constituyen el proceso de selección recomendado para un fluido adecuado de perforación de yacimiento:

- Identificar el tipo y la permeabilidad de la formación.
- Seleccionar el tipo de completación.
- Seleccionar el fluido de perforación para el yacimiento.
- Seleccionar el tipo y características del agente sellante.

Los daños a la formación se pueden cuantificar de varias maneras. En el laboratorio, se usan mediciones relativas tales como la permeabilidad de retorno, la solubilidad del revoque y la presión de levantamiento, para determinar si un fluido es adecuado para perforar una formación específica. En el campo se usan los factores superficiales y los índices de productividad calculados para medir los daños a la formación (M-I L.L.C., 2001).

---

---

### 2.2.5.5. Sistema INTOIL®.

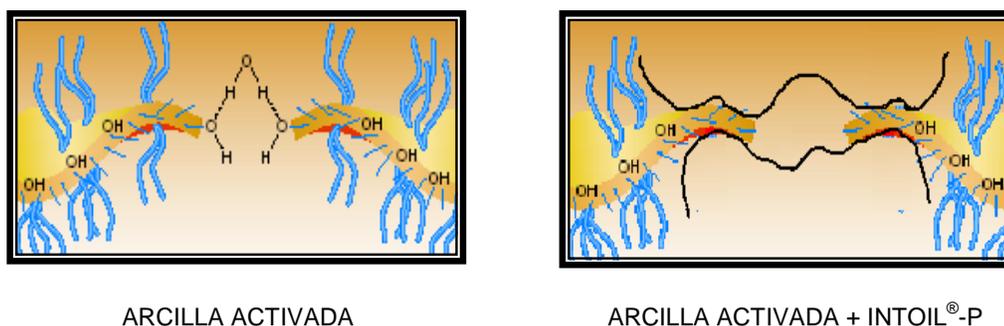
Es un sistema de fluidos de perforación base aceite (100% y emulsión inversa) para ser utilizado en pozos de alta presión y/o alta temperatura. Representa una excelente alternativa para perforación en yacimientos profundos presentando una excelente estabilidad hasta temperaturas de 400°F. También se recomienda su uso en formaciones sensibles al agua, donde reduce los problemas de inestabilidad de hoyo y el daño a la formación (Ford, 2002).

Este sistema INTOIL® 100% aceite está compuesto básicamente de aceite mineral, polímero INTOIL®-P, arcilla organofílica, surfactante (mojante), cal y agente densificante. La arcilla organofílica, junto con un mojante, imparte esfuerzo de cedencia y fuerza de gel a la base oleica, además de viscosificarla (ob.cit.).

En el sistema INTOIL® el polímero se adsorbe sobre la arcilla y los enlaces tipo puente de hidrógeno entre las placas de arcilla son sustituidos (figura 2.3), en parte, por enlaces polímero-arcilla más estables a altas temperaturas (ob.cit.).

Con respecto a los sistemas comerciales disponibles INTOIL®, presentan las siguientes ventajas técnico económicas:

- Altamente Inhibitorio.
- Térmicamente estable hasta 400 °F.
- Mínimo requerimiento de aditivos.
- Efecto reductor de abrasividad de sólidos densificantes.
- Efecto viscosificante y de control de filtrado con mínimo contenido de sólidos.
- Costo competitivo.
- Mínimo daño a la formación.
- No tóxico cuando se utiliza aceite mineral o sintético.



**Figura 2.3.** Efecto del polímero INTOIL<sup>®</sup>-P sobre las arcillas.

### 2.2.6. Invasión de sólidos del lodo.

Los sólidos del lodo dificultan la productividad de dos maneras principalmente:

- Taponamiento de la garganta poral por la formación de revoques internos.
- Incremento de la presión capilar resultante de la reducción del radio efectivo de los poros.

La invasión de los sólidos al medio filtrante depende del tamaño de la partícula sólida, la distribución media del tamaño de poro y el gradiente de presión aplicado. Esta invasión es típicamente en forma de sellos superficiales, taponamiento superficial e invasión profunda.

Para minimizar la invasión de sólidos a la formación, es necesario el uso de agentes de sello para la formación del revoque inicial, para lo cual debe ser estudiada la distribución de partículas de los fluidos de perforación.

Una cantidad apropiada de sólidos puede ser adicionada a un lodo que contenga polímeros para reducir la pérdida de filtrado, lo cual fuese muy difícil sin la acción de estos agentes sólidos. Pero hay que tomar en cuenta que una concentración muy alta de sólidos trae como consecuencia un aumento de la pérdida de filtrado y recobro de permeabilidad. Deben ser tomados en cuenta, para el buen desempeño de los agentes de sello, factores tales como uniformidad y arreglo de

la distribución de tamaño de poros de la formación y características de la formación (Ismail y Peden, 1994).

La forma más eficaz de controlar la velocidad de filtración es mediante el control de la permeabilidad del revoque. Para tener bajas velocidades de filtración se requiere una baja permeabilidad del revoque, especialmente bajo presión y temperatura elevada. La permeabilidad del revoque es principalmente una función del tamaño, la forma y la distribución de las partículas.

Las partículas de tamaño homogéneo forman revoques de baja permeabilidad, porque forman sellos más compactos. Las partículas más pequeñas se introducen como cuñas entre las partículas más grandes, formando así un revoque de baja permeabilidad.

Las partículas finas y planas son más eficientes que las partículas esféricas o de forma irregular. Las partículas planas pueden formar un revoque que se parece a un techo de tejas, dando a lugar a un revoque compresible.

### **2.2.7. Invasión del filtrado del lodo.**

Todo lodo tiene que poseer la propiedad de formar un revoque en la pared del hoyo. El revoque es resultado del forzamiento, por diferencial de presión en una formación permeable, de los sólidos del lodo contra la cara del hoyo. Los factores que gobiernan la invasión de filtrado dentro de una formación son la distribución del tamaño de poro, distribución de partícula de los sólidos del lodo y la habilidad plástica del lodo.

El objetivo de un control adecuado de la pérdida de filtrado es formar un revoque delgado y resistente sobre la superficie de las formaciones permeables e impedir pérdidas masivas de filtrado. Además, el filtrado debe ser compatible con la formación y con los fluidos de la misma.

Mediante el control apropiado de la pérdida de filtrado se puede obtener beneficios como menor riesgo de atascamiento de la tubería en formaciones permeables, mayor protección a las formaciones productoras, mejor interpretación de los perfiles eléctricos y efectos beneficiosos para la estabilidad del pozo.

Para que exista invasión de filtrado, debe haber una presión diferencial hacia las formaciones. Una formación permeable tiene la capacidad de permitir que el flujo pase a través de ella. La permeabilidad está relacionada con el tamaño y configuración de los canales interconectados del espacio poroso en la roca.

## **2.3. DAÑO A LA FORMACIÓN**

### **2.3.1. Definición de daño a la formación.**

Se define como daño a la formación toda restricción en el medio poroso que afecta la productividad o inyectividad del pozo. Esta restricción consiste en una reducción en la permeabilidad de la zona productora en la vecindad del pozo, producto de la alteración del equilibrio físico-químico, existente en el yacimiento a través del tiempo geológico, por operaciones de perforación, terminación y/o rehabilitación del pozo, o durante la producción.

El daño a la formación no siempre puede ser removido por completo mediante de la ejecución de trabajos de estimulación. No obstante, debido a los altos costos involucrados, la mejor opción siempre resulta prevenir el daño, por lo que es importante conocer las causas y mecanismos que lo generan.

### **2.3.2. Mecanismos de daño a la formación.**

Dos son las formas en que puede reducirse la permeabilidad en las cercanías del pozo.

- a.- Reducción física del tamaño de poro.
- b.- Reducción de la permeabilidad relativa.

#### **a.- Reducción física del tamaño de poro.**

Existen diferentes tipos de procesos que producen la reducción física del tamaño de poro, y que son causados por diferentes factores como son:

- Taponamiento por sólidos.
- Interacción fluido/fluido.
- Reducción de la presión/temperatura.
- Procesos mecánicos.

---

---

### Taponamiento por sólidos.

- *Migración de finos*: los finos son pequeñas partículas que están adheridas a las paredes de los poros de la roca, las cuales son producidas in situ o por operaciones de campo. Las principales partículas finas que se hallan en el medio poroso son las arcillas autigénicas (caolinita, illita, esmectita y clorita), seguidas por el cuarzo, sílice amorfo, feldespatos y carbonatos (calcita, dolomita, siderita). Estas partículas pueden llegar a desprenderse de la superficie del grano, dispersarse y fluir a través del medio poroso hasta llegar a los cuellos porosos, donde son atrapadas, produciéndose un taponamiento severo que disminuye la permeabilidad del medio poroso en la región cercana al pozo, donde la velocidad de flujo es máxima. Este proceso se puede dividir en tres etapas:
  - El desprendimiento de las partículas: se produce tanto por la incompatibilidad entre los fluidos de origen externo y los de la formación, los cuales tienden a reducir las fuerzas de adhesión entre partículas y las paredes de los granos, como por fuerzas hidrodinámicas que son capaces de desprender partículas con tamaños entre 2 y 40 micrones. Los factores que influyen en el efecto químico de desprendimiento son: la fuerza iónica del medio, el pH y la temperatura.
  - El transporte de las partículas: ocurre por las fuerzas de arrastre producidas por el flujo de fluidos en el medio poroso. Los factores que influyen en este proceso son: La tasa de flujo, la viscosidad, la mojabilidad de superficies y partículas.
  - El depósito de las partículas: depende del tamaño de las partículas y de la morfología de éstas. Se distinguen tres procesos de formación de depósitos: depósito uniforme, taponamiento por diferencia de tamaño y formación de sellos.

- *Hinchamiento de la arcilla:* se produce por la expansión de la estructura de los minerales de arcilla que reduce físicamente el tamaño de poro. La fuerte atracción de algunas arcillas por grandes volúmenes de agua es causada por los cationes intercambiables colocados entre las láminas de arcilla.
- *Invasión de sólidos:* sólidos alóctonos son introducidos dentro de la formación en diferentes circunstancias. Los ejemplos más comunes son el uso de fluidos de perforación, completación, reparación o estimulaciones cargados o contaminados con sólidos. El mayor daño inducido mecánicamente ocurre durante las operaciones de perforación. Dos tipos de sólidos son introducidos durante este proceso; los adicionados deliberadamente al sistema, tales como: agente densificante, agentes controladores de filtrado, o agentes de sello adicionados para controlar la pérdida del fluido de un determinado sistema de fluidos. Para minimizar el daño a la formación en operaciones de perforación sobrebalance es necesario formar un sello filtrante, estable y de baja permeabilidad sobre la cara de la formación. Para obtener un sello apropiado es necesario seleccionar correctamente la distribución granulométrica de los agentes sellantes.
- *Adsorción:* una gran cantidad de aditivos utilizados en los fluidos de perforación y completación, tales como; polímeros, inhibidores de corrosión, surfactantes, etc. podrían tener características polares y ser físicamente propensos a ser adsorbidos por la superficie externa de los granos de la formación. La adsorción puede causar dos problemas:
  - Si el tamaño molecular del material es lo suficientemente grande puede reducir significativamente la permeabilidad de la formación.
  - Cambios de humectabilidad.

---

---

### Interacción fluido/fluido

- *Formación de incrustaciones:* conocida también como precipitación inducida, puede ocurrir en diversas operaciones debido a la mezcla de fluidos incompatibles. Por ejemplo: cuando los iones externos de calcio se introducen en la formación durante la perforación, cementación, completación y reparación del pozo. También el ion calcio generado durante una acidificación matricial puede producir este mismo efecto. La mezcla de aguas incompatibles durante operaciones de inyección (inyección de agua, inyección de vapor), también puede originar incrustaciones. Entre las incrustaciones posibles se encuentran la de sulfato de calcio, de bario y de estroncio, sulfuro de hierro y óxido de hierro.
  
- *Formación de emulsiones:* la formación de emulsiones dentro del medio poroso es un fenómeno muy frecuente. Cuando ocurre, la permeabilidad de la formación cerca del pozo puede quedar reducida a cero debido a que una emulsión viscosa ocupa el espacio poroso cercano al pozo y bloquea el flujo hacia el mismo. La formación de una emulsión dentro del medio poroso requiere energía mecánica, la cual es proporcionada por el esfuerzo de corte que se produce cuando los fluidos fluyen. Existen factores externos que influyen en la formación de una emulsión, por ejemplo, la introducción de un crudo nuevamente al yacimiento, ya que, el crudo luego de ser almacenado en la superficie, sufre una oxidación capaz de producir la activación de sus surfactantes naturales, los cuales pueden estabilizar las emulsiones que dicho crudo llegase a formar con el agua de formación. De la misma manera, el agua de formación y el filtrado de fluido de perforación que se han saturado de oxígeno en la superficie, al filtrarse a la formación provoca la oxidación del petróleo, con las mismas consecuencias. La introducción de surfactantes con los filtrados de los fluidos de perforación y/o terminación/reparación, constituye un mecanismo de formación de emulsiones. En cuanto a la viscosidad, su influencia se ve más pronunciada debido al trabajo adicional que se requiere

---

para mover una emulsión a través del medio poroso. Puesto que para pasar a través de las gargantas de los poros, con dimensiones capilares, cada gota de emulsión tendrá que deformarse modificando su área superficial, lo cual requerirá de una energía adicional en el sistema.

- *Formación de sedimentos:* la reacción entre el ácido y el petróleo crudo da origen a un sedimento semisólido, generalmente solo en el caso de crudos pesados (densidad API <30°). Este puede producirse con crudos más ligeros, si el ácido invasor está contaminado con hierro. La formación de estos sedimentos se observa comúnmente en la estimulación con ácido de los yacimientos petrolíferos.

#### Reducción de la presión y la temperatura.

- *Formación de incrustaciones:* la formación de incrustaciones producidas por la reducción de la presión y la temperatura se conoce también como precipitación natural. Este tipo de precipitación está asociada con la producción, puesto que a medida que va declinando la presión del yacimiento, los gases disueltos salen de solución. Es posible encontrar incrustaciones de carbonato de calcio, carbonato de hierro, sulfuro de hierro. Son más frecuentes que las incrustaciones formadas por mezcla de fluidos. Son relativamente comunes cuando los fluidos de los poros son de alta salinidad, también cuando la presión en el fondo del pozo es inferior al punto de burbujeo y se desprende CO<sub>2</sub>.
- *Precipitación de asfaltenos:* si hay cambios de presión y/o temperatura, pueden separarse componentes de alto peso molecular del petróleo crudo, como los asfaltenos. Algunos tipos de petróleo son susceptibles a la separación de estos componentes y también puede producirse en sistemas de gas condensado. Depende del tipo de petróleo y de los cambios de presión/temperatura que ocurran.

- 
- 
- *Formación de parafinas:* el descenso de presión y temperatura hace que se separen parafinas sólidas del petróleo y obstruyan total o parcialmente los poros. Estas formaciones se presentan por lo general en presencia de petróleo crudo con alta temperatura de cristalización de las parafinas.

#### Procesos mecánicos.

- *Cambios en la permeabilidad inducidos por esfuerzos:* la reducción en la presión de los fluidos de los poros en las cercanías del pozo durante la producción causa cierta compactación de la roca (disminución de tamaño de los poros y sus cuellos como consecuencia del mayor esfuerzo aplicado). Se presenta en cierto grado en todos los yacimientos en producción. Los efectos serán mayores en:
- Yacimientos sobre presionados y/o alta disminución de la presión en el pozo.
  - Yacimientos con fracturas, donde la caída de la presión puede hacer que se cierren las fracturas.
  - Yacimientos no consolidados, mecánicamente débiles.
  - Yacimientos de baja permeabilidad (generalmente de gas).
- *Taponamiento de las perforaciones:* también se produce un daño mecánico durante el proceso de cañoneo, puesto que, alrededor de cada una de las perforaciones se crea una zona muy compactada cuya permeabilidad puede ser solo 10% de la permeabilidad original de la formación.

#### **b.- Reducción de la permeabilidad relativa.**

La mayoría de los procesos que producen la reducción física de los poros, producen también la reducción de la permeabilidad relativa. A continuación se describe de qué manera dichos procesos afectan la permeabilidad relativa.

### Interacciones fluido/roca

- *Cambios en la mojabilidad debido a adsorción de agentes tenso activos (surfactantes):* los agentes tenso activos mojantes al aceite que tiene el fluido invasor hacen que la superficie de los poros deje de estar mojada por el agua y sean mojadas por el petróleo, lo cual inducirá un bloqueo por agua cuando la saturación del agua sea alta. Esto solo se producirá si los fluidos invasores contienen surfactantes, por ejemplo, los lodos a base de aceite tipo emulsión inversa.

### Interacciones fluido/fluido

- *Cambios en la saturación de fluidos y bloqueo por fluidos:* este daño puede ser causado por incremento de la saturación de agua alrededor del hoyo, resultando en una reducción en la permeabilidad al petróleo. El bloqueo por hidrocarburo ocurre en yacimientos ricos en gas y de manera análoga al bloqueo por agua, aunque el condensado permanezca inmóvil, éste ocupa un espacio finito dentro del medio poroso que impide el flujo de gas.

### Reducción de la presión/temperatura

- *Banco de condensado:* al reducirse la presión cerca del pozo durante la producción, se alcanza la presión del punto de rocío del gas. La separación de hidrocarburos líquidos en la zona cercana al pozo reduce la permeabilidad relativa al gas. Una vez formada la acumulación de condensado se agravará porque originará a su vez mayor caída de la presión. Este efecto se observa solo en los yacimientos de gas con un rendimiento significativo de condensado y presión de punto de rocío relativamente alta. Es un mecanismo de daño difícil de diagnosticar debido a los problemas de extraer muestras de fluido.

### **2.3.3. Geometría del medio poroso.**

La función del agente sellante en los fluidos de perforación es crear un sello en la pared del pozo, para disminuir la invasión de fluidos y sólidos del lodo. Este proceso es eficaz cuando dicho sello se forma rápidamente, siendo delgado y estable química y mecánicamente, para evitar daño a la formación.

#### **2.3.3.1. Tamaño de garganta de poro.**

El material geológico proveniente de la formación, es decir núcleos, muestra de pared y ripios, es capaz de mantener las características geométricas del medio poroso. La determinación del tamaño de poro y de garganta de poro define la granulometría óptima del agente sellante para minimizar la invasión durante la perforación. Si se desconoce este parámetro, la selección del agente de sello es una cuestión de azar.

#### **2.3.3.2. Métodos para obtener la distribución de tamaños de garganta poral.**

- Porosimetría de mercurio. Se obtiene un estimado de la porosidad de poros interconectados mediante el desplazamiento de mercurio en el interior de la roca.
- Microscopía electrónica de barrido (Electrón retrodispersado y rayos X por separación de energías). Las imágenes obtenidas por esta vía son procesadas y analizadas digitalmente, generando la información sobre la composición mineralógica y de geometría de poros. Con estas imágenes del medio poroso se puede obtener área (diámetro de garganta), perímetro, factor de forma (relación entre área y perímetro que indica irregularidad del poro) y porosidad efectiva.
- Reglas empíricas. En la forma empírica, de menos confiabilidad, el tamaño medio de poro va a ser la raíz cuadrada de la permeabilidad en milidarcies.

## **2.4. ORIMATITA®**

### **2.4.1. Definición de ORIMATITA®.**

ORIMATITA® es un producto desarrollado por PDVSA, a partir de hematita natural (ge promedio 5,1), que se utiliza como densificante en fluidos de perforación y en lechadas de cementación. Se diferencia de las hematitas convencionales, usadas como densificantes en fluidos de perforación, en la composición mineralógica y en la distribución de tamaño de partículas, esta última específica del producto. Se puede utilizar como densificante en fluidos tanto base agua como base aceite. Desde el punto de vista de preservación del ambiente, ORIMATITA® presenta ventajas respecto a la Barita, entre otras, baja toxicidad y mínima concentración de metales pesados (Vera y Camargo, 2001).

Este producto fue desarrollado en los laboratorios de fluidos de perforación de PDVSA-INTEVEP, y la tecnología comprende el conocimiento técnico necesario para su manufactura, así como su correcta aplicación como densificante en fluidos de perforación y cementación (ob. cit.).

### **2.4.2. Aplicaciones de la ORIMATITA®.**

La ORIMATITA® puede ser utilizada como densificante en fluidos de perforación tanto base agua como base aceite, así como en lechadas de cemento. Las pruebas realizadas demuestran que para fluidos de hasta 18 lbs/gal, la ORIMATITA® puede ser utilizada en sustitución de la Barita. Como densificante de lechadas de cemento, la ORIMATITA® ha demostrado con éxito su aplicabilidad en lechadas con densidades mayores que 17 lbs/gal (Vera y Camargo, 2001).

### **2.4.3. Ventajas de la ORIMATITA®.**

La ORIMATITA® tiene una gravedad específica de 5,1, mientras que la de la Barita es de 4,2. Esta diferencia, 22%, permite lograr la densidad deseada con menor cantidad de sólidos en el fluido de perforación, lo cual presenta ventajas

---

---

desde el punto de vista de tasa de penetración, daño a la formación y propiedades reológicas; en particular en fluidos de perforación de alta densidad. Otras ventajas de la ORIMATITA<sup>®</sup> son su solubilidad en ácidos y su alta resistencia a la atrición (Vera y Camargo, 2001).

Estudios de laboratorio, realizados con camarones y peces, indican que la ORIMATITA<sup>®</sup>, no es tóxica. La tasa de biodegradabilidad de los fluidos no es alterada por la presencia de ORIMATITA<sup>®</sup>. Los desechos de perforación, fluidos y rípios, se procesan mediante las tecnologías convencionales (ob. cit.).

Desde el punto de vista de seguridad para el personal, la ORIMATITA<sup>®</sup> se maneja con los equipos de seguridad y protección convencionales (ob. cit.).

El índice de abrasividad de los fluidos de perforación densificados con ORIMATITA<sup>®</sup> está en el orden de 70% a 80% por debajo del límite máximo de tolerancia (3 mg/min) establecido en la norma RP-API 13I (ob. cit.).

Pruebas de campo realizadas en pozos de operadoras venezolanas arrojaron como resultado mejoras importantes en parámetros como la tasa de penetración (ROP 30%-80% mayores) y días de perforación (6-15 días de ahorro) en pozos de más de 15.000 pies de profundidad (ob. cit.).

#### **2.4.4. Características técnicas de la ORIMATITA<sup>®</sup>.**

##### **2.4.4.1. Especificaciones de la ORIMATITA<sup>®</sup>.**

En la tabla 2.2 se muestran las especificaciones técnicas de la ORIMATITA<sup>®</sup>, donde resalta la ausencia total de magnetita, para garantizar la no-interferencia sobre los registros eléctricos (Vera y Camargo, 2001).

**Tabla 2.2.** Especificaciones técnicas de la ORIMATITA®.

Requerimiento	Especificación
Oxido Férrico (Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub> )	95 - 98% por peso
Goetita (FeO.OH)	2 - 4% por peso
Cuarzo (SiO <sub>2</sub> )	1% por peso, máximo
Magnetita (Fe <sub>3</sub> O <sub>4</sub> )	Cero (0)
Alcalinotérreos	100 ppm, máximo
Carbonatos Soluble	3000 ppm, máximo
Densidad	5,0 a 5,2 g/cc
Humedad	6% por peso, máximo
Abrasividad (Norma API 13 I)	3 mg/min, máximo

#### 2.4.4.2. Efectos del densificante ORIMATITA® sobre las propiedades del fluido de perforación.

A continuación se presentan los aspectos más resaltantes de las propiedades de los sistemas de fluidos de perforación, base aceite y base agua, densificados con ORIMATITA®, que se modifican significativamente, con relación a las propiedades de los sistemas densificados con Barita. Otras propiedades como punto cedente, densidad, filtrado tienen un comportamiento similar a las de fluidos densificados con Barita (Vera y Camargo, 2001).

- *Viscosidad plástica:* debido a la mayor gravedad específica de la ORIMATITA® (5,1) en relación con la Barita (4,2), se requiere menor concentración de densificante para una misma densidad del fluido, lo cual incide en una reducción de viscosidad plástica entre un 10 al 15% (ob. cit.).

- 
- 
- *Estabilidad eléctrica:* los valores de esta propiedad en los fluidos de emulsión inversa con ORIMATITA<sup>®</sup> son significativamente menores a los fluidos con Barita, debido a la mayor conductividad eléctrica de las partículas de óxido de hierro (ob. cit.).
  - *Atrición:* la ORIMATITA<sup>®</sup> presenta propiedades de atrición significativamente menores a la Barita, permitiendo mantener un mejor control de su granulometría con el tiempo. Ensayos de laboratorio demuestran que la degradación del tamaño de partículas medio de ORIMATITA<sup>®</sup> es despreciable después de 7 horas, mientras que la Barita presenta una reducción considerable del tamaño, correspondiente a una atrición entre 30 y 32 %.

#### **2.4.4.3. Erosividad y abrasividad.**

La mayor dureza de las partículas de hematita mineral que componen la ORIMATITA<sup>®</sup> en comparación con el sulfato de bario, componente principal de la Barita, así como su mayor angularidad y resistencia a la atrición pueden estimular fenómenos de erosividad y abrasividad en procesos de perforación con fluidos densificados con ORIMATITA<sup>®</sup> (Vera y Camargo, 2001).

La erosividad y abrasividad de la ORIMATITA<sup>®</sup> como material densificante se redujo significativamente al variar las especificaciones de la granulometría del material propuestas por la API, restringiendo las partículas gruesas y aumentando el porcentaje de finos (ob. cit.).

Para el caso de los fluidos base agua, además de las especificaciones de granulometría, se recomienda incorporar el uso de agentes reductores de abrasividad (ob. cit.).

---

---

#### 2.4.4.4. Calidad ambiental.

Una comparación de los resultados de los densificantes ORIMATITA<sup>®</sup> y Barita, con los diferentes ensayos realizados, muestra que la ORIMATITA<sup>®</sup>, desde el punto de vista ambiental aventaja a la Barita. A continuación se resumen algunos de los aspectos más resaltantes (Vera y Camargo, 2001).

- *Toxicidad:* la ORIMATITA<sup>®</sup> no tiene efectos tóxicos en los bioindicadores evaluados ni como densificante puro ni como componente del fluido de perforación. Con relación a la presencia de metales pesados, la ORIMATITA<sup>®</sup> presenta contenidos significativamente menores que los reportados en Barita (ob. cit.).
- *Biodegradabilidad de aceites:* la presencia de ORIMATITA<sup>®</sup> no afecta el proceso de biodegradación del aceite, manteniendo la misma tasa de biodegradación del fluido densificado con Barita (ob. cit.).
- *Efecto en la físico-química del suelo:* la fertilidad natural (nitrógeno, fósforo, calcio, potasio y magnesio) del suelo en general no es afectada significativamente por la incorporación de ORIMATITA<sup>®</sup> en las dosis utilizadas (< 50%), por el contrario, hay una mejoría en los niveles de ion calcio intercambiable y pH del suelo. Igualmente, no se registraron problemas de salinidad ni sodicidad del suelo. Los problemas principales que podrían generarse en el caso de un derrame son más bien físicos. Por ejemplo, se determinó que la mezcla máxima permisible de ORIMATITA<sup>®</sup> y Barita en un suelo es de 12% p/p, con lo que se evita un excesivo aumento de la densidad aparente, así como un cambio desfavorable de la textura del suelo (ob. cit.).
- *Efecto del polvillo:* la deposición de polvillo de ORIMATITA<sup>®</sup>, al igual que el de Barita, sobre las hojas de la vegetación, interfiere con la fijación de luz, reduciendo la producción de biomasa en las plantas (ob. cit.).

### 3. METODOLOGÍA

#### 3.1. Materiales.

- **Núcleos de Berea:** son núcleos cilíndricos sintéticos, de aproximadamente una pulgada y media de largo y una pulgada de diámetro



Figura 3.1. Núcleo de Berea.

- **Carbonato de calcio:** se utiliza como agente de sello y material densificante en los fluidos de rehabilitación, completación y de perforación de la zona productora. Se encuentra disponible en tamaños de partículas de finas a gruesas. Para realizar las pruebas se utilizaron los siguientes carbonatos de calcio: Carbint 30-35 y Carbint 40-45.
- **CARBO-GEL II:** es una arcilla organofílica, formadora de estructura de gel, compuesta por arcilla tipo bentonítica reaccionada con un compuesto orgánico de alta pureza.
- **CARBO-MUL HT:** es una poliamida soluble en aceite, que trabaja a alta temperatura y tiene un alto rendimiento; es usada como emulsificante y agente mojante en los fluidos de perforación base aceite.
- **Cal hidratada:** es hidróxido de calcio ( $\text{Ca}(\text{OH})_2$ ), el cual se utiliza como activador en los lodos base aceite.

- **OMNI-PLEX:** es un polímero sintético aniónico de alto desempeño, el cual se suministra en forma de emulsión. Contribuye fundamentalmente con el punto cedente, la viscosidad y la resistencia gel, ofreciendo capacidad de acarreo para los recortes y la suspensión de los agentes densificantes.
- **INTOIL®-P:** copolímero tipo estireno-butadieno, de peso molecular superior a 500.000 g/mol, utilizado como viscosificante y controlador de filtrado en los lodos base aceite.
- **Vassa LP90:** aceite mineral utilizado como fase continua en lodos base aceite. Es estable a altas temperaturas, su naturaleza inhibitoria y no dispersante estabiliza las lutitas que son sensibles al agua, disminuye los problemas asociados con pozos direccionales de alta inclinación por su buena capacidad de lubricidad.
- **NaCl:** comúnmente llamado sal. Se utilizó para preparar el agua de formación simulada (salmuera).
- **Crudo:** para realizar las pruebas de eficiencia de revoque y de invasión de filtrado se utilizó el crudo proveniente del pozo SBC 94 ubicado en el norte del estado Monagas.

## 3.2. Equipos.

### 3.2.1. Porosímetro de helio.

El porosímetro de helio es un instrumento medidor de volúmenes que puede ser usado para determinar el volumen de granos o el volumen poroso de una muestra. En este caso fue utilizado para determinar el volumen poroso de las muestras de núcleos de Berea.

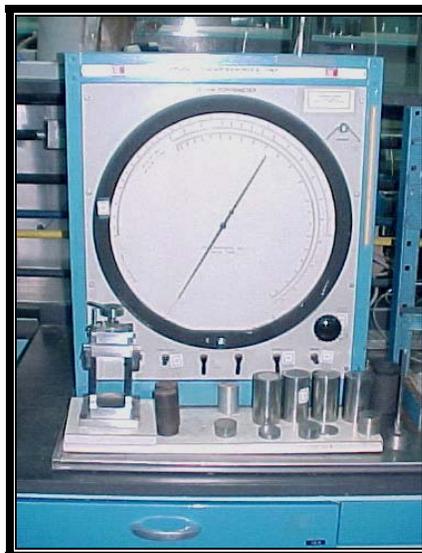
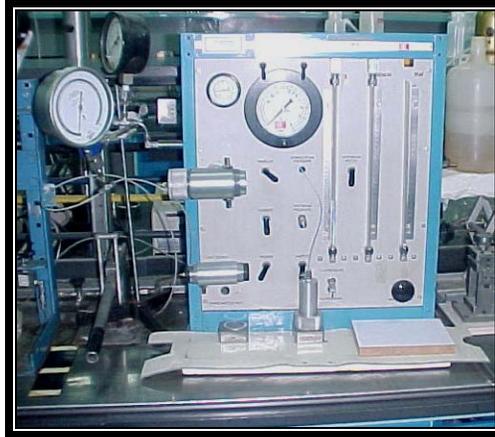


Figura 3.2. Porosímetro de helio.

### 3.2.2. Permeámetro a gas.

El permeámetro a gas, es un instrumento que mide la permeabilidad de secciones de roca consolidada mediante el paso de gas de viscosidad conocida a través de una muestra de sección transversal y longitud conocida.

El rango del instrumento es desde 0,5 a 3000 milidarcys. El instrumento incluye un retenedor de núcleos, termómetro, flujómetro de rango triple (rotámetro), manómetro de calibración manual y una válvula de control de presión.



**Figura 3.3.** Permeómetro a gas.

### **3.2.3. Microscopio electrónico de barrido.**

El microscopio electrónico de barrido marca Philips modelo XL30, tiene capacidad para el análisis de muestras no conductoras que incluyen, entre otras: cerámicos, plásticos, material biológico, fibras y especímenes con desprendimientos de gases, sin necesidad de preparación previa como en los microscopios de barrido convencionales de alto vacío.



**Figura 3.4.** Microscopio electrónico de barrido Philips modelo XL30.

### 3.2.4. Malvern Mastersizer.

Este equipo trabaja con la técnica de dispersión de luz, y se utilizó para medir la distribución de partículas de los fluidos de perforación. Las pruebas realizadas en este equipo son bastante rápidas, una medición dura aproximadamente tres minutos. El principio de medición del equipo es la difracción de luz a través de diferentes ángulos.

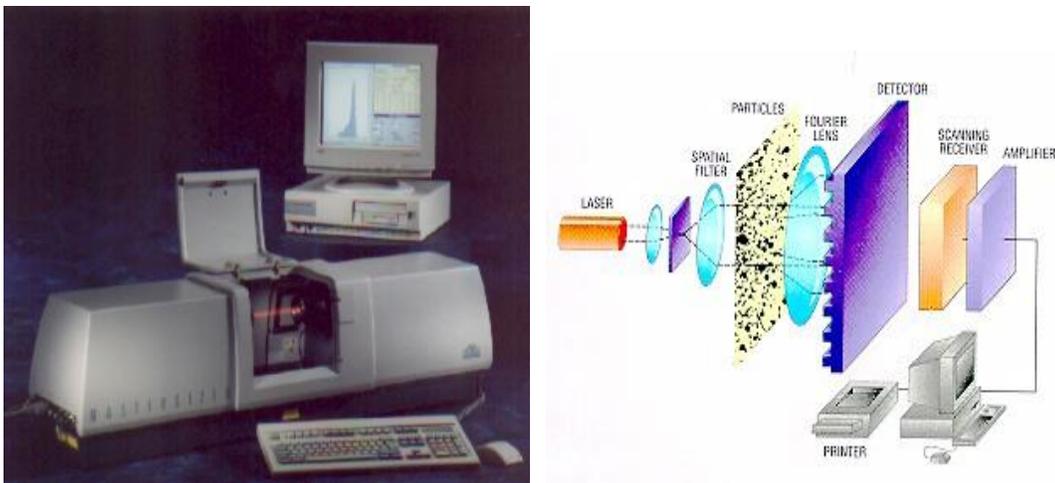


Figura 3.5. Malvern Mastersizer.

### 3.2.5. Balanza para lodo (Fann).

Este es el instrumento que generalmente se emplea para la determinación del peso del lodo. Permite mediciones con una precisión de  $\pm 0,1$  lpg. Un extremo del brazo posee una taza, donde se añade el lodo, equilibrada con un contrapeso fijo ubicado en el extremo contrario. En el brazo existe una escala graduada y a través de este se desliza una guía, la cual indicará el peso del lodo, cuando la burbuja de nivel que se encuentra en el brazo se estabilice, para permitir un equilibrio preciso.



**Figura 3.6.** Balanza para lodo Fann.

### **3.2.6. Mezcladores Hamilton Beach (10K – 15K rpm).**

Para mezclar los aditivos del lodo, se utilizó el mezclador Hamilton Beach modelo 936. Este agitador tiene tres velocidades a altas revoluciones con un eje de mezclado de doble aspa sinusoidal.



**Figura 3.7.** Mezclador Hamilton Beach.

### 3.2.7. Filtro prensa API (Fann).

Este filtro prensa consiste, fundamentalmente, en una celda cilíndrica para lodos con una diámetro interior de 3 pulgadas (76,2 milímetros) y una altura de por lo menos 2,5 pulgadas (64,0 milímetros). Esta cámara está hecha de materiales resistentes a las soluciones sumamente alcalinas y está equipada de manera tal que se le puede introducir cómodamente un medio de presión. Su estructura permite colocar una hoja de papel filtro de 9 centímetros en el fondo de la cámara, justo sobre un soporte apropiado. El área de filtración es de  $7,1 \pm 0,1$  pulgadas cuadradas ( $4580 \pm 60$  milímetros cuadrados). Por debajo del soporte se encuentra el tubo de drenaje, para la descarga del filtrado en un cilindro graduado. El sello se logra con empacaduras, y todo el ensamblaje se apoya en una base tipo pedestal.



Figura 3.8. Filtro Prensa API.

### 3.2.8. Celdas de envejecimiento

Las celdas de envejecimiento son recipientes cilíndricos de acero inoxidable con una capacidad de 500 cc. Constan de una tapa, también de acero inoxidable, en la cual va insertada una válvula especial, cuya geometría permite adaptarse a una tubería de gas nitrógeno. Para la prueba de envejecimiento la celda es presurizada y sometida a altas temperaturas en hornos rotativos.



**Figura 3.9.** Celda de envejecimiento.

### 3.2.9. Hornos.

Se utilizaron hornos rotativos (Fann), para las pruebas de envejecimiento, los cuales están equipados con rodillos. La rotación es producida por un sistema de poleas con cadenas. Dentro de los hornos se mantiene una circulación adecuada de aire, lo que garantiza una distribución uniforme de la temperatura.



**Figura 3.10.** Horno de envejecimiento rotativo.

### 3.2.10. Equipo de filtrado HPHT.

El filtro prensa Fann 175 ml es un equipo que puede ser operado hasta una presión de 1200 lpc y una temperatura de 500 °F. Este equipo consta de un sistema de calentamiento, una celda de acero y un recipiente presurizado para recolectar el filtrado.



Figura 3.11. Filtro prensa HPHT Fann 175 ml.

### 3.2.11. Balanza electrónica

El equipo que se utilizó para pesar todos los aditivos que se le agregaron a los fluidos de perforación fue la balanza electrónica marca Mettler PE 1600, la cual posee una precisión de medición de  $\pm 0,01$  gr.



Figura 3.12. Balanza electrónica Mettler PE 1600.

### 3.2.12. Viscosímetro.

El viscosímetro Fann 35<sup>a</sup> es un equipo que se utiliza para medir las propiedades reológicas de los fluidos de perforación. Este es un viscosímetro rotacional de lectura directa, el cual tienen un espacio anular entre dos cilindros. La muestra de lodo es contenida en el espacio anular y la camisa exterior gira a una velocidad constante, lo cual produce cierta torsión sobre el flotante o cilindro interior. El movimiento del flotante es restringido por un resorte de torsión y un dial conectado registra el desplazamiento del flotante a varias revoluciones por minutos (rpm) de la camisa exterior.



Figura 3.13. Viscosímetro Fann 35<sup>a</sup>.

### 3.2.13. Retorta.

Se utiliza para determinar la cantidad de líquidos y sólidos de un fluido de perforación. Es una cámara especial de destilación, donde se coloca un pequeño volumen de lodo, el cual es sometido a calentamiento. La fracción líquida del lodo se evapora, se enfría y una vez condensada, se recoge en una probeta graduada. Los volúmenes de agua y aceite se leen directamente en la probeta. El volumen restante es el contenido total de sólidos.



**Figura 3.14.** Retorta Fann 10 ml.

### 3.2.14. Centrífuga

La centrífuga marca Internacional, fue utilizada para poder obtener el filtrado de los fluidos de perforación. Esta centrífuga puede girar hasta una velocidad de 60 rpm, además consta de cuatro envases dentro de los cuales se coloca los lodos. Mediante la centrifugación los sólidos contenidos en el lodo tienden a depositarse en el fondo de los envases.



**Figura 3.15.** Centrífuga Internacional.

### 3.2.15. DeseCADOR de vidrio

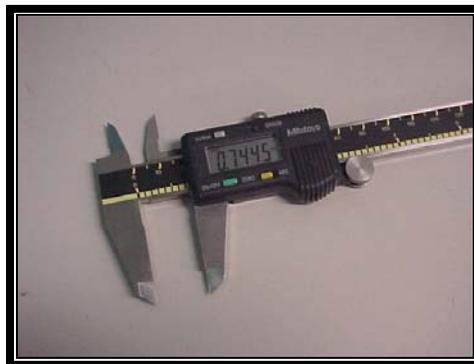
El desecador de vidrio Pyrex es un aparato que permite mantener la presión suministrada por la bomba de vacío. Dentro de este desecador fueron colocadas las muestras de los núcleos de Berea para ser saturadas con la salmuera.



**Figura 3.16.** DeseCADOR de vidrio Pyrex.

### 3.2.16. Vernier.

Para la toma de las medidas de los núcleos de Berea se utilizó un vernier marca Mitutoyo.



**Figura 3.17.** Vernier Mitutoyo.

### 3.2.17. Bomba de vacío

La bomba de vacío Cole Parmer, fue utilizada para suministrarle al desecador de vidrio la presión de vacío necesaria para saturar con la salmuera los núcleos de Berea.



Figura 3.18. Bomba de vacío Cole Parmer.

### 3.2.18. Simulador físico de interacción del medio poroso.

Con este equipo se realizaron las pruebas tanto de eficiencia de revoque como de invasión de filtrado. Está compuesto básicamente de una bomba de inyección de fluidos, una bomba hidráulica, un horno de calentamiento y el conjunto de celdas contenedoras de fluidos (apéndice B).



Figura 3.19. Simulador físico de interacción del medio poroso.

---

---

### 3.3. Procedimiento experimental.

Para la ejecución de las pruebas de eficiencia de revoque e invasión de filtrado, se llevaron a cabo las siguientes actividades:

- Caracterización petrofísica de las muestras de núcleos de Berea.
- Caracterización morfológica de las muestras de núcleos de Berea.
- Selección del tipo de agente sellante ( $\text{CaCO}_3$ ) a utilizar en combinación con el agente densificante.
- Preparación de la formulación de los sistemas de fluidos base aceite.
- Pruebas de eficiencia de revoque con los núcleos previamente caracterizados.
- Pruebas de invasión de filtrado con los núcleos previamente caracterizados.

#### 3.3.1. Caracterización petrofísica de las muestras de núcleos de Berea.

Las características petrofísicas que se le determinaron a los núcleos de Berea fueron la porosidad (efectiva) y la permeabilidad (absoluta).

La porosidad efectiva se determinó utilizando el porosímetro de helio basado en la Ley de Boyle. El núcleo de Berea se colocó en una cámara de acero de volumen conocido. El helio fue mantenido en una celda de referencia de la que se conocía su volumen y su presión. Las dos cámaras se conectaron, originando una caída de presión y el helio llenó la cámara de la muestra y los poros que ella contiene. El único volumen que no fue llenado es el correspondiente al volumen de grano y aquellos poros que no se hallan interconectados. El volumen de grano se calculó utilizando la ley de Boyle ( $P \cdot V = \text{constante}$ ), con la presión anterior y posterior a la conexión de las celdas y el volumen de las mismas. Conocido el volumen de granos y poros no interconectados, y el volumen total de la muestra, se calculó el volumen de poros interconectados, con el cual y junto con el volumen total se determinó la porosidad de la muestra.

---

---

La permeabilidad absoluta se determinó mediante el uso de un permeámetro a gas y basándose en la ley de Darcy. La muestra de núcleo de Berea fue colocada dentro de una manga que la selló a lo largo de su eje más largo. Esta manga fue introducida en un recipiente de acero con reguladores de presión. La zona ubicada entre la manga y las paredes internas del permeámetro, fue sometida a una presión de confinamiento con el fin de evitar pérdidas de flujo hacia los lados. Posteriormente se estableció un flujo lineal de gas a través del núcleo, mediante la aplicación de un diferencial de presión conocido. Los datos obtenidos fueron introducidos en la ecuación de la Ley de Darcy para un sistema bajo un flujo lineal, determinándose así el valor de la permeabilidad. El uso de gas en vez de líquido genera datos de permeabilidad mayores a los reales, a causa de esto los valores de permeabilidad tuvieron que ser corregidos, mediante la corrección Klinkenberg para deslizamiento del gas que involucra la realización de varias medidas de permeabilidad para diferentes presiones de inyección.

### **3.3.2. Caracterización morfológica de las muestras de núcleos de Berea.**

Las características morfológicas de las muestras de núcleos de Berea fueron obtenidas a través del procesamiento de las imágenes conseguidas a partir de la microscopía electrónica de barrido.

Se tomaron dos muestras de la barra de Berea, de donde se obtuvieron los núcleos, y fueron tratadas con una resina epóxica para obtener una superficie lisa y pulida de la misma, para luego ser recubierta con carbón evaporado para mejorar su conductividad a los electrones. Las muestras se observaron en un microscopio electrónico de barrido marca Philips modelo XL30, en el modo de electrones retrodispersados. Luego, con las imágenes digitalizadas obtenidas y mediante el uso de un procesador de imágenes se obtuvo la distribución de diámetro de canales de flujo.

---

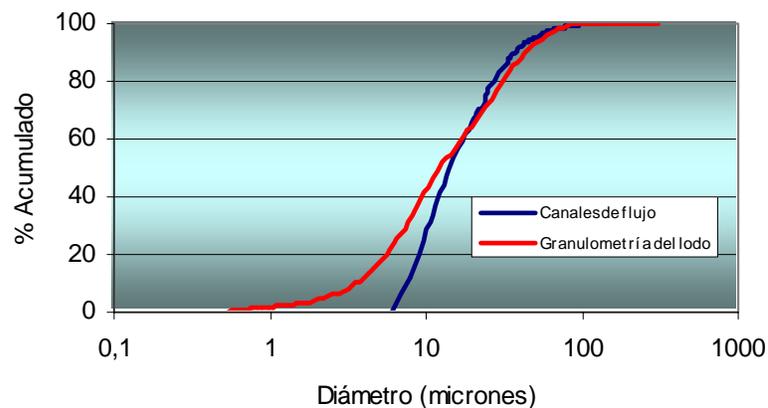
---

### **3.3.3. Selección del tipo de agente sellante (CaCO<sub>3</sub>) a utilizar en combinación con el agente densificante.**

Una vez establecida la distribución de diámetro de los canales de flujo, se procedió a la selección del tipo de carbonato de calcio a utilizar en combinación con el densificante (ORIMATITA<sup>®</sup> O38 ó Barita), que permita obtener una distribución granulométrica óptima que minimice la entrada de sólidos y filtrado dentro de los núcleos. Para lograr esto, se utilizó el software de aplicación "OPTI-BRIDGE" de la M-I. Este programa, tomando en cuenta las características específicas de la muestra de núcleo de Berea como la distribución de diámetro de canales de flujo (abarca incluso los tamaños de poro más grandes) y la permeabilidad, además de la distribución granulométrica de los diferentes tipos de carbonato de calcio y densificantes (previamente establecidas), determinó los tipos y la proporción óptima de carbonato de calcio que se deben combinar con el agente densificante.

Una vez encontrado el agente de sello que se va a combinar con el densificante, se preparó el lodo y se le determinó su distribución de partículas, utilizando el equipo de difracción láser Malvern Mastersizer (apéndice C), y se comparó con la distribución de los tamaños de los canales de flujo. Esto se realizó para verificar si efectivamente la curva de distribución de partículas del lodo abarcaba todo el rango de valores de los tamaños de los canales de flujo (figura 3.20).

Por último, para verificar si verdaderamente la selección de la distribución de partículas que se escogió fue la mejor, se seleccionó otra distribución distinta a la recomendada. Se prepararon lodos con ambas distribuciones y se le realizaron a cada uno la prueba de eficiencia de revoque. Se comparó los resultados obtenidos en ambas pruebas, y se verificó si efectivamente con el lodo formulado con la distribución de partículas seleccionada inicialmente, se obtenían mejores resultados.



**Figura 3.20.** Comparación de una curva típica de distribución de diámetro de canales de flujo con una curva típica de distribución de partículas.

### 3.3.4. Preparación de la formulación de los sistemas de fluidos base aceite.

La formulación de los fluidos base aceite utilizados para efectuar tanto las pruebas de eficiencia de revoque como de invasión de filtrado, fue la formulación del sistema INTOIL<sup>®</sup> de la empresa Baker Hughes INTEQ (tabla 3.1).

Antes de preparar la formulación de los lodos, fue necesario disolver el polímero INTOIL<sup>®</sup>-P en Vassa LP90, a una concentración de 35 lpb, agregándole además dos libras por barril de CARBOMUL HT y dos libras por barril de Cal Hidratada para ayudar a la disolución de dicho polímero. En la tabla 3.1 se muestra el orden y el tiempo de agitación junto con la cantidad de cada uno de los aditivos usados para la preparación de los lodos.

Una vez preparados los lodos, se les determinaron sus propiedades reológicas (viscosidad, punto cedente y resistencia de gel), antes y después de someterlos a envejecimiento rotativo a 280 °F. Otra propiedad fundamental que se le midió a los lodos fue la pérdida de filtrado a alta presión y alta temperatura. Por último se les determinó el contenido de sólidos (apéndice A).

**Tabla 3.1.** Secuencia de adición de los aditivos de los fluidos de perforación base aceite.

Orden de adición	Aditivo	Cantidad del aditivo				Tiempo de agitación (min)
		Lodo densificado con ORIMATITA® O38		Lodo densificado con Barita		
		Sin INTOIL®-P	Con INTOIL®-P	Sin INTOIL®-P	Con INTOIL®-P	
1	Vassa LP90	287 ml	247 ml	286 ml	246 ml	---
2	CARBOGEL II	10 lpb	4 lpb	10 lpb	4 lpb	20
3	CARBOMUL HT	2 lpb	2 lpb	2 lpb	2 lpb	10
4	INTOIL®-P (Predisuelto)	0	40 ml	0	40 ml	20
5	CAL HIDRATADA	3 lpb	3 lpb	3 lpb	3 lpb	10
6	OMNIPLEX	2 lpb	2 lpb	2 lpb	2 lpb	10
7	Carbint 30-35	30 lpb	30 lpb	0	0	10
8	Carbint 40-45	30 lpb	30 lpb	0	0	10
9	ORIMATITA® O38	209 lpb	209 lpb	0	0	20
10	Barita	0	0	270 lpb	270 lpb	20

### 3.3.5. Pruebas de eficiencia de revoque con los núcleos previamente caracterizados.

Estas pruebas fueron realizadas en un simulador físico de interacción del medio poroso, simulando las condiciones de presión, temperatura y saturación del yacimiento; utilizando núcleos de Berea previamente caracterizados.

Antes de iniciar la prueba, se debió saturar el núcleo de Berea con agua de formación sintética (2% de NaCl) previamente filtrada a través de un papel filtro de 0,45 micrones. Esta saturación se realizó colocando el núcleo dentro de un recipiente (beaker) con la salmuera, de tal forma de que el nivel de la solución

sobrepasara el núcleo. Luego el recipiente con el núcleo y la salmuera se colocó dentro de un desecador de vidrio, el cual tiene una salida en la tapa superior a la que se conectó una bomba de vacío por dos horas continuas. Después se giró la tapa del desecador para cerrarla y mantener la presión interna de vacío por 16 horas antes de realizar la prueba.

La muestra preparada para la evaluación se colocó dentro de un porta-núcleo capaz de soportar una presión neta de confinamiento y una temperatura que simulen las condiciones del yacimiento.

El aparato y la muestra debieron ser calentados previamente hasta la temperatura de trabajo (280 °F). Durante el calentamiento, el esfuerzo de confinamiento debió ser ajustado para mantener las condiciones iniciales (1500 lpc). El seguimiento del valor de la temperatura y la presión de confinamiento aplicada durante este proceso, fue requerido para determinar el momento en el cual las condiciones de trabajo fueron alcanzadas.

Se le permitió además a la muestra estabilizarse a la temperatura y presión de prueba (280 °F y 200 lpc de contrapresión) por al menos cuatro horas antes de comenzar la prueba.

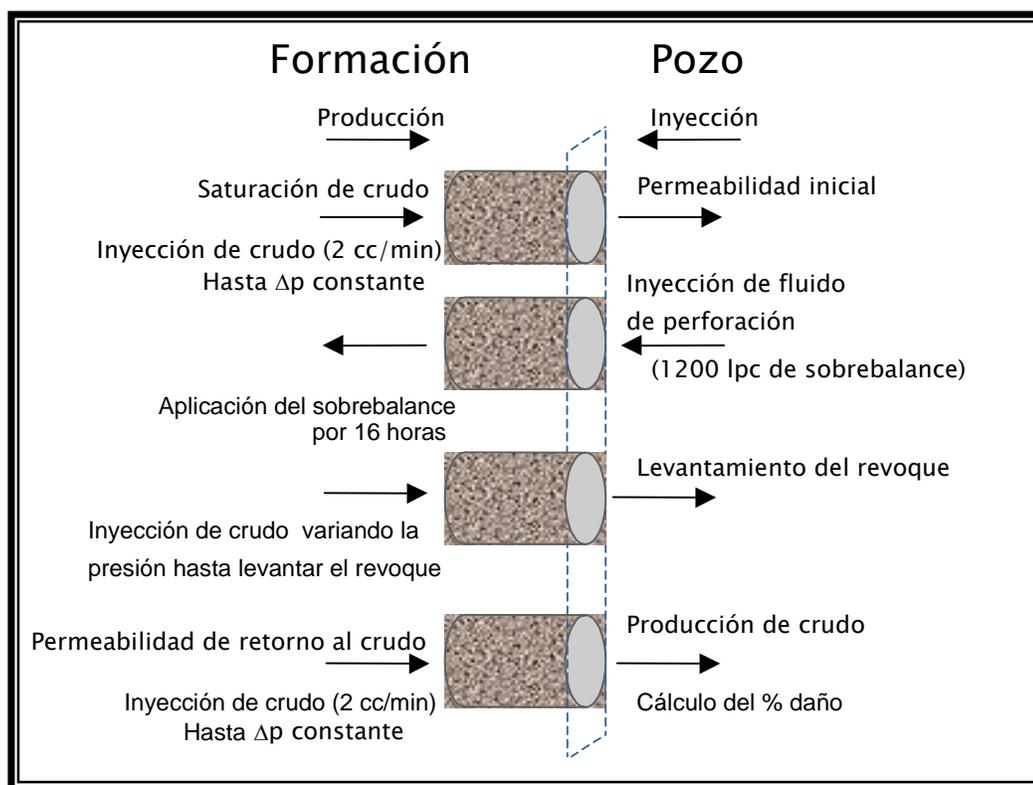
Una vez que se alcanzó las condiciones de presión y temperatura, el petróleo fue bombeado en la dirección de la producción a una tasa constante de dos mililitros por minuto (figura 3.21). La caída de presión que se originó a través de la muestra fue registrada cada vez que un volumen de crudo, igual a un volumen poroso del núcleo, atravesara la muestra. El flujo se mantuvo hasta que la caída de presión se estabilizó y no varió por más de un 5% con un mínimo de diez volúmenes porosos.

Ya estabilizada la caída de presión a través del núcleo, se procedió a inyectar el lodo (figura 3.21), el cual debió ser precalentado para ajustarlo a la temperatura de trabajo (280 °F). El fluido de perforación fue aplicado a la cara de la muestra con una presión de sobrebalance de 1200 lpc, por un periodo de 16 horas.

El volumen de invasión de filtrado fue registrado cada treinta minutos por un lapso de tres horas.

Transcurridas las 16 horas, se inyectó crudo en dirección de producción (figura 3.21) aumentando gradualmente la presión hasta que se logró romper el revoque. Los aumentos de presión se realizaron en intervalos muy pequeños, para poder apreciar con claridad la presión de levantamiento del revoque.

Ya levantado el revoque, se bombeó crudo en dirección de producción a una tasa constante de dos mililitros por minuto (figura 3.21), y se midió la caída de presión, cada vez que un volumen de crudo igual a un volumen poroso del núcleo atravesara la muestra. El flujo de petróleo se continuó hasta que se alcanzó caídas de presión constantes a través del núcleo.



**Figura 3.21.** Prueba de eficiencia de revoque.

---

---

Una vez determinada las caídas de presión, se procedió a determinar la movilidad, tanto antes como después de inyectar el lodo (apéndice D), utilizando la Ley de Darcy para un flujo lineal, la cual se muestra a continuación.

$$\lambda = \frac{K}{\mu} = \frac{Q * L}{A * \Delta P}$$

donde:

$\lambda$  = Movilidad (D/cp)

K = Permeabilidad (D)

$\mu$  = Viscosidad (cp)

Q = Tasa de flujo (cc/seg)

L = Longitud del núcleo (cm)

A = Área transversal del núcleo (cm<sup>2</sup>)

$\Delta P$  = Caída de presión (atm)

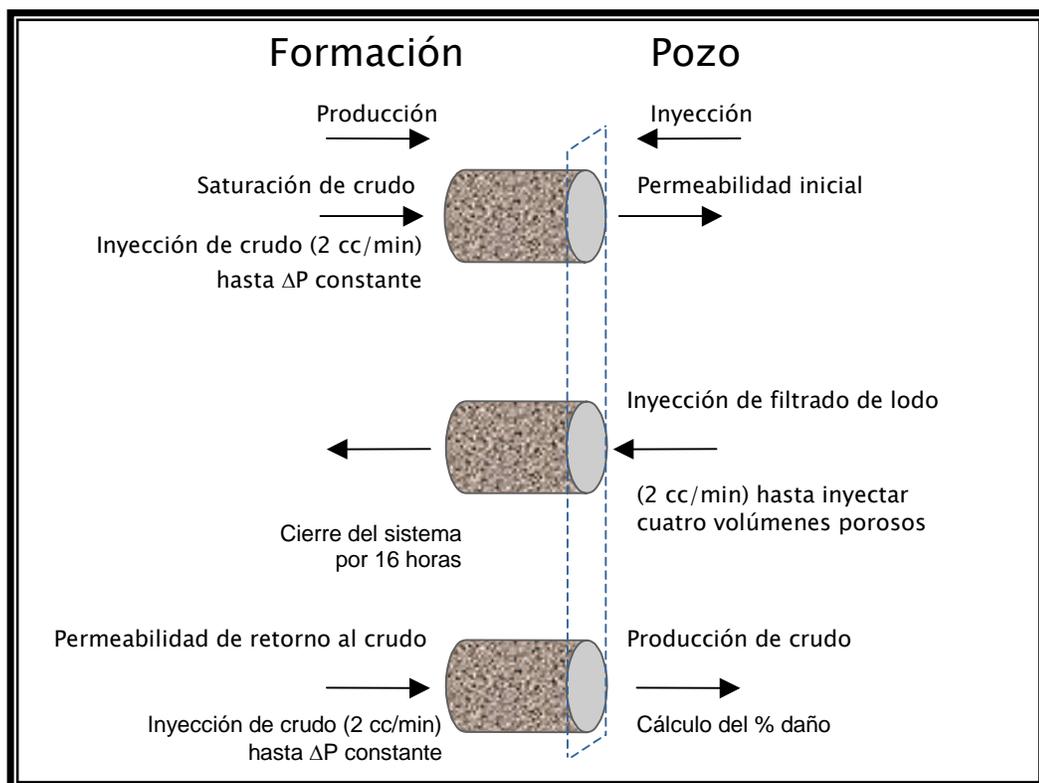
Calculadas las movilidades, tanto inicial como final, se determinó el porcentaje de daño mediante la siguiente ecuación:

$$\% \text{ Daño} = \frac{\lambda_{inicial} - \lambda_{final}}{\lambda_{inicial}} * 100$$

### 3.3.6. Pruebas de invasión de filtrado con los núcleos previamente caracterizados.

La metodología que se siguió para realizar estas pruebas fue la misma que se utilizó para realizar las pruebas de eficiencia de revoque, con la diferencia de que en vez de inyectar el lodo con una presión de sobrebalance, se inyectó solo el filtrado del lodo a una tasa de flujo constante de dos mililitros por minuto (figura 3.22), hasta que se pasó dentro del núcleo un volumen equivalente de por lo menos cuatro volúmenes poroso del núcleo.

Para obtener el filtrado fue, necesario centrifugar el lodo para separar la fase sólida de la líquida. Posteriormente la fase líquida se filtró, utilizando un filtro prensa, para eliminar las partículas sólidas remanentes. El porcentaje de daño se determinó de la misma manera que en las pruebas de eficiencia de revoque.



**Figura 3.22.** Prueba de invasión de filtrado.

## 4. RESULTADOS Y DISCUSIÓN DE LOS MISMOS

### 4.1. Propiedades petrofísicas de las muestras de núcleos de Berea.

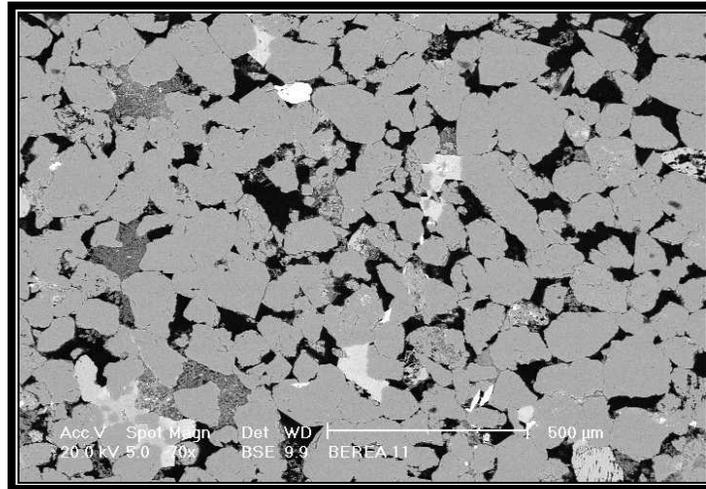
En la siguiente tabla se presentan los valores de porosidad y permeabilidad de los núcleos de Berea utilizados para realizar las pruebas tanto de eficiencia de revoque como de invasión de filtrado.

**Tabla 4.1.** Propiedades físicas de los núcleos de Berea.

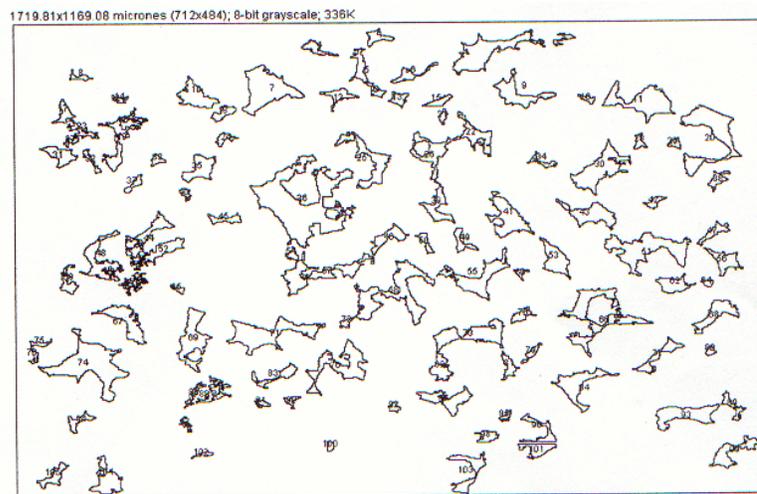
Núcleo	Longitud (cm)	Área Transversal (cm <sup>2</sup> )	Volumen poroso (cc)	Porosidad (%)	Permeabilidad (D)
1	6,58	11,28	15,30	20,62	233,2
2	6,19	11,28	14,31	20,41	205,8
3	6,47	11,19	14,36	19,84	188,2
4	6,51	11,22	15,19	20,81	258,4
5	6,66	11,25	15,27	20,39	258,8
6	6,34	11,32	14,88	20,73	194,6
7	6,62	11,15	13,70	18,57	222,6
8	6,39	11,27	15,46	21,46	210,6

### 4.2. Propiedades morfológicas de las muestras de núcleos de Berea.

En la tabla 4.2 se muestran los valores de la distribución de los tamaños de los canales de flujo, obtenidos a través del procesamiento de las imágenes tomadas de los núcleos con el microscopio electrónico de barrido (figura 4.1 y 4.2). Estos valores se usaron como base de diseño de la distribución granulométrica de los lodos, debido a que incluyen un amplio rango de tamaños de los canales de flujo, incluso contienen los canales de gran tamaño.



**Figura 4.1.** Micrografía de la muestra de Berea obtenida a partir de la microscopía electrónica de barrido.



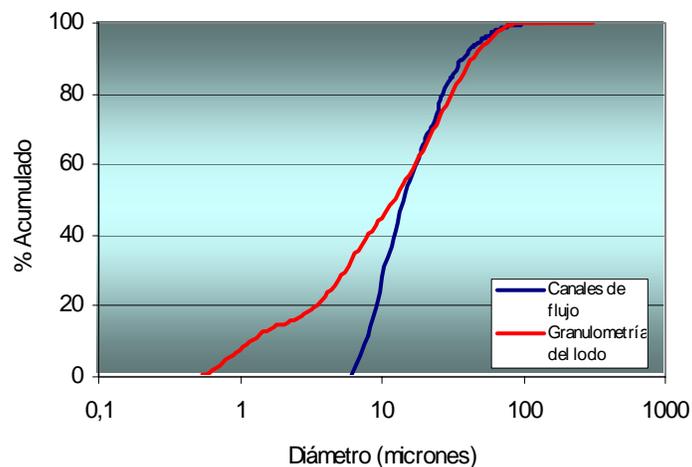
**Figura 4.2.** Micrografía procesada.

Tabla 4.2. Distribución acumulada de los canales de flujo.

Diámetro (micrones)	Distribución acumulada (%)	Diámetro (micrones)	Distribución acumulada (%)	Diámetro (micrones)	Distribución acumulada (%)
8	11,73	51	95,19	94	99,55
9	19,85	52	95,49	95	99,55
10	28,42	53	95,79	96	99,70
11	33,53	54	96,09	97	99,70
12	39,55	55	96,09	98	99,70
13	43,76	56	96,39	99	99,70
14	49,77	57	96,54	100	99,70
15	53,98	58	96,54	101	99,70
16	56,69	59	96,84	102	99,70
17	59,55	60	97,59	103	99,70
18	61,95	61	97,59	104	99,70
19	63,16	62	97,74	105	99,70
20	67,22	63	97,74	106	99,85
21	68,72	64	97,89	107	99,85
22	70,23	65	97,89	108	99,85
23	71,43	66	98,20	109	99,85
24	74,29	67	98,35	110	99,85
25	75,79	68	98,35	111	99,85
26	78,65	69	98,35	112	99,85
27	79,85	70	98,50	113	99,85
28	81,50	71	98,65	114	99,85
29	83,16	72	98,65	115	99,85
30	84,36	73	98,80	116	99,85
31	84,81	74	98,80	117	99,85
32	85,86	75	98,80	118	99,85
33	86,77	76	98,80	119	99,85
34	87,82	77	98,80	120	99,85
35	88,12	78	99,10	121	99,85
36	89,47	79	99,10	122	99,85
37	89,62	80	99,10	123	99,85
38	90,38	81	99,25	124	99,85
39	90,98	82	99,25	125	99,85
40	91,88	83	99,40	126	99,85
41	92,33	84	99,40	127	99,85
42	92,63	85	99,40	128	99,85
43	93,08	86	99,55	129	99,85
44	93,38	87	99,55	130	99,85
45	93,83	88	99,55	131	99,85
46	94,14	89	99,55	132	99,85
47	94,29	90	99,55	133	99,85
48	94,44	91	99,55	134	99,85
49	94,44	92	99,55	135	99,85
50	94,89	93	99,55	136	100,00

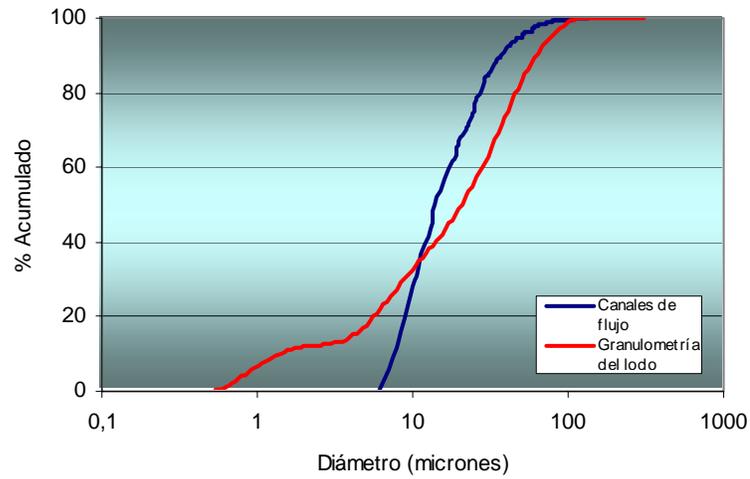
### 4.3. Resultados de la selección del tipo de agente sellante ( $\text{CaCO}_3$ ).

Para la elaboración del lodo densificado con Barita el software OPTI-BRIDGE, no recomendó el uso de ningún tipo de carbonato de calcio. Al observar la curva de distribución de partículas del lodo densificado con pura Barita y compararla con la curva de distribución de diámetro de canales de flujo (figura 4.3), se aprecia que la distribución granulométrica del lodo abarca todo el rango de valores de los tamaños de los canales de flujo, en especial los canales de mayor diámetro, razón por la cual no fue necesario agregarle carbonato de calcio al fluido de perforación densificado con Barita.



**Figura 4.3.** Curva de distribución de partículas del lodo con Barita, superpuesta sobre la curva de distribución de tamaños de canales de flujo.

La misma tendencia no se aprecia en el lodo densificado con Barita al que se le agregó carbonato de calcio (30 lpb de Carbint 30-35 y 30 lpb de Carbint 40-45). La curva de granulometría del lodo se separa considerablemente de la curva de tamaño de canales de flujo (figura 4.4), lo que indica que la distribución de partículas no es la más apropiada para formar un buen sello de los canales de flujo de los núcleos de Berea. Esto se verificó al realizar las pruebas de eficiencia de revoque a ambos lodos (tabla 4.3 y 4.4).



**Figura 4.4.** Curva de distribución de partículas del lodo con Barita, Carbint 30-35 y Carbint 40-45, superpuesta sobre la curva de distribución de tamaños de canales de flujo.

**Tabla 4.3.** Volumen de filtrado con relación al tiempo, de los lodos densificados con Barita, con y sin carbonato de calcio.

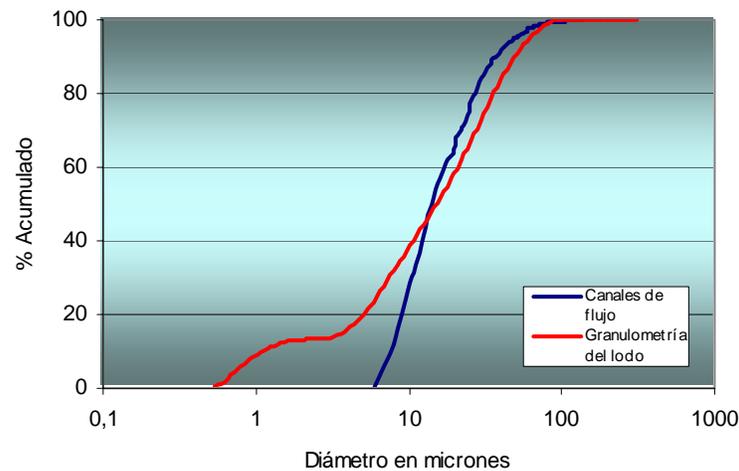
Tiempo (min)	Filtrado (cc)	
	Lodo densificado con Barita	
	Con CaCO <sub>3</sub>	Sin CaCO <sub>3</sub>
<b>Spurt loss</b>	11,00	10,00
<b>30</b>	15,60	14,00
<b>60</b>	18,00	16,00
<b>90</b>	19,40	17,00
<b>120</b>	20,20	17,60
<b>150</b>	20,80	18,00
<b>180</b>	21,00	18,20

**Tabla 4.4.** Resultados de las pruebas de eficiencia de revoque de los lodos densificados con Barita, con y sin carbonato de calcio.

<b>Propiedades</b>	<b>Lodo densificado con Barita</b>	
	<b>Con CaCO<sub>3</sub></b>	<b>Sin CaCO<sub>3</sub></b>
<b>Presión de levantamiento del revoque (Ipc)</b>	180	120
<b>Movilidad inicial (D/cp)</b>	0,02273	0,03548
<b>Movilidad final (D/cp)</b>	0,01052	0,02271
<b>Daño (%)</b>	54	36

Los valores de filtrado en ambos lodos no presentan mucha diferencia, pero el daño causado por el lodo que contiene carbonato de calcio fue mayor que el causado por el lodo que no lo contenía. Esto es producto de una mayor invasión de sólidos al espacio poroso del núcleo, por parte del lodo que contenía carbonato. Con esto se comprobó que la recomendación del software OPTI-BRIDGE de utilizar solamente Barita fue la apropiada.

Con respecto al lodo densificado con ORIMATITA<sup>®</sup> O38 el software OPTI-BRIDGE recomendó agregar carbonato de calcio Carbint 30-35 y Carbint 40-45, en una proporción 50-50. En la figura 4.5 se aprecia que la distribución de partículas del lodo abarca todos los tamaños de canales de flujo del núcleo de Berea, en especial los de gran tamaño, con lo cual se verifica que efectivamente esta combinación es la más apropiada para formar un buen sello.



**Figura 4.5.** Curva de distribución de partículas del lodo con ORIMATITA® O38, Carbint 30-35 y Carbint 40-45, superpuesta sobre la curva de distribución de tamaños de canales de flujo.

#### 4.4. Propiedades de los fluidos de perforación utilizados para realizar las pruebas de eficiencia de revoque y de invasión de filtrado.

En las siguientes tablas se presentan las propiedades fundamentales de los lodos densificados tanto con Barita como con ORIMATITA® O38. El sistema INTOIL® presenta inicialmente bajos valores de sus propiedades reológicas, pero una vez que es sometido a las condiciones de movimiento, presión y temperatura del pozo, sus propiedades reológicas tienden a mejorar, gracias a la acción del polímero INTOIL®-P, que tiende a hincharse bajo esas circunstancias. Este efecto puede observarse en los valores de reología obtenidos antes y después de someter el lodo a envejecimiento rotacional, ilustrados en las tablas 4.5 y 4.6. Los lodos a los cuales no se le agregó INTOIL®-P, se les tuvo que agregar una cantidad mayor de arcilla organofílica con la finalidad de mejorar sus propiedades reológicas (tabla 3.1).

Tabla 4.5. Propiedades de los lodos densificados con ORIMATITA® O38.

Propiedades	Lodo formulado sin INTOIL® - P		Lodo formulado con INTOIL® - P	
	Antes de rolar a 280 °F	Después de rolar a 280 °F	Antes de rolar a 280 °F	Después de rolar a 280 °F
Densidad (lpg)	12	12	12	12
Lectura 600 rpm.	38	47	50	88
Lectura 300 rpm.	20	27	26	54
Lectura 200 rpm.	15	21	15	43
Lectura 100 rpm.	10	14	9	30
Lectura 6 rpm.	5	10	3	13
Lectura 3 rpm.	4	8	2	10
Viscosidad plástica (cp)	18	20	24	34
Punto cedente (lbs/100 Pie <sup>2</sup> )	2	7	2	20
Geles 10seg /10min (lbs/100 Pie <sup>2</sup> )	5/7	5/10	3/4	10/16
% Sólidos (v/v)	12	12	12	12
% Aceite (v/v)	82	82	82	82
Filtrado HPHT (cc/30min)	-	72	-	11

Tabla 4.6. Propiedades de los lodos densificados con Barita.

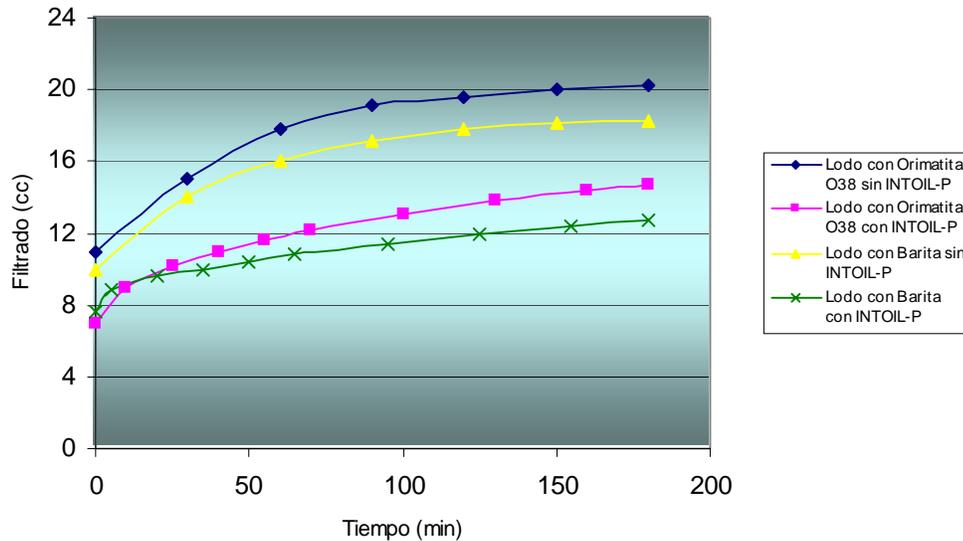
Propiedades	Lodo formulado sin INTOIL® - P		Lodo formulado con INTOIL® - P	
	Antes de rolar a 280 °F	Después de rolar a 280 °F	Antes de rolar a 280 °F	Después de rolar a 280 °F
Densidad (lpg)	12	12	12	12
Lectura 600 rpm.	45	55	51	79
Lectura 300 rpm.	25	30	26	44
Lectura 200 rpm.	18	23	18	32
Lectura 100 rpm.	12	15	11	19
Lectura 6 rpm.	5	6	3	4
Lectura 3 rpm.	4	5	2	3
Viscosidad plástica (cp)	20	25	25	35
Punto cedente (lbs/100 Pie <sup>2</sup> )	5	5	1	9
Geles (lbs/100 Pie <sup>2</sup> )	5/8	6/12	3/5	3/6
% Sólidos (v/v)	19	19	19	19
% Aceite (v/v)	81	81	81	81
Filtrado HPHT (cc/30min)	-	58	-	9

#### 4.5. Resultados de las pruebas de eficiencia de revoque y de invasión de filtrado.

En la tabla 4.7 se muestran los resultados de la pérdida de filtrado de los diferentes tipos de lodos. Es de notar que los lodos que no incluyen el polímero INTOIL®-P en su formulación, presentan valores más altos de pérdida de filtrado que los lodos que lo incluye. Esto se debe a que los lodos que no poseen el polímero (controlador de la pérdida de filtrado entre otras cosas) no contienen ningún otro aditivo que cumpla con las funciones que el polímero INTOIL®-P desempeña. La pérdida de filtrado en estos lodos únicamente es controlada por la eficiencia de sello que puedan tener las partículas sólidas que contienen. Los lodos densificados tanto con ORIMATITA® O38 como con Barita, que incluían en su formulación el polímero INTOIL®-P, mostraron bajas pérdidas de filtrado, lo cual es un indicativo de la buena eficiencia de sello que originan las partículas del lodo en combinación con el controlador de filtrado.

**Tabla 4.7.** Volumen de filtrado con relación al tiempo, de los diferentes tipos de lodos.

Tiempo (min)	Volumen de filtrado (cc)			
	Lodo densificado con ORIMATITA® O38		Lodo densificado con Barita	
	Con INTOIL®-P	Sin INTOIL®-P	Con INTOIL®-P	Sin INTOIL®-P
<b>Spurt loss</b>	7,00	11,00	7,60	10,00
<b>30</b>	10,40	15,00	9,80	14,00
<b>60</b>	11,80	17,80	10,60	16,00
<b>90</b>	12,80	19,00	11,40	17,00
<b>120</b>	13,60	19,60	12,00	17,60
<b>150</b>	14,20	20,00	12,40	18,00
<b>180</b>	14,60	20,20	12,00	18,20



**Figura 4.6.** Gráfica de volumen de filtrado vs. el tiempo, de los diferentes tipos de lodos.

En las siguientes tablas se muestran los resultados del comportamiento de la movilidad del crudo dentro de los diferentes núcleos, antes y después de inyectar el fluido de perforación. Los valores de movilidad que se utilizaron de cada tabla para determinar el porcentaje de daño causado a las muestras, son los que se obtienen cuando la caída de presión dentro de los núcleos se hace constante. Esto se realizó para garantizar que el crudo desplazara por completo los fluidos que se encontraban dentro de los núcleos.

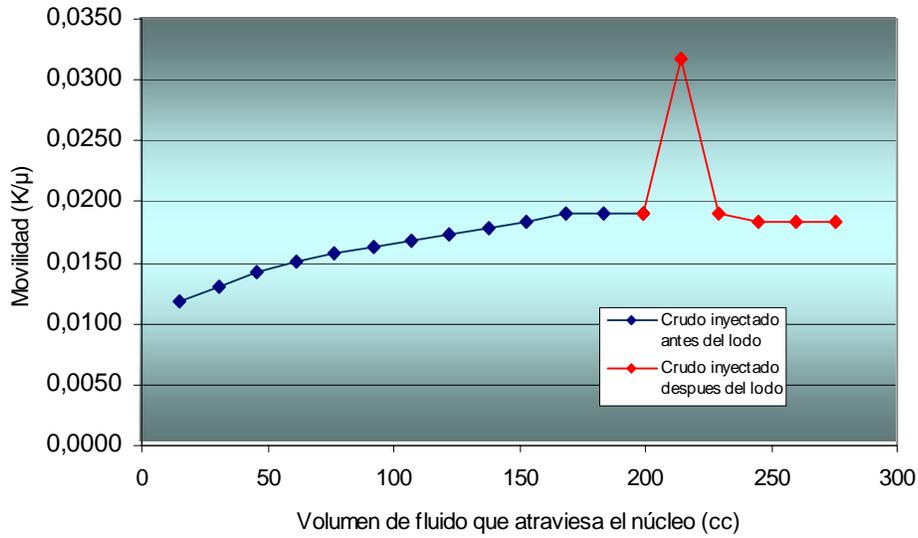
Los resultados del porcentaje de daño causado a los núcleos de Berea por efecto de los fluidos de perforación se muestran en la tabla 4.12, junto con la presión que se le aplicó a los revoques, formados por los lodos, para lograr su desprendimiento de la cara de los núcleos de Berea.

**Tabla 4.8.** Valores de la movilidad de los fluidos dentro del núcleo N° 1, antes y después de inyectar el lodo que contiene ORIMATITA® O38 e INTOIL®-P.

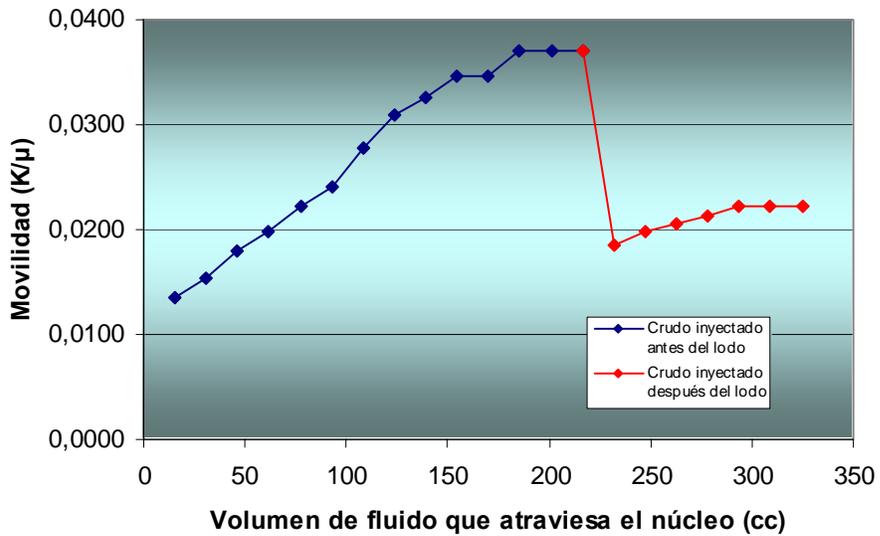
	Volumen de fluido que atraviesa el núcleo (cc)	Tasa de flujo (cc/seg)	$\Delta P$ (atm)	$K/\mu$ (D/cp)
<b>Crudo</b> (antes de inyectar lodo)	15,30	0,033	1,633	0,01189
	15,30	0,033	1,497	0,01297
	15,30	0,033	1,361	0,01427
	15,30	0,033	1,293	0,01502
	15,30	0,033	1,224	0,01585
	15,30	0,033	1,190	0,01631
	15,30	0,033	1,156	0,01678
	15,30	0,033	1,122	0,01729
	15,30	0,033	1,088	0,01783
	15,30	0,033	1,054	0,01841
	15,30	0,033	1,020	0,01902
	15,30	0,033	1,020	0,01902
	15,30	0,033	1,020	0,01902
<b>Crudo</b> (después de inyectar lodo)	15,30	0,033	0,612	0,03170
	15,30	0,033	1,020	0,01902
	15,30	0,033	1,054	0,01841
	15,30	0,033	1,054	0,01841
	15,30	0,033	1,054	0,01841

**Tabla 4.9.** Valores de la movilidad de los fluidos dentro del núcleo N° 8, antes y después de inyectar el lodo que contiene ORIMATITA® O38 sin INTOIL®-P.

	Volumen de fluido que atraviesa el núcleo (cc)	Tasa de flujo (cc/seg)	$\Delta P$ (atm)	$K/\mu$ (D/cp)
<b>Crudo</b> (antes de inyectar lodo)	15,46	0,033	1,395	0,01354
	15,46	0,033	1,224	0,01542
	15,46	0,033	1,054	0,01791
	15,46	0,033	0,952	0,01983
	15,46	0,033	0,850	0,02221
	15,46	0,033	0,782	0,02414
	15,46	0,033	0,680	0,02776
	15,46	0,033	0,612	0,03084
	15,46	0,033	0,578	0,03266
	15,46	0,033	0,544	0,03470
	15,46	0,033	0,544	0,03470
	15,46	0,033	0,510	0,03701
	15,46	0,033	0,510	0,03701
	15,46	0,033	0,510	0,03701
<b>Crudo</b> (después de inyectar lodo)	15,46	0,033	1,020	0,01851
	15,46	0,033	0,952	0,01983
	15,46	0,033	0,918	0,02056
	15,46	0,033	0,884	0,02135
	15,46	0,033	0,850	0,02221
	15,46	0,033	0,850	0,02221
	15,46	0,033	0,850	0,02221



**Figura 4.7.** Comportamiento de la movilidad de los fluidos dentro del núcleo N° 1, antes y después de inyectar el lodo que contiene ORIMATITA® O38 e INTOIL®-P.



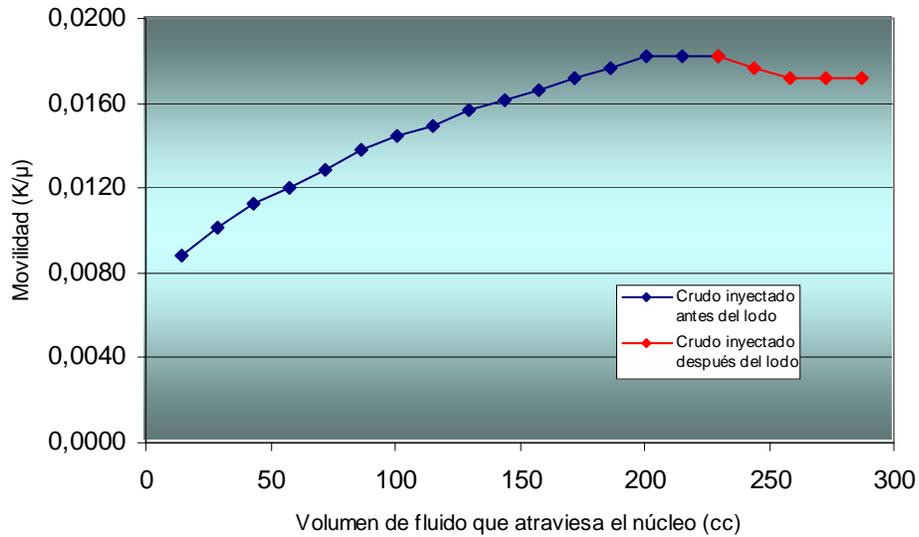
**Figura 4.8.** Comportamiento de la movilidad de los fluidos dentro del núcleo N° 8, antes y después de inyectar el lodo que contiene ORIMATITA® O38 sin INTOIL®-P.

**Tabla 4.10.** Valores de la movilidad de los fluidos dentro del núcleo N° 3, antes y después de inyectar el lodo que contiene Barita e INTOIL®-P.

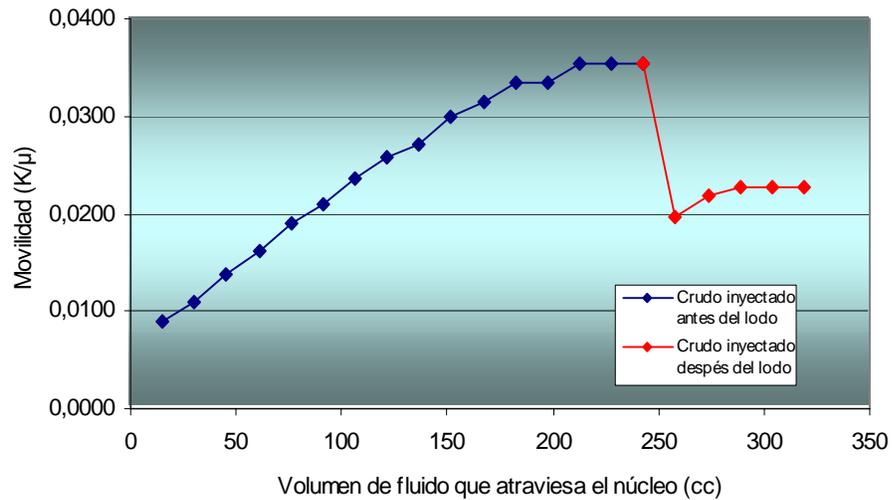
	Volumen de fluido que atraviesa el núcleo (cc)	Tasa de flujo (cc/seg)	$\Delta P$ (atm)	$K/\mu$ (D/cp)
<b>Crudo</b> (antes de inyectar lodo)	14,36	0,033	2,177	0,00884
	14,36	0,033	1,905	0,01010
	14,36	0,033	1,701	0,01131
	14,36	0,033	1,599	0,01203
	14,36	0,033	1,497	0,01285
	14,36	0,033	1,395	0,01380
	14,36	0,033	1,327	0,01450
	14,36	0,033	1,293	0,01488
	14,36	0,033	1,224	0,01571
	14,36	0,033	1,190	0,01616
	14,36	0,033	1,156	0,01664
	14,36	0,033	1,122	0,01714
	14,36	0,033	1,088	0,01768
	14,36	0,033	1,054	0,01825
	14,36	0,033	1,054	0,01825
	<b>Crudo</b> (después de inyectar lodo)	14,36	0,033	1,088
14,36		0,033	1,122	0,01714
14,36		0,033	1,122	0,01714
14,36		0,033	1,122	0,01714

**Tabla 4.11.** Valores de la movilidad de los fluidos dentro del núcleo N° 4, antes y después de inyectar el lodo que contiene Barita sin INTOIL®-P.

	Volumen de fluido que atraviesa el núcleo (cc)	Tasa de flujo (cc/seg)	$\Delta P$ (atm)	$K/\mu$ (D/cp)
<b>Crudo</b> (antes de inyectar lodo)	15,19	0,033	2,177	0,00887
	15,19	0,033	1,769	0,01092
	15,19	0,033	1,395	0,01385
	15,19	0,033	1,190	0,01622
	15,19	0,033	1,020	0,01892
	15,19	0,033	0,918	0,02103
	15,19	0,033	0,816	0,02366
	15,19	0,033	0,748	0,02581
	15,19	0,033	0,714	0,02704
	15,19	0,033	0,646	0,02988
	15,19	0,033	0,612	0,03154
	15,19	0,033	0,578	0,03340
	15,19	0,033	0,578	0,03340
	15,19	0,033	0,544	0,03548
	15,19	0,033	0,544	0,03548
<b>Crudo</b> (después de inyectar lodo)	15,19	0,033	0,986	0,01958
	15,19	0,033	0,884	0,02184
	15,19	0,033	0,850	0,02271
	15,19	0,033	0,850	0,02271
	15,19	0,033	0,850	0,02271



**Figura 4.9.** Comportamiento de la movilidad de los fluidos dentro del núcleo N° 3, antes y después de inyectar el lodo que contiene Barita e INTOIL®-P.



**Figura 4.10.** Comportamiento de la movilidad de los fluidos dentro del núcleo N° 4, antes y después de inyectar el lodo que contiene Barita sin INTOIL®-P.

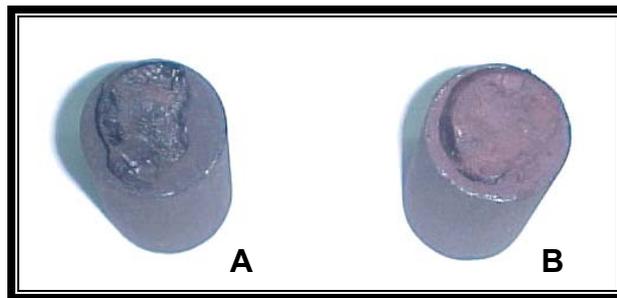
**Tabla 4.12.** Porcentaje de daño causado por los diferentes lodos, y presión de levantamiento de revoque formado por los mismos.

Propiedades	Lodo densificado con ORIMATITA® O38		Lodo densificado con Barita	
	Con INTOIL®-P	Sin INTOIL®-P	Con INTOIL®-P	Sin INTOIL®-P
Presión de levantamiento del revoque (lpc)	30	150	30	120
Movilidad inicial (D/cp)	0,01902	0,03701	0,01825	0,03548
Movilidad final (D/cp)	0,01841	0,02221	0,01714	0,02271
Daño (%)	3	40	6	36

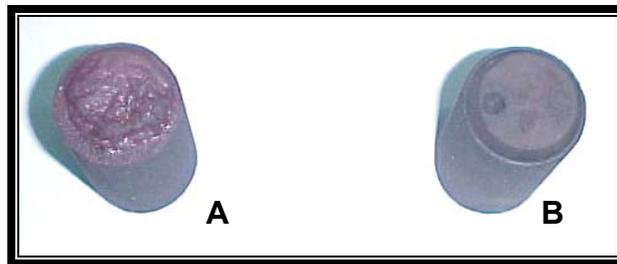
El porcentaje de daño ocasionado por los fluidos de perforación que contenían el polímero INTOIL®-P, fue menor que el causado por los lodos que no lo contenían. Esto se debe a que el polímero INTOIL®-P es un controlador de filtrado, el cual en conjunto con las partículas sólidas del lodo, forman un revoque casi instantáneo que impide la entrada de partículas dentro de los núcleos de Berea, que pueden originar una reducción del espacio poroso de los mismos, y por lo tanto ocasionar un mayor daño.

Los lodos densificados tanto con Barita como con ORIMATITA® O38 que incluían INTOIL®-P en su formulación, ocasionaron porcentajes de daños muy similares, debido a que ambos contienen la misma concentración del polímero, además de poseer distribuciones de partículas muy parecidas ya que fueron seleccionadas bajo el mismo criterio. El revoque formado por estos lodos (Figura 4.11) es una película delgada que se desprende por completo (por el efecto de encadenamiento de los polímeros) de las caras de los núcleos de Berea con una presión inferior a los 50 lpc. Esto es muy positivo ya que la mayoría de las formaciones productoras poseen una presión de poro superior a los 50 lpc, que le permitirá remover más

fácilmente el revoque formado por estos lodos. Este efecto de desprendimiento del revoque no se observa en el formado por los lodos que no contienen INTOIL<sup>®</sup>-P (figura 4.12), el cual se levanta en algunas zonas y en otras no, debido a que las partículas que lo forman no se encuentran unidas por ningún agente (polímero) y actúan de manera individual.



**Figura 4.11.** Revoque formado por los lodos que contenían INTOIL<sup>®</sup>-P. A- Lodo densificado con Barita. B- Lodo densificado con ORIMATITA<sup>®</sup> O38.



**Figura 4.12.** Revoque formado por los lodos que no contenían INTOIL<sup>®</sup>-P. A – Lodo densificado con ORIMATITA<sup>®</sup> O38. B – Lodo densificado con Barita.

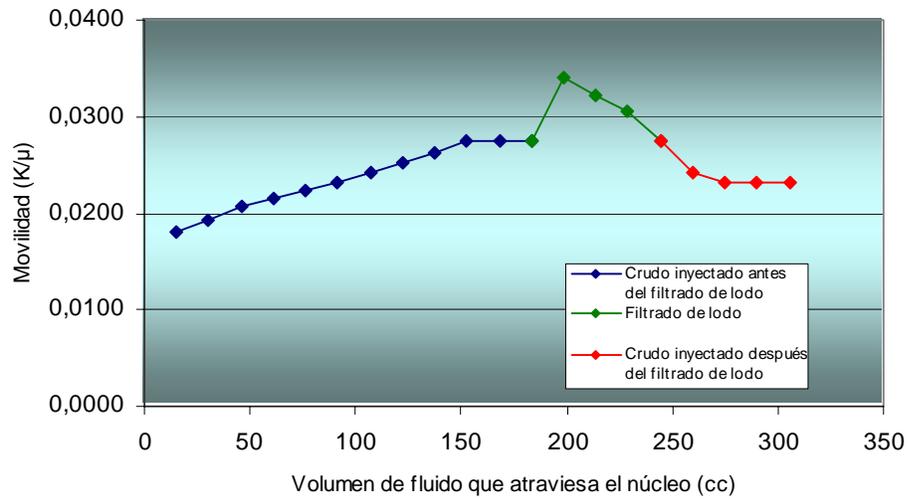
En las siguientes tablas se muestran los resultados del comportamiento de la movilidad de los fluidos dentro de los diferentes núcleos, antes y después de inyectar filtrado de lodo. Al igual que en las pruebas de eficiencia de revoque los valores de movilidad que se utilizaron de cada tabla para determinar el porcentaje de daño causado a las muestras, son los que se obtienen cuando la caída de presión dentro de los núcleos se hace constante. Los resultados del porcentaje de daño causado a los núcleos de Berea por efecto del filtrado de lodo, se muestran en la tabla 4.17.

**Tabla 4.13.** Valores de la movilidad de los fluidos dentro del núcleo N° 5, antes y después de inyectar filtrado del lodo que contiene ORIMATITA® O38 e INTOIL®-P.

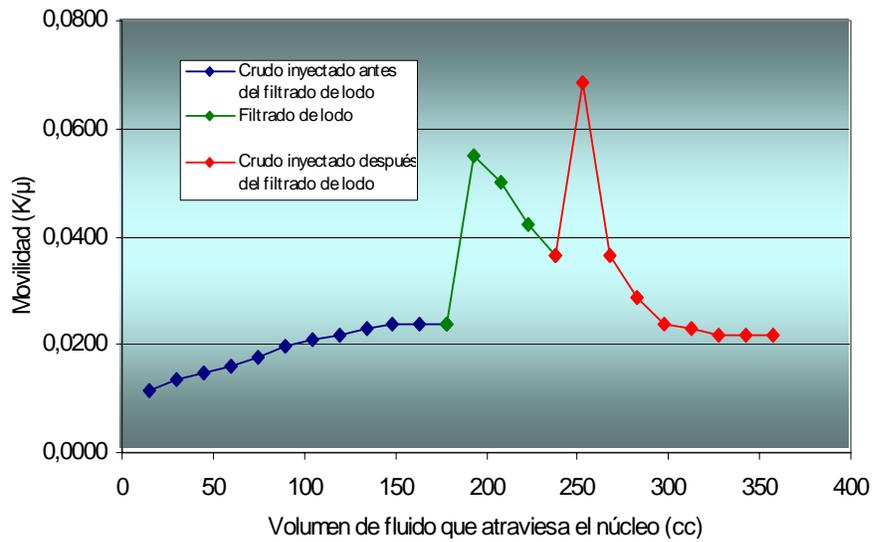
	Volumen de fluido que atraviesa el núcleo (cc)	Tasa de flujo (cc/seg)	$\Delta P$ (atm)	$K/\mu$ (D/cp)
<b>Crudo</b> (antes de inyectar el filtrado)	15,27	0,033	1,088	0,01810
	15,27	0,033	1,020	0,01931
	15,27	0,033	0,952	0,02069
	15,27	0,033	0,918	0,02145
	15,27	0,033	0,884	0,02228
	15,27	0,033	0,850	0,02317
	15,27	0,033	0,816	0,02414
	15,27	0,033	0,782	0,02519
	15,27	0,033	0,748	0,02633
	15,27	0,033	0,714	0,02758
	15,27	0,033	0,714	0,02758
	15,27	0,033	0,714	0,02758
<b>Filtrado del lodo</b>	15,27	0,033	0,578	0,03408
	15,27	0,033	0,612	0,03218
	15,27	0,033	0,646	0,03049
	15,27	0,033	0,714	0,02758
<b>Crudo</b> (después de inyectar el filtrado)	15,27	0,033	0,816	0,02414
	15,27	0,033	0,850	0,02317
	15,27	0,033	0,850	0,02317
	15,27	0,033	0,850	0,02317

**Tabla 4.14.** Valores de la movilidad de los fluidos dentro del núcleo N° 6, antes y después de inyectar filtrado del lodo que contiene ORIMATITA® O38 sin INTOIL®-P.

	Volumen de fluido que atraviesa el núcleo (cc)	Tasa de flujo (cc/seg)	$\Delta P$ (atm)	$K/\mu$ (D/cp)
<b>Crudo</b> (antes de inyectar el filtrado)	14,88	0,033	1,599	0,01167
	14,88	0,033	1,395	0,01338
	14,88	0,033	1,259	0,01483
	14,88	0,033	1,156	0,01613
	14,88	0,033	1,054	0,01770
	14,88	0,033	0,952	0,01959
	14,88	0,033	0,884	0,02110
	14,88	0,033	0,850	0,02194
	14,88	0,033	0,816	0,02286
	14,88	0,033	0,782	0,02385
	14,88	0,033	0,782	0,02385
	14,88	0,033	0,782	0,02385
<b>Filtrado del lodo</b>	14,88	0,033	0,340	0,05486
	14,88	0,033	0,374	0,04987
	14,88	0,033	0,442	0,04220
	14,88	0,033	0,510	0,03657
<b>Crudo</b> (después de inyectar el filtrado)	14,88	0,033	0,272	0,06857
	14,88	0,033	0,510	0,03657
	14,88	0,033	0,646	0,02887
	14,88	0,033	0,782	0,02385
	14,88	0,033	0,816	0,02286
	14,88	0,033	0,850	0,02194
	14,88	0,033	0,850	0,02194
	14,88	0,033	0,850	0,02194



**Figura 4.13.** Comportamiento de la movilidad de los fluidos dentro del núcleo N° 5, antes y después de inyectar el filtrado del lodo que contiene ORIMATITA® O38 e INTOIL®-P.



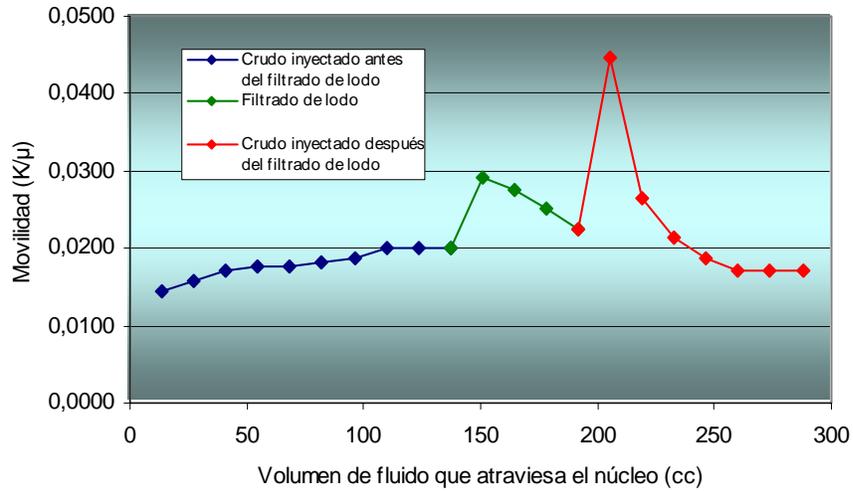
**Figura 4.14.** Comportamiento de la movilidad de los fluidos dentro del núcleo N° 6, antes y después de inyectar el filtrado del lodo que contiene ORIMATITA® O38 sin INTOIL®-P.

**Tabla 4.15.** Valores de la movilidad de los fluidos dentro del núcleo N° 7, antes y después de inyectar filtrado del lodo que contiene Barita e INTOIL®-P.

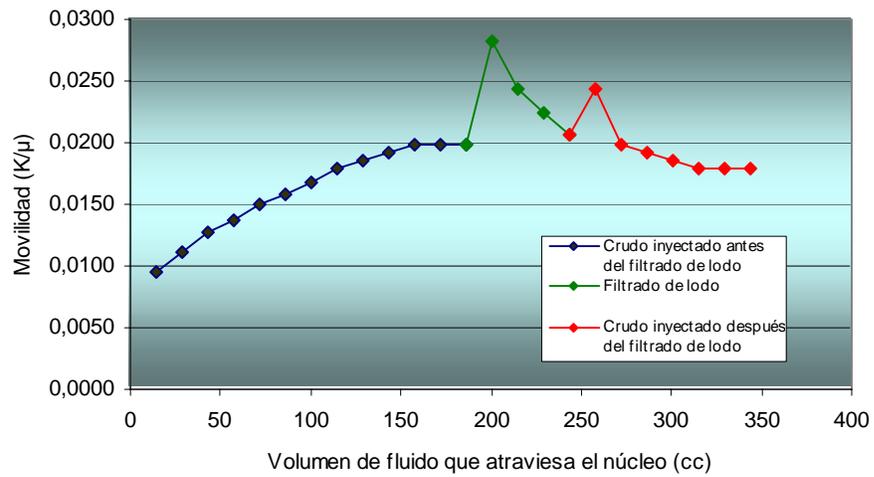
	Volumen de fluido que atraviesa el núcleo (cc)	Tasa de flujo (cc/seg)	$\Delta P$ (atm)	$K/\mu$ (D/cp)
<b>Crudo</b> (antes de inyectar el filtrado)	13,70	0,033	1,361	0,01453
	13,70	0,033	1,259	0,01570
	13,70	0,033	1,156	0,01709
	13,70	0,033	1,122	0,01761
	13,70	0,033	1,122	0,01761
	13,70	0,033	1,088	0,01816
	13,70	0,033	1,054	0,01874
	13,70	0,033	0,986	0,02004
	13,70	0,033	0,986	0,02004
	13,70	0,033	0,986	0,02004
<b>Filtrado del lodo</b>	13,70	0,033	0,680	0,02905
	13,70	0,033	0,714	0,02767
	13,70	0,033	0,782	0,02526
	13,70	0,033	0,884	0,02235
<b>Crudo</b> (después de inyectar el filtrado)	13,70	0,033	0,442	0,04470
	13,70	0,033	0,748	0,02641
	13,70	0,033	0,918	0,02152
	13,70	0,033	1,054	0,01874
	13,70	0,033	1,156	0,01709
	13,70	0,033	1,156	0,01709
	13,70	0,033	1,156	0,01709

**Tabla 4.16.** Valores de la movilidad de los fluidos dentro del núcleo N° 2, antes y después de inyectar filtrado del lodo que contiene Barita sin INTOIL®-P.

	Volumen de fluido que atraviesa el núcleo (cc)	Tasa de flujo (cc/seg)	$\Delta P$ (atm)	$K/\mu$ (D/cp)
<b>Crudo</b> (antes de inyectar el filtrado)	14,31	0,033	1,905	0,00959
	14,31	0,033	1,633	0,01119
	14,31	0,033	1,429	0,01279
	14,31	0,033	1,327	0,01377
	14,31	0,033	1,224	0,01492
	14,31	0,033	1,156	0,01580
	14,31	0,033	1,088	0,01679
	14,31	0,033	1,020	0,01790
	14,31	0,033	0,986	0,01852
	14,31	0,033	0,952	0,01918
	14,31	0,033	0,918	0,01989
	14,31	0,033	0,918	0,01989
<b>Filtrado del lodo</b>	14,31	0,033	0,646	0,02827
	14,31	0,033	0,748	0,02441
	14,31	0,033	0,816	0,02238
	14,31	0,033	0,884	0,02066
<b>Crudo</b> (después de inyectar el filtrado)	14,31	0,033	0,748	0,02441
	14,31	0,033	0,918	0,01989
	14,31	0,033	0,952	0,01918
	14,31	0,033	0,986	0,01852
	14,31	0,033	1,020	0,01790
	14,31	0,033	1,020	0,01790
	14,31	0,033	1,020	0,01790



**Figura 4.15.** Comportamiento de la movilidad de los fluidos dentro del núcleo N° 7, antes y después de inyectar el filtrado del lodo que contiene Barita e INTOIL®-P.



**Figura 4.16.** Comportamiento de la movilidad de los fluidos dentro del núcleo N° 2, antes y después de inyectar el filtrado del lodo que contiene Barita sin INTOIL®-P.

**Tabla 4.17.** Porcentaje de daño causado por los diferentes filtrados de lodos.

<b>Propiedades</b>	<b>Filtrado del lodo densificado con ORIMATITA® O38</b>		<b>Filtrado del lodo densificado con Barita</b>	
	<b>Con INTOIL®-P</b>	<b>Sin INTOIL®-P</b>	<b>Con INTOIL®-P</b>	<b>Sin INTOIL®-P</b>
<b>Movilidad inicial (D/cp)</b>	0,02758	0,02385	0,02004	0,01989
<b>Movilidad final (D/cp)</b>	0,02317	0,02194	0,01709	0,01790
<b>Daño (%)</b>	16	8	15	10

El filtrado de lodo de los fluidos de perforación que contenían el polímero INTOIL®-P, originaron un porcentaje de daño mayor con respecto al filtrado del lodo de los fluidos que no lo contenían. Esto se debe a que durante el proceso de centrifugación de los lodos para obtener los filtrados, en el cual se separan los sólidos de los líquidos, el polímero se mantiene en suspensión unido a diminutas partículas que difícilmente se separan de la fase líquida. Este efecto de daño producido por la invasión del polímero, es reducido considerablemente durante la perforación de la formación productora mediante la formación de un revoque efectivo, el cual impide que tanto las partículas sólidas como el polímero invadan la formación, tal como se demostró mediante las pruebas de eficiencia de revoque.

---

---

## 5. CONCLUSIONES

- El sistema de fluido de perforación INTOIL<sup>®</sup> 100% aceite densificado con ORIMATITA<sup>®</sup> O38 puede ser usado para perforar las formaciones productoras de hidrocarburos.
- El porcentaje de daño que pueda originar a la formación productora un lodo 100% aceite densificado con Barita, será el mismo que pueda ocasionar un lodo 100% aceite densificado con ORIMATITA<sup>®</sup> O38.
- La determinación de la distribución de partículas de los fluidos que se utilizan para la perforación de formaciones productoras, depende básicamente de la distribución de los canales de flujo de dichas formaciones.
- El filtrado de lodo del sistema INTOIL<sup>®</sup>-P 100% aceite, será dañino a la formación productora si no se logra la formación de un revoque efectivo.
- Para minimizar el daño a la formación productora, es necesario incluir en la formulación del lodo el uso de un controlador de filtrado y una selección apropiada de la distribución de partículas.
- El revoque formado por el sistema INTOIL<sup>®</sup> densificado con ORIMATITA<sup>®</sup> O38 es fácilmente desprendible de la cara de la formación, con presiones inferiores a los 50 lpc.
- Debido al bajo porcentaje de daño originado por el sistema INTOIL<sup>®</sup> densificado con ORIMATITA<sup>®</sup> O38, no fue necesario el uso de aditivos químicos para removerlo, lo que implica un ahorro desde el punto de vista económico de las operaciones de perforación en el campo.
- La metodología utilizada en este trabajo para la selección de la distribución de partículas de los fluidos de perforación, es aplicable solo a formaciones que presentan uniformidad en sus propiedades petrofísicas y morfológicas.

## 6. RECOMENDACIONES

- Utilizar el sistema de fluido de perforación INTOIL<sup>®</sup> 100% aceite densificado con ORIMATITA<sup>®</sup> O38, para la perforación de las formaciones productoras de hidrocarburos.
- Aplicar la metodología descrita en este trabajo, para la selección de la distribución de las partículas de los lodos y determinación de efectividad de revoque, como parte integral del proceso de evaluación de fluidos de perforación para las zonas productoras.
- Evitar en lo más posible altas pérdidas de filtrado durante la perforación de formaciones productoras con sistemas de fluidos de perforación INTOIL<sup>®</sup> 100% aceite.
- Realizar un estudio de costos para analizar si desde el punto de vista económico resulta rentable la implementación del sistema INTOIL<sup>®</sup> densificado con ORIMATITA<sup>®</sup> O38, en comparación con otros sistemas, para la perforación de la formación productora de hidrocarburos.

---

---

## 7. REFERENCIAS

- Barberii, E. (1998). *El pozo ilustrado* (4ª. ed.). Caracas: FONCIED.
- Ford, M. (2002, febrero). *Productos tecnológicos*. Presentación realizada en el Departamento de Construcción de Pozos de PDVSA INTEVEP, Los Teques.
- IMCO (s.f.). *Tecnología aplicada de lodos*.
- Ismail, A. y Peden, J. (1994, Noviembre). *The effect of solids concentration and formation characteristics on formation damage and permeability recovery* (SPE paper N° 28762). Melbourne, Australia: Society of Petroleum Engineers.
- M-I L.L.C. (2001). *Manual de ingeniería de fluidos de perforación* (Versión 2.0) [DC]. Disponible: M-I Drilling Fluids de Venezuela C.A.
- Prieto, A. (1997). *Tecnología aplicada a los fluidos de perforación*. Caracas: CIED.
- Vera, J. y Camargo, W. (2001, Marzo). *Ventana operacional para la aplicación en campo de ORIMATITA® como material densificante en fluidos de perforación* (INT-8356). Los Teques: INTEVEP.

## 8. ABREVIATURAS Y SÍMBOLOS

<b>API:</b>	American Petroleum Institute.
<b>atm:</b>	Atmósfera.
<b>cc:</b>	Centímetro cúbico.
<b>cm<sup>2</sup>:</b>	Centímetro cuadrado.
<b>cp:</b>	Centipoise.
<b>°F:</b>	Grados Fahrenheit.
<b>g:</b>	Gramo.
<b>gal:</b>	Galón.
<b>ge:</b>	Gravedad específica.
<b>INTEVEP:</b>	Instituto Tecnológico Venezolano del Petróleo.
<b>K:</b>	Permeabilidad.
<b>Lpb:</b>	Libras por barril.
<b>Lbs:</b>	Libras.
<b>Lpc:</b>	Libras por pulgadas cuadradas.
<b>Lpg:</b>	Libras por galón.
<b>D:</b>	Darcy.
<b>mg:</b>	Miligramo.
<b>ml:</b>	Mililitro.
<b>min:</b>	Minutos.
<b>PDVSA:</b>	Petróleos de Venezuela.
<b>Pie<sup>2</sup>:</b>	Pies cuadrados.

<b>Pie<sup>3</sup>:</b>	Pies cúbicos.
<b>ppm:</b>	Partes por millón.
<b>p/p:</b>	Peso peso.
<b>rpm:</b>	Revoluciones por minuto.
<b>seg:</b>	Segundo.
<b>VA:</b>	Viscosidad aparente.
<b>Vp:</b>	Viscosidad plástica.
<b>V/V:</b>	Volumen volumen.
<b>%:</b>	Porcentaje.
<b>λ:</b>	Movilidad.
<b>μ:</b>	Viscosidad.
<b>®:</b>	Marca registrada.

## 9. GLOSARIO DE TÉRMINOS

**Abrasión:** proceso de profundo desgaste o de destrucción, producido en la superficie de los cuerpos por agentes externos.

**Absorción:** penetración o desaparición aparente de moléculas o iones de una o más sustancias en el interior de un sólido o de un líquido.

**Adhesión:** fuerza que mantiene juntas a moléculas diferentes.

**Aditivo de lodo:** cualquier material agregado a un fluido de perforación para lograr un propósito en particular.

**Adsorción:** fenómeno de superficie exhibido por un sólido (adsorbente) que le permite mantener o concentrar gases, líquidos o sustancias disueltas (adsortivas) sobre su superficie; esta propiedad es debida a la adhesión.

**Arcilla:** tierra plástica, blanda, de diversos colores; se trata comúnmente de un silicato de aluminio hidratado, formado por la descomposición del feldespato y otros silicatos de aluminio.

**Barril:** unidad volumétrica de medida empleada en la industria petrolera; equivale a 42 galones.

**Barril equivalente:** unidad de laboratorio empleada para la evaluación o pruebas de lodos. Un gramo de material, cuando se añade a 350 ml de lodo, es equivalente a la adición de 1 libra de material a un barril (42 galones) de lodo.

**Bentonita:** una arcilla coloidal plástica que se compone principalmente del mineral montmorilonita de sodio, un silicato de aluminio hidratado. Para ser usada en fluidos de perforación, la bentonita tiene un rendimiento mayor que 85 bbl/tonelada. El término genérico “bentonita” no constituye un nombre mineralógico exacto, y la arcilla no tiene una composición mineralógica definida.

**Canales de flujo:** conductos naturales que poseen algunas rocas, a través de los cuales se desplazan los fluidos existentes en ellas. Están constituidos básicamente por los poros y gargantas de poros de las rocas.

**Catión:** partícula cargada positivamente en la solución de un electrolito que, bajo la influencia de un potencial eléctrico, se mueve hacia el cátodo (electrodo negativo). Los ejemplos incluyen:  $\text{Na}^+$ ,  $\text{H}^+$ ,  $\text{NH}_4^+$ ,  $\text{Ca}_2^+$ ,  $\text{Mg}_2^+$  y  $\text{Al}_3^+$ .

**Centipoise:** es una unidad de viscosidad igual a 0,01 poise. Un poise es igual a un gramo por metro-segundo, y un centipoise es 1 gramo por centímetro-segundo.

**Coloide:** un estado de subdivisión de la materia que consta de moléculas individuales de gran tamaño o de agregaciones de moléculas más pequeñas, dispersas de tal manera que las fuerzas superficiales constituyen un factor importante para la determinación de sus propiedades.

**Completación a hoyo desnudo:** es el tipo de completación de un pozo donde a la zona productora de petróleo no se le coloca tubería de revestimiento, es decir, las paredes de la zona productora permanecen descubiertas.

**Copolímero:** una sustancia formada cuando dos o más sustancias se polimerizan al mismo tiempo para generar un producto que no constituye una mezcla de polímeros separados, sino un complejo cuyas propiedades son diferentes de las propiedades individuales de cualquiera de estos polímeros.

**Darcy:** unidad de permeabilidad. Un medio poroso tiene una permeabilidad de un darcy cuando una presión de una atmósfera es capaz de forzar un líquido de un centipoise de viscosidad a través de una muestra de un centímetro de largo y un centímetro cuadrado de sección transversal, imprimiéndole una velocidad de un centímetro por segundo.

**Densidad:** dimensión de la materia según su masa por unidad de volumen; se expresa en libras por galón (lbs/gal), o también en libras por pulgada cuadrada por 1.000 pies de profundidad (Lpc/1.000 pies) o, por último, en libras por pie cúbico

(lbs/pie<sup>3</sup>). En la terminología de lodos norteamericana, la densidad se denomina con frecuencia "peso".

**Dispersante:** cualquier producto químico que estimula la dispersión de la fase dispersa de los fluidos de perforación.

**Dispersión:** subdivisión de agregados. La dispersión aumenta la superficie específica de la partícula, resultando en un aumento de la viscosidad y del esfuerzo de gel.

**Distribución de partículas:** una lista de todas las partículas de una muestra en base al tamaño. Generalmente reportada como porcentaje de la población total o porcentaje en volumen según el rango de tamaños micrométricos.

**Emulsión:** una mezcla líquida heterogénea, sustancialmente permanente, de dos o más líquidos que normalmente no se disuelven uno en otro, pero que son mantenidos en suspensión o dispersión, uno en otro, por agitación mecánica, o más frecuentemente, mediante la adición de pequeñas cantidades de sustancias llamadas emulsificantes. Las emulsiones pueden ser mecánicas, químicas o una combinación de ambas. Los tipos de emulsión son aceite en agua o agua en aceite.

**Fase dispersa:** fase constituida por las partículas separadas entre sí (sólidas, líquidas o gaseosas en una suspensión). Estas partículas están finamente divididas y están completamente rodeadas por la fase continua.

**Fase continua:** fase fluida que rodea completamente a la fase dispersa, que puede consistir en coloides, petróleo, etc.

**Floculación:** asociación incoherente de partículas en grupos ligeramente enlazados, asociación no paralela de laminillas de arcilla. En suspensiones concentradas, como los fluidos de perforación, la floculación produce gelificación. En algunos fluidos de perforación, después de la floculación puede producirse una

precipitación irreversible de coloides y otras sustancias del fluido, por ejemplo, capas de arcilla roja.

**Fluido:** un fluido es una sustancia que toma fácilmente la forma del recipiente que lo contiene. El término incluye a líquidos y gases. Se trata de sustancias en las cuales la aplicación de cualquier clase de tensiones (aparte de la presión hidrostática) producirá una deformación en continuo aumento sin ninguna relación entre la tasa de tiempo de deformación en cualquier instante y la magnitud de las tensiones en ese mismo instante.

**Fluido dilatante:** fluido formado habitualmente por una alta concentración de sólidos bien dispersos, que exhibe una curva de consistencia no lineal pasando por el origen. La viscosidad aparente aumenta instantáneamente al aumentar el corte. El punto de cedencia, tal como se determina por medio de cálculos convencionales a partir de los datos del viscosímetro de lectura directa, es negativo; sin embargo, el verdadero punto de cedencia es cero.

**Fluido newtoniano:** es el fluido básico y más simple desde el punto de vista de la viscosidad, en el cual la fuerza o resistencia al corte es directamente proporcional a la velocidad de corte. Estos fluidos empiezan a moverse inmediatamente cuando se aplica una presión o fuerza por encima de cero. Algunos ejemplos de fluidos newtonianos son: agua, petróleo diesel y glicerina. El punto de cedencia, tal como se determina con el viscosímetro de lectura directa, es cero.

**Fluido plástico:** un fluido complejo, no-newtoniano, en el cual la resistencia al corte no es proporcional a la velocidad de corte. Para iniciar y mantener el movimiento del fluido es necesaria una presión definida. La mayor parte de los lodos de perforación son fluidos plásticos. El punto de cedencia, tal como lo determina el viscosímetro de indicación directa, está por arriba de cero.

**Fluido seudoplástico:** fluido complejo no-newtoniano que no posee tixotropía. Una presión o fuerza por encima de cero origina la iniciación de flujo de fluido. La viscosidad aparente o consistencia disminuye instantáneamente con un aumento

en la tasa de corte, hasta que, en un punto dado, la viscosidad se hace constante. El punto de cedencia, tal como lo determina el viscosímetro de lectura directa, es positivo, lo mismo que en los fluidos plásticos de bingham; sin embargo el valor real del punto de cedencia es cero.

**Gel:** estado de una suspensión coloidal en el cual las tensiones de corte por debajo de un cierto valor finito son incapaces de producir deformación permanente. La tensión de corte mínima capaz de producir deformación permanente se conoce como la resistencia del gel en cuestión; también como la resistencia al corte. Los geles se producen generalmente cuando las partículas coloidales dispersas tienen una gran afinidad por el medio dispersante, es decir, cuando son liofílicas.

**Gravedad específica:** el peso de un volumen determinado de cualquier sustancia comparado con el peso de un volumen igual de agua a la temperatura de referencia. Para los gases, se suele usar el aire como sustancia de referencia.

**Hidratación:** acto por el cual una sustancia admite agua por medio de absorción y/o adsorción.

**Hidrofilico:** una propiedad de una sustancia que tiene una afinidad con el agua o que es humectada por agua.

**Inhibidor:** son sustancias que se agregan deliberadamente al lodo para que el filtrado del fluido de perforación pueda prevenir o retardar la hidratación de las arcillas y lutitas de la formación.

**Ion:** los ácidos, sales y bases (electrólitos), cuando están disueltos en ciertos solventes, especialmente el agua, se disocian en mayor o menor grado en iones cargados eléctricamente (partes de molécula con carga eléctrica), debido a la pérdida de uno o más electrones o bien a la ganancia de los mismos.

**Lodo:** es el término que más comúnmente se aplica a los fluidos de perforación.

**Lutita:** roca arcillosa de grano fino con un clivaje de tipo pizarra, a veces conteniendo una sustancia orgánica petrolífera.

**Morfología:** se refiere a la forma que posee un determinado objeto o cosa.

**Parafinas:** compuestos orgánicos con cadenas de carbonos lineales o ramificadas, en los que se alcanza el límite más alto de saturación con hidrógeno. Su fórmula empírica general es  $C_nH_{2n+2}$ .

**Pegamiento a la pared por presión diferencial:** pegamiento que ocurre porque parte de la sarta de perforación (usualmente los portamechas) queda incrustada en el revoque, lo que da por resultado una distribución no uniforme de la presión alrededor de la circunferencia de la tubería.

**Pérdida instantánea (spurt loss):** influjo o absorción de líquidos y sólidos que tiene lugar en las primeras etapas de cualquier filtración antes de que se obturen los orificios porales y que se forme el revoque filtrante. También se llama pérdida por sobrepresión.

**Permeabilidad:** la permeabilidad normal es una medida de la capacidad de una roca para transmitir un fluido monofásico bajo condiciones de flujo laminar. La unidad de permeabilidad es el darcy.

**Polímero:** sustancia formada por la unión de dos o más moléculas de la misma clase, ligadas por sus extremos para formar otro compuesto que tiene los mismos elementos en la misma proporción que la sustancia original, pero con un peso molecular más elevado y con diferentes propiedades físicas

**Porosidad:** cantidad de espacio vacío en una roca de formación, que usualmente se expresa como el porcentaje de espacio vacío por volumen total. La porosidad absoluta se refiere al total de espacios porales en una roca, sin tener en cuenta si ese espacio es accesible a la penetración por fluidos. La porosidad efectiva se refiere a la cantidad de espacios porales conectados entre sí, es decir, el espacio accesible a la penetración por fluidos.

**Presión diferencial:** es la diferencia de presión entre la presión hidrostática de la columna de lodo y la presión de la formación, a una profundidad dada en el pozo.

**Recortes:** pequeños fragmentos de formación que resultan de la acción devastadora, raspante y/o triturante de la mecha.

**Registro eléctrico:** proceso de medición de las propiedades físicas y químicas de la formación y de los fluidos de la formación.

**Resina epóxica:** tipo de resina sintética, dura y resistente, utilizada en la fabricación de plásticos, pegamentos, etc.

**Revoque:** material sólido depositado sobre la pared del pozo; es el resultado de la filtración de la parte fluida del lodo hacia la formación.

**Rolar:** consiste en someter a los fluidos de perforación a un proceso de envejecimiento rotativo, utilizando para ello un horno con rodillos giratorios.

**Salmuera:** agua saturada de sal común (cloruro de sodio) o conteniendo una alta concentración de la misma; en forma más general, cualquier solución salina concentrada conteniendo otras sales, como cloruro de calcio, cloruro de zinc, nitrato de calcio, etc.

**Sarta:** conjunto de tuberías, portamechas, mecha y otros dispositivos, con los cuales se perforan pozos de hidrocarburos.

**Software:** conjunto de programas, instrucciones y reglas informáticas para ejecutar ciertas tareas en una computadora.

**Tixotropía:** capacidad de un fluido para desarrollar resistencia de gel con el tiempo. Propiedad de un fluido que hace que adquiera una estructura de gel rígido o semi-rígido si se deja en reposo, pero que se convierte nuevamente en fluido por agitación mecánica. Este cambio es reversible.

**Zona o formación productiva:** la formación perforada que contiene cantidades comerciales de petróleo y/o gas.

## **10. APÉNDICES**

### **10.1. Apéndice A.**

#### **Procedimiento para determinar las propiedades fundamentales de los lodos.**

##### **a. Densidad.**

Para determinar la densidad de los fluidos de perforación se utilizó una balanza de lodo siguiendo los pasos que a continuación se mencionan:

1. Se llenó el recipiente de la balanza hasta el tope con la muestra del fluido.
2. Se fijó la cubierta con un movimiento giratorio firme. Parte del fluido fue expulsado a través del orificio en la cubierta como indicativo que el recipiente estaba lleno.
3. Se limpió los restos de lodo que se encontraban en el exterior del recipiente y del brazo.
4. Se colocó la balanza sobre el soporte, asegurándose que el punto de apoyo en forma de cuchilla encajara en la ranura de la base. El caballete móvil se utilizó para equilibrar el brazo. El brazo estuvo en equilibrio cuando la burbuja se encontraba en el centro del nivel.

##### **b. Propiedades reológicas.**

Para determinar las propiedades reológicas de los lodos se utilizó un viscosímetro Fann 35<sup>a</sup>, siguiendo los pasos que a continuación se mencionan:

1. Se colocó la muestra de lodo en el cilindro exterior.
2. Se sumergió la camisa rotatoria en la muestra de lodo hasta la marca indicada.
3. Con la camisa rotando a 600 rpm y la temperatura de 120 °F, se registró la lectura del dial, una vez que se estabilizó.

4. Se cambió la velocidad de rotación a 300 rpm y se registró la lectura del dial, una vez que se estabilizó.
5. De la misma manera se obtuvieron las lecturas a 200, 100, 6, 3.
6. Se mantuvo la muestra de lodo por 10 segundos a una alta velocidad y luego se mantuvo en reposo por 10 segundos. La resistencia de geles se determinó usando velocidades de 3 rpm.
7. Se mantuvo la muestra de lodo por 10 segundos a una alta velocidad y luego se mantuvo en reposo por 10 minutos. La resistencia de geles se determinó usando velocidades de 3 rpm.

La viscosidad plástica y el punto cedente se determinaron usando las siguientes ecuaciones:

$$V_p \text{ (cp)} = \text{lectura 600 rpm} - \text{lectura 300 rpm}$$

$$P_c \text{ (lbs/ 100 Pie}^2\text{)} = \text{lectura 300 rpm} - V_p$$

### **c. Contenido de sólidos.**

El contenido de sólidos de los lodos fue determinado mediante uso de una retorta de 10 cc, siguiendo los pasos que a continuación se mencionan:

1. Se depositó una muestra de 10 cc de lodo recientemente agitada en la cámara de la retorta.
2. Se colocó la tapa sobre la cámara y se limpió el exceso de lodo que salió a través del orificio.
3. Se colocó una porción de lana de acero en el interior del elemento térmico.
4. Se armó el elemento térmico, se enroscó a la cámara y se acopló con la unidad de condensación.

5. Se colocó la probeta graduada de 10 cc bajo la espiga de la unidad de condensación y se conectó a la retorta.
6. Se dejó que la retorta calentara hasta que la condensación cesó y luego se permitió 10 minutos de calentamiento adicional.
7. Se tomó lectura del volumen de líquido recolectado. El volumen de sólidos se obtuvo por diferencia, ya que estos sólidos (tanto los disueltos como los suspendidos) fueron retenidos en la retorta.

#### **d. Filtrado HPHT.**

Para obtener la pérdida de filtrado de los lodos a alta presión y alta temperatura, se utilizó el equipo de filtrado HPHT de la Fann siguiendo los pasos que a continuación se mencionan:

1. Se conectó la camisa de calentamiento al voltaje correcto para la unidad. Se colocó el termómetro en el receptáculo correspondiente en el exterior de la camisa.
2. Se dejó la camisa a 10 °F por encima de la temperatura ajustando el termostato.
3. Se agitó la muestra de lodo durante 10 minutos y se transfirió a la cámara, asegurándose que la válvula interior estuviera cerrada.
4. Se colocó un papel filtro sobre la pestaña.
5. Se asentó la tapa de la cámara apropiadamente y se apretaron los tornillos Allen. Con un movimiento giratorio se encajó la cámara en la camisa.
6. Se transfirió el termómetro de la camisa al receptáculo correspondiente en el cuerpo de la cámara.
7. Se colocó la unidad de presión sobre la válvula superior y se aseguró colocando el perno correspondiente.

8. Se colocó la unidad receptora de baja presión sobre la válvula inferior y se aseguró colocando el perno correspondiente.
9. Se aplicó 100 lpc a ambas unidades de presión y se abrió la válvula superior  $\frac{1}{4}$  de vuelta en la dirección contraria a las manecillas de un reloj.
10. Al alcanzar la temperatura de prueba, se aumentó la presión de la unidad superior a 600 lpc y se abrió la válvula inferior,  $\frac{1}{4}$  de vuelta en dirección contraria a las manecillas del un reloj, para comenzar la filtración. El filtrado se recolectó en una probeta graduada por un periodo de 30 minutos.
11. Mientras la prueba transcurría, la temperatura debió ser mantenida dentro de un rango de  $\pm 5$  °F. El filtrado debió ser drenado cuidadosamente de la cámara receptora cuando la contrapresión excediera los 100 lpc.
12. Después de 30 minutos se cerraron ambas válvulas y se aflojó el tornillo del regulador de presión. Se recolectó todo el filtrado y se liberó toda la presión de la unidad interior y del regulador superior. Se removió la cámara de la camisa de calentamiento y se dejó enfriar a temperatura ambiente en posición vertical.
13. Se midió la cantidad de fluido recolectado y se multiplicó por dos.
14. Una vez enfriada la cámara se despresurizó a través de la válvula opuesta al papel filtro. Se cerró esa válvula y luego se abrió la otra en el extremo opuesto para liberar cualquier presión que aún existiera dentro de la celda.

## 10.2. Apéndice B.

### Componentes del simulador físico de interacción del medio poroso.

El simulador físico de interacción del medio poroso, con el cual se realizaron las pruebas de eficiencia de revoque y de invasión de filtrado, está constituido básicamente por los siguientes equipos:

- **Bomba de inyección:** la bomba de inyección Waters 600 Controller (figura 10.1), es utilizada para circular los fluidos a través del sistema.



Figura 10.1. Bomba de inyección Waters 600 Controller.

- **Bomba hidráulica:** la bomba hidráulica TK SIMPEX (figura 10.2), se utiliza para suministrar, a la manga que contiene el núcleo, la presión de confinamiento necesaria para evitar que el fluido inyectado a los núcleos se desplace por sus alrededores.



Figura 10.2. Bomba hidráulica TK SIMPEX.

- **Válvula de paso:** las válvulas de paso Whitey (figura 10.3), se utilizan para restringir el flujo de fluidos en distintas partes del sistema de circulación del equipo.



**Figura 10.3.** Válvula de paso Whitey.

- **Celda de almacenamiento de fluidos:** las celdas de almacenamiento de fluidos (figura 10.4) están construidas en acero inoxidable y en su interior disponen de un pistón que permite desplazar el fluido que ellas contienen para ser inyectado dentro de los núcleos de Berea.



**Figura 10.4.** Celdas de almacenamiento de fluidos.

- **Medidor de variación de presión:** el medidor de variación de presión Validyne modelo CD223 (figura 10.5), se utiliza para medir la caída de presión que experimentan los fluidos al atravesar los núcleos de Berea.



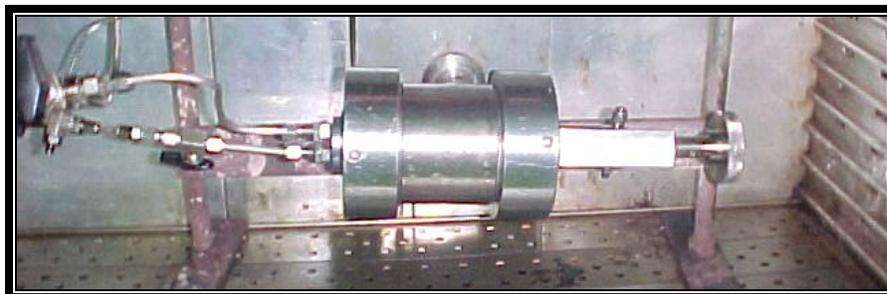
**Figura 10.5.** Medidor de variación de presión Validyne modelo CD223.

- **Manómetro:** el manómetro Bourdon (precisión  $\pm 5$  lpc) (figura 10.6), se utiliza para medir la presión a la cual ocurre el levantamiento del revoque formado por el lodo.



**Figura 10.6.** Manómetro Bourdon.

- **Celda de confinamiento del núcleo:** la celda de confinamiento del núcleo (figura 10.7) está construida en acero inoxidable capaz de soportar altas temperaturas. En esta celda se introduce la manga de aprisionamiento (figura 10.8), dentro de la cual se encuentra el núcleo.



**Figura 10.7.** Celda de confinamiento del núcleo.



**Figura 10.8.** Manga de aprisionamiento del núcleo.

- **Válvula de contrapresión:** la válvula de contrapresión (figura 10.9) permite prevenir el daño del núcleo, al paliar el efecto de reducción de la presión que experimentan los fluidos una vez que han atravesado el núcleo.



Figura 10.9. Válvula de contrapresión.

- **Horno de calentamiento:** el horno de calentamiento Memmert (figura 10.10), se utiliza para calentar la celda de confinamiento del núcleo hasta la temperatura de operación de la prueba.



Figura 10.10. Horno de calentamiento Memmert.

### 10.3. Apéndice C.

#### Distribución de partículas de los fluidos de perforación obtenidas con el Malvern Mastersizer.

**Tabla 10.1.** Distribución de partículas de los lodos que contienen ORIMATITA<sup>®</sup> O38, Carbint 30-35 y Carbint 40-45.

##### Result: Histogram Table

ID: Ori/Carbonato 50-50		Run No: 5		Measured: 9/12/03 10:54			
File: ANTONIO		Rec. No: 129		Analysed: 9/12/03 10:55			
Path: C:\SIZERS\DATA\				Source: Analysed			
Range: 300 mm		Beam: 14.30 mm		Sampler: MS17		Obs': 24.9 %	
Presentation: 3OHD		Analysis: Poly disperse				Residual: 2.526 %	
Modifications: None							
Conc. = 0.0034 %Vol		Density = 4.256 g/cm <sup>3</sup>		S.S.A.= 0.3215 m <sup>2</sup> /g			
Distribution: Volume		D[4, 3] = 21.36 um				D[3, 2] = 4.38 um	
D(v, 0.1) = 1.10 um		D(v, 0.5) = 15.24 um				D(v, 0.9) = 49.73 um	
Span = 3.190E+00		Uniformity = 9.823E-01					
Size (um)	Volume Under %	Size (um)	Volume Under %	Size (um)	Volume Under %	Size (um)	Volume Under %
0.532	0.52	3.46	14.64	22.46	62.17	145.8	100.00
0.574	1.08	3.73	15.30	24.20	64.79	157.2	100.00
0.618	1.89	4.02	16.14	26.08	67.51	169.4	100.00
0.667	2.93	4.33	17.19	28.11	70.34	182.5	100.00
0.718	4.08	4.66	18.45	30.29	73.21	196.7	100.00
0.774	5.26	5.03	19.90	32.65	76.05	212.0	100.00
0.834	6.39	5.42	21.56	35.18	78.83	228.5	100.00
0.899	7.45	5.84	23.38	37.92	81.51	246.2	100.00
0.969	8.46	6.29	25.33	40.86	84.07	265.4	100.00
1.04	9.39	6.78	27.38	44.04	86.48	286.0	100.00
1.13	10.23	7.31	29.50	47.46	88.71	308.2	100.00
1.21	10.95	7.88	31.64	51.15	90.74	332.1	100.00
1.31	11.57	8.49	33.78	55.12	92.56	358.0	100.00
1.41	12.07	9.15	35.91	59.41	94.18	385.8	100.00
1.52	12.47	9.86	38.01	64.02	95.61	415.7	100.00
1.64	12.77	10.62	40.07	69.00	96.83	448.1	100.00
1.76	12.98	11.45	42.12	74.36	97.86	482.9	100.00
1.90	13.12	12.34	44.15	80.14	98.68	520.4	100.00
2.05	13.22	13.30	46.18	86.36	99.31	560.8	100.00
2.21	13.28	14.33	48.26	93.07	99.74	604.4	100.00
2.38	13.30	15.45	50.38	100.3	99.97	651.4	100.00
2.56	13.31	16.65	52.58	108.1	100.00	702.0	100.00
2.76	13.45	17.94	54.84	116.5	100.00	756.5	100.00
2.98	13.74	19.33	57.19	125.6	100.00	815.3	100.00
3.21	14.14	20.84	59.63	135.3	100.00	878.7	100.00

**Tabla 10.2.** Distribución de partículas de los lodos que contienen Barita, Carbint 30-35 y Carbint 40-45.

**Result: Histogram Table**

ID: Bar/Carbonato 50-50	Run No: 9	Measured: 9/12/03 13:44
File: ANTONIO	Rec. No: 133	Analysed: 9/12/03 13:44
Path: C:\SIZERS\DATA\		Source: Analysed

Range: 300 mm	Beam: 14.30 mm	Sampler: MS17	Obs': 16.8 %
Presentation: 3OHD	Analysis: Poly disperse		Residual: 2.162 %
Modif ications: None			

Conc. = 0.0024 %Vol	Density = 3.750 g/cm <sup>3</sup>	S.S.A.= 0.3085 m <sup>2</sup> /g
Distribution: Volume	D[4, 3] = 27.32 um	D[3, 2] = 5.19 um
D(v, 0.1) = 1.40 um	D(v, 0.5) = 20.76 um	D(v, 0.9) = 63.04 um
Span = 2.969E+00	Uniformity = 9.257E-01	

Size (um)	Volume Under %						
0.532	0.31	3.46	13.56	22.46	52.40	145.8	100.00
0.574	0.65	3.73	14.08	24.20	54.83	157.2	100.00
0.618	1.16	4.02	14.75	26.08	57.39	169.4	100.00
0.667	1.86	4.33	15.59	28.11	60.08	182.5	100.00
0.718	2.67	4.66	16.60	30.29	62.91	196.7	100.00
0.774	3.54	5.03	17.78	32.65	65.89	212.0	100.00
0.834	4.42	5.42	19.12	35.18	68.94	228.5	100.00
0.899	5.30	5.84	20.60	37.92	72.00	246.2	100.00
0.969	6.18	6.29	22.19	40.86	75.01	265.4	100.00
1.04	7.06	6.78	23.86	44.04	77.96	286.0	100.00
1.13	7.89	7.31	25.57	47.46	80.79	308.2	100.00
1.21	8.68	7.88	27.29	51.15	83.49	332.1	100.00
1.31	9.41	8.49	29.01	55.12	86.01	358.0	100.00
1.41	10.06	9.15	30.71	59.41	88.32	385.8	100.00
1.52	10.62	9.86	32.37	64.02	90.42	415.7	100.00
1.64	11.09	10.62	34.00	69.00	92.31	448.1	100.00
1.76	11.47	11.45	35.61	74.36	94.00	482.9	100.00
1.90	11.78	12.34	37.21	80.14	95.49	520.4	100.00
2.05	12.01	13.30	38.82	86.36	96.77	560.8	100.00
2.21	12.20	14.33	40.48	93.07	97.83	604.4	100.00
2.38	12.35	15.45	42.20	100.3	98.70	651.4	100.00
2.56	12.49	16.65	44.01	108.1	99.43	702.0	100.00
2.76	12.66	17.94	45.92	116.5	99.91	756.5	100.00
2.98	12.87	19.33	47.95	125.6	100.00	815.3	100.00
3.21	13.16	20.84	50.11	135.3	100.00	878.7	100.00

**Tabla 10.3.** Distribución de partículas de los lodos que contienen Barita.

Result: Histogram Table							
ID: Barita		Run No: 1		Measured: 26/5/2003 04:13p.m.			
File: Muestra Piloto		Rec. No: 1		Analysed: 26/5/2003 04:13p.m.			
Path: C:\SIZERMP\DATA\		Source: Analysed					
Sampler: Internal		Analysis: Polydisperse		Measured Beam Obscuration: 12.7 %			
Presentation: 5PHD				Residual: 1.192 %			
Modifications: None							
Conc. = 0.0080 %Vol		Density = 4.200 g/cm <sup>3</sup>		S.S.A.= 1.3701 m <sup>2</sup> /g			
Distribution: Volume		D[4, 3] = 19.48 um		D[3, 2] = 1.04 um			
D(v, 0.1) = 0.27 um		D(v, 0.5) = 12.39 um		D(v, 0.9) = 49.95 um			
Span = 4.010E+00		Uniformity = 1.245E+00					
Size (um)	Volume Under %	Size (um)	Volume Under %	Size (um)	Volume Under %	Size (um)	Volume Under %
0.055	0.05	0.564	15.27	5.79	33.75	59.41	93.84
0.060	0.12	0.619	15.57	6.35	35.36	65.21	95.53
0.066	0.23	0.679	15.80	6.97	37.07	71.57	96.95
0.073	0.40	0.745	16.00	7.65	38.90	78.56	98.10
0.080	0.62	0.818	16.22	8.40	40.84	86.23	98.99
0.087	0.90	0.898	16.50	9.22	42.88	94.65	99.68
0.096	1.26	0.985	16.84	10.12	45.03	103.9	100.00
0.105	1.68	1.08	17.22	11.11	47.27	114.0	100.00
0.116	2.18	1.19	17.67	12.19	49.59	125.2	100.00
0.127	2.77	1.30	18.18	13.38	51.99	137.4	100.00
0.139	3.44	1.43	18.76	14.69	54.47	150.8	100.00
0.153	4.18	1.57	19.40	16.12	57.01	165.5	100.00
0.168	4.99	1.72	20.09	17.70	59.62	181.7	100.00
0.184	5.86	1.89	20.83	19.42	62.28	199.4	100.00
0.202	6.79	2.08	21.62	21.32	65.00	218.9	100.00
0.222	7.77	2.28	22.45	23.40	67.78	240.3	100.00
0.244	8.76	2.50	23.32	25.69	70.61	263.7	100.00
0.267	9.75	2.75	24.23	28.19	73.46	289.5	100.00
0.294	10.72	3.01	25.18	30.95	76.32	317.8	100.00
0.322	11.64	3.31	26.18	33.97	79.16	348.8	100.00
0.354	12.48	3.63	27.24	37.29	81.96	382.8	100.00
0.388	13.22	3.99	28.37	40.93	84.67	420.2	100.00
0.426	13.88	4.38	29.58	44.92	87.26	461.2	100.00
0.468	14.44	4.80	30.87	49.31	89.68	506.3	100.00
0.513	14.90	5.27	32.26	54.12	91.89	555.7	100.00

---

**10.4. Apéndice D.****Cálculo tipo.**

**Cálculo de la movilidad del crudo dentro del núcleo N°1 antes de inyectar el lodo densificado con ORIMATITA<sup>®</sup> O38 y que contiene INTOIL<sup>®</sup>-P.**

Núcleo N°1

L = 6,58 cm.

A = 11,28 cm<sup>2</sup>.

Sabiendo además que:

Q = 0,0333 cc/seg.

ΔP = 1,020 atm.

$$\lambda = \frac{K}{\mu} = \frac{Q * L}{A * \Delta P}$$

Sustituyendo los valores en la ecuación anterior se tiene:

$$\lambda = \frac{0,033 * 6,58}{11,28 * 1,020}$$

$$\lambda = 0,019 \text{ D/cp.}$$

---

---

**Cálculo del porcentaje de daño ocasionado por el lodo, densificado ORIMATITA® O38 y que contiene INTOIL®-P, al núcleo de Berea N°1.**

Sabiendo que:

$$\lambda_{\text{inicial}} = 0,01902 \text{ D/cp.}$$

$$\lambda_{\text{final}} = 0,01841 \text{ D/cp.}$$

$$\% \text{ Daño} = \frac{\lambda_{\text{inicial}} - \lambda_{\text{final}}}{\lambda_{\text{inicial}}} * 100$$

Sustituyendo los valores en la ecuación anterior se tiene:

$$\% \text{ Daño} = \frac{0,01902 - 0,01841}{0,01902} * 100$$

$$\% \text{ Daño} = 3 \%$$