

## **TRABAJO ESPECIAL DE GRADO**

# **ESTUDIO DE LA COMPRESIBILIDAD Y EROSIONABILIDAD DE LOS REVOQUES DE LODOS FORMULADOS CON HEMATITA Y SU INFLUENCIA EN LA CEMENTACIÓN DE POZOS DE HIDROCARBUROS**

Presentado ante la Ilustre  
Universidad Central de Venezuela  
Para optar al Título de Ingeniero Químico  
Por la Br. Pereira M., Fedymar Del V.

Caracas, Octubre 2003.

## **TRABAJO ESPECIAL DE GRADO**

# **ESTUDIO DE LA COMPRESIBILIDAD Y EROSIONABILIDAD DE LOS REVOQUES DE LODOS FORMULADOS CON HEMATITA Y SU INFLUENCIA EN LA CEMENTACIÓN DE POZOS DE HIDROCARBUROS**

TUTOR ACADÉMICO: Prof. Luis Norberto Bueno

TUTOR INDUSTRIAL: Dr. Rafael Bolívar

Msc. José Gregorio Tovar

Presentado ante la Ilustre  
Universidad Central de Venezuela  
Para optar al Título de Ingeniero Químico  
Por la Br. Pereira M., Fedymar Del V.

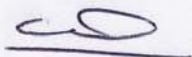
Caracas, Octubre 2003.

Caracas, Octubre de 2003

Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería Química, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por la Bachiller Fedymar Pereira, titulado:

**“Estudio de la Compresibilidad y Erosionabilidad de los Revoques de Lodos Formulados con Hematita y su Influencia en la Cementación de Pozos de Hidrocarburos”**

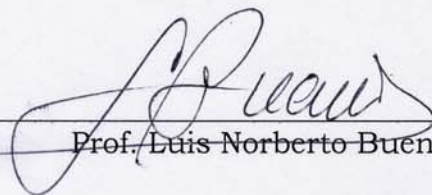
Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el Plan de Estudios conducente al Título de Ingeniero Químico, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por el autor, lo declaran APROBADO.



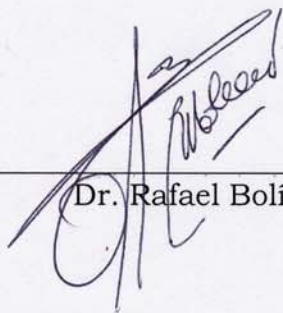
Prof. Mary Luz Alonso



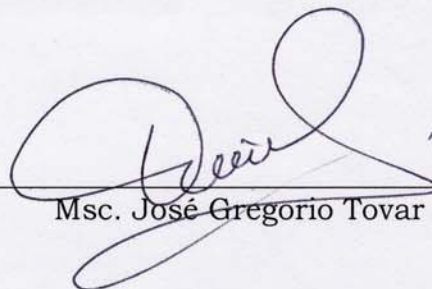
Prof. Salvatore Valentino



Prof. Luis Norberto Bueno



Dr. Rafael Bolivar



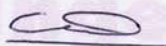
Msc. José Gregorio Tovar

## ACTA


### MENCIÓN HONORÍFICA

Los abajo firmantes, miembros del jurado examinador del Trabajo Especial de Grado de la Bachiller: **Fedymar Pereira**, CI: 14.469.215, cuyo título es "**Estudios de la Compresibilidad y Erosionabilidad de los Revoques de Lodos Formulados con Hematita y su Influencia en la Cementación de Pozos de Hidrocarburos**" queremos dejar constancia del nivel del trabajo realizado, ya que el mismo en cuanto a su ejecución, presentación y utilidad de los resultados ameritó que se le asignara la nota máxima obtenible en estos casos: **Veinte puntos (20)**. Así mismo, hemos decidido concederle **Mención Honorífica** como un reconocimiento a la excelencia del trabajo realizado, por la aplicación del Método Ingeniería en la solución del problema planteado.


En Caracas, a los veinte días del mes de Octubre del año dos mil tres.



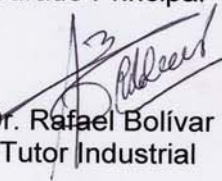
Prof. Mary Luz Alonso  
Jurado Principal



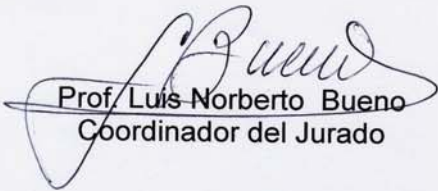
Prof. Salvatore Valentino  
Jurado Principal



MSC. José Gregorio Tovar  
Tutor Industrial



Dr. Rafael Bolívar  
Tutor Industrial



Prof. Luis Norberto Bueno  
Coordinador del Jurado

## **DEDICATORIA**

A mis padres Fedilia y Arturo

A mis Hermanos Elvis, Robert y Wilfredo

A mis Sobrinos

A mis cuñadas

## **AGRADECIMIENTOS**

A Dios por guiarme en mis pasos para llegar a este triunfo, por darme salud para trabajar por mis metas y fortaleza espiritual en los momentos más difíciles. Al Ánima de Pica-Pica por ayudarme durante mi carrera.

A mi Mamá y a mi Papá por su ayuda, su apoyo en todo momento, su comprensión, su paciencia y su empatía, gracias mamá por estar allí siempre a mi lado. Ustedes han sido el pilar más importante en mi vida.

A mis hermanos Elvis, Robert, Wilfredo, a mis cuñadas Gregory, Doris y Mary, a Mari y Moisés Cuya, por su confianza, apoyo y por estar siempre dispuestos a ayudarme.

A Rafael Bolívar y a José Gregorio Tovar por confiar en mi desde los inicios de este trabajo, por la ayuda e incondicional disposición para desarrollar este Trabajo Especial de Grado y resolver los problemas que se presentaron, gracias por darme apoyo y ánimo en todo momento.

Al Prof. Luis Norberto Bueno por aconsejarme en las dificultades que enfrente durante este trabajo, y por todas sus enseñanzas.

A Urbano Medina y a Williams Aular por brindarme su amistad, por sus consejos, por su apoyo moral y técnico durante el desarrollo de esta investigación. Gracias por confiar en mí.

A Vicente Ciccola por la confianza depositada en mi como persona y como profesional, por su apoyo y ayuda para resolver los problemas presentados durante este trabajo.

Al Sr. Freddy Quiroga por su apoyo incondicional y asesoría técnica muy importante para mi formación en el área estudiada.

A Danny Olivares, Otoniel Chacón, Alicia Colina, Manuel Mas, Aiskely Blanco, Zoraida Negrín, Margarita Navas, César Serrano por brindarme apoyo técnico y administrativo en las etapas finales de este trabajo.

A Miriam Davalillo por su disposición a ayudarme tanto en el aspecto administrativo como en lo personal, al inicio de esta investigación.

A mis mejores amigas Aymar y Lina por su comprensión. A mis amigos Blas, Adalis, Heidy, Karen, Erika, Geilhy, Mersha, Isabel, Gonzalo, Mari, César y Luis, gracias por su apoyo.

A la Universidad Central de Venezuela por permitir mi formación como profesional y contribuir en mi crecimiento personal.

A INTEVEP por el aporte conceptual y material a esta investigación.

**Pereira M., Fedymar Del V.**

**ESTUDIO DE LA COMPRESIBILIDAD Y EROSIONABILIDAD  
DE LOS REVOQUES DE LODOS FORMULADOS CON  
HEMATITA Y SU INFLUENCIA EN LA CEMENTACIÓN DE  
POZOS DE HIDROCARBUROS**

**Tutor Académico: Prof. Luis Norberto Bueno. Tutor Industrial: Dr.  
Rafael Bolívar. Msc. José Gregorio Tovar. Tesis. Caracas, U.C.V.  
Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería Química. Año 2003,  
265 pag.**

**Palabras Claves:** Hematita, Barita, Revoque, Compresibilidad,  
Erosionabilidad, Lavadores, Acondicionamiento.

**Resumen.** El proceso de acondicionamiento del hoyo previo a la cementación primaria es uno de los factores claves para lograr el aislamiento zonal requerido en el pozo. Si no se remueve eficientemente el lodo gelificado y el revoque pueden formarse micro canales entre la formación y el cemento, permitiendo el influjo de fluidos hacia el anular. La limpieza del hoyo se realiza mediante erosión mecánica a altas tasas de bombeo, y remoción química efectuada por lavadores. Diversos investigadores afirman que el acondicionamiento del hoyo es el proceso que presenta más fuentes de fallas debido a la falta de criterios y metodologías estándares. Por esto es necesario realizar estudios sobre la remoción mecánica y química del revoque formado en el anular.

En esta investigación se propone estudiar la compresibilidad y remoción, tanto mecánica como química, de los revoques de fluidos de perforación densificados con hematita, y establecer comparaciones al emplear barita como densificante. Este es un material que en la

Industria Petrolera Nacional se está utilizando para formular lodos, en lugar de la barita. La hematita, además de aumentar la tasa de penetración, permite ahorrar divisas al ser un producto nacional.

Para evaluar la compresibilidad y erosionabilidad de los revoques se utilizó una celda que permite simular los procesos de filtración y acondicionamiento que ocurren en un pozo.

Mediante este y otros trabajos sobre compresibilidad de revoques, se evidencia la relación entre esta propiedad y la erosionabilidad. En el caso de los revoques con hematita, estos son menos compresibles y más difíciles de erosionar que los revoques con barita. Esto indica la importancia de conocer la compresibilidad del revoque al momento de planificar el acondicionamiento del pozo.

En este trabajo se evidencia la necesidad de formular los lavadores en función de la formulación del fluido empleado durante la perforación del hoyo. En efecto, al comparar la remoción efectuada por tres lavadores sobre revoques con hematita se encontró que los mismos presentan menor remoción que los revoques con barita. Para mejorar la remoción de los revoques con hematita, se evaluaron tres lavadores adicionales, los cuales efectivamente permitieron remover mayor cantidad del revoque.

Además de cuantificar porcentajes de remoción, mediante la técnica de Microscopía Electrónica de Barrido se observó aumento en la porosidad de los revoques después de aplicar el lavador. También se identificaron los componentes presentes en el revoque mediante Espectroscopia por Energía Dispersiva y Espectroscopia Infrarroja por Transformada de Fourier.

La metodología utilizada en este trabajo es una herramienta muy útil en el proceso de construcción de un pozo, pues permite predecir el grado de remoción del revoque del fluido de perforación y diseñar el lavador más adecuado, antes de ser utilizado en el pozo. Todo esto permite una mayor calidad del proceso de cementación.



## ÍNDICE GENERAL

Contenido	Página
Índice General	VIII
Índice de Tablas	XII
Índice de Figuras	XIX
Nomenclatura	XXIX
Abreviaciones	XXXIII
Introducción	1
Planteamiento del problema	4
Objetivos	6
Marco Teórico	7
1. Perforación de Pozos de Hidrocarburos	7
2. Fluidos de Perforación	10
2.1. Funciones del Fluido de Perforación	10
2.2. Composición de los Fluidos de Perforación	16
2.2.1. Fase continua	16
2.2.2. Fase dispersa	16
2.3. Tipos de Fluidos de Perforación	19
2.3.1. Fluidos base aceite	19
2.3.1.1. Fluidos de emulsión inversa	20
2.3.1.2. Fluidos 100% aceite	21
2.3.2. Fluidos base agua	21
2.3.3. Fluidos aireados	22
2.4. Propiedades	23
2.4.1. Densidad	23
2.4.2. Propiedades Reológicas	25
2.4.2.1. Viscosidad Plástica	25
2.4.2.2. Punto Cedente	26
2.4.2.3. Fuerza de Gel	26
2.4.3. Filtrado	27
	VIII

---

2.4.4. pH	28
2.4.5. Distribución de partículas	28
2.4.6. Control de sólidos	29
2.5. Daños a la Formación y Productividad del Pozo	29
3. Reología de los Fluidos de Perforación	30
3.1. Tipos de Fluidos	31
3.1.1. Fluidos Newtonianos	31
3.1.2. Fluidos No Newtonianos	32
3.1.2.1. Fluidos independientes del tiempo	32
3.1.2.2. Fluidos dependientes del tiempo	33
3.1.2.3. Fluidos con características de sólidos	34
3.2. Modelos Reológicos	34
3.2.1. Modelo Newtoniano	35
3.2.2. Modelo Plástico de Bingham	36
3.2.3. Modelo de Ley de Potencia	37
3.2.4. Modelo de Ley de Potencia Modificada	38
4. Aspectos teóricos del filtrado de líquidos	41
4.1. Generalidades	41
4.2. Tipos de Filtración	43
4.2.1. Filtración Estática	43
4.2.2. Filtración Dinámica	53
5. Cementación de Pozos de Hidrocarburos	55
5.1. Objetivos de la Cementación Primaria	55
5.2. Proceso de Cementación Primaria	57
5.3. Equipo para la Cementación primaria	60
6. Acondicionamiento del Hoyo	61
6.1. Altas tasas de desplazamiento	66
6.2. Acondicionamiento del fluido de perforación	68
6.3. Centralización de tubería	69
6.4. Movimientos de tubería	71

---

6.5. Cantidad de fluido de desplazamiento	72
6.6. Espaciadores y Lavadores	73
7. Antecedentes	75
7.1. Trabajos realizados sobre el desplazamiento del fluido de perforación	75
7.2. Trabajos realizados sobre la compresibilidad y erosionabilidad del revoque	79
Parte Experimental	87
1. Equipos	87
2. Plan de Experiencias y Procedimiento Experimental	94
2.1. Formulación de los fluidos de perforación	96
2.2. Caracterización de los fluidos de perforación	98
2.3. Validación del prototipo experimental	99
2.4. Caracterización del revoque del fluido de perforación	100
2.4.1. Pruebas de filtrado bajo condiciones estáticas	100
2.5. Erosionabilidad mecánica del revoque	101
2.5.1. Efecto de la tasa de corte y determinación de la erosionabilidad mecánica	101
2.6. Efecto de los Lavadores Químicos	102
2.6.1. Formación del revoque en condiciones dinámicas	102
2.6.2. Remoción Química	103
3. Descripción de sustancias empleadas	106
4. Validación de los resultados	111
4.1. Media aritmética	111
4.2. Desviación estándar	112
4.3. Coeficiente de variación	112
Presentación y Discusión de Resultados	113

---

1. Composición, Propiedades Reológicas y Pérdida de Filtrado de los Fluidos de Perforación	113
1.1. Composición de los fluidos de perforación	113
1.2. Propiedades reológicas de los fluidos de perforación	115
1.3. Pérdida de filtrado de los fluidos de perforación	126
2. Filtración Estática de los Fluidos de Perforación	127
3. Índice de Compresibilidad de Revoques de Fluidos de Perforación densificados con Hematita y Barita	147
4. Erosionabilidad de Revoques de Fluidos de Perforación densificados con Hematita y Barita	161
5. Remoción Química de Revoques de Fluidos de Perforación densificados con Hematita y Barita	166
6. Validación de la Celda PDVSA de Filtrado Dinámico para Evaluación de Lavadores	198
Conclusiones	206
Recomendaciones	209
Referencias Bibliográficas	211
Apéndices	216

**ÍNDICE DE TABLAS**

Contenido	Página
Tabla 1. Rango de valores de los índices de compresibilidad.	53
Tabla 2. Formulación 1 del fluido de perforación base aceite con tres concentraciones de polímero, densidad 12 lb/gal.	97
Tabla 3. Formulación 2 del fluido de perforación base aceite con tres concentraciones de polímero, densidad 12 lb/gal.	98
Tabla 4. Orden, aditivos y concentración de la formulación del lavador 1.	104
Tabla 5. Orden, aditivos y concentración de la formulación del lavador 2.	104
Tabla 6. Orden, aditivos y concentración de la formulación del lavador 3.	104
Tabla 7. Orden, aditivos y concentración de la formulación del lavador 4.	105
Tabla 8. Orden, aditivos y concentración de la formulación del lavador 5.	105
Tabla 9. Orden, aditivos y concentración de la formulación del lavador 6.	105
Tabla 10. Orden, aditivos y concentración de la formulación del lavador 7.	106
Tabla 11. Orden, aditivos y concentración de la formulación del lavador 8.	106
Tabla 12. Propiedades del Aceite mineral.	107
Tabla 13. Propiedades de la Arcilla Organofílica.	108
Tabla 14. Propiedades de la Cal hidratada.	108
Tabla 15. Propiedades del Modificador Reológico.	109
Tabla 16. Propiedades del Humectante.	109
	XII

---

Tabla 17. Propiedades del gasoil.	110
Tabla 18. Propiedades del Kerosén.	110
Tabla 19. Propiedades del Xileno.	111
Tabla 20. Propiedades del Ácido clorhídrico.	111
Tabla 21. Formulación del fluido de perforación BACP con tres concentraciones de polímero densificado con barita, densidad 12 lpg.	114
Tabla 22. Lecturas reológicas obtenidas a 150 °F con la formulación 1 del fluido de perforación BACP densificado con hematita con tres concentraciones de polímero, antes y después de ser envejecido a 300 °F y 150 lpc.	116
Tabla 23. Lecturas reológicas obtenidas a 150 °F con la formulación 2 del fluido de perforación BACP densificado con hematita con tres concentraciones de polímero, antes y después de ser envejecido a 300 °F y 150 lpc.	116
Tabla 24. Propiedades reológicas a 150 °F de la formulación 1 del fluido de perforación BACP densificado con hematita con tres concentraciones de polímero, antes y después de ser envejecido a 300 °F y 150 lpc.	117
Tabla 25. Propiedades reológicas a 150 °F de la formulación 2 del fluido de perforación BACP densificado con hematita con tres concentraciones de polímero, antes y después de ser envejecido a 300 °F y 150 lpc.	118

---

Tabla 26. Parámetros de diferentes modelos reológicos a partir de las lecturas obtenidas en un viscosímetro a 150 °F con los fluidos de perforación BACP densificado con hematita (formulación 2), con tres concentraciones de polímero.	120
Tabla 27. Lecturas reológicas obtenidas a 150 °F con el fluido de perforación BACP densificado con barita con tres concentraciones de polímero, antes y después de ser envejecido a 300 °F y 150 lpc.	123
Tabla 28. Propiedades reológicas a 150 °F del fluido de perforación BACP densificado con barita con tres concentraciones de polímero, antes y después de ser envejecido a 300 °F y 150 lpc.	123
Tabla 29. Filtrado obtenido en la prueba de filtración A.T.A.P. con fluidos de perforación BACP densificados con Hematita y con Barita, con diferentes concentraciones de polímero, antes y después del envejecimiento a 300 °F y 150 lpc.	126
Tabla 30. Valores de masa promedio y flujo másico de filtrado acumulado durante la filtración estática a 185 °F y tres presiones, de la formulación 2 del fluido de perforación densificado con hematita, con una concentración de 3 lb/bbl de polímero.	133
Tabla 31. Valores de masa promedio y flujo másico de filtrado acumulado durante la filtración estática a 185 °F y tres presiones, de la formulación 2 del fluido de perforación densificado con hematita, con una concentración de 5 lb/bbl de polímero.	134

---

Tabla 32. Valores de masa promedio y flujo másico de filtrado acumulado durante la filtración estática a 185 °F y tres presiones, de la formulación 2 del fluido de perforación densificado con hematita, con una concentración de 7 lb/bbl de polímero.	135
Tabla 33. Masa de revoque seco obtenido a partir de la filtración estática a 185 °F y tres presiones, de la formulación 1 y 2 de fluidos de perforación densificados con hematita, con tres concentraciones de polímero.	145
Tabla 34. Masa de revoque seco obtenido a partir de la filtración estática a 185 °F y tres presiones, del fluido de perforación densificado con barita con tres concentraciones de polímero.	146
Tabla 35. Densidad a 25 °C (77 °F) de soluciones formadas por polímero estireno-butadieno disuelto en aceite mineral, con las concentraciones empleadas en los fluidos de perforación.	149
Tabla 36. Resistencia específica másica a 150, 250 y 500 lpc del fluido de perforación densificado con hematita (formulación 1) con una concentración de 3 lb/bbl de polímero.	154
Tabla 37. Índice de compresibilidad de los revoques de fluidos de perforación densificados con hematita (formulación 1) con una concentración de 3 lb/bbl de polímero.	155
Tabla 38. Resistencia específica másica a 150, 250 y 500 lpc del fluido de perforación densificado con hematita (formulación 2) con una concentración de 3 lb/bbl de polímero.	156



---

Tabla 39. Resistencia específica másica a 150, 250 y 500 lpc del fluido de perforación densificado con hematita (formulación 2) con una concentración de 5 lb/bbl de polímero.	156
Tabla 40. Resistencia específica másica a 150, 250 y 500 lpc del fluido de perforación densificado con hematita (formulación 2) con una concentración de 7 lb/bbl de polímero.	157
Tabla 41. Índice de compresibilidad de los revoques de fluidos de perforación densificados con hematita (formulación 2) con tres concentraciones de polímero.	158
Tabla 42. Resistencia específica másica a 150, 250 y 500 lpc del fluido de perforación densificado con barita, con una concentración de 3 lb/bbl de polímero.	159
Tabla 43. Resistencia específica másica a 150, 250 y 500 lpc del fluido de perforación densificado con barita, con una concentración de 5 lb/bbl de polímero.	159
Tabla 44. Resistencia específica másica a 150, 250 y 500 lpc del fluido de perforación densificado con barita, con una concentración de 7 lb/bbl de polímero.	160
Tabla 45. Índice de compresibilidad de los revoques de fluidos de perforación densificados con barita, con tres concentraciones de polímero.	160
Tabla 46. Porcentajes de erosión mecánica a diferentes tasas de corte de los revoques de fluidos de perforación densificados con hematita, con tres concentraciones de polímero, a 185 °F y 250 lpc.	161

- 
- Tabla 47. Porcentajes de erosión mecánica a diferentes tasas de corte de los revoques de fluidos de perforación densificados con barita, con tres concentraciones de polímero, a 185 °F y 250 lpc <sup>[13]</sup>. 163
- Tabla 48. Porcentajes de remoción química al aplicar, según procedimiento experimental 1, diferentes lavadores con una tasa de corte de 600 r.p.m. sobre los revoques de fluidos de perforación BACP densificados con hematita, con tres concentraciones de polímero, a 185 °F y 250 lpc. 167
- Tabla 49. Porcentajes de remoción química al aplicar, según procedimiento experimental 2, diferentes lavadores con una tasa de corte de 600 r.p.m. sobre los revoques de fluidos de perforación BACP densificados con hematita, con tres concentraciones de polímero, a 185 °F y 250 lpc. 168
- Tabla 50. Porcentajes de remoción química al aplicar los lavadores 4, 5 y 6 con una tasa de corte de 600 r.p.m. sobre los revoques de fluidos de perforación BACP densificados con hematita, con tres concentraciones de polímero, a 185 °F y 250 lpc. 176
- Tabla 51. Porcentajes de remoción química al aplicar los lavadores 7 y 8 con una tasa de corte de 600 r.p.m. sobre los revoques de fluidos de perforación BACP densificados con barita, con 3 lb/bbl de polímero, a 248 °F y 500 lpc. 186
- Tabla 52. Porcentajes de remoción química al aplicar diferentes lavadores con una tasa de corte de 600 r.p.m. sobre los revoques de fluidos de perforación BACP densificados con barita, con tres concentraciones de polímero, a 185 °F y 250 lpc <sup>[13]</sup>. 194

Tabla 53. Porcentaje de revoque de fluido BACP densificado con hematita y barita, remanente después de la remoción mecánica y química, más eficiente y deficiente.	197
Tabla 54. Potencia por unidad de superficie de revoque en la Celda PDVSA de Filtrado Dinámico para Evaluación de Lavadores, a diferentes tasas de corte, empleando un fluido de 12 lpg y 23 cP.	200
Tabla 55. Potencia por unidad de superficie en anulares de diferentes tamaños con un revestidor de 5 plg, para caudales entre 1 y 8 bpm, empleando el fluido de perforación BACP densificado con hematita (formulación 2) con 3 lb/bbl de polímero.	201
Tabla 56. Potencia por unidad de superficie en anulares de diferentes tamaños con un revestidor de 20 plg, para caudales entre 1 y 8 bpm, empleando el fluido de perforación BACP densificado con hematita (formulación 2) con 3 lb/bbl de polímero.	201

## ÍNDICE DE FIGURAS

Contenido	Página
Figura 1. Componentes de un Taladro de Perforación Rotatoria.	9
Figura 2. Modelos Reológicos.	35
Figura 3. Características del proceso de filtración.	42
Figura 4. Flujo por unidad de área como función de la caída de presión a través de la torta de filtrado.	49
Figura 5.a. Revoques incompresibles.	50
Figura 5.b. Revoques compresibles.	50
Figura 6. Variación de la resistencia específica con la presión.	51
Figura 7. Fuerzas presentes en el Filtrado Dinámico.	54
Figura 8. Objetivos de la Cementación Primaria.	56
Figura 9. Equipo utilizado en la Cementación Primaria.	59
Figura 10. Desplazamiento del fluido “a” por el fluido “b” en el anular.	63
Figura 11. Curva de eficiencia del desplazamiento.	63
Figura 12. Perfil de flujo en un anular excéntrico.	70
Figura 13. Desplazamiento y Excentricidad.	70
Figura 14. Movimientos de rotación de la sarta de revestimiento.	72
Figura 15. Corte transversal de un Revestidor Cementado.	76
Figura 16. Gelificación del lodo en condiciones estáticas.	81
Figura 17. Esquema de la Celda de Erosionabilidad.	82
Figura 18. Balanza Analítica.	88
Figura 19. Agitador Hamilton Beach.	88
Figura 20. Agitador Lightning.	88
Figura 21. Balanza de Lodos Presurizada.	88
Figura 22. Horno de Envejecimiento.	89

---

Figura 23.	Estufa Memmert.	89
Figura 24.	Viscosímetro Chann 35.	90
Figura 25.	Celda de Filtrado API.	90
Figura 26.	Celda de Filtrado Dinámico para Evaluación de Lavadores.	93
Figura 27.	Esquema de la Celda de Filtrado Dinámico para Evaluación de Lavadores.	94
Figura 28.	Monómero del polímero Estireno-Butadieno.	107
Figura 29.	Reacción entre la Bentonita y Sales de Aminas cuaternarias.	108
Figura 30.	Modelos reológicos del fluido de perforación BACP densificado con hematita (formulación 2), con 3 lb/bbl de polímero, partiendo de las lecturas reológicas obtenidas a 150 °F.	121
Figura 31.	Modelos reológicos del fluido de perforación BACP densificado con hematita (formulación 2), con 5 lb/bbl de polímero, partiendo de las lecturas reológicas obtenidas a 150 °F.	121
Figura 32.	Modelos reológicos del fluido de perforación BACP densificado con hematita (formulación 2), con 7 lb/bbl de polímero, partiendo de las lecturas reológicas obtenidas a 150 °F.	122
Figura 33.	Lecturas reológicas a 150 °F de fluidos de perforación densificados con hematita y barita, con una concentración 3 lb/bbl de polímero.	125
Figura 34.	Masa promedio de filtrado acumulado durante la filtración estática a 185 °F y tres presiones, de la formulación 1 del fluido de perforación densificado con hematita, con una concentración de 3 lb/bbl de polímero.	128

- Figura 35. Masa promedio de filtrado acumulado durante la filtración estática a 185 °F y tres presiones, de la formulación 1 del fluido de perforación densificado con hematita, con una concentración de 7 lb/bbl de polímero. 128
- Figura 36. Flujo másico de filtrado durante la filtración estática a 185 °F y tres presiones, de la formulación 1 del fluido de perforación densificado con hematita, con una concentración de 3 lb/bbl de polímero. 129
- Figura 37. Flujo másico de filtrado durante la filtración estática a 185 °F y tres presiones, de la formulación 1 del fluido de perforación densificado con hematita, con una concentración de 7 lb/bbl de polímero. 130
- Figura 38. Masa promedio de filtrado acumulado durante la filtración estática a 185 °F y tres presiones, de la formulación 2 del fluido de perforación densificado con hematita, con una concentración de 3 lb/bbl de polímero. 136
- Figura 39. Masa promedio de filtrado acumulado durante la filtración estática a 185 °F y tres presiones, de la formulación 2 del fluido de perforación densificado con hematita, con una concentración de 5 lb/bbl de polímero. 136
- Figura 40. Masa promedio de filtrado acumulado durante la filtración estática a 185 °F y tres presiones, de la formulación 2 del fluido de perforación densificado con hematita, con una concentración de 7 lb/bbl de polímero. 137

- 
- Figura 41. Flujo másico de filtrado durante la filtración estática a 185 °F y tres presiones, de la formulación 2 del fluido de perforación densificado con hematita, con una concentración de 3 lb/bbl de polímero. 137
- Figura 42. Flujo másico de filtrado durante la filtración estática a 185 °F y tres presiones, de la formulación 2 del fluido de perforación densificado con hematita, con una concentración de 5 lb/bbl de polímero. 138
- Figura 43. Flujo másico de filtrado durante la filtración estática a 185 °F y tres presiones, de la formulación 2 del fluido de perforación densificado con hematita, con una concentración de 7 lb/bbl de polímero. 138
- Figura 44. Flujo másico de filtrado durante la filtración estática a 185 °F y 500 lpc, de la formulación 2 del fluido de perforación densificado con hematita, con tres concentraciones de polímero. 140
- Figura 45. Masa promedio de filtrado acumulado durante la filtración estática a 185 °F y tres presiones, de fluidos de perforación densificados con hematita y barita, con una concentración de 3 lb/bbl de polímero. 141
- Figura 46. Masa promedio de filtrado acumulado durante la filtración estática a 185 °F y tres presiones, de fluidos de perforación densificados con hematita y barita, con una concentración de 5 lb/bbl de polímero. 141

- 
- Figura 47. Masa promedio de filtrado acumulado durante la filtración estática a 185 °F y tres presiones, de fluidos de perforación densificados con hematita y barita, con una concentración de 7 lb/bbl de polímero. 142
- Figura 48. Flujo másico de filtrado durante la filtración estática a 185 °F y tres presiones, de fluidos de perforación densificados con hematita y barita, con una concentración de 3 lb/bbl de polímero. 143
- Figura 49. Flujo másico de filtrado durante la filtración estática a 185 °F y tres presiones, de fluidos de perforación densificados con hematita y barita, con una concentración de 5 lb/bbl de polímero. 144
- Figura 50. Flujo másico de filtrado durante la filtración estática a 185 °F y tres presiones, de fluidos de perforación densificados con hematita y barita, con una concentraciones de 7 lb/bbl de polímero. 144
- Figura 51. Lecturas reológicas a 80 °C de soluciones con 3 y 7 lb/bbl de polímero disuelto en aceite mineral. 148
- Figura 52. Inverso flujo volumétrico en función del volumen de filtrado acumulado a 185 °F y tres presiones, del fluido de perforación densificado con hematita (formulación 1) con una concentración de 3 lb/bbl de polímero. 150
- Figura 53. Inverso del flujo volumétrico de filtrado en función del volumen de filtrado acumulado a 185 °F y tres presiones, del fluido de perforación densificado con hematita (formulación 1) con una concentración de 7 lb/bbl de polímero. 151



- 
- Figura 54. Inverso del flujo volumétrico de filtrado en función del volumen de filtrado acumulado a 185 °F y tres presiones, del fluido de perforación densificado con hematita (formulación 2) con una concentración de 3 lb/bbl de polímero. 152
- Figura 55. Inverso flujo volumétrico en función del volumen de filtrado acumulado a 185 °F y tres presiones, del fluido de perforación densificado con hematita (formulación 2) con una concentración de 5 lb/bbl de polímero. 153
- Figura 56. Inverso del flujo volumétrico de filtrado en función del volumen de filtrado acumulado a 185 °F y tres presiones, del fluido de perforación densificado con hematita (formulación 2) con una concentración de 7 lb/bbl de polímero. 153
- Figura 57. Logaritmo neperiano de la resistencia específica másica en función del logaritmo neperiano de la presión, del fluido de perforación densificado con hematita (formulación 1) con una concentración de 3 lb/bbl de polímero. 155
- Figura 58. Logaritmo neperiano de la resistencia específica másica en función del logaritmo neperiano de la presión, del fluido de perforación densificado con hematita (formulación 2) con tres concentraciones de polímero. 158
- Figura 59. Relación entre el índice de compresibilidad y la erosión mecánica a 1500 r.p.m. de revoques de tres sistemas de fluidos de perforación con la menor concentración de controlador de filtrado. 164

- Figura 60. Flujo másico de filtrado antes y durante la remoción química con los lavadores 1, 2 y 3 sobre el revoque del fluido densificado con hematita con 3 lb/bbl de polímero, a 185 °F y 250 lpc. 169
- Figura 61. Flujo másico de filtrado antes y durante la remoción química con los lavadores 1, 2 y 3 sobre el revoque del fluido densificado con hematita con 7 lb/bbl de polímero, a 185 °F y 250 lpc. 170
- Figura 62. MEB a 50X de aumento de los revoques de fluidos densificados con hematita con 3 y 7 lb/bbl de polímero antes y después de ser atacados por los lavadores 1, 2 y 3. 171
- Figura 63. EDS que evidencia la hematita (izquierda) y la arcilla organofílica (derecha) en los revoques de fluidos densificados con hematita con 3 y 7 lb/bbl de polímero antes y después de ser atacados por los lavadores 1, 2 y 3. 172
- Figura 64. Flujo másico de filtrado antes y durante la remoción química con los lavadores 4, 5 y 6 sobre el revoque del fluido densificado con hematita con 3 lb/bbl de polímero, a 185 °F y 250 lpc. 177
- Figura 65. MEB a 50X de aumento de los revoques de fluidos densificados con hematita con 3 lb/bbl de polímero antes y después de ser atacados por los lavadores 4, 5 y 6. 178

---

Figura 66.	MEB a 2000X del revoque del fluido de perforación densificado con hematita con 3 lpb de polímero después de aplicar el lavador 4.	179
Figura 67.	EDS que evidencia el cloruro de hierro en el revoque del fluido de perforación densificado con hematita con 3 lb/bbl de polímero después de aplicar el lavador 4.	180
Figura 68.	MEB a 1000X de aumento de los revoques de fluidos densificados con hematita con 3 lb/bbl de polímero después de ser atacado por el lavador 6.	181
Figura 69.	EDS que evidencia el NaCl en los revoques de fluidos densificados con hematita con 3 lb/bbl de polímero después de ser atacado por el lavador 6.	182
Figura 70.	Flujo másico de filtrado antes y durante la remoción química con el lavador 4 sobre el revoque del fluido densificado con hematita con 7 lb/bbl de polímero, a 185 °F y 250 lpc.	184
Figura 71.	MEB a 50X de aumento de los revoques de fluidos densificados con hematita con 7 lb/bbl de polímero antes y después de ser atacados por los lavadores 4 y 6.	185
Figura 72.	Flujo másico de filtrado antes y durante la remoción química de revoques de fluidos densificados con hematita con 3 lb/bbl de polímero, mediante diferentes lavadores y diferentes condiciones de presión y temperatura.	187
Figura 73.	Espectro FT-IR de la Cal Hidratada. Pastilla de KBr 1%.	189
Figura 74.	Espectro FT-IR de la Arcilla Organofílica. Pastilla de KBr 1%.	189

---

Figura 75.	Espectro FT-IR de la Hematita. Pastilla de KBr <0,5%.	189
Figura 76.	Espectro FT-IR del Polímero estireno-butadieno. Pastilla de KBr 0,5%.	190
Figura 77.	Comparación de los espectros FT-IR de las muestras de los revoques de fluidos de perforación densificados con hematita con 3 lb/bbl de polímero, sin lavador químico y después de aplicar lavador 2 y 4.	191
Figura 78.	Porcentajes de remoción química con diferentes lavadores sobre revoques de fluidos BACP densificados con hematita, con tres concentraciones de polímero, a 250 lpc y 185 °F.	192
Figura 79.	MEB a 50X y flujo másico de filtrado, de los revoques de fluidos densificados con hematita con 3 lb/bbl de polímero antes y durante la remoción química a 250 lpc y 185 °F con seis lavadores.	193
Figura 80.	Porcentajes de remoción química al aplicar el lavador 1 a 600 r.p.m., 250 lpc y 186 °F, sobre revoques de fluidos densificados con hematita y barita, con tres concentraciones de polímero.	194
Figura 81.	Porcentajes de remoción química al aplicar el lavador 2 a 600 r.p.m., 250 lpc y 186 °F, sobre revoques de fluidos densificados con hematita y barita, con tres concentraciones de polímero.	195
Figura 82.	Porcentajes de remoción química al aplicar el lavador 3 a 600 r.p.m., 250 lpc y 186 °F, sobre revoques de fluidos densificados con hematita y barita, con tres concentraciones de polímero.	195

- Figura 83. Tasa de corte aplicada en la celda equivalente en potencia/área al caudal de bombeo utilizado en diferentes anulares con revestidores de 5 y 20 plg de diámetro. 202
- Figura 84. Tasa de corte aplicada en la celda equivalente en potencia/área al caudal de bombeo utilizado en diferentes anulares con revestidor de 5 plg de diámetro, y remoción mecánica a diferentes tasas de corte de los revoques de fluidos de perforación BACP densificados con hematita con 3 lb/bbl de polímero. 204

## NOMENCLATURA

$A$	Área de sección transversal al flujo de filtrado	[L <sup>2</sup> ]
$C$	Fracción volumétrica de sólidos en el revoque (volumen de sólidos depositados en el revoque/volumen del revoque)	[Adim.]
$C_{av}$	Fracción volumétrica promedio de sólidos en el revoque (volumen de sólidos depositados en el revoque/volumen del revoque)	[Adim.]
$C_o$	Constante empírica de la Ec. 37.a	[(L.t <sup>2</sup> /M) <sup>0</sup> ]
$C_o'$	Constante empírica de la Ec. 37.b (volumen de sólidos depositados en el revoque/volumen del revoque)	[Adim.]
$C_o''$	Constante empírica de la Ec. 38	[(L.t <sup>2</sup> /M) <sup>0</sup> ]
$C'$	Constante de proporcionalidad de la Ec. 46	[M/L.t <sup>2</sup> ]
$c$	Masa de revoque seco por unidad de volumen de filtrado	[M/L <sup>3</sup> ]
$c_v$	Concentración volumétrica de la suspensión	[Adim.]
$D_i$	Diámetro interior del revestidor	[L]
$D_o$	Diámetro exterior del revestidor	[L]
$dV_f$	Diferencial de volumen de filtrado	[L <sup>3</sup> ]
$dr$	Diferencial de longitud a través del diámetro de tubería	[L]
$dt$	Diferencial de tiempo	[t]
$dv$	Diferencial de velocidad de una lámina de fluido	[L/t]
$E_{df}$	Erosionabilidad del fluido de perforación	[L.t <sup>2</sup> /M]
$F_H$	Fuerza tangencial al revoque	[M.L/t <sup>2</sup> ]
$F_s$	Fuerza de arrastre sobre las partículas	[M.L/t <sup>2</sup> ]
$f$	Coefficiente de fricción	[Adim.]

$G_{10min}$	Esfuerzo de gel a los 10 min.	[M/L.t <sup>2</sup> ]
$g.e.$	Gravedad específica	[Adim.]
$K$	Constante de Kozeny	[Adim.]
$k$	Índice de consistencia del fluido	[M.t <sup>n-2</sup> /L]
$L$	Profundidad del revoque	[L]
$L_{300}$	Lectura en el viscosímetro a 300 r.p.m.	[M/L.t <sup>2</sup> ]
$L_{600}$	Lectura en el viscosímetro a 600 r.p.m.	[M/L.t <sup>2</sup> ]
$M.I.F.$	Factor de inmovilidad	[M.L <sup>2</sup> /t <sup>2</sup> ]
$M_l$	Masa de líquidos en el fluido de perforación	[M]
$M_s$	Masa de sólidos en el fluido de perforación	[M]
$m_f$	Masa de filtrado acumulado	[M]
$n$	Índice de comportamiento de flujo	[Adim.]
$P$	Presión	[M/L.t <sup>2</sup> ]
$P_L$	Presión hidráulica	[M/L.t <sup>2</sup> ]
$P_o$	Valor empírico de la Ec. 37.a y 37.b	[M/L.t <sup>2</sup> ]
$P_s$	Presión de compresión	[M/L.t <sup>2</sup> ]
$P_l$	Presión en un punto cualquiera dentro del revoque	[M/L.t <sup>2</sup> ]
$\Delta P$	Caída de presión	[M/L.t <sup>2</sup> ]
$\Delta P_c$	Caída de presión a través del revoque	[M/L.t <sup>2</sup> ]
$\Delta P_m$	Caída de presión a través del medio filtrante	[M/L.t <sup>2</sup> ]
$Q$	Caudal de filtrado a través del revoque	[L <sup>3</sup> /t]
$q$	Velocidad de filtración	[L/t]
$R_m$	Resistencia del medio filtrante	[1/L]
$r_c$	Resistencia específica promedio del revoque	[1/L <sup>2</sup> ]
$STO$	Standoff	[Adim.]
$S_v$	Área superficial por unidad de volumen de las partículas	[1/L]
$s$	Índice de Compresibilidad del Revoque	[Adim.]

$V_f$	Volumen de filtrado	[L <sup>3</sup> ]
$V_{f30min}$	Volumen de filtrado en 30 min.	[L <sup>3</sup> ]
$V_l$	Volumen de líquidos en el fluido de perforación	[L <sup>3</sup> ]
$V_s$	Volumen de sólidos en el fluido de perforación	[L <sup>3</sup> ]
$W_n$	Separación mínima entre las paredes del hoyo y el revestidor	[L]
$W_w$	Separación máxima entre las paredes del hoyo y el revestidor	[L]
$\chi_o$	Relación entre el volumen del revoque y el volumen del filtrado	[Adim.]
$z$	Longitud a lo largo del eje axial del anular	[L]
$\alpha$	Resistencia específica del revoque referida a la masa	[L/M]
$\alpha_o$	Constante empírica de la Ec. 36.a	[(L/M).(L.t <sup>2</sup> /M) <sup>1</sup> ]
$\alpha_o'$	Constante empírica de la Ec. 36.b	[L/M]
$\gamma$	Tasa de corte	[1/t]
$\delta$	Índice de compresibilidad referido a la permeabilidad	[Adim.]
$\varepsilon$	Porosidad del revoque	[Adim.]
$\varepsilon_s$	Solidosidad	[Adim.]
$\eta$	Índice de compresibilidad referido a la resistencia específica	[Adim.]
$\kappa$	Permeabilidad del revoque	[L <sup>2</sup> ]
$\kappa_o$	Constante empírica de la Ec. 39.a	[L <sup>2</sup> .(M/L.t <sup>2</sup> ) <sup>δ</sup> ]
$\kappa_o'$	Constante empírica de la Ec. 39.b	[L <sup>2</sup> ]
$\kappa'$	Constante de proporcionalidad de la Ley de Darcy	[L <sup>3</sup> .t/M]
$\mu$	Viscosidad	[M/L.t]
$\mu_e$	Viscosidad efectiva	[M/L.t]



---

$\mu_f$	Viscosidad del filtrado	[M/L.t]
$\mu_p$	Viscosidad plástica	[M/L.t]
$\rho_{lodo}$	Densidad del fluido de perforación	[M/L <sup>3</sup>
$\rho_s$	Densidad de las partículas sólidas	[M/L <sup>3</sup> ]
$\tau$	Esfuerzo de Corte	[M/L.t <sup>2</sup> ]
$\tau_{gel}$	Esfuerzo de gel del fluido de desplazamiento	[M/L.t <sup>2</sup> ]
$\tau_o$	Punto cedente	[M/L.t <sup>2</sup> ]
$\tau_{oc}$	Esfuerzo cedente de la lechada de cemento	[M/L.t <sup>2</sup> ]
$\tau_{om}$	Esfuerzo cedente del fluido de perforación	[M/L.t <sup>2</sup> ]
$\tau_{wbe}$	Esfuerzo cedente mínimo necesario para la remoción mecánica del revoque y lodo gelificado	[M/L.t <sup>2</sup> ]
$\nu$	Índice de compresibilidad referido a la concentración volumétrica de sólidos en el revoque	[Adim.]

## ABREVIACIONES

Adim: Adimensional

A.T.A.P.: Alta Temperatura, Alta Presión

API: American Petroleum Institute

BACP: Base Aceite con Polímero

bbbl: Barriles

Coef.: Coeficiente

Desv.: Desviación

EDS: Espectroscopia por Energía Dispersiva

FTIR: Espectroscopia Infrarroja por Transformada de Fourier

g.e.: Gravedad Específica

lpc: libras por pulgada cuadrada

lpg: libras por galón

MEB: Microscopía Electrónica de Barrido

PCA: Aromáticos policíclicos

PHPA: Poliacrilamida Parcialmente Hidrolizada

POT: Potencia

POT\_A: Potencia por unidad de área

Prom.: Promedio

r.p.m.: revoluciones por minuto

## INTRODUCCIÓN

En la construcción de un pozo de hidrocarburos la cementación primaria es el proceso que más repercute sobre la vida útil del mismo, ya que del éxito de dicho proceso depende ampliamente la operación segura y control del pozo.

El objetivo principal de la cementación primaria es el aislamiento zonal, el cual se logra creando un sello en el anular a partir del fraguado de la lechada de cemento, que se coloca entre el revestidor y el hoyo abierto <sup>[1]</sup>. El aislamiento zonal tiene como finalidad impedir la formación de canales en el espacio anular, a través de los cuales puedan fluir gas, petróleo o agua, no deseados, hacia la superficie u otras zonas permeables, o se pierdan volúmenes de petróleo, afectando negativamente la productividad del pozo <sup>[2]</sup>.

Para lograr el aislamiento zonal el hoyo debe ser acondicionado mediante el desplazamiento del fluido de perforación gelificado y parte del revoque formado debido a la filtración de la fase líquida del lodo hacia las zonas permeables de la formación.

La eficiencia del proceso de acondicionamiento es importante, ya que constituye uno de los factores de los cuales depende la calidad del trabajo de cementación, evitando el riesgo de una mala cementación por no lograrse el aislamiento zonal requerido en el pozo. Estudios realizados por Haut y Crook <sup>[3]</sup> demuestran que la remoción eficiente del revoque formado y el desplazamiento total del lodo son factores críticos en el éxito de los trabajos de cementación primaria.

En ese sentido, la cementación primaria representa cerca del 8% de los costos de construcción de un pozo, los cuales pueden aumentar hasta 20% aproximadamente, si se realizan trabajos de cementación secundaria o remedial. <sup>[4]</sup>.

Por otro lado, es importante mencionar que actualmente el 15% de los trabajos de cementación primaria fallan y estos problemas en cementación, a escala internacional, cuestan a las compañías productoras de petróleo y gas casi 470 MMUS\$/año, siendo este el nivel de riesgo del proceso hoy en día <sup>[5]</sup>.

Dada la trascendencia que presenta el proceso de acondicionamiento en la vida útil del pozo, es importante estudiar a fondo los mecanismos que intervienen y los factores que influyen en la remoción del lodo. La técnica más utilizada para retirar el revoque es la erosionabilidad mecánica mediante la aplicación de esfuerzos de corte sobre su superficie, combinada con la acción de sustancias químicas, llamadas lavadores.

Esta investigación permitirá comparar las propiedades de revoques formados con dos densificantes: barita y hematita. La razón de esta comparación surge del hecho de que actualmente a nivel nacional se está adaptando el uso de un nuevo densificante en los lodos de perforación para sustituir a la barita que se ha usado desde los inicios en la construcción de pozos de hidrocarburos. Este nuevo densificante es a base de hematita, cuya principal ventaja frente a la barita, es su manufactura nacional (la barita es importada) lo que implica ahorro de divisas en los costos en perforación <sup>[6]</sup>.

Para ello este estudio se propone simular mediante un equipo de laboratorio los procesos de formación y remoción de revoques de un fluido de perforación base aceite densificado con hematita, que ocurren en un pozo durante el proceso de acondicionamiento del mismo.

El uso de la hematita en lugar de barita como densificante en los fluidos de perforación ha traído importantes ventajas al proceso de perforación como es el incremento de la rapidez de penetración de la

mecha en la formación y menor contenido de sólidos en el lodo dado a su mayor densidad <sup>[7]</sup>.

Ante las ventajas que ofrece la hematita en el proceso de perforación es importante conocer cómo afecta al proceso de cementación desde el punto de vista del grado de remoción del revoque formado por un fluido de perforación formulado con hematita.

## PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La creación de canales de comunicación en el anular cementado representa una de las principales fallas de la cementación primaria, la cual se puede atribuir a la contaminación de la lechada de cemento con el lodo, y al contacto entre el cemento fraguado y el revoque remanente [3]. El revoque no removido, de acuerdo a su composición química, puede sufrir a largo plazo procesos de descomposición, dejando microespacios entre el cemento endurecido y la pared del hoyo. Lo cual, podrá permitir el intercambio de fluidos entre la superficie y la formación; esto es un efecto no deseado, ya que atenta contra el aislamiento zonal requerido en el pozo.

Ciertos investigadores, como R. Bolívar et. al. [8], afirman, que en la tecnología de cementación, el proceso que presenta más fuentes de falla es el acondicionamiento del hoyo, previo a la cementación, entre otras causas, porque no se dispone de metodología ni criterios estándares recomendados para asegurar una eficiente limpieza del hoyo.

En la actualidad, especificaciones como tipo de lavador, tiempo de acondicionamiento, tasa de bombeo, entre otras condiciones, son fijadas de modo arbitrario, según el criterio y experiencia de quien realice el trabajo. Esto aumenta la incertidumbre en cuanto al éxito de la cementación primaria. Adicionalmente, en las operaciones de campo, no existe un modo específico ni criterios para determinar la cantidad de lavador requerido durante el acondicionamiento, así como la cantidad de revoque que se puede remover, partiendo de la composición del fluido de perforación utilizado durante la perforación del hoyo.

Por otra parte, desde el punto de vista de la perforación, se ha estudiado el uso de la hematita para densificar los fluidos de perforación, como una alternativa para el reemplazo de la barita. La barita ha sido el material densificante de mayor utilización en todo el

mundo debido a su abundancia y efectos abrasivos moderados. Sin embargo en el país no se dispone de minas de barita por lo que la Industria Petrolera Nacional tiene que importarla. Este hecho ha estimulado como alternativa el uso de hematita como densificante para lodo, dada la abundancia de dicho material en el país.

Por el auge en el uso de la hematita en las operaciones de perforación, por ofrecer significativas ventajas, se hace necesario realizar estudios para conocer qué efectos tiene en los procesos sucesivos a la perforación. Por lo tanto, se hace necesario investigar las propiedades de un lodo formulado con hematita, entre ellas la filtración, formación y remoción del revoque, a fin de determinar aquellas características que interesan durante la perforación y acondicionamiento del pozo.

Con este trabajo se pretende simular en un prototipo experimental el proceso de acondicionamiento que ocurre en el hoyo, para analizar las propiedades del revoque formado, así como los mecanismos involucrados en la erosión mecánica y remoción química del mismo. Para ello se empleará un fluido de perforación densificado con hematita, densificante conocido en la industria petrolera. El principal objetivo de esta investigación es conocer las ventajas y desventajas comparativas al emplear dicho componente en lugar de la barita; de este modo, se pretende proporcionar un estudio sobre la influencia en la cementación primaria del pozo. Todo ello contribuirá a optimizar la interfase de operación fluido de perforación-lechada de cemento.

## OBJETIVOS

Generales:

- Estudiar las propiedades fisico-químicas y estructura del revoque formado por un fluido de perforación formulado con hematita, como densificante. Asimismo, determinar la erosionabilidad mecánica y la remoción química efectuada por los lavadores comúnmente empleados previo al proceso de cementación. Comparar, al final, todas estas variables con los valores correspondientes a un fluido de perforación densificado con barita.

Específicos:

- Estudiar las características físicas (masa por unidad de área, masa erosionada por unidad de área, porosidad) y químicas (influencia de la formulación del lodo) de los revoques formados por un fluido de perforación base aceite, densificado con hematita.
- Establecer relación entre las propiedades del revoque obtenidas bajo condiciones estáticas (índice de compresibilidad), con propiedades derivadas de evaluaciones bajo condiciones dinámicas (erosionabilidad mecánica del revoque).
- Establecer relación entre las características químicas del revoque (formulación del lodo) y la acción del lavador (remoción química).
- Comparar la erosionabilidad de los revoques formados a partir de fluidos de perforación formulados con dos densificantes: barita y hematita.
- Validar los datos de simulación obtenidos en el prototipo experimental a fin de establecer comparaciones con el pozo real.



## MARCO TEÓRICO

La construcción de un pozo de hidrocarburos involucra una secuencia de procesos, iniciándose con la perforación del subsuelo mediante el sistema rotatorio, el cual en la actualidad es el sistema universalmente usado. Después de perforar el hoyo se extrae la barrena o mecha de perforación y se introduce la sarta de revestimiento; finalmente se realiza la terminación del pozo que incluye el aislamiento zonal a través de la cementación primaria. Una vez concluido el proceso de construcción, se conecta la superficie con el yacimiento y mediante un sistema de válvulas en superficie se lleva a cabo la extracción de los hidrocarburos [9].

### 1 PERFORACIÓN DE POZOS DE HIDROCARBUROS

La perforación de un pozo de hidrocarburos puede realizarse de dos maneras: percusión y rotatoria. Actualmente el sistema rotatorio es el que se usa en todo el mundo.

El sistema de perforación rotatoria se utilizó por primera vez en 1.901, trayendo innovaciones que difieren radicalmente del Sistema de perforación a Percusión, que por tantos años había servido a la industria. Las innovaciones más resaltantes fueron: el sistema de izaje, el sistema de circulación del fluido de perforación y los elementos que componen la sarta de perforación.

El sistema de perforación rotatoria ha sustituido por completo al sistema de perforación a percusión, por ser más económico y permitir la perforación del hoyo en menos tiempo; sin embargo, la elección de un sistema de perforación depende de tres factores:

- a) Características de la formación productora.

- b) Naturaleza de las formaciones que deben perforarse para llegar a las arenas productoras.
- c) Costo por pie perforado.

En el Sistema de Perforación Rotatoria el hoyo se va profundizando mediante el giro continuo de una mecha colocada en el extremo inferior de la sarta de perforación, a través de la cual se hace circular de manera continua un fluido de perforación que luego pasa por el espacio anular formado por la sarta y el hoyo [9, 10]. Los componentes del taladro de Perforación Rotatoria se muestran en la figura 1.

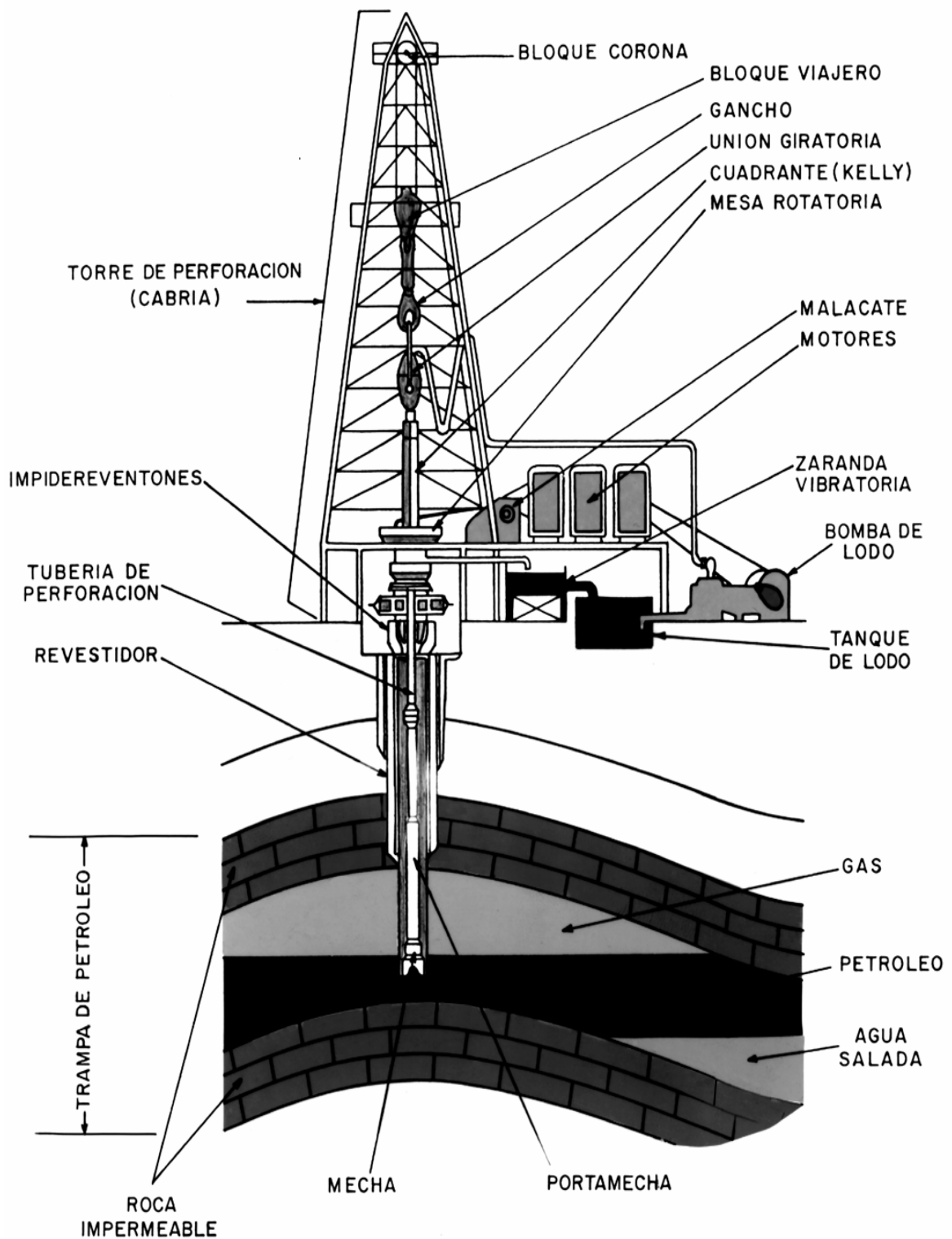


Figura 1. Componentes de un taladro de Perforación Rotatoria.

---

## 2 FLUIDOS DE PERFORACIÓN

El fluido de perforación consiste en una mezcla de sustancias, con propiedades físicas y químicas diseñadas para cumplir funciones específicas durante la perforación de un hoyo. Esta mezcla se introduce en el hoyo por medio de la tubería de perforación, es expulsada a través de las boquillas de la mecha perforadora y circula en el espacio anular entre la tubería y el hoyo hacia la superficie transportando los cortes generados por la mecha.

El fluido de perforación es el componente principal de las operaciones de perforación modernas: la perforación rotatoria. Un pozo de hidrocarburos no puede ser perforado sin la circulación continua del fluido de perforación pues facilita la perforación y mantiene el hoyo hasta que sea cementado. El gasto promedio en fluidos de perforación es en promedio 10% de los costos totales de construcción de un pozo de hidrocarburos [1].

La tecnología de lodos de perforación se rige por tres factores: rendimiento, economía e impacto ambiental. La principal función del fluido de perforación es contribuir con el éxito del proceso de construcción de pozos, con énfasis en la evaluación del yacimiento y la integridad del pozo. Además de ello, debe tener poca o nula toxicidad, para disminuir los riesgos a la salud y la seguridad de los operadores [1]. En la elección de un fluido de perforación también se considera la acción corrosiva y abrasiva que pueda ejercer sobre el equipo de perforación y bombeo, ya que afecta los costos de mantenimiento de los mismos.

### 2.1. Funciones del Fluido de Perforación [9, 11, 12]

Los fluidos de perforación se diseñan siguiendo los requerimientos de cada pozo en particular; incluso para un mismo pozo se emplean fluidos con diferentes formulaciones y diferentes propiedades para ser

utilizados en cada una de las secciones a perforar. Así se habla de fluido de perforación para hoyo superficial, hoyo intermedio y hoyo productor; en general, los dos primeros se agrupan como hoyo no productor.

Sin embargo, a pesar de la diversidad de fluidos de perforación que se pueden formular, todos tienen en común una serie de funciones que deben cumplir para que puedan ser considerados como tal y empleados en la perforación de un pozo.

Constantemente esas funciones se hacen cada vez más específicas y exigentes como consecuencia del proceso de optimización de la tecnología actual de fluidos de perforación y de los inconvenientes asociados a la perforación de nuevos pozos. Las funciones de un fluido de perforación son:

- a) Remover y transportar los ripios desde el fondo del hoyo hasta la superficie.

Para tener una perforación efectiva, los cortes generados por la mecha de perforación, llamados ripios, deben ser removidos inmediatamente, tanto del fondo del hoyo como del espacio anular. El fluido de perforación transporta estos ripios hasta la superficie donde son separados del lodo por medio de equipos para el control de sólidos; en consecuencia, el lodo debe poseer las propiedades necesarias para permitir la separación de los ripios en la superficie, y su recirculación al hoyo. Los ripios que no son transportados por el lodo, se acumulan en el espacio anular provocando un aumento en la torsión, el arrastre y en la presión hidrostática, e incluso pueden taponar el hoyo.

La capacidad de acarreo del lodo depende de varios factores, como la velocidad anular, la viscosidad plástica y el punto cedente, así como también la velocidad de asentamiento de los cortes

generados. En general, un buen punto cedente permite transportar los ripios fuera del hoyo.

b) Enfriar y lubricar la mecha de perforación.

Una de las principales funciones del lodo es enfriar la mecha de perforación y lubricar sus puntas. La acción de perforación requiere una considerable cantidad de energía mecánica en la mecha, rotación y energía hidráulica. Gran parte de esta energía es disipada como calor gracias al roce que existe entre la mecha y la formación; este calor es absorbido y transportado hacia la superficie por el lodo, permitiendo así que la barrena funcione apropiadamente.

c) Lubricar y enfriar la sarta de perforación.

Durante los movimientos de la sarta o tubería de perforación el roce entre ésta y las paredes del pozo, generan una considerable cantidad de calor que debe ser disipado fuera del hoyo. El lodo ayuda a enfriar la sarta de perforación por absorción de ese calor, y su posterior desprendimiento por convección y radiación hacia el aire que rodea el tanque en la superficie del hoyo. Además, el lodo lubrica reduciendo así la fricción entre la sarta de perforación y las paredes del hoyo, con lo cual se provee mayor vida útil al equipo. La lubricación normalmente se logra por adición de bentonita, aceite, grafito, etc..

d) Controlar la presión sobre la formación.

Para evitar daños al equipo y resguardar a los operadores de perforación la presión de poro de la formación debe ser contenida en el hoyo; esto permite, además, impedir el flujo de los fluidos (agua, petróleo y gas) que se encuentran confinados en el subsuelo a altas presiones, hacia la superficie. Para ello el lodo debe tener una densidad tal que permita a la columna del mismo ejercer una

presión hidrostática e hidrodinámica, por lo menos igual a la presión de poro de la roca que se está perforando.

Para una perforación efectiva, la diferencia entre la presión hidrostática y la ejercida por los fluidos en la formación, debe ser cero, pues la presión de sobrebalance afecta directamente la velocidad de penetración; en general, son inversamente proporcionales. Sin embargo, en la práctica se utiliza un sobrebalance de 100-200 lpc para tener un cierto margen de seguridad durante la operación; es decir que la presión ejercida por la columna de lodo excede entre 100 a 200 lpc la presión de poro de la formación.

Del mismo modo que existe un valor mínimo de presión ejercida por la columna de lodo, también existe un máximo determinado por la presión de fractura de la formación; por lo tanto, la densidad del lodo debe ser tal que no conduzca a la fractura de la roca.

- e) Estabilizar las paredes del hoyo para prevenir derrumbes.

La diferencia de presión entre la presión hidrostática del lodo y la presión de la formación debe ser capaz de mantener estables las paredes del hoyo, aportando así el apoyo lateral que se pierde a medida que penetra la mecha. Adicionalmente, la formación de una capa delgada y resistente de partículas (revoque) sobre las paredes del hoyo, ayuda a sostenerlas evitando de ese modo los derrumbes. Todo esto es importante, principalmente, en formaciones débiles y poco consolidadas.

Sin embargo, la mejor manera para mantener un hoyo estable es minimizando el tiempo durante el cual el hoyo permanece abierto, sin cementar.

- f) Contribuir en la evaluación e interpretación de los registros del pozo.

A fin de determinar la existencia y tamaño de zonas productoras de petróleo se introducen cables conductores en el hoyo lleno con lodo; también se efectúan registros de hoyo abierto para determinar la porosidad, límite entre formaciones y ubicación de formaciones geo-presurizadas. Por lo tanto, el fluido de perforación posee ciertas propiedades que ayudarán en la obtención de buenos registros eléctricos; en ese sentido, son buenos conductores de la electricidad y en general, poseen propiedades eléctricas diferentes a los fluidos de la formación.

- g) Transmitir potencia hidráulica sobre la formación a través de la mecha.

Esto se logra por medio de la fuerza hidráulica generada por la salida del lodo a través de las boquillas de la mecha, la cual a su vez permite retirar los ripios que se encuentran justo debajo de la mecha contribuyendo así con la limpieza del hoyo. En algunos casos, como en la perforación direccional, esta fuerza hidráulica se emplea para hacer girar la mecha mediante unos motores de fondo.

- h) Formar un revoque delgado y de baja permeabilidad.

El lodo debe ser capaz de permitir la formación de una delgada capa de sólidos sobre las paredes permeables del hoyo a fin de sellar los poros y cualquier abertura de la formación, para evitar contaminación a la misma impidiendo el paso de filtrado hacia las zonas permeables penetradas por la mecha. De ese modo, el lodo debe proteger las zonas permeables de la formación con un revoque semi-impermeable.

Con la finalidad de evitar daños a la formación, el filtrado debe ser tal que no altere la mojabilidad y humectabilidad original



de la roca a los hidrocarburos, del mismo modo el revoque no debe taponar completamente los poros de las arenas productoras, pues luego es necesario destruir esas áreas dañadas para que efectivamente sean productivas, es decir se ve afectada negativamente la productividad del pozo.

- i) Mantener en suspensión a los ripios y evitar derrumbe de las paredes.

El fluido de perforación debe ser capaz de desarrollar una fuerza de gel estático que permita mantener en suspensión los cortes perforados y derrumbes, evitando así la sedimentación mientras no exista circulación del lodo en la sección anular; con ello se previene la acumulación de los sólidos en el fondo del hoyo y el atascamiento de la tubería. Además, debe recuperar la fluidez cuando se inicie nuevamente la circulación en el espacio anular.

- j) Ayudar a sostener el peso de la sarta de perforación y de revestimiento.

Tanto el peso de una sarta de perforación como el de una sarta de revestimiento puede exceder 200 TM, ocasionando que los equipos de superficie soporten un gran esfuerzo y tensión. Sin embargo, estas sargas son sostenidas en parte por la fuerza de flotabilidad del fluido de perforación (sustentación hidráulica).

- k) Transmitir información inmediata de las formaciones perforadas.

Una vez que el lodo ha circulado a través del anular y transportado los ripios, es sometido a un proceso de regeneración donde son separados los cortes perforados; estos cortes se emplean para obtener información en tiempo real de las formaciones perforadas, lo cual permite prevenir problemas futuros en la perforación.

---

## **2.2. Composición de los Fluidos de Perforación** [1, 12, 13]

El fluido de perforación, básicamente, está formado por dos fases, una fase continua, que es la fase mayoritaria, en la cual se encuentra otra fase llamada fase dispersa.

### **2.2.1. Fase continua.**

Esta fase está constituida por la sustancia presente en mayor proporción dentro el fluido de perforación; dicha sustancia es el fluido base en el cual se encuentran disueltos, suspendidos y emulsificados todos los sólidos, líquidos y gases que conforman el fluido de perforación original y que se incorporan como consecuencia del proceso de perforación. El filtrado, que invade las zonas permeables de la formación, proviene de la fase continua del fluido de perforación, y de esta fase depende en gran parte la lubricidad y viscosidad inicial del lodo.

### **2.2.2. Fase dispersa.**

Esta fase agrupa los sólidos suspendidos/disueltos y los fluidos emulsificados en la fase continua. La constitución del revoque producto de la filtración del lodo hacia las zonas permeables, depende directamente de los componentes de esta fase, siendo el de mayor proporción el densificante del fluido de perforación [13]. Los sólidos se clasifican según su reactividad al agua en reactivos e inertes, y a su vez, pueden ser divididos en deseables e indeseables.

- a) Los sólidos inertes deseables son de alta gravedad específica y sirven para aumentar la densidad del fluido de perforación. Tanto los sólidos inertes como los sólidos reactivos indeseables son aquellos que provienen de la perforación como: arena, arcilla, etc., los cuales deben ser removidos tan pronto como sea posible, ya que afectan negativamente las propiedades reológicas del fluido.

De acuerdo con la norma API Spec. 13A <sup>[14]</sup> para especificación de materiales a emplear en los fluidos de perforación, los densificantes o agentes más comunes usados para incrementar la densidad del fluido de perforación (sólidos inertes deseables) son los siguientes <sup>[11]</sup>:

- **Barita:** es Sulfato de Bario,  $BaSO_4$ , y tiene una gravedad específica de 4,2; se emplea para preparar lodos con una densidad mayor que 10 lpg (1,19 kg/l). La preferencia hacia la barita es mayor que hacia cualquier otro densificante debido a su bajo costo, alta pureza y disponibilidad.
- **Hematita:** es óxido de hierro III,  $Fe_2O_3$ , y tiene una g.e. promedio de 5,1; tiene la desventaja de ser más erosivo/abrasivo que cualquier otro densificante; existen varios minerales de hierro usados como densificantes, por ejemplo, la hematita natural la cual es un óxido férrico que se encuentra en grandes yacimientos naturales de origen sedimentario; la hematita sintética que es un óxido de hierro tratado químicamente; y la ilmenita que contiene un óxido de hierro y de titanio.

En diversas investigaciones se ha estudiado el uso de la hematita como densificante en fluidos de perforación. Con el fin de mejorar el rendimiento de los lodos formulados con ese material se ha desarrollado un producto modificando las propiedades de la hematita natural, tales como la distribución del tamaño de partículas; así mismo se ha optimizado su comportamiento en presencia de ciertos aditivos polímeros.

Los resultados de pruebas experimentales realizadas demuestran que la hematita modificada ofrece mejores beneficios que la barita, en ese sentido se logra una mayor tasa de penetración debido al menor

contenido de sólidos que se debe agregar al lodo para obtener un mismo valor de densidad, lo que permite una reducción en el tiempo de perforación; además, gracias a la acción conjunta con otros aditivos, específicamente polímeros, no ejerce un efecto abrasivo considerable sobre los equipos de perforación y bombeo <sup>[6]</sup>.

b) Los sólidos reactivos deseables son generalmente arcillas comerciales que se adicionan al lodo para modificar su reología; ellas conforman una fracción de la fase dispersa denominada fase coloidal. Estos sólidos reaccionan, debido a sus cargas eléctricas, al tratamiento químico adicionado al lodo para controlar sus propiedades reológicas, de modo tal que el fluido de perforación pueda liberar los ripios y, junto con los demás sólidos, mantenerlos en suspensión. A su vez, las arcillas son capaces de hidratarse y retener el líquido de la fase continua del lodo, lo cual influye directamente en su efectividad como agente viscosificante <sup>[12]</sup>. De acuerdo, a la forma de sus partículas contribuyen a disminuir la pérdida de filtrado hacia las rocas permeables perforadas.

Además de las arcillas, el fluido de perforación contiene aditivos químicos que también permiten controlar la viscosidad, punto cedente, fuerza de gel y filtrado del lodo. Se pueden diferenciar dos tipos de aditivos químicos <sup>[11]</sup>:

- Adelgazantes: éstos operan bajo el principio de reducción de la viscosidad mediante la ruptura de las uniones arista y cara de las arcillas, y evita que las fuerzas de atracción entre las láminas se mantengan. Entre los adelgazantes más ampliamente usados están los fosfatos, como lignosulfonato, lignitos y surfactantes.
- Espesantes: son usados para aumentar la viscosidad del fluido de perforación mediante la floculación de las arcillas; la cal o cemento

y los polímeros son algunos de los espesantes empleados en la formulación de los lodos.

### **2.3. Tipos de Fluidos de Perforación**

En la construcción de un pozo de hidrocarburos las condiciones de perforación cambian a medida que incrementa la profundidad del hoyo, debido a las características físico-químicas y geológicas de la zona perforada y al interés comercial que se tenga sobre la misma; así se tienen zonas productoras y zonas no productoras. En consecuencia, las propiedades del fluido de perforación cambian, no sólo entre un hoyo y otro, sino también en cada sección del mismo hoyo, resultando una amplia variedad de lodos.

En general, los fluidos de perforación se clasifican de acuerdo al fluido que constituye la fase continua, la cual puede ser agua, aceite, aire y/o gas, o un fluido sintético <sup>[1]</sup>. Básicamente se clasifican en tres tipos:

#### **2.3.1. Fluidos base aceite.**

Inicialmente, este tipo de lodo fue introducido para minimizar los daños a la formación, ya que su antecesor el lodo base agua genera problemas, como la pega de tubería, en las formaciones arcillosas que son reactivas al agua; luego se desarrollaron sistemas de alto rendimiento para ser utilizados en condiciones de perforación severas. Estos fluidos de perforación poseen características que le confieren una gran versatilidad, ellos pueden ser empleados en muchas aplicaciones donde ningún otro fluido de perforación podría funcionar.

Los fluidos base aceite presentan las siguientes características, las cuales le confieren ventajas sobre los fluidos base agua <sup>[1]</sup>:

- a) Poseen gran capacidad para inhibir las arcillas; pues en general ellas reaccionan con el agua.

- b) Son muy resistentes a los contaminantes.
- c) Proporcionan una excelente lubricación al equipo de perforación dentro del hoyo.
- d) No son corrosivos.
- e) Se logran altas velocidades de penetración cuando se emplean con mechas modernas.
- f) Resisten altas temperaturas y efectos de gases agrios.
- g) Se emplean en formaciones arcillosas y salinas.

La fase continua de estos lodos puede ser aceite mineral, vegetal, sintético o una emulsión de agua en aceite. El porcentaje volumétrico de aceite y agua es expresado como una relación aceite/agua la cual puede variar desde 100:0 hasta 40:60; esta relación determina las propiedades y estabilidad de la emulsión. En general, una relación aceite/agua elevada incrementa la resistencia a los contaminantes y la estabilidad a la temperatura; para relaciones entre 60:40 y 40:60 se puede presentar una alta viscosidad pero al mismo tiempo esto ayuda a minimizar la retención del aceite sobre los cortes perforados [1, 11].

Según la relación aceite/agua, los fluidos base aceite se pueden clasificar de la siguiente manera:

#### **2.3.1.1. Fluidos de emulsión del tipo agua/aceite (W/O).**

Son llamados fluidos de “emulsión inversa” ya que en una emulsión verdadera la fase continua es agua y el aceite es la fase dispersa; estos poseen una emulsión estable debido al uso de agentes tensoactivos y tienen una tolerancia adecuada a la contaminación por agua y sólidos. El agua en emulsión ayuda a suspender el material densificante y reduce la pérdida de fluidos hacia las formaciones permeables.

### **2.3.1.2. Fluidos 100% aceite.**

En estos fluidos el contenido de agua es menor al 5% del volumen líquido de la mezcla. Se utiliza para recuperar núcleos y perforar lutitas en la formación. Estos lodos presentan ciertas desventajas como son: la baja tolerancia que posee a la contaminación con agua y la pérdida de volumen de aceite en la superficie debido a la adherencia que existe entre el lodo y el ripio de la formación [13].

Los lodos base aceite (W/O y 100%) pueden ser [13]:

- a) Lodos base aceite con control de filtrado o sistema convencional. Se usan en formaciones que conducen a la pérdida de circulación o en formaciones con altas presiones de poro; además, son muy estables y resistentes a la contaminación.
- b) Lodos base aceite sin control de filtrado o sistema relajado. Se utilizan para mejorar la tasa de perforación y minimizar el costo inicial del mismo; es poco estable a altas temperaturas y consume grandes cantidades de aceite.

### **2.3.2. Fluidos base agua.**

En la gran mayoría de los fluidos de perforación la fase continua es agua, y ésta puede ser agua fresca, agua de mar, agua salada no saturada y saturada, dependiendo de la disponibilidad del fluido base y de las propiedades del lodo que se necesiten para perforar un determinado hoyo [1]. Los fluidos de perforación base agua son sensibles a los contaminantes y son afectados negativamente por las temperaturas elevadas.

Los fluidos de perforación base agua se pueden clasificar en [13]:

- a) Lodos dispersos: estos lodos poseen sólidos agregados los cuales son responsables del aumento de la viscosidad y la fuerza de gel, entre otras propiedades. Cuando no contienen adelgazantes

químicos para deflocular la bentonita sódica, se dice que son no inhibidos; y son inhibidos cuando poseen cationes que evitan la hidratación y debilitamiento mecánico de las arcillas provenientes de la perforación de ciertos estratos de la formación (lutitas).

- b) Lodos no dispersos: estos fluidos no poseen sólidos dispersos en su formulación y se dividen en lodos no inhibidos, los cuales no poseen características de inhibición de arcillas reactivas de la formación; y lodos inhibidos, en los cuales no se utilizan adelgazantes, pero en su preparación se utilizan sales o cationes cuya función es la de inhibir la hidratación de las arcillas de la formación.

### **2.3.3. Fluidos aireados.**

El componente principal de este tipo de fluido de perforación es aire o gas; son usados en aplicaciones especiales, principalmente para evitar daños a las formaciones productoras, prevenir pérdidas de circulación y alcanzar una alta rapidez de penetración. Estos fluidos pueden cumplir apropiadamente todas las funciones de un fluido de perforación líquido, excepto la suspensión de los ripios, formación de revoque y control de la presión de poro de la formación. Su uso está limitado a formaciones de muy baja permeabilidad, tales como calcitas y dolomitas, y yacimientos de muy baja presión donde se requieren fluidos de perforación con densidades inferiores a la del agua. Tienen un amplio rango de composición y van desde dispersiones ligeras de gas en líquidos, pasando por espumas donde la concentración de gas disperso en una fase continua de líquido es muy alta (cercana a 95% en volumen), hasta las neblinas donde la fase continua pasa a ser el gas y el líquido está disperso en forma de gotas (concentraciones de gas mayores a 95% en volumen).



## 2.4. Propiedades

Las propiedades de los fluidos de perforación continuamente son medidas y ajustadas en el momento en que se está realizando la perforación del hoyo, a fin de asegurar el cumplimiento de las diferentes funciones de la manera más eficiente y económica. El Instituto Americano del Petróleo emite normativas que especifican equipos y procedimientos para hacer pruebas y seguimiento a los fluidos de perforación base agua y base aceite [1].

En general, las principales propiedades de un fluido de perforación son: densidad, propiedades reológicas, filtración y pH.

### 2.4.1. Densidad.

Esta propiedad es definida como la masa de una muestra de lodo dividida por su volumen y se expresa en  $\text{kg/m}^3$ ,  $\text{lb}_m/\text{pie}^3$  o  $\text{lb/gal}$ ; depende principalmente de la cantidad de sólidos disueltos o suspendidos en la fase líquida. La densidad puede representarse mediante la siguiente ecuación:

$$\rho_{\text{lodo}} = \frac{M_l + M_s}{V_l + V_s} \quad (1)$$

La densidad del fluido de perforación puede ser mayor que la densidad del agua adicionando un material (generalmente sólido) con una gravedad específica mayor que la de dicha sustancia, y para lograr densidades menores se agrega aceite, se airea la fase líquida o se utiliza un gas como fase continua [11].

La presión ejercida por una columna de lodo estática depende tanto de la densidad del fluido de perforación como de la profundidad del hoyo, por ello en el ámbito de operaciones de campo se habla en términos de lpc por pie de profundidad ejercido por el lodo, en lugar de

densidad directamente, cuando se realizan cálculos de presión de sobrebalance [15].

Esta propiedad es importante pues con ella se determina la presión hidrostática que se desee ejercer sobre la formación por diferentes razones, tales como [15]:

- Para prevenir que los fluidos de la formación fluyan hacia el anular y para formar un revoque delgado y de baja permeabilidad sobre las paredes del hoyo; por lo general, se requiere que la presión de la columna de lodo exceda la presión de poro de la formación, en un valor aproximado de 200 lpc.
- Para soportar y dar estabilidad a las paredes del hoyo a medida que se perfora el mismo.
- Para incrementar el efecto de flotabilidad del lodo sobre los ripios y la sarta de perforación.

El fluido de perforación debe contener sólo la cantidad de sólidos necesaria para cumplir con las funciones que dependen de la densidad; de otro modo, una densidad muy elevada puede producir fracturas en la formación si la presión hidrostática ejercida supera el gradiente de fractura de la roca. Por otro lado, reduce la rapidez de penetración de la mecha debido al mayor porcentaje de sólidos, incrementa el tiempo de sedimentación de los sólidos en la superficie, y el riesgo de pega de la tubería es mayor [15].

Algunos de los materiales que se utilizan para controlar la densidad son: Barita ( $\text{BaSO}_4$ ), Hematita ( $\text{Fe}_2\text{O}_3$ ), Carbonato de Calcio ( $\text{CaCO}_3$ ), y sales como Cloruro de Sodio ( $\text{NaCl}$ ) y Cloruro de Potasio ( $\text{KCl}$ ).

## **2.4.2. Propiedades Reológicas.**

Las propiedades reológicas de mayor interés en un fluido de perforación son la viscosidad plástica, el punto cedente y la fuerza de gel, las cuales permiten caracterizar al lodo y definir sus funciones.

### **2.4.2.1. Viscosidad Plástica.**

Es la resistencia interna al flujo ofrecida por el fluido, la cual se atribuye a las interacciones intermoleculares y es una medida de la fricción mecánica existente entre las partículas del fluido; además, proporciona una escala para describir cuán espeso es el mismo. Para efectos de diseño del lodo es importante conocer los cambios que sufre la viscosidad en la sección anular, ya que ésta afecta directamente la capacidad de remoción, transporte y suspensión de los ripios y materiales densificantes, así como la pérdida de presión entre el hoyo y el revestidor; ésta última influye en la presión hidrostática del fluido de perforación <sup>[11]</sup>. La viscosidad plástica depende de la cantidad, tipo y tamaño de los sólidos presentes en el fluido.

La viscosidad plástica es principalmente afectada por los siguientes factores <sup>[12]</sup>:

- a) Un aumento en la viscosidad plástica generalmente significa un aumento en el porcentaje volumétrico de sólidos, una reducción en el tamaño de las partículas sólidas, un cambio en la forma de las mismas, o una combinación de esos factores.
- b) 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. Una partícula plana tiene más superficie expuesta que una partícula esférica del mismo volumen.
- c) Los sólidos perforados afectan adversamente las propiedades del lodo, y se van incorporando continuamente al mismo durante la

perforación con lo que causan un aumento en la concentración de sólidos. Si no se controlan los sólidos perforados, se producirán problemas de viscosidad.

La viscosidad plástica está dada por la diferencia entre el esfuerzo de corte obtenido a 600 y 300 r.p.m. en un viscosímetro de cilindros concéntricos, y se expresa en cP <sup>[11]</sup>.

#### **2.4.2.2. Punto Cedente.**

Es una medida de las fuerzas electrostáticas entre las partículas cuando el fluido está en movimiento y afecta directamente la capacidad de acarreo del fluido de perforación. La magnitud de las fuerzas de atracción entre partículas es función de <sup>[12]</sup>:

- a) El tipo de sólidos y las cargas eléctricas asociadas a ellos.
- b) La cantidad de sólidos.
- c) La concentración iónica de las sales contenidas en la fase fluida del lodo.

El punto cedente no es más que la diferencia entre la lectura obtenida en un viscosímetro de cilindros concéntricos a 600 r.p.m. y la viscosidad plástica, y se expresa en  $\text{lb}_f/100 \text{ pie}^2$  <sup>[11]</sup>.

El mecanismo por el cual se desarrollan altas viscosidades y puntos cedentes es muy complejo, pero está relacionado con la estructura interna de las partículas de arcilla y las fuerzas electrostáticas que actúan para mantenerlas juntas cuando están dispersas en el fluido base <sup>[11]</sup>.

#### **2.4.2.3. Fuerza de Gel.**

Es una medida de las fuerzas electrostáticas entre las partículas cuando el fluido está estático con relación al tiempo <sup>[16]</sup> y refleja las propiedades tixotrópicas de un fluido de perforación. El control de esta

propiedad permite al fluido de perforación mantener todos los sólidos en suspensión mientras no exista circulación y evitar la sedimentación; además, permite estimar la presión que se debe aplicar para romper la estructura de gel y reiniciar la circulación en el espacio anular.

La estructura de gel desarrollada por un fluido de perforación se debe a la presencia de moléculas cargadas eléctricamente y partículas arcillosas que se arreglan en forma de matriz cuando no hay circulación. En los fluidos de perforación se desarrollan dos tipos de geles: progresivo y frágil. Los geles progresivos aumentan sustancialmente en el tiempo, y requieren un incremento de presión para romper la estructura e iniciar la circulación. Los geles frágiles incrementan ligeramente con el tiempo, pero al inicio pueden ser mucho más elevados que el gel progresivo [16].

En los fluidos de perforación el esfuerzo de gel depende del tratamiento químico, de la concentración de sólidos, del tiempo y la temperatura [16].

Los valores de esfuerzo de gel se miden en un viscosímetro de cilindros concéntricos y se reportan como gel a los 10 seg. (gel inicial), 10 min. y en algunos casos 30 min [11, 16].

### **2.4.3. Filtrado.**

La capacidad que tiene el lodo para sellar las formaciones permeables, expuestas por la barrena perforadora, con un revoque delgado y de baja permeabilidad es uno de los principales requerimientos para una exitosa completación del pozo. Debido a que es necesaria una presión de sobrebalance con la finalidad de prevenir el flujo de los fluidos de la formación, el lodo continuamente invade la formación permeable mientras el revoque no ha sido formado; el líquido que entra continuamente es conocido como filtrado [15]. Mediante esta propiedad se determina el grado de separación de la fase líquida del

fluido de perforación. Un control ineficiente de esta propiedad puede causar daños a la formación, originando incompatibilidades con los fluidos de la zona y afectando la productividad natural de la formación. En algunos casos, el filtrado puede reaccionar químicamente con las arcillas provocando el hinchamiento de las mismas, haciéndose necesario el uso de aditivos inhibitorios. Para reducir la pérdida de filtrado se emplean agentes controladores de filtrado, tales como: bentonita, aceite en emulsión, dispersantes, almidón, polímeros, asfaltos, resinas, lignito y otros componentes que ayudan a construir un revoque delgado y de baja permeabilidad. Un fluido de perforación ideal es aquel que tiene baja pérdida de filtrado y deposita una delgada y resistente capa de sólidos sobre la superficie de la formación permeable.

#### **2.4.4. pH.**

La acidez o alcalinidad de cualquier solución normalmente es descrita mediante el pH. El control óptimo de algunos fluidos de perforación está basado en el pH, así como también la detección y tratamiento de ciertos contaminantes [11, 15]. El pH preserva al fluido de perforación base agua de ataques bacterianos. Además, un pH elevado propicia la dispersión de las arcillas en la fase acuosa.

#### **2.4.5. Distribución de partículas.**

La reología y propiedades de filtración del fluido de perforación dependen del tamaño, forma y estructura molecular de las partículas suspendidas en él. Se pueden diferenciar tres grupos según el tamaño: coloides (0,005-1 micrón) que imparten viscosidad y filtración; sólidos inertes (1-50 micrón) para aumentar la densidad del lodo; y, arenas (50-420 micrón) que llenan las aberturas de las formaciones porosas [15]. Esta propiedad está asociada al control del filtrado y al posible taponamiento de la roca por los sólidos transportados por el fluido de

perforación. En tal sentido, si se quiere taponar una formación permeable que contenga agua, sin ningún interés comercial, se puede usar una distribución de sólidos tal que penetre y selle las gargantas y los poros de la formación. Si por el contrario, se quiere evitar el taponamiento de una zona de interés, se usa distribución granulométrica diseñada para que el sólido contenido en la mezcla se deposite en la cara del hoyo y no entre a los intersticios de la roca.

#### **2.4.6. Control de sólidos.**

Durante el proceso de perforación, se debe tener una cantidad de sólidos cercana a las proporciones diseñadas para la mezcla. Esta cantidad puede ser modificada por los sólidos extraídos e incorporados al lodo desde la formación, causando una drástica variación de las propiedades del fluido de perforación.

Existen otras propiedades de interés para el control y mantenimiento de los fluidos de perforación, como la conductividad eléctrica necesaria para efectuar los registros eléctricos, lubricidad para reducir la fricción entre la formación y el equipo de perforación, corrosión para prevenir daños al equipo, toxicidad, y contenido de bacterias, iones y sulfatos para evitar la descomposición de los fluidos base agua, principalmente.

#### **2.5. Daños a la formación y Productividad del pozo.**

El fluido de perforación usado en la zona productora puede tener un impacto importante sobre la productividad del pozo. Una reducción en la capacidad productiva del pozo por operaciones de perforación, completación o actividades de producción se denomina daño a la formación. El control de filtración, taponamiento de los poros y química del filtrado están entre las más importantes propiedades del fluido de perforación para minimizar o limitar los daños a la formación.

Cuando se perforan rocas permeables, la invasión del lodo es inevitable. El daño a las formaciones puede ser atribuido a diferentes causas:

- Formación de emulsiones dentro de los poros lo que reduce la movilidad de los fluidos dentro de la roca.
- Alteración de la humectabilidad de la formación lo que causa una disminución de la permeabilidad relativa.
- Intrusión y deposición de partículas que bloquean los poros de la matriz permeable, afectando la permeabilidad absoluta de las rocas.

Una vez que se ha causado el daño, la producción de los fluidos de la roca no restaura la permeabilidad original [17].

### **3 REOLOGÍA DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN**

La reología es la ciencia que estudia y describe el comportamiento y la deformación de los fluidos bajo la acción de un esfuerzo aplicado. Por lo tanto, se fundamenta en la relación que existe entre: la presión de flujo, la tasa de flujo y la influencia de las características de flujo del fluido [12, 15].

El esfuerzo de corte,  $\tau$ , es la fuerza aplicada, de modo tangencial, por unidad de área y es expresado como función del gradiente de velocidad del fluido; generalmente se expresa en  $\text{lb}_f/100 \text{ pie}^2$ . El esfuerzo de corte representa la fuerza requerida para soportar una tasa específica de flujo del fluido, y es afectado por la viscosidad y velocidad del fluido [11, 15].

$$\tau = \frac{F}{A} \quad (2)$$



La viscosidad,  $\mu$ , es una propiedad que controla la magnitud del esfuerzo de corte que se desarrolla cuando una lámina de fluido se desliza sobre otra. Por lo tanto, es una medida de la intensidad de la resistencia interna ofrecida por las fuerzas de cohesión entre las moléculas del fluido, cuando es sometido a un esfuerzo de corte [11, 18]. Se define como viscosidad efectiva o aparente a la viscosidad medida o calculada a una determinada tasa de corte [11]. En el Sistema Internacional la unidad de viscosidad es el poise (gr/cm\*seg), definido como la fuerza en dinas por cm<sup>2</sup> requerida para producir una diferencia en velocidad igual a 1 cm/seg entre dos láminas separadas 1 cm.

La tasa de corte es la diferencia de velocidad entre dos láminas de fluido dividido entre la distancia que las separa (ver ecuación 3), y representa la tasa a la cual una capa del fluido se mueve pasando a otra capa [1]. La unidad más empleada para expresar la tasa de corte es seg<sup>-1</sup>.

$$\gamma = \left| \frac{dv}{dr} \right| \quad (3)$$

### 3.1. Tipos de Fluidos

Los fluidos se pueden clasificar basándose en su comportamiento reológico. Según la viscosidad del fluido se distinguen dos tipos:

#### 3.1.1. Fluido Newtoniano.

Si la viscosidad es constante e independiente del esfuerzo de corte o a su equivalente tasa de corte, y sólo es afectada por cambios en la temperatura y presión, entonces el fluido se denomina fluido Newtoniano; ejemplos de fluidos con este comportamiento lo son: agua y aceite.

La medición de la viscosidad permite caracterizar a este tipo de fluidos. Particularmente, en este tipo de fluidos la viscosidad

disminuye con la temperatura, y no tienen capacidad de suspensión de sólidos. Para un fluido Newtoniano la relación entre el esfuerzo de corte y la tasa de corte se define como viscosidad tal como se muestra en la ecuación 5 [16].

### **3.1.2. Fluido no Newtoniano.**

Si la viscosidad de un fluido es función del esfuerzo de corte o de la tasa de corte, entonces se tiene un fluido no Newtoniano, y la relación entre esos valores depende de la composición del fluido [1, 11, 15]. La mayoría de los fluidos de perforación son no Newtonianos; por esa razón, se realizan mediciones del esfuerzo de corte a diferentes tasas de corte para verificar los efectos que dependen de dicha tasa [14]. Para un fluido no Newtoniano la relación entre el esfuerzo de corte y la tasa de corte se define como viscosidad efectiva, la cual además varía para cada valor de tasa de corte aplicado [16].

Los fluidos no Newtonianos pueden ser clasificados en tres categorías generales:

#### **3.1.2.1. Fluidos independientes del tiempo.**

En este tipo de fluidos la magnitud de la viscosidad no es afectada por la duración del esfuerzo cortante. Dentro de esta categoría están los fluidos Plástico de Bingham, pseudoplásticos y dilatantes.

- a) Plástico. Estos fluidos, también llamados plástico de Bingham, requieren un esfuerzo de corte finito,  $\tau_0$ , para iniciar el movimiento. Por encima de este valor,  $\tau_0$ , denominado como punto cedente, el esfuerzo cortante varía linealmente con la tasa de corte, tal como sucede con los fluidos Newtonianos. El punto cedente o esfuerzo cedente normalmente es medido en  $\text{lb}_f/100 \text{ pie}^2$ . La mayoría de los fluidos de perforación base agua exhiben un comportamiento de

Plástico de Bingham; otro ejemplo lo constituyen la grasa y la arcilla de moldear [1, 12].

- b) Pseudoplástico. Estos fluidos muestran una relación lineal entre el esfuerzo cortante y la tasa de corte cuando se representan en un gráfico de coordenadas doblemente logarítmicas [1]. Presentan adelgazamiento debido al esfuerzo de corte aplicado, pues una tasa de corte elevada causa la disminución progresiva de la viscosidad; por otro lado, no poseen esfuerzo cedente a una tasa de corte cero como los fluidos Plástico de Bingham [14]. Además de resinas, pinturas, mantequilla, algunos fluidos de perforación y lechadas de cemento, dependiendo de su formulación, muestran un comportamiento de tipo pseudoplástico [1].
- c) Dilatante. Estos fluidos también exhiben una relación lineal entre el esfuerzo cortante y la tasa de corte cuando se representan en un gráfico de coordenadas doblemente logarítmicas. La viscosidad aparente para estos fluidos aumenta al aumentar la tasa de corte. La arena movediza es un ejemplo de fluido dilatante [1].

### **3.1.2.2. Fluidos dependientes del tiempo.**

Estos fluidos exhiben un cambio en el esfuerzo cortante con el tiempo, más no incluye variaciones producto de reacciones químicas, efectos mecánicos y otros fenómenos. Bajo una tasa de corte constante, la viscosidad cambia con el tiempo hasta que se establece un estado de equilibrio [1]. Los fluidos tixotrópicos muestran un incremento de la viscosidad mientras se aplica un esfuerzo a una tasa de corte y temperatura constante; se caracteriza por desarrollar con el tiempo una estructura de gel cuando está estático, pero recupera su fluidez cuando es sometido a agitación, como ocurre con los fluidos de perforación base agua y base aceite. Por el contrario, los fluidos reopécticos muestran una disminución de la viscosidad con la aplicación del esfuerzo a una

tasa de corte y temperatura constante; un ejemplo característico es el yeso, el cual en presencia de agua tarda 40 min en fraguar si se deja en reposo, pero si se agita suavemente el fraguado ocurre en 20 min <sup>[12]</sup>.

### **3.1.2.3. Fluidos con características de sólidos.**

Estos fluidos muestran recuperación de la elasticidad a partir de la deformación que ocurre durante el flujo y son llamados viscoelásticos. Muy pocos fluidos de perforación y lechadas de cemento muestran este tipo de comportamiento <sup>[1]</sup>.

## **3.2. Modelos Reológicos**

Los modelos reológicos son relaciones matemáticas que se establecen entre la tasa de corte y el esfuerzo de corte. Éstos sirven de guía para la caracterización del flujo de los fluidos; es importante mencionar que no hay un modelo de uso común que describa eficientemente la reología de los fluidos de perforación en un amplio intervalo de tasas de corte, debido a su extraordinaria complejidad.

Por otro lado, cabe destacar que las relaciones matemáticas entre el esfuerzo de corte y la tasa de corte sólo son válidas mientras el fluido se mueva en capas o láminas. El flujo turbulento de los fluidos no ha sido descrito matemáticamente, así que cuando el flujo turbulento ocurre, ciertos cálculos, como la caída de presión, se deben determinar por correlaciones empíricas <sup>[15]</sup>.

En el caso de los fluidos de perforación, los datos de esfuerzo de corte a diferentes tasas de corte se pueden obtener en un viscosímetro de cilindros concéntricos con velocidad variable, donde el fluido de perforación es sometido a una velocidad de rotación, en r.p.m., y se registra la lectura del dial del viscosímetro en  $lb_f/100 pie^2$ , que equivale al esfuerzo de corte. La representación gráfica del esfuerzo de corte versus la tasa de corte se denomina Reograma o Curva del Perfil

Reológico, y permite clasificar el fluido según su ajuste a algún Modelo Reológico.

### 3.2.1. Modelo Newtoniano.

Este modelo describe el comportamiento de los fluidos Newtonianos mediante la Ley de Newton de la Viscosidad, cuya expresión matemática es la siguiente:

$$\tau = \mu \cdot \gamma \quad (4)$$

Cuando el esfuerzo de corte de un fluido Newtoniano se grafica contra la tasa de corte en coordenadas lineales, el resultado es una línea recta que pasa por el origen (ver figura 2), por ello sólo es necesario conocer el esfuerzo de corte a una sola tasa de corte. Debido a que la viscosidad es independiente de la tasa de corte, se puede expresar como:

$$\mu = \mu_e = \frac{\tau}{\gamma} \quad (5)$$

La mayoría de los fluidos de perforación son muy complejos para ser caracterizados simplemente por la viscosidad, y en general, no cumplen con la Ley de Newton de la Viscosidad.

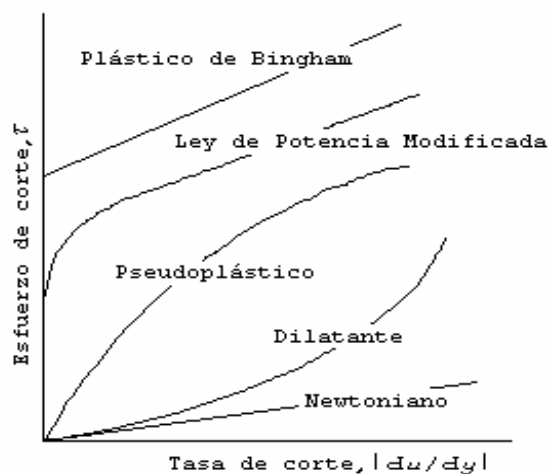


Figura 2. Modelos Reológicos.

### 3.2.2. Modelo Plástico de Bingham.

Los fluidos plásticos fueron reconocidos primero por Bingham, de allí su nombre. Este modelo se define como:

$$\tau = \mu_p \cdot \gamma + \tau_o \quad (6)$$

Los fluidos plásticos de Bingham no se mueven hasta que se aplica un esfuerzo de corte  $\tau$  que exceda el valor de  $\tau_o$  mejor conocido como punto cedente. Después que el punto cedente ha sido excedido, los cambios en el esfuerzo de corte son proporcionales a los cambios en la tasa de corte, según la constante de proporcionalidad llamada viscosidad plástica,  $\mu_p$ .

La viscosidad plástica puede ser expresada como:

$$\mu_p = \frac{\tau - \tau_o}{\gamma} \quad (7)$$

La viscosidad efectiva varía con la tasa de corte en los fluidos plásticos de Bingham, y disminuye cuando aumenta la tasa de corte <sup>[16]</sup>.

Los dos parámetros en este modelo son la viscosidad plástica y el punto cedente, los cuales se determinan fácilmente a partir de las lecturas del dial obtenidas en un viscosímetro de cilindros concéntricos, a 600 y 300 r.p.m.; las ecuaciones para tales parámetros se muestran a continuación <sup>[9, 12]</sup>:

$$\mu_p = L_{600} - L_{300} \quad (8)$$

$$\tau_o = L_{300} - \mu_p \quad (9)$$

Donde  $L_{600}$  y  $L_{300}$  son las lecturas obtenidas en el viscosímetro de cilindros concéntricos y están dadas en  $\text{lb}_f/100 \text{ pie}^2$ , la viscosidad plástica en cP y el punto cedente en  $\text{lb}_f/100 \text{ pie}^2$  <sup>[9]</sup>.

El movimiento de un fluido plástico de Bingham dentro de una tubería se manifiesta si la presión es gradualmente aumentada desde cero, y la suspensión comienza a fluir gradualmente creando un perfil de velocidad tipo tapón.

Este modelo funciona bien para describir las lechadas de bentonita, y por esta razón es muy utilizado en el campo petrolero. Pero para simular fluidos más complejos, este modelo no tiene exactitud. A pesar de que simula bien el comportamiento de fluidos de perforación en el rango de velocidad de corte 300-600 r.p.m., usualmente no simula bien el rango bajo, el cual es el intervalo de interés para la simulación de flujo en el espacio anular [6]. El punto cedente predicho por el modelo, muchas veces, excede considerablemente el verdadero valor observado en los fluidos de perforación [12].

### 3.2.3. Modelo de Ley de Potencia.

Este modelo se emplea para describir el flujo de los fluidos pseudoplásticos y dilatantes, según el valor del exponente  $n$ . Así, el esfuerzo de corte puede ser escrito como [1]:

$$\tau = k \cdot \left( \frac{dv}{dr} \right) \cdot \left| \frac{dv}{dr} \right|^{n-1} = k \cdot \gamma^n \quad (10)$$

para fluidos pseudoplásticos  $n < 1$

para fluidos dilatantes  $n > 1$

El modelo de Ley de Potencia también puede ser usado para describir un fluido Newtoniano, en los casos donde  $n = 1$ .

El parámetro  $k$ , es una medida de la consistencia del fluido y es análogo a la viscosidad, así mientras mayor es su valor, más viscoso es el fluido. El parámetro  $n$  es el índice de comportamiento de flujo, y puede ser interpretado como una medida de la disminución de la

viscosidad aparente con el aumento de la tasa de corte; en general, indica en que forma el fluido se acerca o se aleja del comportamiento Newtoniano. Si  $n = 1$  entonces el fluido se comporta como un fluido Newtoniano, y  $k$  es igual a la viscosidad <sup>[15]</sup>. Para los lodos altamente dispersos  $n$  está generalmente entre 0,7 y 0,9; cuanto más bajo es el valor de  $n$ , menos Newtoniano es el lodo <sup>[12]</sup>.

Los valores de  $n$  y  $k$ , generalmente se obtienen a partir de los datos suministrados por un viscosímetro de cilindros concéntricos, siguiendo el procedimiento de cálculo comúnmente usado en el área petrolera <sup>[9]</sup>.

Los polímeros fundidos y en soluciones son ejemplos de fluidos de Ley de Potencia.

Aunque este modelo simula bien el comportamiento de los fluidos cuando las velocidades de corte son altas, también falla en el rango de velocidad de corte baja. Por otro lado, la mayor parte de los fluidos de perforación presentan un punto cedente, un cierto grado de resistencia interna que debe ser vencida para que el lodo comience a fluir, que no es considerado en el modelo de Ley de Potencia <sup>[12]</sup>.

#### **3.2.4. Modelo de Ley de Potencia Modificada.**

Elaborado por Herschel y Bulkley, este modelo combina los aspectos teóricos y prácticos de los modelos Plástico de Bingham y Ley de Potencia, y en consecuencia, se aproxima más al comportamiento reológico de la mayoría de los fluidos de perforación. El modelo Ley de Potencia Modificada describe el comportamiento de los fluidos según la ecuación 11.

$$\tau = \tau_o + k \cdot \gamma^n \quad (11)$$

En este modelo los parámetros  $k$  y  $n$ , cualitativamente son similares a los del Modelo Ley de Potencia. El parámetro  $\tau_o$  es el esfuerzo cedente de un fluido cuando la velocidad de corte es 0 r.p.m..



En teoría este parámetro es el mismo para el Modelo Plástico de Bingham. En términos cuantitativos los parámetros  $k$ ,  $n$  y  $\tau_0$  son diferentes cuando se calculan a partir de los modelos reológicos anteriores.

En un viscosímetro de cilindros concéntricos,  $\tau_0$  puede ser tomado como la lectura de resistencia de gel que se obtiene inmediatamente después de agitar bien el lodo. Para el propósito de este modelo es preferible no esperar siquiera el lapso de diez segundos entre el corte del lodo y la determinación; el valor de  $\tau_0$  debe tomarse en un viscosímetro de cilindros concéntricos de seis velocidades, como la lectura estable con una tasa de corte igual a 3 r.p.m. [12].

Al igual que los modelos anteriores, esta ecuación es válida sólo para régimen de flujo laminar.

Existen otros modelos reológicos que simulan mejor el comportamiento de los fluidos de perforación, respecto a los modelos antes explicados, como el modelo de Casson y el de Robertson-Stiff; pero no son muy aceptados debido a que emplean términos no familiares [6].

En la actualidad, existen programas de computación que permiten obtener los parámetros de muchos modelos. Estos programas ajustan los datos obtenidos a partir de un viscosímetro de cilindros concéntricos, calculando cada parámetro correspondiente a cada modelo, y seleccionando uno de ellos, según el mejor ajuste; además, indican la exactitud o desviación del modelo respecto a los datos suministrados [15].

La reología de un fluido de perforación depende de la temperatura. Generalmente, la viscosidad disminuye a medida que la temperatura aumenta. Hay excepciones en caso de altas temperaturas, como ocurre con algunos fluidos de calcio en los cuales a una temperatura de 300 °F

empieza a producirse gelificación e incluso cementación. La presión ejerce poco efecto sobre la reología de los lodos base agua, pero puede afectar significativamente la reología de los lodos base aceite. Del mismo modo, la reología del lodo depende del tiempo; es como si el lodo recordara las velocidades de corte que ha experimentado en el pasado y permitiera que su esfuerzo de corte a la tasa de corte actual sea influido parcialmente por esa memoria; las resistencias de gel son otra manifestación de la dependencia del tiempo, la cual se desarrolla después de un período de tiempo durante el cual el lodo ha sido sometido a una velocidad de corte igual a cero <sup>[12]</sup>.

Las propiedades de flujo de los fluidos de perforación juegan un papel importante en el éxito de las operaciones de perforación, ya que además de ser responsables, de la remoción de los ripios, influyen de muchas otras formas en el proceso. Así, un bajo rendimiento puede provocar problemas de taponamiento del hoyo, acumulación de los ripios en el fondo del hoyo, disminución de la rapidez de penetración de la mecha, pega de tubería y pérdida de circulación <sup>[15]</sup>.

La reología del fluido de perforación permite guiar la preparación del mismo y, con ello, obtener las propiedades reológicas deseadas que garanticen el rendimiento esperado <sup>[14]</sup>; en ese sentido, la viscosidad plástica determina la capacidad del lodo para mantener los ripios en suspensión. Del mismo modo, los datos reológicos son empleados para determinar la hidráulica de los fluidos de perforación <sup>[14]</sup>, que incluye los siguientes aspectos:

- Las pérdidas por fricción tanto en la tubería como en el anular.
- Características de bombeo durante la perforación del hoyo.
- La potencia necesaria para que el lodo recupere su fluidez una vez que se ha gelificado.

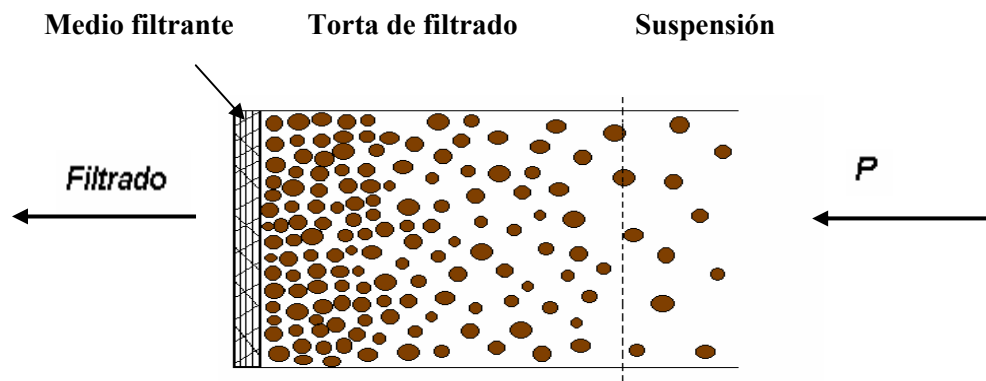
En los pozos desviados y horizontales, donde la fuerza gravitacional tiene gran influencia sobre la sedimentación de los sólidos, es muy importante un adecuado punto cedente y reología a bajas tasas de corte, para arrastrar y mantener en suspensión los ripios que están dentro del hoyo.

## **4. ASPECTOS TEÓRICOS DEL FILTRADO DE LÍQUIDOS**

### **4.1. Generalidades**

La filtración es un proceso de separación en el cual un fluido con sólidos en suspensión es pasado por un medio permeable, llamado medio filtrante, donde los sólidos son retenidos formándose una estructura denominada revoque; el gradiente de presión existente entre el revoque y el medio filtrante es la fuerza impulsora causante del desplazamiento del fluido <sup>[19]</sup>.

Durante la filtración, el líquido fluye a través de los poros del lecho poroso en la dirección en que disminuye el gradiente de presión. La porosidad tiene su mínimo valor en el punto de contacto entre la torta de filtración y el medio filtrante ( $x = 0$ ) y su máximo en la superficie de la torta de filtrado ( $x = L$ ) por donde entra la suspensión, tal como se ilustra en la Figura 3 <sup>[19]</sup>.



$P_0$	$x = 0$	$x = L$
$P_L = P_0$	$P_L = P_1$	$P_L = P$
	$P_s = P - P_1$	$P_s = 0$

Figura 3. Características del proceso de filtración.

El arrastre ejercido sobre cada partícula es transmitido a las partículas adyacentes; en consecuencia, la presión de compresión neta aumenta a medida que la partícula está más cerca del medio filtrante, resultando una disminución de la porosidad. Ahora bien, si se desprecian todas las fuerzas excepto las creadas por el arrastre y la presión hidráulica, el balance de fuerzas sobre una sección del revoque de longitud  $L$ , es:

$$F_s + A \cdot P_L = A \cdot P \quad (12)$$

La presión aplicada,  $P$ , es función del tiempo pero no de la distancia  $x$ ; y  $F_s$  es la fuerza de arrastre acumulada sobre las partículas, que aumenta desde  $x = 0$  hasta  $x = L$ . La presión hidráulica  $P_L$  es ejercida sobre la sección transversal,  $A$ , de la torta de filtrado. Expresando la presión de compresión como  $P_s = F_s/A$  y reorganizando la ecuación anterior se obtiene que:

$$P_L + P_s = P \quad (13)$$

Tomando diferencial con respecto a  $x$ , en el interior de la torta de filtrado resulta:

$$dP_L + dP_s = 0 \quad (14)$$

Si la presión en la interfase revoque-líquido es  $P$ , la presión en un punto arbitrario de la estructura del revoque se puede definir como  $P_1$ , en dirección a la interfase revoque-medio filtrante; luego, se puede tener la siguiente expresión para la presión de compresión:

$$P_s = P - P_1 \quad (15)$$

Tanto la estructura del revoque como la resistencia al paso del fluido dependen de factores hidrodinámicos, fisicoquímicos y geométricos de la estructura del revoque tales como porosidad, tamaño y forma de las partículas, caída de presión a través del revoque, grado de floculación de la suspensión a filtrar, potenciales electrocinéticos y fenómenos interfaciales entre sólidos y líquidos [19].

## **4.2. Tipos de Filtración.**

Durante la perforación de un pozo de petróleo es muy común la presencia de zonas permeables que se comportan como un medio filtrante, sobre el cual se van depositando los sólidos presentes en el fluido de perforación, debido a la existencia de una diferencia de presión positiva entre el pozo y la formación, que impulsa a la fase líquida del lodo hacia la roca permeable. La diferencia de presión es la resta entre la presión hidrostática del lodo y la presión de la formación; se considera positiva si tiende a forzar el filtrado hacia la formación [12].

De este modo, en el pozo ocurren dos tipos de filtración: estática y dinámica [12].

### **4.2.1. Filtración Estática.**

Este proceso ocurre cuando el fluido de perforación no está en movimiento, lo cual se presenta al culminar la perforación del hoyo y mientras se hace el cambio de tuberías dentro del mismo; debido a que

no existen fuerzas erosivas que actúen sobre el revoque éste se hace más grueso a medida que transcurre el tiempo, y la velocidad de filtración disminuye debido al incremento de la resistencia ofrecida por el revoque al paso de líquido.

### **Ley de Darcy**

La Ley de Darcy relaciona la caída de presión en un medio poroso con el caudal de líquido que lo atraviesa. El caudal de líquido que pasa a través de un medio poroso es directamente proporcional al gradiente de presión aplicado y al área de flujo, e inversamente proporcional al espesor del medio:

$$Q = \frac{\kappa' \cdot A \cdot \Delta P}{L} \quad (16)$$

Se puede separar el efecto de la viscosidad del efecto de las características del medio poroso, apareciendo el concepto de permeabilidad,  $\kappa$ .

$$q = \frac{Q}{A} = \frac{\kappa \cdot \Delta P}{L \cdot \mu_f} \quad (17)$$

La permeabilidad representa la capacidad que tiene un medio poroso para permitir que un líquido fluya a través de él, y está afectada por el tamaño de las partículas que constituyen el medio poroso y la porosidad. Según Kozeny (1927) <sup>[20]</sup> la permeabilidad puede determinarse mediante la ecuación 18.

$$\kappa = \frac{\varepsilon^3}{K \cdot (1 - \varepsilon)^2 \cdot S_v^2} \quad (18)$$

La constante de Kozeny,  $K$ , puede ser igual a 5 para lechos fijos o estáticos, ó 3,36 para lechos no estáticos.

La ecuación de Darcy puede aplicarse al caso de filtración suponiendo medio isotrópico, fluido Newtoniano, régimen de flujo

laminar (si el tamaño de los poros de la torta de filtrado y del medio filtrante es pequeño, y la velocidad del líquido a través de los poros es baja, el flujo de filtrado puede ser considerado como régimen laminar), dirección del fluido perpendicular a la sección transversal del filtro y en sentido contrario al crecimiento de la torta, gradiente de presión existente sólo en la dirección de flujo. Se desprecia la fuerza impulsora frente al gradiente de presión aplicado.

La velocidad de filtración,  $q$ , es directamente proporcional a la fuerza impulsora e inversamente proporcional a la resistencia del medio poroso:

$$\text{Velocidad} \equiv \frac{\text{Fuerza Impulsora}}{\text{Resistencia}} \quad (19)$$

lo cual puede escribirse como:

$$q = \frac{\Delta P}{\frac{\mu_f \cdot L}{\kappa}} = \frac{\Delta P}{\mu_f \cdot L \cdot r_c} \quad (20)$$

De este modo se introduce el concepto de resistencia específica de la torta,  $r_c$ , como el inverso de la permeabilidad:

$$r_c = \frac{1}{\kappa} \quad (21)$$

### **Relación entre la altura del revoque y el volumen de filtrado**

La ecuación de Darcy para una torta que va creciendo con el tiempo representa una ecuación diferencial donde tanto  $V_f$  como  $L$  varían con el tiempo:

$$q = \frac{1}{A} \cdot \frac{dV_f}{dt} = \frac{\Delta P}{\mu_f \cdot r_c \cdot L} \quad (22)$$

Para lo que es necesario establecer una relación entre la cantidad de filtrado producida y la cantidad de torta depositada. Para ello se

realiza un balance de masa sobre un elemento de torta. Se supone que la masa de sólidos depositada en la torta es igual a la masa de sólidos que estaba presente en el líquido que se ha recogido como filtrado más la masa de sólidos que estaba presente en el líquido que queda atrapado en la torta. La expresión que se obtiene es la siguiente [21]:

$$x_o = \frac{A \cdot L}{V_f} = \frac{c_v}{1 - \varepsilon - c_v} = \frac{c_v}{\varepsilon_s - c_v} = \frac{1}{\frac{\varepsilon_s}{c_v} - 1} \quad (23)$$

donde el término solidosidad,  $\varepsilon_s$ , representa la fracción del volumen de la torta ocupado por las partículas sólidas y se relaciona con la porosidad mediante la siguiente ecuación:

$$\varepsilon_s = 1 - \varepsilon \quad (24)$$

### **Ecuación fundamental para la formación de la torta**

Una torta de filtración es incompresible cuando la resistencia específica y la porosidad pueden considerarse constantes con la variación de la caída de presión. Si se reordena e integra la ecuación de Darcy, se puede obtener la siguiente relación de la caída de presión en el lecho con la altura de la torta [21]:

$$\Delta P = r_c \cdot \mu_f \cdot q \cdot L \quad (25)$$

Sin embargo, lo que usualmente se mide es la caída de presión total aplicada al sistema, la cual incluye el medio filtrante. Por lo tanto, se debe tomar en cuenta, adicionalmente, la resistencia del medio filtrante,  $R_m$ .

$$R_m = \frac{\Delta P_m}{\mu_f \cdot q} \quad (26)$$

Donde  $\Delta P_m$  es la caída de presión en el medio filtrante. En consecuencia, la diferencia de presión total que se aplica al sistema es:



$$\Delta P = \Delta P_c + \Delta P_m = (r_c \cdot L + R_m) \cdot \mu_f \cdot q \quad (27)$$

La combinación de esta ecuación con la relación entre volumen de filtrado y volumen de torta, permite obtener la ecuación básica o fundamental que rige la filtración bajo condiciones estáticas:

$$\frac{1}{A} \cdot \frac{dV_f}{dt} = \frac{\Delta P}{\mu_f \cdot \left( r_c \cdot x_o \cdot \frac{V_f}{A} + R_m \right)} \quad (28)$$

Con frecuencia  $x_o$  es expresado como una relación entre la masa de sólidos depositados y el volumen de filtrado producido ( $c$ ), entonces se emplea el término resistencia específica másica del revoque,  $\alpha$ , en lugar de  $r_c$  [19], tal como se muestra en la siguiente ecuación:

$$\frac{1}{A} \cdot \frac{dV_f}{dt} = \frac{\Delta P}{\mu_f \cdot \left( \alpha \cdot c \cdot \frac{V_f}{A} + R_m \right)} \quad (29)$$

La relación entre ambas resistencias específicas,  $r_c$  y  $\alpha$ , es la siguiente:

$$r_c = \alpha \cdot \rho_s \cdot \varepsilon_s \quad (30)$$

### **Filtración a presión constante**

En una filtración a temperatura y presión aplicada constantes, Ruth y Reeves han demostrado que todos los parámetros de la ecuación 29, excepto el volumen y tiempo, son constantes. Luego integrando la ecuación 29 se obtiene lo siguiente:

$$\int_0^t dt = \frac{\mu_f \cdot c \cdot \alpha}{A^2 \cdot \Delta P} \cdot \int_0^V V_f \cdot dV_f + \frac{\mu_f \cdot R_m}{A} \cdot \int_0^V dV_f \quad (31)$$

integrando y reorganizando la expresión resultante se tiene:

$$\frac{t}{V_f} = \frac{\mu_f \cdot c \cdot \alpha \cdot V_f}{2 \cdot A^2 \cdot \Delta P} + \frac{\mu_f \cdot R_m}{A \cdot \Delta P} \quad (32)$$

La ecuación 32 es la relación entre el tiempo de filtración y el volumen filtrado. Dicha ecuación es aplicable para revoques tanto compresibles como incompresibles, siempre que  $\Delta P$ ,  $\alpha$  y  $c$  sean constantes [19].

La ecuación 32 es una línea recta, donde  $t/V$  es la variable dependiente y  $V$  es la variable independiente. De este modo, un gráfico de los datos experimentales  $t/V$  contra  $V$  permite calcular la pendiente y la intersección de la ecuación 32 [20].

$$Pendiente = \frac{\mu_f \cdot c \cdot \alpha}{2 \cdot A^2 \cdot \Delta P} \quad (33)$$

$$Intersección = \frac{\mu_f \cdot R_m}{A \cdot \Delta P} \quad (34)$$

Así, si la viscosidad del líquido, el área de filtración, la presión de filtración y la masa de revoque seco por unidad de volumen de filtrado son conocidos, los valores gráficos pueden ser usados para calcular la resistencia específica del revoque y la resistencia del medio filtrante.

### **Efecto de la presión sobre el revoque**

De acuerdo con la Ley de Darcy, el gradiente de presión hidráulica es lineal a través de la torta de filtrado siempre que su porosidad y resistencia específica sean constantes. Bajo estas consideraciones la torta de filtrado puede ser considerada incompresible. Las variaciones en la porosidad y la resistencia específica son acompañadas por diferentes grados de compresibilidad, tal como se observa en la Figura 4. Tiller y Green [19], como resultado de sus investigaciones, muestran que la porosidad disminuye a medida que la resistencia específica aumenta rápidamente con incrementos en la presión. En los materiales

compresibles, la resistencia al flujo aumenta proporcionalmente con la presión, y el flujo por unidad de área desciende.

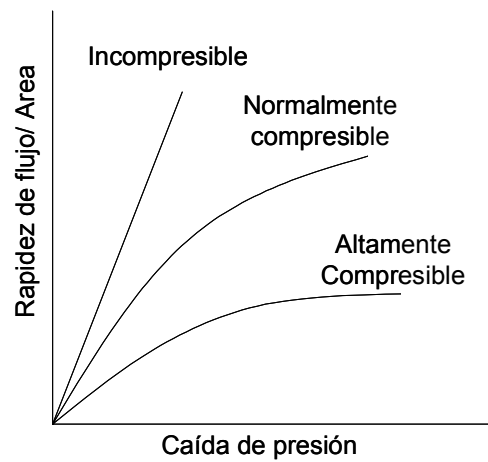


Figura 4. Flujo por unidad de área como función de la caída de presión a través de la torta de filtrado.

Una manera útil de revisar las características de compresibilidad de un material puede hacerse a partir de un rearrreglo de la ecuación 32.

$$\frac{\Delta P \cdot t}{V_f} = \left( \frac{\mu_f \cdot \alpha \cdot c}{2 \cdot A^2} \right) \cdot V_f + \frac{\mu_f \cdot R_m}{A} \quad (35)$$

Si la presión es aumentada cierto valor y mantenida constante hasta el siguiente incremento, pueden presentarse los comportamientos ilustrados en las Figuras 5.a ó 5.b, según la compresibilidad del material [20].

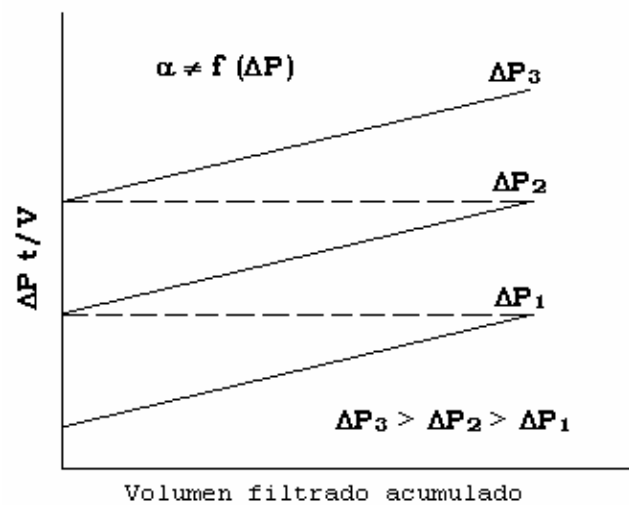


Figura 5.a. Revoques incompresibles.

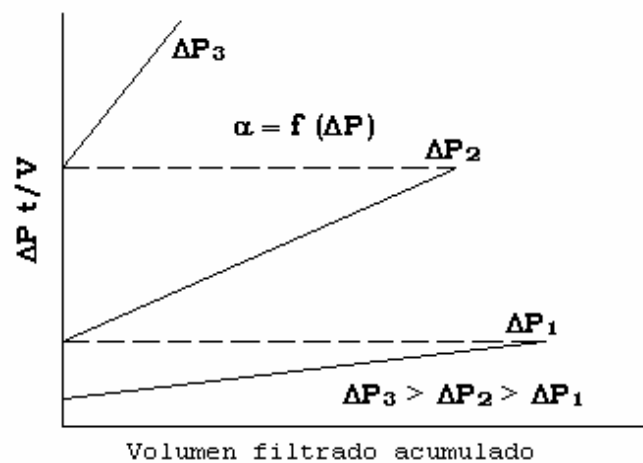


Figura 5.b. Revoques compresibles.

El término entre paréntesis en la ecuación 35 contiene sólo constantes en el caso de revoque incompresible, y el término de resistencia del medio incluye la contribución a la resistencia al flujo debida a las capas de revoque depositadas sobre el medio filtrante previo al incremento de presión.

Si se obtiene un comportamiento similar al de la Figura 5.b, entonces el material es compresible, con un valor promedio de resistencia específica y concentración del revoque durante la filtración.

La relación entre la resistencia específica y la caída de presión sobre el revoque es frecuentemente expresada por la siguiente expresión simple [22]:

$$\alpha = \alpha_o \cdot \Delta P_c^\eta \quad (36.a)$$

$$\alpha = \alpha_o' \cdot \left(1 + \frac{\Delta P_c}{\Delta P_o}\right)^\eta \quad (36.b)$$

Similarmente, la variación de la concentración puede ser correlacionada de este modo:

$$C = C_o \cdot \Delta P_c^\nu \quad (37.a)$$

$$C = C_o' \cdot \left(1 + \frac{\Delta P_c}{\Delta P_o}\right)^\nu \quad (37.b)$$

Donde  $\nu$ ,  $C_o$ ,  $C_o'$ ,  $P_o$ ,  $\alpha_o$ ,  $\alpha_o'$  y  $\eta$  son constantes empíricas. Ecuaciones similares han sido propuestas para relacionar la porosidad con la presión. Las constantes empíricas pueden ser obtenidas a partir de un gráfico como el de la Figura 6.

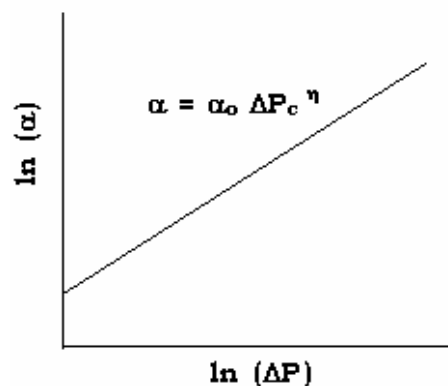


Figura 6. Variación de la resistencia específica con la presión.

Una expresión para la concentración promedio en el revoque puede ser deducida a partir de la ecuación 37.a; lo que conduce a:

$$C_{av} = C_o'' \cdot (1 - \nu) \cdot \Delta P_c^\nu \quad (38)$$

Donde  $C_o''$  y  $\nu$  son constantes derivadas empíricamente.

Evaluaciones del filtrado han demostrado que otras propiedades del revoque se pueden empíricamente relacionar con la presión de compresión,  $P_s$ , obteniéndose funciones de potencia como las mostradas anteriormente [22, 23, 24]. Estas propiedades se presentan a continuación:

- Permeabilidad del medio filtrante:

$$\kappa = \kappa_o \cdot P_s^{-\delta} \quad (39.a)$$

para  $P_s$  menor a 100 lpc

$$\kappa = \kappa_o' \cdot (1 + P_s)^{-\delta} \quad (39.b)$$

para  $P_s$  mayor a 100 lpc

También se pueden establecer relaciones similares con respecto a la porosidad y la movilidad del fluido a través del revoque [25].

Los revoques se pueden clasificar según los valores que tomen los exponentes de las ecuaciones de potencia. El revoque se considera incompresible cuando la porosidad y la resistencia al paso del filtrado a través del revoque son constantes en toda la estructura. Esto implica, usando la Ley de Darcy, que el gradiente hidráulico es lineal y continuo. Para este caso, los exponentes de las relaciones tienden a 0. Si la estructura es compresible, los exponentes tienden a 1. De acuerdo con varios autores, la compresibilidad del revoque se puede clasificar dependiendo del valor de los exponentes de las ecuaciones de potencia antes presentadas [25].

Tabla 1. Rango de valores de los índices de compresibilidad.

Clasificación	Valor del exponente s
Incompresible	0,0
Poco Compresible	0,0 - 0,25
Moderadamente Compresible	0,25 - 0,6
Compresible	0,6 - 1,0
Muy Compresible	> 1,0

En la práctica, es deseable tener un revoque altamente compresible ya que esto disminuye el paso de filtrado a través de su estructura, es más plástico y resistente a ser destruido al contacto con los tubulares durante la perforación del hoyo [25].

#### 4.1.1. Filtración Dinámica.

Se produce cuando el fluido de perforación está circulando en el anular bien sea durante la perforación o el acondicionamiento del hoyo, también se presenta mientras se rota la tubería de perforación. En este caso, el revoque recién formado sufre un desgaste debido a la acción erosiva ejercida por la circulación del lodo y los dispositivos acoplados a la tubería durante el acondicionamiento; pero al cabo de cierto tiempo se establece un equilibrio entre la rapidez de deposición de partículas sobre el revoque y la rapidez de erosión del mismo, que permite alcanzar un espesor en el revoque y una tasa de filtración constantes. En general, el revoque dinámico es más delgado que el revoque estático, pero la pérdida de filtrado es mayor.

Distintas variables actúan cuando se forma el revoque bajo condiciones dinámicas. Una de ellas, es la velocidad en que se depositan los sólidos presentes en el fluido al formar el revoque. Dicha velocidad depende de las características filtrantes del fluido, el gradiente de presión, la temperatura y la permeabilidad del medio filtrante. Otro parámetro que interviene es la fuerza erosiva, la cual es ocasionada por la circulación del fluido. Esta fuerza depende a su vez

de las propiedades de flujo, la velocidad de circulación y el tipo de fluido.

Esto indica que las partículas presentes en la superficie del revoque están sometidas a dos fuerzas, tal como se muestra en la Figura 7. Una, es la fuerza de arrastre  $F_S$ , la cual ocasiona el filtrado y es la responsable de empujar las partículas sólidas contra la superficie del revoque.

La otra es la fuerza tangencial  $F_H$ , la cual es la responsable de la remoción de los sólidos depositados.

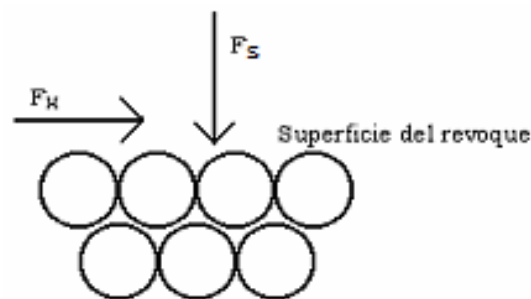


Figura 7. Fuerzas presentes en el Filtrado Dinámico.

La remoción de los sólidos de la superficie del revoque, se produce cuando la fuerza erosiva alcanza un valor proporcional a la fuerza de arrastre. Esto se evidencia en la ecuación siguiente:

$$F_H = f \cdot F_S \quad (40)$$

Donde  $f$  es el coeficiente de fricción, en el caso en que se considere que las partículas se deslicen entre sí.



## 5. CEMENTACIÓN DE POZOS DE HIDROCARBUROS

La Cementación Primaria es el proceso de colocación de cemento en el espacio anular que existe entre el revestimiento y las paredes del hoyo. Los principales objetivos de la cementación primaria son sellar el anular y con ello obtener el aislamiento zonal. Este último es alcanzado si el cemento en el anular evita el flujo de los fluidos de la formación [1]. Adicionalmente, el cemento entre la formación y el revestimiento debe igualmente proteger este último de la corrosión potencial producida por gases agrios tales como  $\text{CO}_2$  y  $\text{H}_2\text{S}$ , presentes naturalmente en yacimientos de hidrocarburos [26]

Para lograr el aislamiento zonal, debe obtenerse un sello hidráulico entre el revestimiento y el cemento, y entre el cemento y la formación, mientras que al mismo tiempo evita canales de flujo en la matriz de cemento (ver Figura 8) [27]. Estos requerimientos hacen de la cementación primaria una de las más importantes operaciones ejecutadas en un pozo. Sin un completo aislamiento zonal en el pozo, éste nunca podrá alcanzar su completa producción potencial. Los trabajos de cementación secundaria o remedial para reparar las fallas de los trabajos de cementación, con frecuencia, pueden resultar daños irreparables a la formación productora. Además de la posibilidad de perder el yacimiento y disminuir la tasa de producción, el reinicio de la producción sufre retrasos, lo cual conduce a inevitables pérdidas de tiempo y dinero [27].

### 5.1. Objetivos de la Cementación Primaria

Los principales objetivos del proceso de cementación primaria son:

- a) Aislar la formación restringiendo el movimiento de los fluidos en el anular.
- b) Soportar y unir el revestimiento a la formación.

- c) Proteger al revestimiento de la corrosión y cargas axiales, y reforzarlo para que soporte las presiones durante la perforación de las siguientes secciones del hoyo.
- d) Proteger las zonas acuíferas.

La economía, riesgos, seguridad y otros requerimientos impuestos durante la vida del pozo, muy probablemente estarán siempre que se logre el principal objetivo de la cementación primaria. Debido a que el aislamiento zonal no está directamente relacionado con la producción, recibe menos atención que otras actividades en la construcción de un pozo. Sin embargo, esta tarea necesariamente debe ser llevada a cabo efectivamente para permitir cualquier operación de producción o estimulación; entonces, el éxito de un pozo depende de esta operación primaria [1].

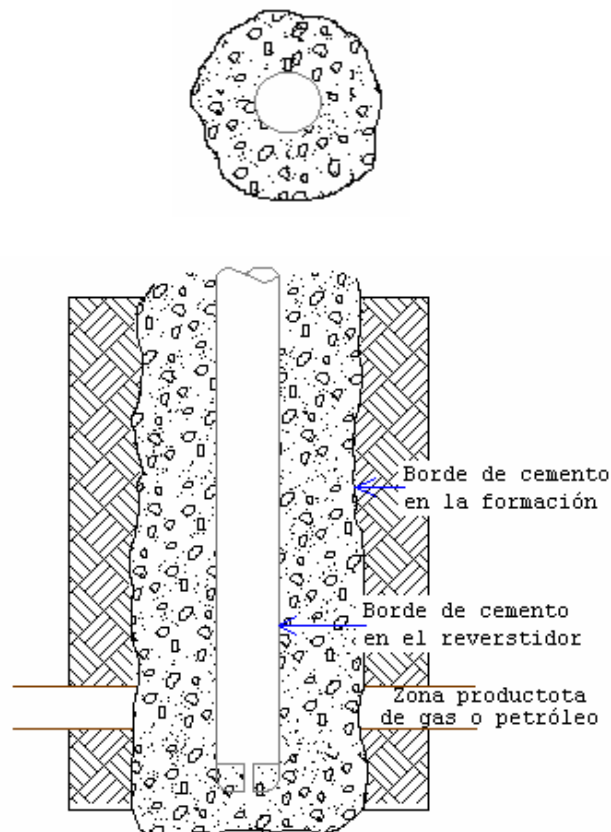


Figura 8. Objetivos de la Cementación Primaria.

## 5.2. Proceso de Cementación Primaria

El proceso básico para ejecutar un trabajo de cementación primaria emplea el método de dos tapones para bombear y desplazar la lechada de cemento. Después de perforar el pozo hasta la profundidad deseada, la tubería de perforación es removida y un juego de sartas de revestimiento es bajado hasta alcanzar el fondo del hoyo. En este momento, el fluido de perforación usado para remover los ripios durante la perforación aún está dentro del hoyo. Este lodo debe ser removido y reemplazado por cemento endurecido. Para ello se emplean dos tapones que aíslan la lechada de cemento, de modo que es bombeado dentro del revestimiento para evitar la contaminación con el fluido de perforación. La lechada de cemento es bombeada en una cantidad tal que llena la columna del anular desde el fondo del hoyo hasta el tope calculado.

El proceso de cementación se completa cuando se registra un incremento de presión en la superficie, lo cual indica que el tapón de tope alcanzó el cuello flotador, y el desplazamiento del lodo está terminado. Posteriormente, el pozo es cerrado durante un tiempo para que la lechada de cemento, una vez colocada, presente un proceso de hidratación, por medio del cual cambia de la fase líquida a la sólida y desarrolle propiedades que le permiten evitar el flujo de los fluidos de la formación y soportar el revestimiento. Todo esto debe ocurrir antes de iniciar la perforación de una nueva sección o los trabajos de completación del pozo [27].

El cemento endurecido, también debe ser capaz de soportar diferentes operaciones tales como estimulación, perforación, producción e intervención durante la vida del pozo [1].

## **Materiales cementantes**

En la industria petrolera la lechada de cemento utilizada, consiste principalmente de cemento, aditivos y agua, donde el propósito de la aplicación determina el tipo de cemento y de aditivo a emplear. El cemento Pórtland es el material de preferencia en el 99% de los trabajos de cementación primaria, debido a su gran disponibilidad y bajo costo en comparación con otros materiales cementantes, tales como porcelanas y resinas epoxi. El componente mayoritario del cemento Pórtland es el silicato tricálcico; cuando este compuesto reacciona con el agua de la lechada de cemento, para formar silicato cálcico hidratado, desarrolla resistencia a la compresión. Este proceso conduce al endurecimiento de la lechada de cemento <sup>[1]</sup>.

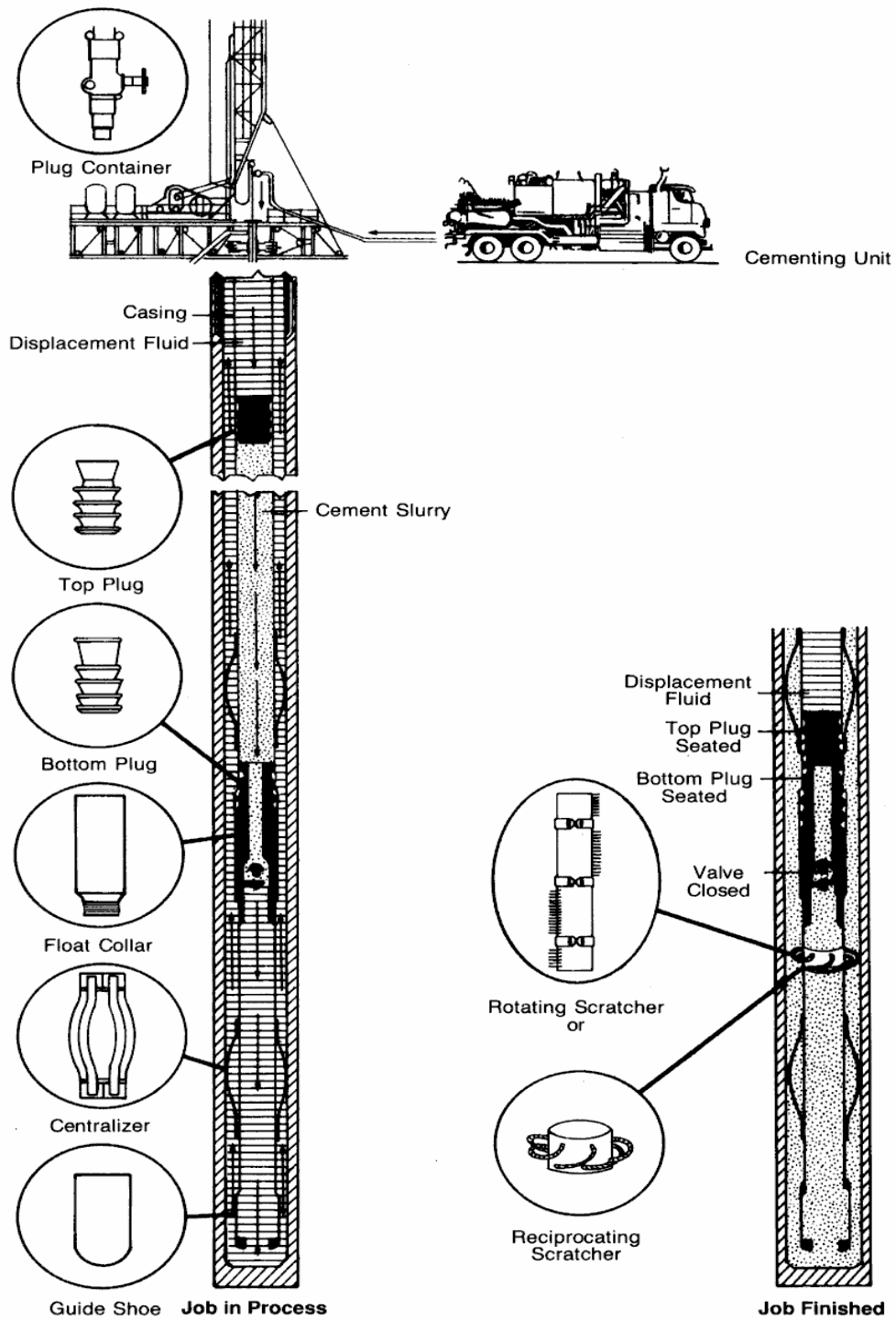


Figura 9. Equipo utilizado en la Cementación Primaria.

### 5.3. Equipo para la Cementación Primaria <sup>[1]</sup>

Existen diferentes dispositivos que se acoplan al revestimiento a medida que éste es bajado en el hoyo, para ayudar en la colocación de la lechada de cemento; cada dispositivo se explica a continuación.

- Centralizadores. Su función es mantener el revestimiento alejado de las paredes de la formación y centralizarlo en el hoyo tanto como sea posible. La centralización de la tubería proporciona un flujo de fluido uniforme en la sección anular, permitiendo una mejor remoción del fluido de perforación y una apropiada cementación.
- Tapón de fondo. Es insertado delante de la lechada de cemento para reducir el contacto entre ésta y el fluido dentro del hoyo, minimizando con ello su contaminación. El tapón de fondo, además, retira cualquier película de fluido de perforación que esté acumulada sobre la pared interna del revestimiento. Cuando el tapón de fondo encaja en el cuello flotador, una pequeña diferencia de presión rompe el diafragma del tapón permitiendo que el cemento entre al anular.
- Tapón de tope. El objetivo de este dispositivo es minimizar el contacto entre la lechada de cemento y el fluido que se bombea detrás de ella, con lo cual se evita la contaminación de la lechada. Cuando el tapón de tope alcanza el tapón de fondo, se produce un incremento en la presión que indica la culminación de la colocación de la lechada de cemento.
- Contenedor de tapones. Es empleado en la mayoría de las operaciones de cementación para facilitar el bombeo de los fluidos dentro del revestimiento y, además, sostener y soltar los tapones de cementación en el momento adecuado.

- Cuello flotador. Una vez que el cemento es bombeado, el cuello flotador evita que la lechada de cemento en el anular se introduzca nuevamente en el revestimiento, actuando como una válvula de retención.
- Zapata guía/ zapata flotadora. Se coloca en el extremo inferior de la sarta de revestimiento con diferentes objetivos: evitar que se deteriore el extremo inferior del revestimiento, prevenir el atascamiento de la sarta de revestimiento en la formación y actuar como válvula de retención, permitiendo la circulación de los fluidos en una sola dirección (del revestimiento hacia el anular).

## **6. ACONDICIONAMIENTO DEL HOYO**

El acondicionamiento del hoyo es la etapa previa a la cementación primaria donde se prepara el hoyo desplazando todos los ripios y lodo gelificado/deshidratado con el fin de obtener la máxima área de flujo. De ese modo, la lechada de cemento que será colocada en el anular podrá asegurar el aislamiento zonal requerido en el pozo. Este proceso se realiza después de bajar el revestimiento, para remover el lodo gelificado y el revoque formado debido a filtraciones dinámicas y estáticas en el pozo.

En general, la limpieza del hoyo se puede lograr mediante el bombeo del lodo a la máxima tasa de flujo posible y permisible. Posible, debido a que la máxima tasa va a depender lógicamente de los equipos disponibles durante el trabajo, y permisible, ya que la formación puede o no soportar las presiones derivadas de esa máxima tasa de bombeo. El procedimiento usual para lograr el acondicionamiento del hoyo consiste en observar el cambio de presión en superficie durante el bombeo hasta que ésta se estabiliza; para lograr la máxima tasa de

---

bombeo, ésta debe progresivamente aumentarse hasta lograr la máxima permisible <sup>[8]</sup>.

Algunos estudios han demostrado que el principal factor que afecta la colocación de la lechada de cemento es el desplazamiento efectivo del fluido de perforación del espacio anular <sup>[28]</sup>.

El parámetro más usado para representar la capacidad que tiene un fluido en desplazar a otro es la eficiencia del desplazamiento. Para entender su significado, considérese un anular de volumen  $V_A$  y longitud  $L_A$  ocupado por un fluido “a” (el fluido a ser desplazado) que circula con un determinado caudal; en un tiempo  $t = 0$  un fluido “b” (el fluido de desplazamiento) sustituye repentinamente al primero en la entrada del anular ( $z = 0$ ) (ver Figura 10). Luego para un instante de tiempo cualquiera la eficiencia del desplazamiento se define como la fracción de volumen del anular que está ocupada por el fluido “b”. A medida que transcurre el tiempo, la eficiencia del desplazamiento tiende a un valor constante, el cual puede ser menor que la unidad, indicando esto que aún hay fluido “a” en el anular <sup>[27]</sup>.



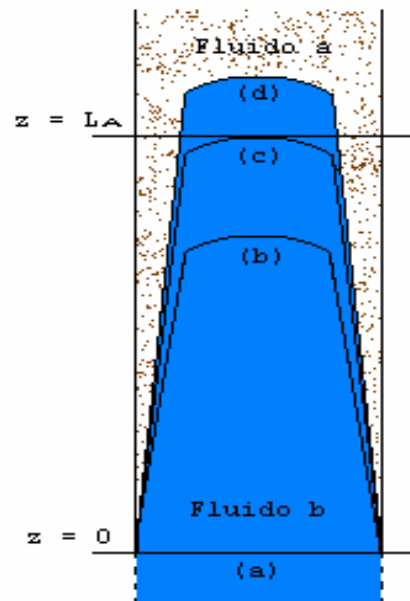


Figura 10. Desplazamiento del fluido “a” por el fluido “b” en el anular.

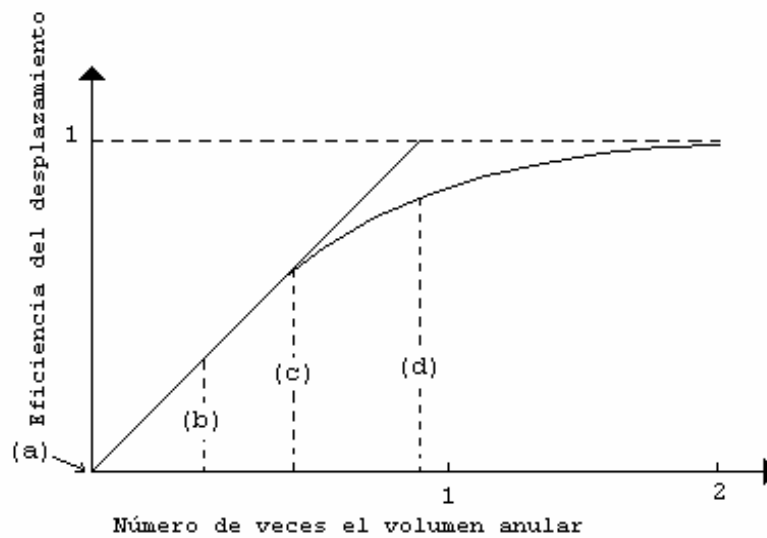


Figura 11. Curva de eficiencia del desplazamiento.

La eficiencia del desplazamiento del lodo es afectada considerablemente por diversos factores, los cuales se explican a continuación [3, 10, 29, 30, 31]:

a) Condiciones del hoyo perforado.

Un hoyo deficientemente perforado puede presentar varias zonas socavadas que dificultan su limpieza; por consiguiente, estas zonas son propensas a contener lodo deshidratado y gelificado, el cual si no es removido puede ser arrastrado por la lechada de cemento y contaminar la matriz de cemento. Por otro lado, los hoyos muy irregulares dificultan la centralización del revestidor, lo cual complica la remoción del lodo en el lado estrecho del anular.

Aunque el objetivo que persigue un ingeniero de perforación es perforar un hoyo lo más rápido y económicamente posible, debe tomar en cuenta que el fin último es proporcionar las condiciones óptimas para lograr una cementación exitosa, tales como:

- Un pozo con presión controlada.
- Un hoyo con el menor número de irregularidades.
- Paredes estables.
- Un hoyo libre de ripios.
- Un lodo apropiadamente tratado que forme un revoque delgado semi-impermeable frente a las zonas permeables de la formación.

b) Efecto del lodo gelificado y el revoque sobre el desplazamiento del lodo movable.

El lodo gelificado/deshidratado (llamado lodo inmóvil) se forma no sólo en condiciones estáticas, sino también mientras el lodo está en circulación debido a la forma ovalada del hoyo, a irregularidades en el mismo o a la excentricidad del revestidor lo cual produce zonas donde la velocidad local del fluido es cero.

La estructura de gel desarrollada por el fluido estático es parcialmente responsable de la presión aplicada en la superficie del pozo para reiniciar la circulación; además, afecta la eficiencia del proceso de circulación especialmente cuando la tubería no está centralizada.

Para un fluido de desplazamiento que posee un esfuerzo de gel igual a  $\tau_{gel}$ , la presión de fricción mínima para lograr el flujo en el lado estrecho de un anular excéntrico está dada por la siguiente expresión [27]:

$$\frac{dP}{dz} > \frac{4 \cdot \tau_{gel}}{STO \cdot (D_o - D_i)} \quad (41)$$

Donde  $STO$  (Standoff) es un parámetro adimensional que indica el grado de centralización del revestidor en el hoyo, así mientras mayor sea el Standoff más centrada está la tubería.

En las prácticas de campo el esfuerzo de gel se aproxima a la máxima lectura obtenida en un viscosímetro de cilindros concéntricos, con una velocidad de rotación de 3 r.p.m., después que el lodo ha estado estático durante 10 min., a pesar de que dicho valor está muy lejos de representar los largos períodos que puede experimentar un lodo antes de reiniciar la circulación (varias horas o días).

La presencia de un revoque sobre las paredes de la formación empeora aún más el proceso de desplazamiento, ya que ante la ausencia de controladores de filtrado se puede formar un revoque grueso que reduce el espacio anular. Este material parcialmente deshidratado es difícil de remover al momento de reiniciar la circulación debido a que su densidad y viscosidad (especialmente a bajas tasas de corte) es mucho mayor que la del fluido de perforación [3].

Es muy probable que exista un sinergismo entre la filtración del lodo y la excentricidad de la tubería, lo cual va en detrimento del proceso de circulación. Debido a que la erosión del revoque es mayor cuando aumenta el esfuerzo de corte ejercido sobre la pared de la formación, el espesor del revoque durante la circulación muy probablemente sea mayor en el lado estrecho del anular. Como consecuencia, resulta un revoque de espesor no uniforme que podría distorsionar la distribución del patrón de flujo en el anular, y a su vez reducir la velocidad del fluido en el lado estrecho [27].

Existen diferentes técnicas para realizar el acondicionamiento del hoyo que permiten realizar una limpieza eficiente del mismo; a continuación se explican estas técnicas:

### **6.1. Altas tasas de desplazamiento.**

Uno de los parámetros que influye en el desplazamiento del lodo movable (lodo no gelificado) es el régimen de flujo del fluido de desplazamiento. En ese sentido, la práctica común es bombear el fluido de desplazamiento a tasas de flujo tal que alcance el régimen turbulento, lo cual genera la fuerza de arrastre necesaria para remover el lodo gelificado existente en el anular. Actualmente, los operadores de cementación, basándose en sus experiencias, recomiendan un tiempo de contacto para el fluido de desplazamiento, que oscila entre 4 y 10 min. dependiendo de las condiciones existentes [27].

En diversos estudios [27, 31, 32] se ha demostrado que bajo condiciones de flujo turbulento la tasa de desplazamiento es más eficiente; esto originó la creación de criterios cualitativos para ejecutar de manera exitosa la técnica de desplazamiento en flujo turbulento. Dichos criterios se plantean a continuación:

- a) Para alcanzar la tasa crítica de bombeo con los equipos de campo disponibles y para generar la turbulencia necesaria que impida la

canalización del fluido desplazante en el lodo, el fluido de desplazamiento debe ser adelgazado lo suficiente como para que su viscosidad sea menor que la del fluido de perforación.

- b) El fluido de desplazamiento debe poseer baja pérdida de filtrado, especialmente cuando la relación sólido - líquido es alta. La pérdida del fluido base puede incrementar la viscosidad y colocar la tasa crítica de bombeo por encima de las posibilidades de los equipos disponibles.
- c) Las propiedades físicas y químicas del fluido de desplazamiento deben ser cuidadosamente diseñadas, ya que es necesario que éste sea compatible químicamente con el fluido de perforación.

A pesar del grado de eficiencia que presenta la técnica de desplazamiento en flujo turbulento, ésta no es una opción viable en muchos casos. Esto se debe a que una gran cantidad de pozos poseen ciertas características que no permiten aplicar esta técnica; a continuación se presentan dichas características:

- a) Si el fluido de desplazamiento es ligero, el volumen necesario para alcanzar un régimen turbulento en contacto con las paredes del hoyo es tal que la presión de poro no puede ser controlada.
- b) Si el fluido de desplazamiento es pesado, la tasa de bombeo crítica para alcanzar el flujo turbulento puede exceder las capacidades de los equipos disponibles.
- c) Si las formaciones son débiles y poseen bajos gradientes de fractura, no son capaces de soportar las presiones asociadas con las altas tasas de desplazamiento en flujo turbulento.

Sin embargo, evidencias experimentales reflejan que aún cuando no sea posible alcanzar un régimen turbulento en el pozo, las tasas de bombeo se deben maximizar <sup>[28]</sup>.

## **6.2. Acondicionamiento del fluido de perforación.**

Los fluidos de perforación tienen propiedades que son diseñadas para facilitar las operaciones de perforación y realizar un transporte adecuado de los ripios, sin embargo, no contribuyen con el desplazamiento eficiente del lodo gelificado/deshidratado. En consecuencia, se hace necesario acondicionar el fluido mediante modificaciones en sus propiedades como la densidad y reología.

En tal sentido, la práctica común es disminuir la reología del lodo, de forma que durante el bombeo se facilite la remoción del lodo gelificado; esto se hace por adición del fluido base (lo cual reduce la densidad), dispersantes o adelgazantes en la superficie del pozo y luego se hace circular por el espacio anular una vez que se ha bajado el revestidor.

Por otro lado, las propiedades tixotrópicas del lodo, implícitas en su reología, indican con que grado de facilidad el lodo inmóvil y gelificado recupera su fluidez.

Con el fin de favorecer el desplazamiento, es recomendable reducir la densidad del fluido de perforación al mínimo valor operacional, el cual debe aproximarse a la presión que posee la formación durante la perforación <sup>[27]</sup>.

Si el fluido de perforación es más ligero que el cemento, la capacidad de flotación del lodo contribuirá a su remoción. Esto se debe a que se desarrollan fuerzas de flotación, las cuales tienden a aplanar la interfase cemento-lodo y promueve la eficiencia del desplazamiento <sup>[30]</sup>. Sin embargo, la diferencia de densidades necesariamente no debe ser la máxima posible, ya que se alcanza una mejor remoción con una diferencia reducida de densidad, aplicándole al cemento una más alta tasa de desplazamiento <sup>[31]</sup>.

### **6.3. Centralización de tubería.**

Una tubería correctamente centrada proporciona un perfil de velocidades uniforme en el anular y a su vez logra una distribución de presiones más homogénea en el anular. Por el contrario, una deficiente centralización de la tubería (ver Figura 15) induce tasas de flujo mas elevadas entre los sitios que ofrecen menor resistencia al flujo (lado ancho de la excentricidad) y en el lado más estrecho causa pérdida de fluidez y una distribución desigual de las presiones; esto ocasiona la canalización del lodo mientras se está perforando, mayor dificultad para removerlo eficientemente y la presencia de revoque en esas zonas conduce a la canalización de la lechada de cemento.

Un perfil de velocidades típico de un fluido Plástico de Bingham en un anular excéntrico se muestra en la Figura 12; como se observa la mayor parte del fluido fluye en el lado ancho del anular, lo cual producirá un desplazamiento pobre del cemento en el anular <sup>[1]</sup>.

El efecto de un desplazamiento pobre del lodo en la cementación del revestidor, causada por la excentricidad de la tubería se puede observar en la Figura 13, donde es evidente que no se logró aislar el hoyo y fijar el revestimiento a la formación.

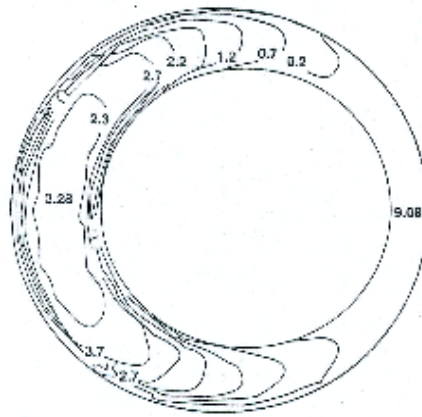
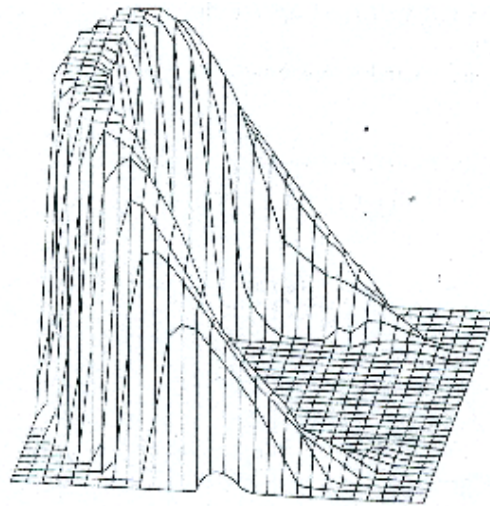


Figura 12. Perfil de flujo en un anular excéntrico.

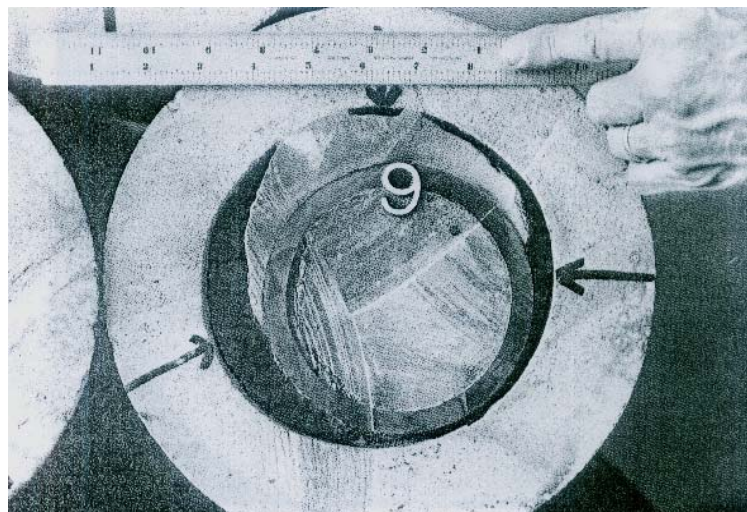


Figura 13. Desplazamiento y Excentricidad.



#### **6.4. Movimientos de tubería.**

Dado que no siempre se pueden lograr condiciones de bombeo tales que permitan la remoción efectiva del lodo, el movimiento de tubería ayudará a mejorar la remoción.

Existen dos tipos de movimiento de tubería que afectan el proceso de desplazamiento del lodo. Estos se conocen como rotación (giros) y reciprocación (movimiento vertical). Diversos estudios han determinado que estos movimientos aumentan la eficiencia de desplazamiento del lodo gelificado que está atrapado en la parte más angosta del anular, sobre todo cuando a la tubería se le adaptan rasgadores, raspadores o alambres limpiadores, los cuales permiten la remoción mecánica. Sin embargo, dichas herramientas no son efectivas en la eliminación del revoque, pues su remoción mecánica conduce a que casi instantáneamente se forme de nuevo el revoque por un proceso de filtración del lodo hacia la formación impulsado por la presión de la columna de fluido en el anular.

Uno de esos estudios realizado por Mc Lean <sup>[30]</sup>, menciona que la rotación de la tubería resulta más beneficiosa que los movimientos reciprocantes que se le pueden aplicar a la misma, debido a que el primero, ejerce una fuerza de arrastre sobre el cemento, la cual desplaza el lodo. Otros autores <sup>[3]</sup>, sostienen que en tuberías concéntricas la reciprocación resultaría una mejor opción, sin embargo, esta debe ser llevada a cabo cuidadosamente, ya que involucra movimientos laterales, los cuales pueden inducir presiones mayores a la presión de fractura de la formación. Esto se atribuye al hecho que en la tubería se colocan ciertos accesorios adicionales, los cuales pueden originar esta situación <sup>[31]</sup>.

El movimiento de reciprocación de la tubería ha sido aplicado exitosamente en un gran número de operaciones críticas <sup>[27]</sup> pero presenta las siguientes desventajas:

- a) Induce grandes presiones y succión lo cual puede afectar negativamente el control del pozo, específicamente en anulares pequeños.
- b) Hay riesgo de que el revestimiento llegue a pegarse de la formación.
- c) La amplitud del movimiento es reducida en las secciones más profundas del hoyo debido a que la tubería puede estirarse o doblarse. Por otro lado, puede ser necesario halar excesivamente la tubería, especialmente en pozos muy desviados.

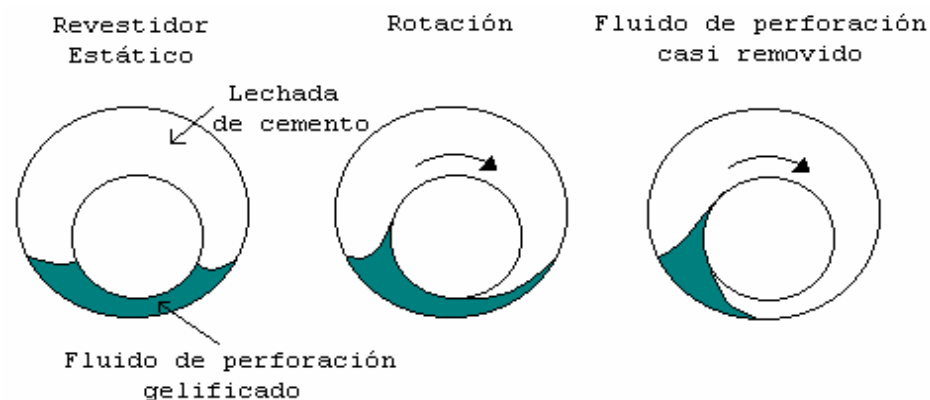


Figura 14. Movimientos de rotación de la sarta de revestimiento.

### 6.5. Cantidad de fluido de desplazamiento.

Este parámetro está relacionado directamente con dos factores, el volumen de preflujo y el tiempo mínimo de contacto del preflujo con la superficie a remover. El mínimo volumen recomendado y el tiempo de contacto varían según las condiciones específicas del pozo; generalmente, según prácticas de campo, el tiempo de contacto del fluido de desplazamiento debería ser aproximadamente 10 min, siendo bombeado a la más alta tasa de flujo posible, dentro del rango de control del pozo <sup>[28]</sup>. A su vez, se considera una buena práctica que el

volumen del fluido de desplazamiento sea capaz de cubrir mil pies del espacio anular durante su recorrido por éste.

### **6.6. Espaciadores y Lavadores.**

Generalmente, en un trabajo de cementación la lechada de cemento debería ser capaz de desplazar todo el fluido de perforación que exista en el espacio anular. Sin embargo, con frecuencia la interfase entre ambos fluidos se convierte en una masa viscosa, difícil de bombear, la cual puede causar altas presiones de fricción durante los trabajos de cementación. Estas presiones pueden fracturar las formaciones frágiles y causar el taponamiento del espacio anular, impidiendo que se complete el trabajo de cementación. Por lo antes expuesto, se debe evitar la incompatibilidad entre estos dos fluidos utilizando un fluido intermedio, dentro del proceso de desplazamiento, el cual debe ser compatible con ambos y capaz de minimizar el contacto entre ellos.

Estos fluidos intermedios se conocen también como preflujos, los cuales son bombeados delante de la lechada de cemento y se diseñan para: remover el lodo del espacio anular, dejar limpia la superficie del hoyo y hacer que la zona en donde se va a colocar el cemento, sea compatible con éste. Se clasifican según su formulación en lavadores y espaciadores.

- a) Lavadores: son fluidos de viscosidad y densidad similar al agua o al aceite utilizado en el fluido de perforación; además, contienen mezclas de dispersantes y surfactantes, los cuales facilitan el ablandamiento del revoque y lodo gelificado y su posterior dispersión. Son usados en su mayoría para el desplazamiento en flujo turbulento <sup>[12]</sup>, ya que poseen baja viscosidad y su mecanismo de acción incluye el adelgazamiento del fluido.

Si se trata de un fluido de perforación base aceite el principal componente del lavador químico debe ser el surfactante. Los surfactantes más comunes son los no iónicos, como nonilfenol etoxi, ésteres de ácidos grasos y alcoholes grasos etoxi; y los aniónicos, como alquilsulfonatos, alquil aril sulfonatos y alcoholes grasos etoxi sulfonatos [27].

Opcionalmente, los lavadores químicos pueden contener pequeñas cantidades de resinas liposolubles. Las partículas de resinas forman un delgado revoque sobre la formación, minimizando la pérdida del lavador químico hacia la formación así como de la lechada de cemento [27]. El cloruro de sodio y el cloruro de potasio son algunas de las sustancias que se agregan a los lavadores para proteger las formaciones sensibles al agua.

- b) Espaciadores: son fluidos de mayor densidad y reología diseñada cuidadosamente, los cuales contienen una mayor cantidad de partículas sólidas que los lavadores; en tal sentido, la principal diferencia entre ellos es que los espaciadores son densificados mientras que los lavadores no. Generalmente son más efectivos como amortiguadores, previniendo el contacto entre la lechada de cemento y el fluido de perforación. Algunos pueden ser bombeados en flujo turbulento, causando el mismo efecto de limpieza que los lavadores, otros se diseñan para ser bombeados en flujo laminar. Para obtener buenos resultados sólo se debe mantener la densidad y las propiedades reológicas del espaciador dentro del rango determinado por las características del lodo y las características del cemento [27].

Los espaciadores y lavadores pueden ser usados en forma conjunta; de modo que si se bombea en el orden fluido de perforación – lavador – espaciador – lechada de cemento, el lavador adelgazaría el lodo y luego sería fácilmente desplazado por el espaciador [29].

## 7. ANTECEDENTES

Muchas investigaciones tanto teóricas como experimentales se han realizado en torno al acondicionamiento del hoyo para mejorar su eficiencia y así garantizar una cementación primaria exitosa. A continuación se presentan algunos trabajos, a modo de recorrer históricamente algunos estudios efectuados en el área; básicamente se hará referencia a aquellos trabajos que se relacionan con el presente estudio siendo el más importante el realizado por Chacón <sup>[13]</sup> ya que se establecieron comparaciones entre sus resultados y los obtenidos en la presente investigación, como parte del objetivo principal. Los antecedentes se presentarán en dos secciones:

### 7.1. Trabajos realizados sobre el desplazamiento del fluido de perforación <sup>[3, 13, 27]</sup>.

Las primeras investigaciones realizadas sobre el efecto de las condiciones del fluido de perforación en 1.948 <sup>[32]</sup>, consideraban determinante que una disminución de la viscosidad incrementa la eficiencia del desplazamiento del lodo. Howard y Clark, además estudiaron el efecto del régimen de flujo sobre el desplazamiento del lodo y concluyeron que bombeando una lechada de cemento en régimen laminar a través del anular, sólo el 60% del lodo movable era desplazado, mientras que en régimen turbulento se lograba entre un 90 y 95% de desplazamiento.

Posteriormente, Mc Lean <sup>[30]</sup>, presenta un estudio un poco más complejo, en el cual realizó un análisis de la relación que existe entre la reología del fluido de perforación y la excentricidad del anillo. Él especifica un término al que llama esfuerzo cedente crítico, el cual se define como el esfuerzo cedente del cemento, en el cual el gradiente de presión necesario para iniciar el flujo de cemento, en la parte más

ancha de la excentricidad, es idéntico al requerido para iniciar el flujo de lodo en la parte más estrecha y viene dado por la ecuación 42:

$$\text{Esfuerzo Cedente Crítico} = \frac{W_w \cdot \tau_{om}}{W_n} \quad (42)$$

Donde  $W_n$  es la separación mínima entre las dos paredes del hoyo y el tubular de revestimiento,  $W_w$  es la separación máxima entre las paredes del hoyo y el tubular de revestimiento y  $\tau_{om}$  es el esfuerzo cedente del fluido de perforación. La Figura 15 muestra la separación revestimiento - formación.

El esfuerzo cedente, según este estudio, es el factor con mayor influencia sobre el desplazamiento del lodo a bajas tasas de flujo. Basándose en este hecho y en el esfuerzo cedente crítico, Mc Lean <sup>[30]</sup> define una relación de movilidad para la cementación primaria, expresada en la ecuación 43.

$$\text{Relación de Movilidad} = \frac{W_w \cdot \tau_{om}}{W_n \cdot \tau_{oc}} \quad (43)$$

Donde  $\tau_{oc}$  es el esfuerzo cedente de la lechada de cemento.

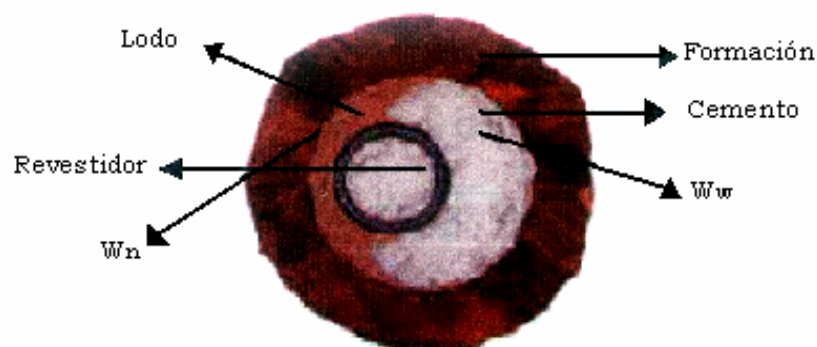


Figura 15. Corte transversal de un Revestimiento Cementado.

Si los valores de la relación de movilidad son bajos, menor es la probabilidad de la creación de canales de comunicación en el cemento.

Sin embargo, estos parámetros sólo sirven como guía para aproximar el comportamiento del desplazamiento del lodo en el espacio anular.

Clark y Carter <sup>[31]</sup> mencionan en su estudio que la fuerza de arrastre o erosión presente en la interfase cemento - lodo, la cual se genera por el aumento de la turbulencia en algunas partes del anular, puede ser una fuerza motriz influyente en la remoción del lodo. Este fenómeno fue observado en los fluidos no densificados y de baja viscosidad como agua, diesel, lavadores químicos; en el caso de los fluidos densificados y más viscosos que los anteriores (espaciadores), a pesar de que ofrecen una turbulencia de menor intensidad, aplican un mayor esfuerzo de corte debido al mayor porcentaje de partículas sólidas presentes, las cuales ejercen una acción erosiva sobre las paredes del hoyo.

Posteriormente, Haut y Crook <sup>[3]</sup> estudiaron la importancia relativa de diversos factores de desplazamiento del lodo en experimentos que simulaban las condiciones de campo; esta investigación mostró que los principales parámetros que influyen en el desplazamiento son las propiedades tixotrópicas del fluido de perforación, destacando el máximo esfuerzo de gel del lodo y la energía suministrada por el flujo del fluido de desplazamiento. A su vez proponen un parámetro denominado factor de inmovilidad, el cual consiste en relacionar características del revoque (*C.T.F.*) y el máximo esfuerzo de gel como las principales propiedades que afectan el proceso desplazamiento de la interfase lodo – cemento (ecuación 44).

$$M.I.F. = C.T.F. \cdot \text{Máximo Esfuerzo de Gel} \quad (44)$$

Si el tipo y la cantidad de sólidos en el fluido de perforación, se mantienen constantes, el espesor del revoque va a depender solo de la cantidad de fluido que se filtra a través de la formación. Aproximando

el máximo esfuerzo de gel al esfuerzo de gel que se evalúa a los diez minutos el factor de inmovilidad se reduce a la ecuación 45:

$$M.I.F. = V_{f\ 30\ min} \cdot G_{10min} \quad (45)$$

Donde  $V_{f\ 30\ min}$  es el volumen de filtrado obtenido en 30 min. Esta ecuación indica que el porcentaje de lodo desplazado puede ser incrementado por la disminución del máximo esfuerzo de gel o por una menor pérdida de filtrado.

Otros trabajos como los de Brice y Holmes en 1.964 <sup>[27]</sup> reiteraron la necesidad de realizar el desplazamiento del lodo en flujo turbulento, tal como lo plantearon Howard y Clark, y además sugirieron que el espacio anular debía estar en contacto con el fluido de desplazamiento durante un intervalo de tiempo apropiado; según los datos obtenidos en trabajos de campo, y tomando en cuenta que no se consideraron ciertos aspectos como el movimiento y la centralización de tubería, ese tiempo debe ser aproximadamente 8 min.

Zuiderwijk en 1.974 <sup>[27]</sup> realizó numerosas pruebas experimentales donde obtuvo más de 80% en la eficiencia del desplazamiento del lodo movable, y concluyó que la velocidad anular es un parámetro clave en el proceso de desplazamiento; así, a bajas velocidades obtuvo buenos resultados con lechadas de cemento más viscosas que el fluido de perforación.

Parker en 1.965 <sup>[27]</sup> publicó los resultados obtenidos de un estudio experimental donde obtuvo excelentes desplazamientos con lechadas de cemento mas pesadas y con menor reología que el fluido de perforación. Tanto este estudio como el anterior, demuestran que se puede obtener un desplazamiento eficiente a bajas y altas tasas de desplazamiento según las condiciones del fluido de desplazamiento, principalmente la reología.



## **7.2. Trabajos realizados sobre la compresibilidad y erosionabilidad del revoque.**

Grace en 1.953 <sup>[22]</sup>, aplicó la técnica de compresión-permeabilidad para estudiar las propiedades de revoques formados a partir de diecisiete materiales sólidos diferentes, entre ellos carbonato de calcio, dióxido de titanio, poliestireno, tungsteno, sílica fina, tierras diatomáceas e ilmenita fina. Las propiedades estudiadas incluían resistencia específica, porosidad, superficie efectiva específica y compresibilidad física para un rango de presión de compresión entre 1-2.700 lpc.

La técnica de compresión-permeabilidad consistió en formar previamente el revoque sobre el medio filtrante con la suspensión del material a estudiar y posteriormente introducir el filtrado y hacerlo fluir a través del revoque a una velocidad de filtración constante mediante la aplicación de un diferencial de presión cada vez mayor; durante la prueba se efectúan mediciones directas de porosidad y espesor, mientras que la resistencia específica promedio se determinó con la ecuación 29.

En este trabajo se determinó el efecto del grado de floculación de las partículas en la suspensión a filtrar, el tamaño y forma de las partículas sobre las propiedades de los revoques. En ese sentido, se observó que cuando la suspensión estaba floculada la resistencia específica y la porosidad del revoque eran fuertemente afectadas por cambios en la presión mientras que mostraban poca variación cuando la suspensión estaba dispersa (no floculada). En cuanto a la forma de las partículas, se observó que la forma esférica dificultaba la floculación y la estructura del revoque formado era muy sensible frente a cambios de presión, mientras que con las partículas irregulares se presentó un comportamiento opuesto.

Por otro lado, concluyeron que la relación Kozeny-Carman no puede ser aplicada a filtración de revoques compresibles, pues el término superficie efectiva específica de los sólidos en el revoque depende tanto del grado de floculación de la suspensión como de la presión aplicada durante la filtración, y proponen una corrección empírica a partir de mediciones hechas con la técnica compresión-permeabilidad, para un revoque dado.

Tovar en 1.996 <sup>[25]</sup> presentó un trabajo donde muestra el rango de variación de los Índices de Consistencia del Revoque de los lodos más usados en operaciones de campo, mediante el uso de los equipos convencionales de medición de filtrado para fluidos de perforación, prescritos por API. En esta investigación se desarrolló un método cuantitativo para evaluar la calidad del revoque que consiste en medir la propiedad de compresibilidad de la estructura mediante cambios en la presión de confinamiento; dicho método resultó ser aplicable a diferentes tipos de lodos empleando los equipos API de campo para evaluar el filtrado de lodos.

Se demostró que la temperatura disminuye el índice de consistencia del revoque de los lodos estudiados, es decir son inversamente proporcionales.

En 1.992 Ravi <sup>[33]</sup> realizó un estudio sobre la erosionabilidad del revoque y lodo gelificado donde propone un método para diseñar fluidos de desplazamiento a partir de una característica del lodo a desplazar y que se puede determinar en un equipo con la configuración mostrada en la Figura 17.

En dicho estudio define dos situaciones en las cuales puede encontrarse el fluido de perforación debido a su tixotropía: a un escenario se le denomina fluido de perforación moderadamente gelificado, en el cual el fluido desarrolla una fuerza de gel en ausencia

de un esfuerzo de corte. Al otro escenario, se le llama fluido de perforación parcialmente deshidratado y gelificado, en el cual además, de desarrollar la fuerza de gel también pierde una porción de agua. Estos escenarios se muestran en la Figura 16.

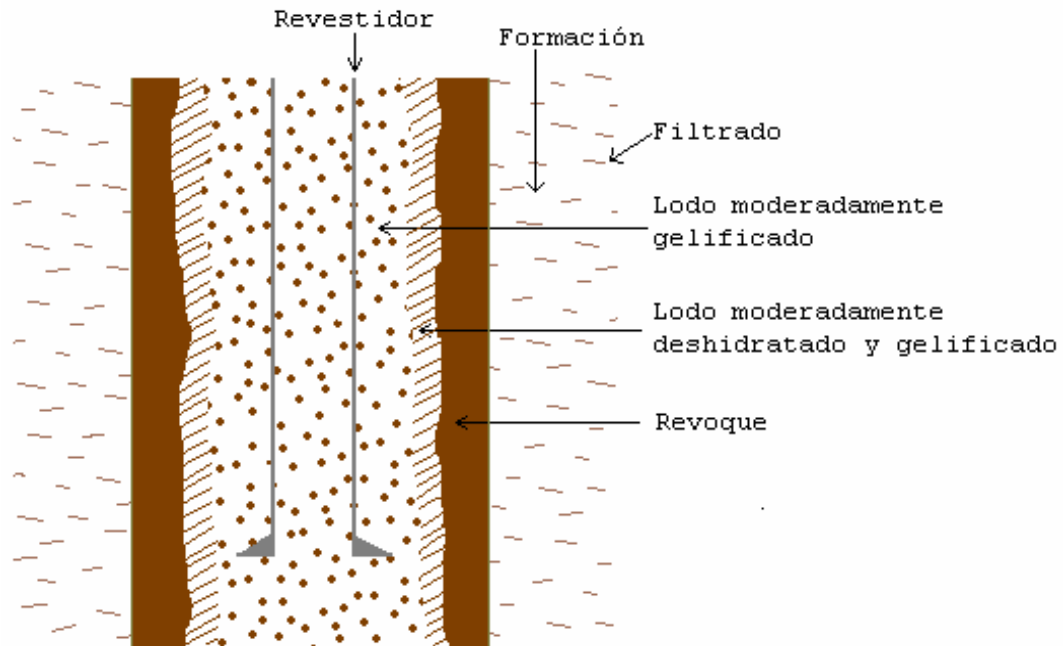


Figura 16. Gelificación del lodo en condiciones estáticas.

Cuando se reinicia la circulación del fluido, el material parcialmente deshidratado es difícil de movilizar, debido a que su densidad y su viscosidad son mucho más altas que las del lodo original. Además, intervienen otros parámetros tales como: la compresibilidad del revoque y el synergismo entre la filtración y la excentricidad de la tubería.

La existencia de tales condiciones fue comprobada durante sus experimentos mediante comparaciones entre la caída de presión medida y la calculada, tanto en el anular como dentro del revestimiento.

Un esquema del montaje experimental es mostrado en la Figura 17 donde se modela la geometría de un pozo de hidrocarburos; las pruebas realizadas consistían en hacer circular el fluido de perforación a



de perforación parcialmente deshidratado y gelificado como el revoque. La erosionabilidad del fluido de perforación surge del hecho que mientras mayor sea su valor, más fácil será la remoción. Esta expresión se muestra en la ecuación 46.

$$E_{df} = \frac{C'}{\tau_{wbe}} \quad (46)$$

Donde  $E_{df}$  es la erosionabilidad del fluido de perforación,  $C'$  es una constante de proporcionalidad y  $\tau_{wbe}$  es el esfuerzo de corte, por debajo del cual la remoción no se lleva a cabo. La constante  $C'$  es igual a 600 asumiendo que las partículas que conforman el revoque tienen un diámetro promedio de  $1\mu\text{m}$ ; sin embargo, el valor de la constante depende del tamaño, tipo, cantidad y arreglo en el revoque de las partículas.

Si se conoce la erosionabilidad del fluido de perforación, el esfuerzo de corte necesario para la remoción podría ser calculado por medio de la ecuación 46.

Se ha demostrado a través de muchas investigaciones que la erosionabilidad del fluido de perforación es una condición necesaria para limpiar el hoyo como paso previo a la cementación del revestimiento, de modo que se garantice el aislamiento zonal.

Sin embargo, con el trabajo realizado por Rodríguez <sup>[34]</sup> es cuando se logra establecer una relación entre la erosionabilidad mecánica del revoque y las características del lodo, y además, se evaluó la remoción química efectuada por los lavadores sobre el revoque. Esto permitió concluir que existe la necesidad de diseñar dichos lavadores en función del tipo de lodo, ya que no todos los lavadores logran remover los revoques formados a partir de diferentes lodos; por otro lado, se demostró que la acción mecánica no es suficiente para realizar la limpieza del hoyo.

En dicho trabajo se ofrece una relación entre la compresibilidad y la erosionabilidad del revoque de dos sistemas de lodos en base agua densificados con barita: Poliacrilamida Parcialmente Hidrolizada (PHPA) y Lignosulfonato.

El conjunto de experimentos consistió en someter el revoque a la erosión mecánica ejercida por la acción de agitación a diferentes tasas de corte y a la remoción química ejercida por de tres lavadores diferentes: para los lodos PHPA se aplicaron dos soluciones con diferente concentración de HCl y para los lodos Lignosulfonato se empleó un lavador comercial.

En sus experimentos observó que el aumento en la concentración de bentonita en la formulación del fluido de perforación:

- disminuye la tasa de filtrado para filtración tanto en condiciones estáticas como dinámicas, lo que indica que actúa como agente controlador de filtrado,
- disminuye el porcentaje de remoción mecánica,
- disminuye la remoción por efecto de los lavadores químicos empleados en este estudio.

En el caso del revoque de un lodo PHPA se obtiene una remoción entre 2 y 35% del revoque, dependiendo de su formulación, con un lavador típico constituido por una solución de ácido clorhídrico al 2%. Si se aumenta la concentración del lavador a un 5% en HCl, se logra remover entre 4 y 47%, dependiendo de la formulación del lodo. Para el caso del lodo Lignosulfonato usando un lavador comercial se logra remover entre 65 y 75% del revoque.

Chacón <sup>[13]</sup> realizó un trabajo similar al anterior donde presenta una relación entre la erosionabilidad y el índice de compresibilidad del revoque formado por un fluido de perforación en base aceite con

polímero (BACP) densificado con barita. A partir de los datos experimentales determinó que si se aumenta la concentración de polímero en la formulación del lodo BACP:

- disminuye el índice de compresibilidad del revoque haciendo que la torta sea menos compresible,
- la erosión mecánica del revoque disminuye, evidenciando la acción aglutinante que posee el polímero,
- la remoción del revoque por la acción de los lavadores químicos aplicados (mezcla de surfactantes, mezcla de solventes, mezcla de solventes y surfactantes) aumenta. En ese sentido, se obtuvo un porcentaje de remoción química entre 17 y 21%, siendo el lavador más eficiente el constituido por surfactantes.

Chacón pudo verificar que el polímero utilizado en la formulación del fluido de perforación BACP, aparte de ser el agente que controla la pérdida de filtrado en el sistema funciona también como un agente viscosificante. Por otro lado, mediante Espectroscopia Infrarroja se determinó que el mecanismo probable de remoción por el cual actúa el lavador se basa en la disolución del polímero, removiendo toda una capa de la estructura que conforma el revoque.

Debido a las evidencias aportadas por ambos trabajos, en los mismos se concluyó que se hace necesario considerar, en la selección del lodo, su formulación con respecto a la remoción del revoque y formular los preflujos químicamente para asegurar la mayor remoción del revoque antes de cementar.

Estos dos últimos trabajos evidencian que la celda experimental empleada ofrece una herramienta y metodología que permite determinar de forma sencilla el porcentaje de erosión mecánica posible para un lodo y evaluar la remoción química producida por un lavador sobre el revoque.

Con el trabajo que se está desarrollando actualmente se pretende estudiar el efecto de cambiar el densificante comúnmente usado en la industria de perforación, barita, por hematita en las características del revoque y en su remoción, empleando la metodología y equipo del trabajo realizado por Chacón <sup>[13]</sup>. El objetivo es ampliar el estudio sobre los fluidos de perforación de modo que al ser usados en el campo se pueda conocer con anterioridad los problemas potenciales que se puedan presentar no sólo durante la perforación sino también durante el acondicionamiento y la cementación.



## PARTE EXPERIMENTAL

### 1 EQUIPOS

En esta sección se mencionan y describen brevemente los equipos empleados para realizar las diferentes pruebas en el laboratorio a fin de cumplir con los objetivos planteados en esta investigación.

- a) Balanza Analítica, Marca Mettler, Modelo PM 2.000: este equipo se empleó para pesar los aditivos que constituyen el fluido de perforación según su formulación; la balanza tiene una precisión de  $\pm 0,01$  gr.
- b) Agitador, Marca Hamilton Beach, Modelo 950: es un agitador mecánico de tres velocidades a altas revoluciones, cuya función es homogeneizar los componentes del fluido de perforación; su precisión es de  $\pm 500$  r.p.m.
- c) Agitador, Marca Lightning, Modelo L1U08F: este agitador de velocidad variable se destinó a mezclar el aditivo polimérico y el aceite mineral; su precisión es de  $\pm 1$  r.p.m.
- d) Balanza de Lodos Presurizada, Marca Halliburton, Modelo Tru Wate: es un instrumento de medición directa que permitió determinar la densidad del fluido de perforación antes y después de ser envejecido, según el procedimiento descrito en la Norma API Spec. 13B-2 <sup>[35]</sup>.
- e) Horno de Envejecimiento, Marca Fann, Modelo 70200: este horno está equipado con tres rodillos o sistemas de poleas para rotar las celdas y permite operar hasta una temperatura máxima de 540°F. Dicho aparato se utilizó para envejecer el fluido de perforación según procedimiento descrito en la Norma API Spec. 13-I <sup>[36]</sup>.



Figura 18. Balanza Analítica.



Figura 19. Agitador Hamilton Beach.



Figura 20. Agitador Lightning.

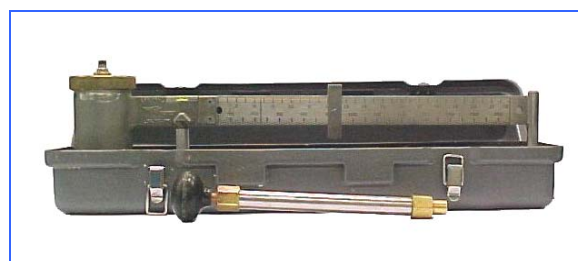


Figura 21. Balanza de Lodos Presurizada.



Figura 22. Horno de Envejecimiento.

- f) Estufa, Marca Memmert, Modelo 400: este equipo se empleó para secar los revoques a una temperatura de 60 °C; su rango de operación es 30 – 220 °C.



Figura 23. Estufa Memmert.

- g) Viscosímetro, Marca Chann, Modelo 35, de 12 velocidades: en este equipo se pudo obtener el valor del esfuerzo de corte a diferentes tasas de corte del fluido de perforación, de acuerdo al procedimiento descrito en la Norma API Spec. 13-I <sup>[36]</sup>.
- h) Celda de Filtrado API A.T.A.P.: esta celda se empleó para determinar la pérdida de filtrado API de los fluidos de perforación a estudiar bajo condiciones de alta presión y alta temperatura, según procedimiento descrito en la Norma API Spec. 13B-2 <sup>[35]</sup>.



Figura 24. Viscosímetro Chann 35.



Figura 25. Celda de Filtrado API.

- i) Celda de Filtrado Dinámico para Evaluación de Lavadores <sup>[37]</sup>: es un prototipo experimental diseñado en el Laboratorio de Cementación de PDVSA-INTEVEP que consta de una celda de acero inoxidable de dimensiones similares a las de la celda de filtrado API para Alta Temperatura Alta Presión (A.T.A.P.). La Celda de Filtrado Dinámico posee en su interior cuatro deflectores colocados axial y diametralmente opuestos y dos tapas de acero inoxidable: superior e inferior. La tapa superior está provista de una válvula de admisión y una válvula de alivio, para la entrada y salida de gas, respectivamente. Adicionalmente, posee un orificio por donde se puede acoplar un eje rotacional, el cual en su

extremo inferior posee una turbina tipo Rushton de seis paletas, construida en acero inoxidable. La tapa inferior es similar a la base de la celda de filtrado API A.T.A.P., donde se coloca una malla de acero sobre la cual se coloca el papel de filtro; la salida del filtrado se efectúa mediante un pequeño condensador ensamblado a la tapa inferior de la celda, cuya función es bajar la temperatura del filtrado impidiendo así su evaporación.

El circuito del equipo consta además de un porta-muestra de vidrio para recolectar el filtrado que sale del condensador, una balanza analítica Marca Mettler PM 2.000 con una precisión de  $\pm 0,01$  gr para medir el peso del filtrado, un agitador Lightnin L1U08F que hace las veces de motor para controlar la velocidad del eje rotacional dentro de la celda, un sistema de calentamiento y un pedestal que sirve de soporte a la celda evitando así que se mueva debido a la vibración producida por el motor. El sistema de calentamiento consta de una chaqueta y un termopar conectados a un controlador de temperatura PARR 4844, para estabilizar la temperatura de la celda.

El papel de filtro empleado tiene las siguientes características: es cuantitativo grado 4 marca Whatman, posee un diámetro de 6,3 cm, retiene partículas en rango comprendido entre 20 y 25  $\mu\text{m}$ , y permite una velocidad de filtrado relativamente alta. Sin embargo, dado que se considera que simula la formación, éste se puede seleccionar de acuerdo al tipo de formación que se desee estudiar. En general, en trabajos previos <sup>[13, 34]</sup> se ha seleccionado de forma que permita obtener volúmenes de filtrado tales, que a su vez, proporcionen repetibilidad de las medidas.

El montaje experimental mostrado y esquematizado en las Figuras 26 y 27, respectivamente, permite hacer pruebas de filtrado bajo condiciones estáticas y dinámicas dependiendo de la

puesta en funcionamiento del eje rotacional, bajo temperatura y presión máximas de 350 °F y 1.500 lpc. Además de modelar los procesos de filtración que ocurren dentro de un pozo, también simula el acondicionamiento del hoyo antes de cementar a través de la acción del agitador. Un incremento en las revoluciones del agitador representará un mayor caudal de la bomba durante el acondicionamiento del hoyo previo a la colocación de la lechada de cemento, y el efecto de los lavadores sobre el revoque.



Partes del equipo

- |                                |                               |
|--------------------------------|-------------------------------|
| 1. Agitador Lightning          | 6. Pedestal                   |
| 2. Manómetro                   | 7. Condensador                |
| 3. Válvula de alivio           | 8. Balanza                    |
| 4. Válvula admisión de presión | 9. Controlador de temperatura |
| 5. Manta de calentamiento      |                               |

Figura 26. Celda de Filtrado Dinámico para Evaluación de Lavadores.

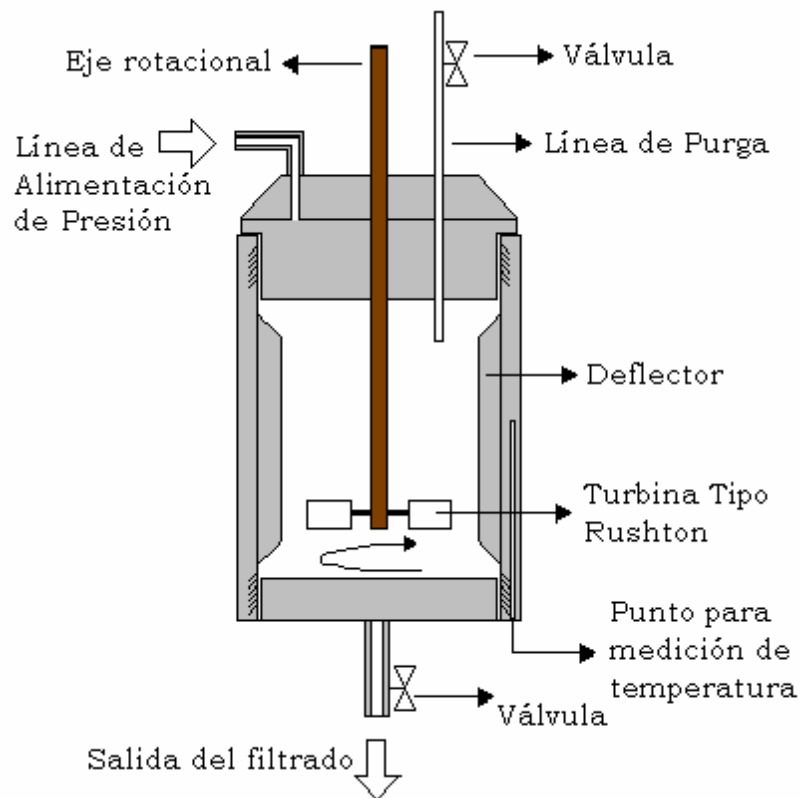


Figura 27. Esquema de la Celda de Filtrado Dinámico para Evaluación de Lavadores.

## 2 PLAN DE EXPERIENCIAS Y PROCEDIMIENTO EXPERIMENTAL

A continuación se explica brevemente el esquema general del trabajo en el laboratorio realizado para obtener los datos experimentales, y por ende, los resultados de la investigación:

- 1) Formulación de los fluidos de perforación. Esta etapa consta a su vez de los siguientes pasos:
  - a) Preparación del fluido de perforación como se indica en el Apéndice A.1 y siguiendo la formulación mostrada en las Tablas 2 y 3.



- b) Medición de la densidad en una balanza de lodos presurizada (ver Figura 21) siguiendo el procedimiento descrito en la Norma API Spec. 13B-2 <sup>[35]</sup> para verificar que se encuentra en el valor deseado.
- c) Medición de las propiedades reológicas al lodo natural (sin envejecer) a una temperatura de 150 °F en un viscosímetro de cilindros concéntricos (ver Figura 24) y siguiendo el procedimiento descrito en la Norma API Spec. 13B-2 <sup>[35]</sup>.
- d) Determinación de la pérdida de filtrado en condiciones de alta presión y alta temperatura al lodo natural a una temperatura de 300 °F, siguiendo el procedimiento descrito en la Norma API Spec. 13B-2 <sup>[35]</sup> y empleando el equipo mostrado en la Figura 25.
- e) Envejecimiento del lodo durante 16 horas a 300 °F y 150 lpc, siguiendo el procedimiento descrito en la Norma API Spec. 13-I <sup>[36]</sup>, empleando el equipo mostrado en la Figura 22.
- f) Medición de las propiedades reológicas al lodo envejecido a 150 °F en un viscosímetro de cilindros concéntricos (ver Figura 24) y siguiendo el procedimiento descrito en la Norma API Spec. 13B-2 <sup>[35]</sup>.
- g) Determinación de la pérdida de filtrado en condiciones de alta presión y alta temperatura al lodo envejecido a 300 °F, siguiendo el procedimiento descrito en la Norma API Spec. 13B-2 <sup>[35]</sup>, empleando el equipo mostrado en la Figura 25.

Una vez definida la formulación del lodo a emplear, tal que las propiedades reológicas sean las mínimas requeridas durante la perforación de un hoyo, sólo se realizaron los pasos a, c y f para cada lote de lodo preparado con lo cual se garantiza la reproducibilidad de los resultados.

- 2) Pruebas de filtración estática a 185 °F y tres valores de presión: 150, 250 y 500 lpc, empleando cada fluido de perforación (formulado con 3, 5 y 7 lb/bbl de polímero).
- 3) Pruebas de erosión mecánica a 185 °F y 250 lpc aplicando diferentes tasas de corte: 300, 600, 900, 1200 y 1500 r.p.m., a los revoques formados a partir de cada formulación de fluido de perforación.
- 4) Pruebas de filtración dinámica aplicando una tasa de corte igual a 300 r.p.m., una presión de 250 lpc y una temperatura de 185 °F, empleando cada una de las tres formulaciones de lodo.
- 5) Pruebas de remoción química a 185 °F y 250 lpc aplicando diferentes lavadores químicos y bajo una tasa de corte de 600 r.p.m., para remover los revoques formados a partir de cada formulación de lodo.

La metodología experimental empleada fue la siguiente:

### **2.1. Formulación de los fluidos de perforación.**

Los fluidos de perforación empleados en esta investigación se formularon siguiendo determinadas especificaciones basadas en el trabajo realizado por Chacón <sup>[13]</sup> pero incluyendo un cambio en el densificante utilizado: hematita en lugar de barita. Con esa premisa se formularon fluidos de perforación con las siguientes características:

- Densidad 12 lpg.
- Fluido 100% base aceite, con polímero.
- Densificante: hematita.

Para obtener un rango de diferentes propiedades reológicas y diferentes volúmenes de filtrado, se varió la concentración del polímero ya que este componente, además de modificar la viscosidad del lodo, actúa como un agente controlador de filtrado <sup>[13]</sup>. Las concentraciones

de polímero empleadas fueron: 3, 5 y 7 lb/bbl, lo que permitió obtener tres formulaciones diferentes de un fluido de perforación base aceite.

El fluido de perforación base aceite se formuló agregando los componentes necesarios y en las cantidades adecuadas, de modo tal que pueda cumplir con las funciones requeridas en una operación de perforación y garantice el éxito de la misma.

La concentración de cada sustancia en el fluido de perforación se ajustó mediante un seguimiento de sus propiedades reológicas y de filtración, según la Norma API Spec. 13B-2 <sup>[35]</sup>, hasta que se ubicaran dentro del rango de valores recomendado por experiencias de campo, para los fluidos de perforación base aceite.

Los aditivos empleados en las formulaciones de los lodos se muestran en las Tablas 2 y 3 y el procedimiento seguido para su preparación se explica en detalle en el Apéndice A.1; en la sección 3 se da una breve descripción de cada compuesto en cuanto a características y funciones. Es importante mencionar que las cantidades indicadas permiten preparar un barril de laboratorio equivalente (350 ml); para llevar esta formulación al campo la equivalencia es 1 gr  $\equiv$  1 lb/bbl.

Tabla 2. Formulación 1 del fluido de perforación base aceite con tres concentraciones de polímero, densidad 12 lb/gal.

Aditivo	Cantidad	Tiempo de agitación
Aceite mineral	286,6 ml	-
Polímero	3/5/7 gr	24 hr
Arcilla Organofílica	10 gr	30 min
Humectante	3 gr	10 min
Cal hidratada	8 gr	10 min
Modificador reológico	3 gr	10 min
Densificante: Hematita	241,3/235,38/235,77 gr	30 min

Tabla 3. Formulación 2 del fluido de perforación base aceite con tres concentraciones de polímero, densidad 12 lb/gal.

Aditivo	Cantidad	Tiempo de agitación
Aceite mineral	290 ml	-
Polímero	3/5/7 gr	24 hr
Arcilla Organofílica	8 gr	30 min
Humectante	2 gr	10 min
Cal hidratada	4 gr	10 min
Modificador reológico	2 gr	10 min
Densificante: Hematita	246,2/243,8/241,4 gr	30 min

## 2.2. Caracterización de los fluidos de perforación.

En esta sección se menciona y describe las diferentes propiedades que se miden para caracterizar un fluido de perforación de acuerdo a la Norma API Spec. 13-I <sup>[36]</sup>.

- Determinación de la densidad: la medida se realizó en una Balanza de Lodos presurizada (ver Figura 21) a temperatura ambiente, antes y después del envejecimiento, según procedimiento descrito en la Norma API 13B-2 <sup>[35]</sup>, para verificar que la densidad esté en el valor deseado. El empleo de una Balanza de lodos presurizada permite evitar el error asociado a la medición ya que desplaza todo el aire existente dentro de la balanza, y se mide la densidad a una presión de 50 lpc.
- Determinación de la reología: las propiedades reológicas del lodo se midieron antes y después del envejecimiento, a una temperatura de 150 °F en un viscosímetro de cilindros concéntricos como el que se muestra en la Figura 24, siguiendo el procedimiento descrito en la Norma API 13B-2 <sup>[35]</sup>, a fin de determinar cómo varían estas propiedades una vez que el lodo ha sido sometido a altas presiones y temperaturas.

- Determinación de la pérdida de filtrado API A.T.A.P.: para ello se empleó la celda API de Filtrado Alta Temperatura Alta Presión (A.T.A.P.) mostrada en la Figura 25, siguiendo el procedimiento descrito en la Norma API 13B-2 <sup>[35]</sup>. La prueba se llevó a cabo a una temperatura de 300 °F, pues la principal aplicación de los lodos base aceite es en pozos profundos a elevadas temperaturas. Esta prueba permite conocer el volumen de filtrado producido en 30 min.

Una vez definida la formulación del fluido de perforación y conocidas sus correspondientes propiedades, a cada lote de lodo preparado se determinó: viscosidad aparente, viscosidad plástica, punto cedente y fuerza de gel a los 10 seg y 10 min, lo cual permitió garantizar la reproducibilidad de los datos experimentales.

Por otro lado, se estudió la reología de cada lodo con lo cual se determinó el modelo reológico que mejor se ajusta al comportamiento real del fluido. Conocido el modelo reológico se procedió a realizar la validación de la Celda de Filtrado Dinámico para Evaluación de Lavadores.

### **2.3. Validación del prototipo experimental.**

Para verificar que la Celda de Filtrado Dinámico para Evaluación de Lavadores permite representar a pequeña escala lo que ocurre dentro del pozo, la equivalencia se realizó mediante la comparación de las potencias por unidad de superficie de revoque, en ambos casos. Con este objetivo, a partir de datos como geometría, caudal de bombeo utilizado y reología en pozos perforados con lodos base aceite densificados con hematita, se determinó la potencia aplicada sobre las paredes del hoyo, empleando ecuaciones para el cálculo de pérdida de presión en el anular y a partir de allí determinar la potencia. Respecto a la Celda se determinó la potencia hidráulica entregada por la turbina al fluido, la cual se consideró como la energía que recibe el revoque.

## **2.4. Caracterización del revoque del fluido de perforación.**

El revoque fue formado en una Celda de Filtrado Dinámico para Evaluación de Lavadores, donde se simulan las condiciones existentes dentro del pozo bajo las cuales ocurre la filtración de la fase continua del fluido de perforación hacia las zonas permeables de la formación. En dicha celda el lodo fue sometido a una determinada presión y temperatura para formar el revoque en condiciones estáticas (con el motor del agitador apagado) simulando la no circulación de lodo en el anular, situación existente cuando culmina la perforación de una sección del hoyo y se baja el revestidor o cuando se realiza cambio de herramienta (tubería, mecha).

Para caracterizar el revoque de las distintas formulaciones de lodo, se determinó el valor de resistencia específica referida a la masa,  $\alpha$ , a diferentes presiones dentro de la celda y a partir de estos valores se calculó el índice de compresibilidad  $s$ . Este índice de compresibilidad permitió clasificar el revoque de acuerdo a las categorías mostradas en la Tabla 1 del Marco Teórico; estos valores se obtienen bajo condiciones de filtración estática.

### **2.4.1. Pruebas de filtrado bajo condiciones estáticas.**

Este conjunto de pruebas experimentales se efectuó con una temperatura de trabajo igual a 185°F; una vez alcanzada la temperatura de trabajo dentro de la celda se aplicaron tres diferenciales de presión distintos: 150 lpc, 250 lpc y 500 lpc. Partiendo de la combinación de cada diferencial de presión con la temperatura de trabajo, se obtuvo tanto el peso de filtrado recolectado en un portamuestra de vidrio, en función del tiempo, así como el peso seco de los sólidos depositados sobre el medio filtrante durante el proceso de filtración. En el Apéndice A.2 se explica en detalle el procedimiento experimental realizado para formar el revoque mediante filtración estática.

Empleando los datos obtenidos en el experimento bajo condiciones estáticas, para cada diferencial de presión, se calculo el valor de la pendiente y la intersección de la ecuación 53 del Apéndice B.1, en un gráfico del inverso de flujo volumétrico de filtrado como función del volumen de filtrado. Posteriormente se procedió a calcular la resistencia específica  $\alpha$  a partir de la ecuación 56 del Apéndice B.1.

Igualmente, a partir de la ecuación 57 del Apéndice B.1, y conocidos los valores de resistencia específica para cada diferencial de presión, se determinó el índice de compresibilidad  $s$ .

## **2.5. Erosionabilidad mecánica del revoque.**

Esta propiedad fue medida mediante el porcentaje de erosión mecánica del revoque bajo diferentes tasas de corte; para ello el revoque formado en condiciones estáticas a una presión y temperatura constantes, fue sometido a una determinada tasa de flujo (r.p.m. del agitador de la celda) durante un intervalo de tiempo específico al final del cual se midió el peso seco del revoque, que junto con el peso seco inicial (obtenido bajo condiciones estáticas) se aplicó la ecuación 47.

### **2.5.1. Efecto de la tasa de corte y determinación de la erosionabilidad mecánica.**

Este conjunto de pruebas se realizó en dos etapas. En la primera etapa se formó el revoque bajo condiciones estáticas, simulando así el proceso de filtración que existe durante la perforación del hoyo, cuando no hay circulación del fluido. Para ello se utilizó una presión de 250 lpc y una temperatura de 185 °F. En la segunda etapa de la prueba, se simuló el reinicio de la circulación del lodo que ocurre en el anular después que se ha extraído la sarta de perforación; para ello se activó el agitador a diferentes tasas de corte: 300 r.p.m., 600 r.p.m., 900 r.p.m., 1200 r.p.m. y 1500 r.p.m. sobre la superficie del revoque ya formado, manteniendo las condiciones de presión y temperatura alcanzadas en la

primera etapa. El procedimiento detallado de estos experimentos se muestra en el Apéndice A.4.

Con estas pruebas se pudo obtener el peso seco del revoque erosionado para determinar el porcentaje de erosión mecánica mediante la ecuación 47.

$$\%Erosión\ Mecánica = \frac{Peso\ revoque_{inicial} - Peso\ revoque_{final}}{Peso\ revoque_{inicial}} \cdot 100 \quad (47)$$

El peso seco de revoque obtenido bajo condiciones estáticas a 250 lpc y 185 °F se empleó en la ecuación anterior como peso seco de revoque antes de ser sometido a erosión mecánica.

## **2.6. Efecto de los Lavadores Químicos.**

Para evaluar la remoción química originada por el efecto de los lavadores sobre el revoque se realizaron pruebas a la misma presión y temperatura que las correspondientes a remoción mecánica. La eficiencia del lavador se expresó en términos de porcentaje de remoción química mediante la ecuación 48, donde el peso inicial corresponde al obtenido bajo condiciones dinámicas.

### **2.6.1. Formación del revoque en condiciones dinámicas.**

Para formar el revoque en condiciones dinámicas se aplicó una presión de 250 lpc, una temperatura igual a 185 °F y una tasa de corte igual a 300 r.p.m.. Este conjunto de pruebas permitió obtener el peso de revoque seco necesario como referencia para determinar el porcentaje de remoción química según la ecuación 48, obtenido por la acción de los lavadores. En el Apéndice A.3 se explica paso a paso el procedimiento experimental realizado en las pruebas de filtración dinámica.



### 2.6.2. Remoción Química.

Este conjunto de pruebas, al igual que los ensayos de erosionabilidad mecánica, se realizó en dos etapas. En la primera etapa se formó el revoque en condiciones dinámicas aplicando una presión de 250 lpc y una temperatura de 185 °F, agitando el fluido de perforación con una tasa de corte igual a 300 r.p.m.. Una vez formado el revoque durante la primera etapa, se retiró el fluido de perforación remanente de la celda y se colocó un volumen de lavador previamente calculado siguiendo las prácticas recomendadas en campo (ver Apéndice B.2). Una vez alcanzadas las condiciones de presión y temperatura existentes en la primera etapa se inició nuevamente el proceso de filtración aplicando al lavador una tasa de corte igual a 600 r.p.m.; todo esto constituyó la segunda etapa en la remoción química. El procedimiento experimental detallado para evaluar cada lavador se muestra en el Apéndice A.5.

A través de este conjunto de pruebas se obtuvo el peso de revoque seco después de ser sometido a la acción del lavador, y se utilizó la ecuación 48 para determinar el porcentaje de remoción química.

$$\% \text{Remoción Química} = \frac{\text{Peso revoque}_{300} - \text{Peso revoque}_{600}}{\text{Peso revoque}_{300}} \cdot 100 \quad (48)$$

En los ensayos de remoción química se evaluó el efecto de seis tipos de lavadores, cuya formulación y el orden para agregar los aditivos que los componen se indican en las Tablas 4 a 9; es importante mencionar que el lavador 1 sólo ha sido aplicado en pruebas de laboratorio, mientras que los lavadores 2 y 3 son muy utilizados en los campos petroleros para remover el revoque, y su respectiva formulación es aportada por ingenieros de campo; la formulación de los lavadores 4, 5 y 6 fue propuesta en esta investigación en un esfuerzo para mejorar la remoción del revoque por vía química. En la sección 3 se da una breve descripción de algunos aditivos usados en los lavadores.

Como se mostrará en la sección de discusión de resultados, el mayor porcentaje de remoción química obtenido fue a partir del lavador 1; debido a que la erosión mecánica no es muy eficiente se decidió formular dos nuevos lavadores partiendo de la composición del lavador 1, a fin de maximizar la remoción del revoque mediante lavadores. En ese sentido, debido a que el óxido de hierro es muy soluble en HCl, se preparó una solución de HCl (ver Tabla 7) para ser aplicada al revoque después de ser atacado por el lavador 1; el procedimiento experimental detallado para evaluar este tren de lavadores (lavador 4) se muestra en el Apéndice A.5.2.

Tabla 4. Orden, aditivos y concentración de la formulación del lavador 1.

Orden	Aditivo	Concentración (% v/v)	Descripción
1	Agua	93,97	Agua de chorro
2	Surfactante A	2,9	No iónico, hlb alto
3	Surfactante B	2,5	Aniónico
4	Surfactante C	0,63	No iónico, hlb bajo

Tabla 5. Orden, aditivos y concentración de la formulación del lavador 2.

Orden	Aditivo	Concentración (% v/v)	Descripción
1	Gasoil	50	-
2	Kerosén	45	-
3	Aceite mineral	5	-

Tabla 6. Orden, aditivos y concentración de la formulación del lavador 3.

Orden	Aditivo	Concentración (% v/v)	Descripción
1	Gasoil	30	-
2	Kerosén	60	-
3	Xileno	9	-
4	Surfactante	1	No iónico, hlb bajo

Tabla 7. Orden, aditivos y concentración de la formulación del lavador 4.

Orden	Aditivo	Concentración (% v/v)	Descripción
1	Agua	92	Agua de chorro
2	HCl	8	Concentrado

También se formuló otro lavador agregando NaCl al lavador 1 (lavador 5), con el fin de observar si incrementaba la remoción mediante la acción erosiva de la sal sobre el revoque. Con la misma finalidad se preparó el lavador 6, donde se emplea el doble de la concentración de surfactantes utilizada en la lavador 1 y NaCl.

Tabla 8. Orden, aditivos y concentración de la formulación del lavador 5.

Orden	Aditivo	Concentración (% v/v)	Descripción
1	Agua	83,97	Agua de chorro
2	Surfactante A	2,9	No iónico, hlb alto
3	Surfactante B	2,5	Aniónico
4	Surfactante C	0,63	No iónico, hlb bajo
5	NaCl	10	-

Tabla 9. Orden, aditivos y concentración de la formulación del lavador 6.

Orden	Aditivo	Concentración (% v/v)	Descripción
1	Agua	77,94	Agua de chorro
2	Surfactante A	5,8	No iónico, hlb alto
3	Surfactante B	5	Aniónico
4	Surfactante C	1,26	No iónico, hlb bajo
5	NaCl	10	

Para observar el efecto de NaCl y la temperatura y presión elevadas se formularon los lavadores 7 y 8, los cuales se evaluaron a 248 °F y 500 lpc.

Tabla 10. Orden, aditivos y concentración de la formulación del lavador 7.

Orden	Aditivo	Concentración (% v/v)	Descripción
1	Agua	96,985	Agua de chorro
2	Surfactante A	1,45	No iónico, hlb alto
3	Surfactante B	1,25	Aniónico
4	Surfactante C	0,315	No iónico, hlb bajo

Tabla 11. Orden, aditivos y concentración de la formulación del lavador 8.

Orden	Aditivo	Concentración (% v/v)	Descripción
1	Agua	86,985	Agua de chorro
2	Surfactante A	1,45	No iónico, hlb alto
3	Surfactante B	1,25	Aniónico
4	Surfactante C	0,315	No iónico, hlb bajo
5	NaCl	10	-

### 3 DESCRIPCIÓN DE SUSTANCIAS EMPLEADAS

- Aceite mineral: se denomina comercialmente Aceite VASSA LP-90 y es una corriente proveniente de la destilación atmosférica del Diesel que luego es refinada para reducir a un mínimo el contenido de aromáticos, especialmente los policíclicos (PCA). Estos aceites son hidrogenados y en su composición sólo entran hidrocarburos saturados de mediano y alto peso molecular, por lo tanto, poseen un alto punto de inflamación. Son incoloros e insípidos y poseen un tenue olor. Además son muy estables bajo rangos muy amplios de temperatura. Algunas propiedades del aceite mineral se muestran en la Tabla 12 <sup>[38]</sup>.



reacción química que ocurre entre la bentonita y las sales de aminas cuaternarias, para producir una arcilla organofílica.

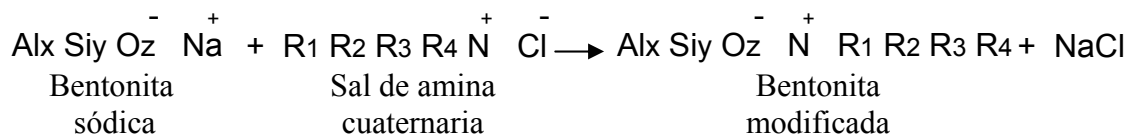


Figura 29. Reacción entre la Bentonita y Sales de Aminas cuaternarias.

Tabla 13. Propiedades de la Arcilla Organofílica [39].

Propiedad	Valor
Aspecto físico	Polvo blanco/acanelado
g.e.	1,57
Densidad a granel, Kg./m <sup>3</sup>	528

- Cal hidratada (Ca(OH)<sub>2</sub>): en los fluidos base aceite, esta sustancia se utiliza como agente activador de los surfactantes presentes. Su función es neutralizar el efecto de los gases agrios presentes en la formación [39].

Tabla 14. Propiedades de la Cal hidratada [39].

Propiedad	Valor
Aspecto físico	Polvo blanco
g.e.	2,2
pH (solución 1%)	12,4
Solubilidad (20 °C), gr/100ml agua	0,165
Densidad a granel, kg/m <sup>3</sup>	2210,5

- Modificador reológico: es un aditivo versátil que trabaja junto a la arcilla organofílica para minimizar su uso y evitar de esta manera, las altas concentraciones de arcilla presentes en la formulación. Este producto incrementa la viscosidad a bajas tasas de corte, originando un incremento tanto en la fuerza de gel como en el punto cedente [39].

Tabla 15. Propiedades del Modificador Reológico [39].

Propiedad	Valor
Aspecto físico	Líquido viscoso
Color	Ambar
g.e.	0,908
Punto de inflamación, °C	79,4
Punto de fluidez, °C	1,7

- Humectante: es un surfactante orgánico que actúa como aditivo emulsificante y humectante; cuando se añade a un líquido aumenta la diseminación de éste sobre la superficie de un sólido o facilita la penetración del líquido en un material [39].

Tabla 16. Propiedades del Humectante [39].

Propiedad	Valor
Aspecto físico	Líquido viscoso
Color	Ambar oscuro
g.e.	0,90-0,97
Punto de inflamación, °C	28
Punto de fluidez, °C	-28,9

- Agente densificante (Hematita): es óxido de hierro III, con g.e. 5,1 que se usa para aumentar la densidad del fluido de perforación; su color es rojo a negro, es parcialmente inerte y soluble en ácidos ya que reacciona en presencia de HCl [6]. La hematita utilizada en este estudio es ORIMATITA® la cual tiene una distribución de partículas tal que su abrasividad sobre el equipo de perforación es equivalente a la generada por la barita [6]. La hematita natural es un óxido férrico que se encuentra en grandes yacimientos naturales de origen sedimentario [6].
- Gasoil: Es un producto que se obtiene por la mezcla de corrientes provenientes de la destilación del crudo y que eventualmente se incorporan corrientes livianas de craqueo, para ser utilizado en

motores de encendido por compresión. Algunas propiedades del gasoil se muestran en la Tabla 17 [38].

- Kerosén: es un combustible derivado de la destilación atmosférica del crudo con posterior tratamiento con hidrógeno, cuyo rango de ebullición es de 140-300 °C. Algunas de sus propiedades se muestran en la Tabla 18.

Tabla 17. Propiedades del gasoil.

Propiedad	Valor
Punto de inflamación, °C	70
Azufre, %m/m	0,5
Punto de Anilina, °C	63
Rango de destilación, °C	180-350
g.e.	0,84
Aromáticos, %v/v	20-50
PCA, %v/v	20

Tabla 18. Propiedades del Kerosén.

Propiedad	Valor
Punto de inflamación, °C	42,8
Azufre, %m/m	0,049
Punto de Anilina, °C	63,22
Rango de destilación, °C	140-300
g.e.	0,798
Aromáticos, %v/v	10,4

- Xileno: Es un compuesto aromático, cuya formulación química es  $C_6H_4(CH_3)_2$ . Algunas propiedades se muestran en la Tabla 19.
- Ácido clorhídrico: es un ácido fuerte, concentrado al 36,5-38% cuyas propiedades se muestran en la Tabla 20.



Tabla 19. Propiedades del Xileno.

Propiedad	Valor
Etil-benceno, %	8
Color (APHA)	5
Residuos después de evaporación, %	<0,0001
Compuestos de azufre, %	< 0,0005
Agua, %	<0,01
Punto de ebullición, °C	144

Tabla 20. Propiedades del Ácido clorhídrico.

Característica	Valor
Color (APHA)	10 máx
Bromo, %	0,005
Cloro libre	~1ppm
Compuestos sulfúricos, %	1ppm
Residuos después de ignición	5ppm

#### 4 VALIDACIÓN DE LOS RESULTADOS

Para determinar el número de veces que debe efectuarse cada ensayo experimental y con el fin de asegurar la confiabilidad de los resultados, se aplicó el siguiente método de cálculo.

El proceso de filtración del fluido de perforación con distintas condiciones de presión y agitación se realizó tres veces; el criterio para establecer la reproducción de los resultados fue un coeficiente de variación menor al 10% en los valores de peso de revoque seco.

Una vez presentados los valores de peso de revoque seco, se realizaron los siguientes cálculos:

##### 4.1. Media aritmética <sup>[13]</sup>.

$$\bar{X} = \frac{\sum_{i=1}^e X_i}{e} \quad (49)$$

**4.2.** Desviación estándar <sup>[13]</sup>.

$$\sigma_s = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^e (X_i - \bar{X})^2}{e \cdot (e-1)}} \quad (50)$$

**4.3.** Coeficiente de variación <sup>[13]</sup>.

$$CV = \frac{\sigma_s}{\bar{X}} \cdot 100 \quad (51)$$

Después de realizar la validación de los resultados de cada prueba experimental, se emplearon los valores promedios resultantes para los cálculos correspondientes según el caso.

## **PRESENTACIÓN Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS**

En este capítulo se presentan y analizan los diferentes resultados obtenidos en esta investigación, cuyo objetivo es el estudio de fluidos de perforación BACP densificados con hematita; y realizar comparaciones con fluidos de perforación BACP densificados con barita, a fin de determinar el efecto que se tiene al cambiar de densificante sobre la calidad de los trabajos de cementación de pozos de hidrocarburos.

### **1 COMPOSICIÓN, PROPIEDADES REOLÓGICAS Y PÉRDIDA DE FILTRADO DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN**

#### **1.1 Composición de los fluidos de perforación**

Con la finalidad de comparar la compresibilidad y erosionabilidad de revoques de lodos densificados con hematita y barita, fue necesario formular fluidos de perforación densificados con hematita, que mantuvieran el mayor grado de similitud con los fluidos de referencia: los fluidos densificados con barita empleados por Chacón [13]. Para cumplir con esa condición se formuló un fluido densificado con hematita, cuya composición se muestra en la Tabla 2 de la sección metodología experimental. Si dicha formulación se compara con la correspondiente a un fluido densificado con barita, cuya formulación se muestra en la Tabla 21, es evidente que ambas tienen igual rango de concentraciones de polímero estireno-butadieno, son 100% base aceite y tienen densidad igual a 12 lpg. Adicionalmente, las propiedades reológicas de ambos fluidos son aproximadamente iguales, tal como se muestra en la sección de propiedades reológicas.

Tabla 21. Formulación del fluido de perforación BACP con tres concentraciones de polímero densificado con barita, densidad 12 lpg <sup>[13]</sup>.

Aditivo	Concentración	Tiempo de agitación
Aceite mineral	286 ml	-
Polímero	3/5/7 gr	24 hr
Arcilla Organofílica	8,3 gr	30 min
Humectante	3 gr	10 min
Cal hidratada	2 gr	10 min
Modificador reológico	2,7 gr	10 min
Densificante: Hematita	258,5 gr	30 min

Sin embargo, al emplear la formulación 1 del fluido densificado con hematita en las pruebas de filtración estática se obtuvo un significativo margen de error en los resultados correspondientes; esto se atribuye a la poca cantidad de filtrado producido por la formulación 1, tal como se explica en la sección de filtración estática y de índice de compresibilidad. Para reducir dicho margen de error se presentaban dos opciones: una, utilizar un papel de filtro más permeable y dos, disminuir la cantidad de controlador de filtrado en la formulación. Ambas opciones permitirían aumentar la masa de filtrado.

Debido a que el cambio de papel de filtro introduciría una diferencia respecto a la metodología experimental seguida con los fluidos densificados con barita, se decidió preparar una segunda formulación con menos controlador de filtrado (ver Tabla 3 en la metodología experimental). Para ello se disminuyó la cantidad de arcilla organofílica ya que, además de ser viscosificante, ayuda a controlar el filtrado <sup>[39]</sup>. Aunque el polímero estireno-butadieno, como se verá mas adelante, también tiene las mismas funciones, no es conveniente disminuir su concentración en el lodo ya que es parte del marco necesario para establecer comparaciones con los fluidos de perforación BACP densificados con barita.

Finalmente, se empleó la formulación 2 del fluido densificado con hematita para comparar con el fluido densificado con barita, a pesar de

que podría cuestionarse su reología debido a que no es tan semejante a la del fluido con barita, como lo era la presentada por la formulación 1; esto se explica en la sección propiedades reológicas.

No obstante, existen aspectos comunes entre los fluidos de las Tablas 3 y 21 que sirven de base para establecer comparaciones. Así, las diferencias entre los respectivos índices de compresibilidad y erosionabilidad serán atribuibles a los densificantes utilizados.

Como puede verse, la elección de la formulación a emplear para estudiar los fluidos de perforación BACP densificados con hematita, se hizo sobre la base de la pérdida de filtrado (ver sección de filtración estática e índice de compresibilidad).

La primera consecuencia al utilizar hematita en lugar de barita como densificante es la reducción en la concentración del mismo y por ende del contenido de sólidos; en este caso donde la densidad de los lodos es 12 lpg, el fluido densificado con hematita tiene 14,5% en volumen de sólidos mientras que el densificado con barita tiene 18,3% en volumen de sólidos. Este resultado es predecible debido a la mayor g.e. de la hematita frente a la barita.

## **1.2 Propiedades reológicas de los fluidos de perforación**

La importancia de las propiedades reológicas se basa en que garantiza la reproducibilidad de los resultados; así, se verificó que las propiedades reológicas se mantuvieran constantes entre un lote de lodo y otro. Además de ello, fue necesario conocer el modelo reológico que mejor se ajusta al comportamiento de los fluidos de perforación estudiados, para el cálculo de la caída de presión en una sección anular. Posteriormente, los valores de caída de presión en el anular se utilizaron para determinar la potencia aplicada por unidad de superficie de revoque en un pozo real, datos necesarios en la validación de la Celda PDVSA de Filtrado Dinámico.

En las Tablas 22 y 23 se muestran los valores de las lecturas obtenidas en un viscosímetro de cilindros concéntricos a 150 °C con la formulación 1 y 2 de fluidos de perforación BACP densificados con hematita, antes y después de ser envejecidos.

Tabla 22. Lecturas reológicas obtenidas a 150 °F con la formulación 1 del fluido de perforación BACP densificado con hematita con tres concentraciones de polímero, antes y después de ser envejecido a 300 °F y 150 lpc.

Tasa de corte		Lectura del viscosímetro (Esfuerzo de corte), (lb <sub>f</sub> /100pie <sup>2</sup> )					
		Concentración de polímero, (lb/bbl)					
		3		5		7	
(r.p.m.)	(1/s)	Natural	Envejecido	Natural	Envejecido	Natural	Envejecido
600	1021	47	54	-	-	89	154
300	511	28	33	-	-	55	87
200	340	21	24	-	-	41	63
100	170	14	16	-	-	25	38
6	10	6	7	-	-	8	11
3	5	5	6	-	-	7	10

Tabla 23. Lecturas reológicas obtenidas a 150 °F con la formulación 2 del fluido de perforación BACP densificado con hematita con tres concentraciones de polímero, antes y después de ser envejecido a 300 °F y 150 lpc.

Tasa de corte		Lectura del viscosímetro (Esfuerzo de corte), (lb <sub>f</sub> /100 pie <sup>2</sup> )					
		Concentración de polímero, (lb/bbl)					
		3		5		7	
(r.p.m.)	(1/s)	Natural	Envejecido	Natural	Envejecido	Natural	Envejecido
600	1021	29	76	47	119	65	159
300	511	17	53	27	83	36	111
200	340	13	42	18	68	23	95
100	170	9	33	11	54	13	77
6	10	3	16	4	29	3	43
3	5	2	13	3	23	2	34

La función de agente viscosificante que tiene el polímero estireno-butadieno en el fluido de perforación se evidencia en las tablas

anteriores; como puede observarse las lecturas obtenidas en el viscosímetro, para cada tasa de corte aplicada, son cada vez mayores a medida que aumenta la concentración del polímero, tanto en la formulación 1 como en la formulación 2. Este comportamiento es análogo al obtenido con fluidos de perforación BACP densificados con barita [13].

Este efecto se puede atribuir a que la disolución del polímero en el aceite mineral mejora con la temperatura ocasionando incremento en la viscosidad y por ende en los valores de esfuerzo de corte.

En las Tablas 21 y 25 se muestran los valores de las propiedades reológicas para la formulación 1 y 2 del fluido BACP densificado con hematita, calculadas a partir de los valores de las Tablas 22 y 23, respectivamente; también se muestran los valores de fuerza de gel medidos a 10" y 10' en el viscosímetro de cilindros concéntricos.

Tabla 24. Propiedades reológicas a 150 °F de la formulación 1 del fluido de perforación BACP densificado con hematita con tres concentraciones de polímero, antes y después de ser envejecido a 300 °F y 150 lpc.

Propiedad reológica	Concentración de polímero, (lb/bbl)					
	3		5		7	
	Natural	Envejecido	Natural	Envejecido	Natural	Envejecido
Viscosidad plástica, $\mu_p$ (cP)	19	21	-	-	34	67
Punto cedente, $\tau_o$ (lb <sub>f</sub> /100 pie <sup>2</sup> )	9	12	-	-	21	20
Viscosidad aparente, $\mu_e$ (cP)	23,5	27	-	-	44,5	77
Fuerza de Gel 10", (lb <sub>f</sub> /100 pie <sup>2</sup> )	7	9	-	-	10	10
Fuerza de Gel 10', (lb <sub>f</sub> /100 pie <sup>2</sup> )	11	21	-	-	15	36

Tabla 25. Propiedades reológicas a 150 °F de la formulación 2 del fluido de perforación BACP densificado con hematita con tres concentraciones de polímero, antes y después de ser envejecido a 300 °F y 150 lpc.

Propiedad reológica	Concentración de polímero, (lb/bbl)					
	3		5		7	
	Natural	Envejecido	Natural	Envejecido	Natural	Envejecido
Viscosidad plástica, $\mu_p$ (cP)	12	23	20	36	29	48
Punto cedente, $\tau_o$ (lb <sub>f</sub> /100 pie <sup>2</sup> )	5	30	7	47	7	63
Viscosidad aparente, $\mu_e$ (cP)	14,5	38	23,5	59,5	32,5	79,5
Fuerza de Gel 10", (lb <sub>f</sub> /100 pie <sup>2</sup> )	3	13	4	20	3	30
Fuerza de Gel 10', (lb <sub>f</sub> /100 pie <sup>2</sup> )	4	23	5	39	4	53

Por otro lado, se observa que los valores de las lecturas reológicas aumentaron después del envejecimiento del lodo a 300 °F y 150 lpc, y esto a su vez se refleja en las propiedades reológicas. En tal sentido como se muestra en las Tablas 24 y 25 los valores de viscosidad, punto cedente y fuerza de gel aumentan considerablemente una vez que el lodo ha sido envejecido.

Este comportamiento se puede atribuir a dos fenómenos. Uno, la mayor disolución del polímero en el aceite mineral intensifica su acción viscosificante, y esto a su vez contribuye a mantener suspendidas las partículas de hematita. Dos, la arcilla organofílica, que consiste en bentonita tratada con aminas cuaternarias, sufre un proceso de hinchamiento (dispersión) durante el envejecimiento. Dicha dispersión se produce por incorporación del aceite entre sus capas, debido a la afinidad entre los radicales de hidrocarburo de la amina y el aceite (ambos son compuestos orgánicos no polares). El proceso de hinchamiento conduce a un aumento del espacio entre las láminas de



arcilla, lo cual se traduce en aumento del volumen de las partículas presentes. Luego hay mayor superficie expuesta a la fricción mecánica.

Por otro lado, el hinchamiento de las partículas de arcilla organofílica durante el envejecimiento, conduce a un aumento en la superficie expuesta, y por ende del número de cargas eléctricas; esto se traduce en mayor interacción eléctrica entre las partículas aumentando el punto cedente y la fuerza de gel.

La acción del humectante también contribuye a mejorar el punto cedente; este aditivo es un agente tensoactivo orgánico (con preferencia a diluirse en compuestos orgánicos) que humecta, moja las partículas de hematita y de cal con el aceite. De ese modo, cada partícula de hematita se mantiene separada una de la otra, y por lo tanto en suspensión, debido a la no afinidad entre las partes no polares del humectante que las rodea.

El incremento de las propiedades reológicas después del envejecimiento es muy importante durante la perforación pues significa que a medida que el fluido de perforación penetra en el hoyo va adquiriendo las propiedades reológicas requeridas para mantener el material sólido en suspensión y transportar los ripios, entre otras funciones.

A partir de los valores de esfuerzo de corte y tasa de corte de la Tabla 23 se realizó el ajuste a cada uno de los modelos reológicos más usados en perforación (ver sección 3.2 del Marco Teórico). Es importante mencionar que el ajuste a los modelos Plástico de Bingham, Ley de Potencia y Ley de Potencia Modificada se realizó siguiendo el procedimiento de cálculo empleado en el área petrolera y que se describe en el Capítulo 25 del Manual MI de Ingeniería de Fluidos de Perforación [39].

En la Tabla 26 se muestran los parámetros y coeficiente de correlación al realizar el ajuste de las lecturas reológicas de la formulación 2 de los fluidos de perforación densificados con hematita.

Tabla 26. Parámetros de diferentes modelos reológicos a partir de las lecturas obtenidas en un viscosímetro a 150 °F con los fluidos de perforación BACP densificado con hematita (formulación 2), con tres concentraciones de polímero.

Modelo reológico	Parámetro	Concentración de polímero, (lb/bbl)		
		3	5	7
Plástico de Bingham	$\mu_p$ (lb <sub>f</sub> /(100 pie <sup>2</sup> *r.p.m.))	0,08	0,12	0,16
	$\tau_o$ (lb <sub>f</sub> /100 pie <sup>2</sup> )	30	47	63
	R <sup>2</sup>	0,9821	0,9821	0,9786
Ley de Potencia	$k$ (r.p.m. <sup>-n</sup> *lb <sub>f</sub> /100 pie <sup>2</sup> )	2,67	4,28	5,77
	$n$ (adim.)	0,52	0,52	0,52
	R <sup>2</sup>	0,9965	0,9959	0,9962
Ley de Potencia Modificada	$\tau_o$ (lb <sub>f</sub> /100 pie <sup>2</sup> )	13	23	34
	$k$ (r.p.m. <sup>-n</sup> *lb <sub>f</sub> /100 pie <sup>2</sup> )	0,95	1,26	1,43
	$n$ (adim.)	0,66	0,68	0,69
	R <sup>2</sup>	0,9992	0,9987	0,9969

De acuerdo con los valores de los coeficientes de correlación reportados en la Tabla 26, el modelo reológico que mejor representa el comportamiento de los fluidos de perforación densificados con hematita con diferentes concentraciones de polímero (formulación 2) es el modelo Ley de Potencia Modificada. En las Figuras 30 a 32 se evidencia claramente esta tendencia.

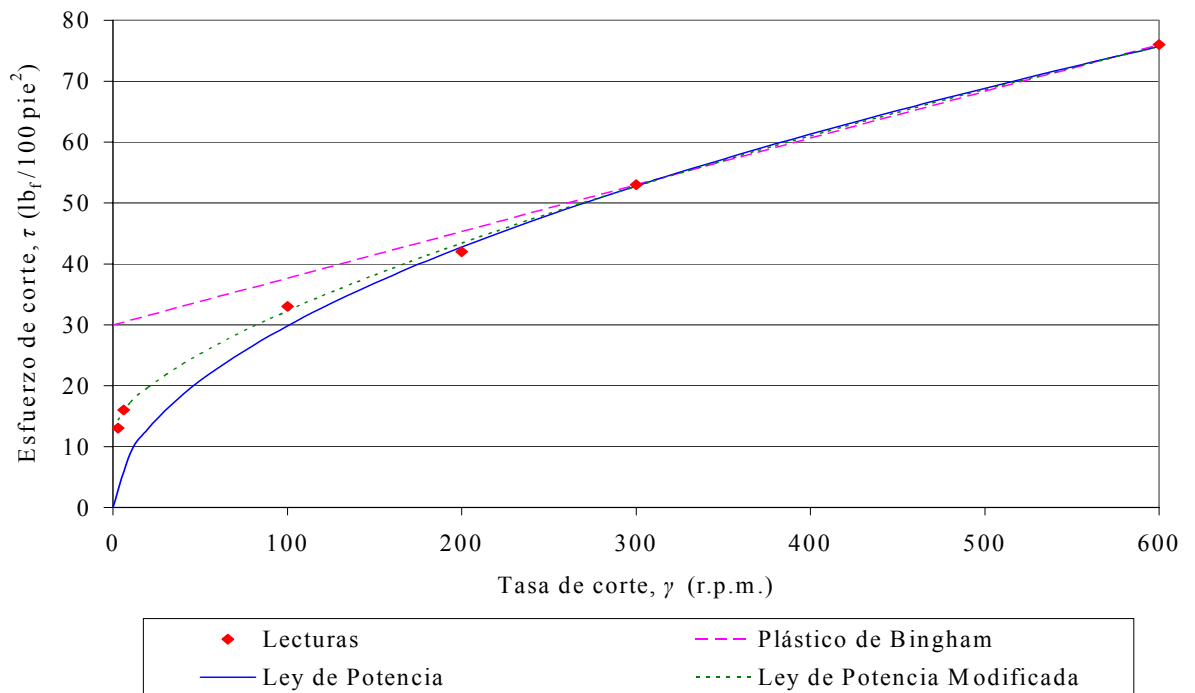


Figura 30. Modelos reológicos del fluido de perforación BACP densificado con hematita (formulación 2), con 3 lb/bbl de polímero, partiendo de las lecturas reológicas obtenidas a 150 °F.

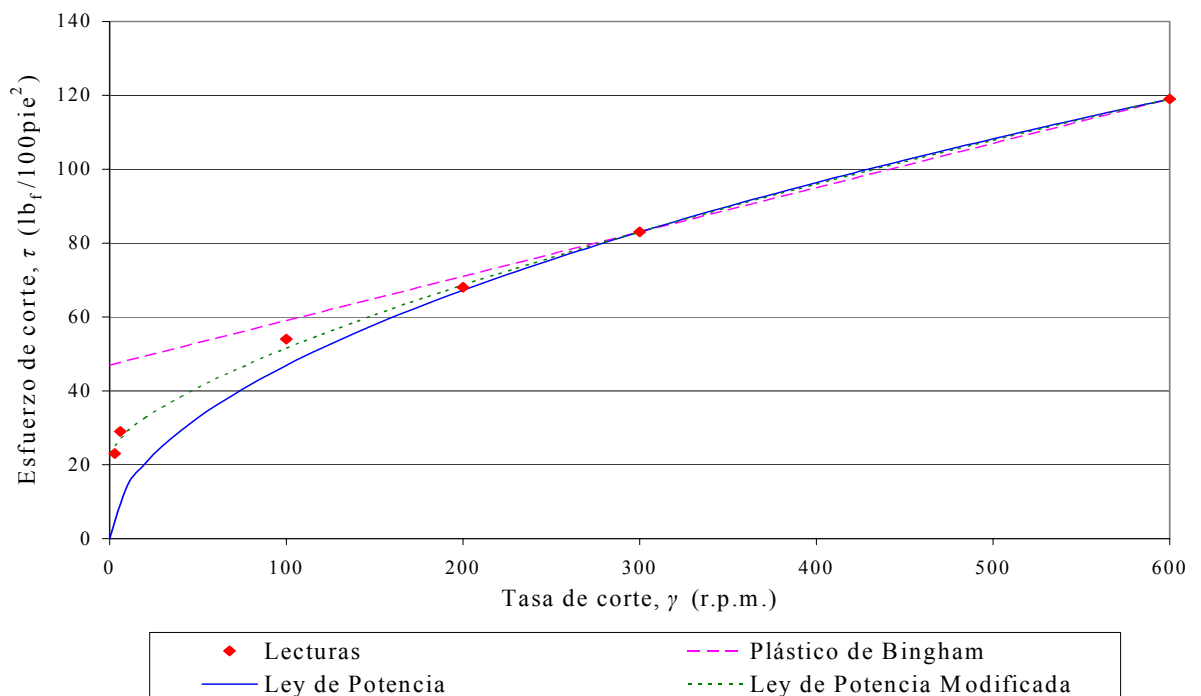


Figura 31. Modelos reológicos del fluido de perforación BACP densificado con hematita (formulación 2), con 5 lb/bbl de polímero, partiendo de las lecturas reológicas obtenidas a 150 °F.

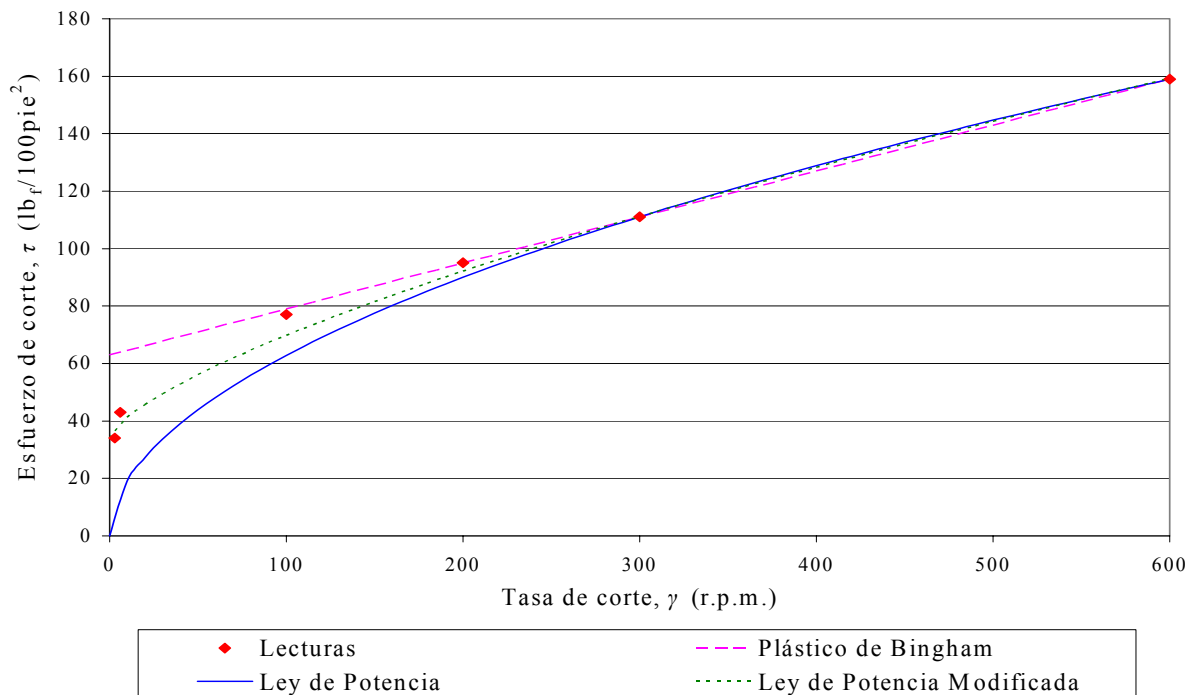


Figura 32. Modelos reológicos del fluido de perforación BACP densificado con hematita (formulación 2), con 7 lb/bbl de polímero, partiendo de las lecturas reológicas obtenidas a 150 °F.

Ahora bien, una vez determinado el modelo reológico que mejor se ajusta al comportamiento de los fluidos de perforación BACP densificados con hematita, los cálculos concernientes a la validación del prototipo experimental se realizarán en base a esta premisa.

Es evidente que la concentración de polímero no influye en el comportamiento reológico del fluido de perforación, y se ajusta al Modelo Ley de Potencia Modificada para las tres concentraciones de polímero empleadas.

En la Tabla 27 se muestran las lecturas obtenidas en un viscosímetro de cilindros concéntricos a 150 °F con un fluido de perforación BACP densificado con barita y con diferentes concentraciones de polímero, y en la Tabla 28 sus respectivas propiedades reológicas antes y después de ser envejecido.

Tabla 27. Lecturas reológicas obtenidas a 150 °F con el fluido de perforación BACP densificado con barita con tres concentraciones de polímero, antes y después de ser envejecido a 300 °F y 150 lpc.

Tasa de corte		Lectura del viscosímetro (Esfuerzo de corte), (lb <sub>f</sub> /100pie <sup>2</sup> )					
		Concentración de polímero, (lb/bbl)					
		3		5		7	
(r.p.m.)	(1/s)	Natural	Envejecido	Natural	Envejecido	Natural	Envejecido
600	1021	61	61	83	79	118	113
300	511	38	35	51	47	71	65
200	340	30	26	38	31	54	45
100	170	20	15	25	18	34	26
6	10	9	5	9	6	10	7
3	5	8	4	8	5	9	6

Tabla 28. Propiedades reológicas a 150 °F del fluido de perforación BACP densificado con barita con tres concentraciones de polímero, antes y después de ser envejecido a 300 °F y 150 lpc.

Propiedad reológica	Concentración de polímero, (lb/bbl)					
	3		5		7	
	Natural	Envejecido	Natural	Envejecido	Natural	Envejecido
Viscosidad plástica, $\mu_p$ (cP)	23	26	32	32	47	48
Punto cedente, $\tau_o$ (lb <sub>f</sub> /100 pie <sup>2</sup> )	15	9	19	15	24	17
Viscosidad aparente, $\mu_e$ (cP)	30,5	30,5	41,5	39,5	59	56,5
Fuerza de Gel 10", (lb <sub>f</sub> /100 pie <sup>2</sup> )	11	4	11	5	11	6
Fuerza de Gel 10', (lb <sub>f</sub> /100 pie <sup>2</sup> )	20	19	19	20	26	21

Como puede observarse en la Tabla 27, el efecto de la concentración del polímero sobre las lecturas reológicas de los fluidos densificados con barita es igual al presentado por los fluidos de perforación densificados con hematita. Sin embargo, el proceso de envejecimiento no ejerce el mismo efecto ya que las propiedades reológicas no son incrementadas con las elevadas temperaturas.

El hecho de que el envejecimiento causa mayor cambio en las propiedades reológicas de los fluidos densificados con hematita que con barita, posiblemente tiene que ver con la mayor afinidad del polímero a ser adsorbido por la barita que por la hematita. Según un análisis Termogravimétrico (ver Apéndice E) realizado a las partículas de ambos densificantes después de haber estado en contacto con el polímero disuelto en pentano, se encontró que la barita adsorbe mayor cantidad de polímero que la hematita. De esto se infiere, que en los fluidos densificados con hematita existe mayor cantidad de polímero “libre”, no adsorbido, respecto a los fluidos densificados con barita; por lo tanto, con hematita existe mayor cantidad de viscosificante no adsorbido y por ello se observan propiedades reológicas más elevadas que con barita, tanto antes como después del envejecimiento.

Comparando la reología de los fluidos densificados con hematita y barita, se nota que la formulación 1 del fluido densificado con hematita se asemeja más a la reología del fluido densificado con barita; en la Figura 33 se ve claramente este comportamiento. A pesar de ello, se descartó la formulación 1 y en su lugar se usó la formulación 2, por razones de cantidad de filtrado producido, como se explica en la sección de filtración estática.

Todas las propiedades reológicas, excepto la viscosidad plástica, del fluido densificado con hematita (formulación 2) son mayores que las mostradas por el fluido densificado con barita.

Diversos factores pueden influir en esta tendencia: el tamaño de las partículas, el número de partículas presentes, el rendimiento de los aditivos para viscosidad y humectabilidad.

Debido a que no se emplearon idénticos aditivos para preparar los fluidos con hematita y barita, aunque si el mismo rango de concentraciones, no puede esperarse un comportamiento homogéneo de la reología ni explicar las diferencias existentes entre las propiedades reológicas de ambos fluidos.

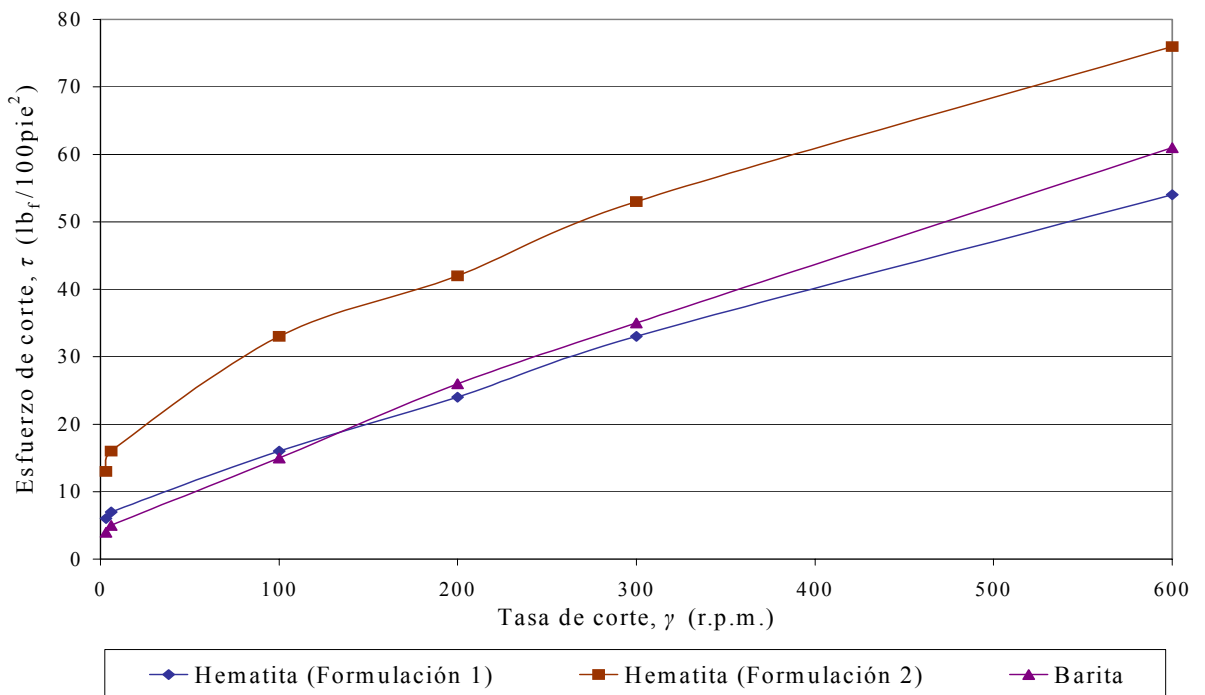


Figura 33. Lecturas reológicas a 150 °F de fluidos de perforación densificados con hematita y barita, con una concentración 3 lb/bbl de polímero.

Los valores de viscosidad plástica son muy cercanos entre sí al comparar fluidos de perforación densificados con hematita y barita, con igual concentración de polímero. Para una misma densidad del fluido de perforación igual a 12 lpg, al emplear hematita se tiene un porcentaje volumétrico de sólidos menor que cuando se emplea barita, siendo igual a 14,5% y 18,3% respectivamente. Debido al menor contenido de sólidos en los fluidos con hematita podría esperarse una disminución de la viscosidad plástica. Sin embargo, las partículas de hematita al tener menor tamaño que las partículas de barita exponen mayor superficie por unidad de volumen a la fricción mecánica lo cual conduce a un incremento de la viscosidad plástica. En consecuencia, es posible que ambos efectos se compensen ocasionando que la viscosidad plástica para los fluidos con hematita sea igual a la de los fluidos con barita.

### 1.3 Pérdida de filtrado de los fluidos de perforación

En la Tabla 29 se muestra el volumen de filtrado producido en 30 min, a 300 °F y 500 lpc, según procedimiento descrito en la Norma API Spec. 13B-2, para fluidos densificados con hematita y barita, antes y después de ser envejecidos.

Tabla 29. Filtrado obtenido en la prueba de filtración A.T.A.P. con fluidos de perforación BACP densificados con Hematita y con Barita, con diferentes concentraciones de polímero, antes y después del envejecimiento a 300 °F y 150 lpc.

Concentración de polímero, (lb/bbl)	Volumen de filtrado, $V_f$ (ml)			
	Hematita		Barita	
	Natural	Envejecido	Natural	Envejecido
3	No hay control de filtrado	14	4,8	4,6
5	No hay control de filtrado	10,8	3,2	3
7	No hay control de filtrado	7	2,6	2,4

Es evidente que el polímero, además de ser viscosificante, actúa como controlador de filtrado, ya que disminuye la cantidad de filtrado producido a medida que aumenta su concentración en el fluido de perforación. En ambos sistemas de fluidos de perforación se observa que el proceso de envejecimiento intensifica el efecto del polímero como controlador de filtrado.

Los fluidos de perforación densificados con hematita presentan cerca de cuatro veces más pérdida de filtrado que con barita. Existen dos factores que combinados pueden justificar este comportamiento. Los valores de fuerza de gel con la barita al ser menores que con hematita permiten que la primera sedimente más rápido, más fácil que la segunda formando rápidamente un revoque. La barita al tener mayor diámetro promedio de partícula que la hematita, tapona más rápida y eficientemente los poros del medio filtrante, mientras que la hematita



pasa a través de él antes de crear un sello desde el inicio de la filtración. El 90% en volumen de las partículas de barita tiene un diámetro menor o igual a 47,8  $\mu\text{m}$  y las de la hematita empleada 26,1  $\mu\text{m}$  (ver en el Apéndice D el resultado de la Distribución de tamaño de partículas para la barita y la hematita).

## **2 FILTRACIÓN ESTÁTICA DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN**

En esta sección se muestran los resultados obtenidos en las pruebas de filtración realizadas a los fluidos de perforación en condiciones estáticas, a una temperatura de 185 °F y diferentes presiones. Estas pruebas son claves para determinar los índices de compresibilidad en base a los cuales se realizó la clasificación de los diferentes revoques.

En las Figuras 34 y 35 se muestra la masa de filtrado producida por la formulación 1 de los fluidos de perforación densificados con hematita con 3 y 7 lb/bbl de polímero, respectivamente, para diferentes presiones.

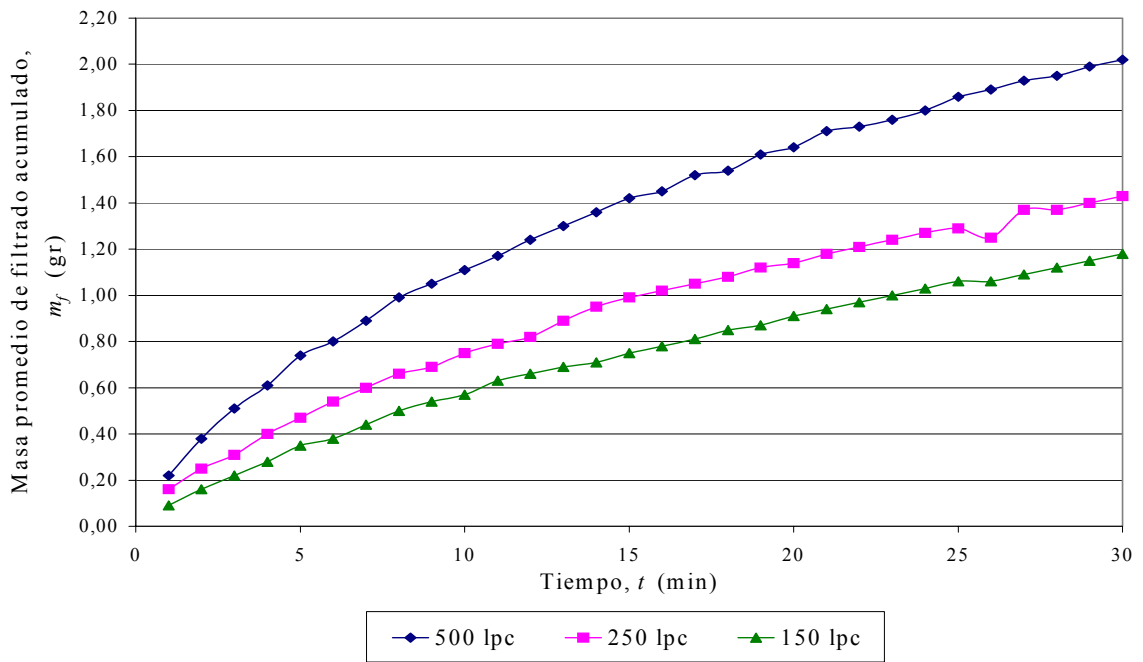


Figura 34. Masa promedio de filtrado acumulado durante la filtración estática a 185 °F y tres presiones, de la formulación 1 del fluido de perforación densificado con hematita, con una concentración de 3 lb/bbl de polímero.

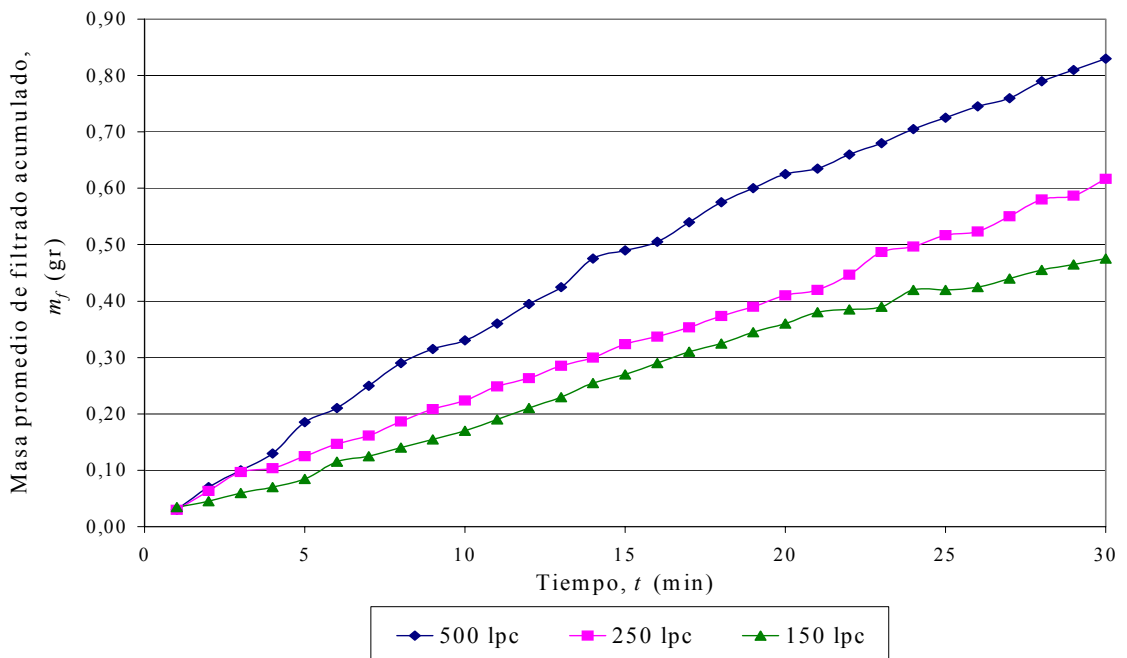


Figura 35. Masa promedio de filtrado acumulado durante la filtración estática a 185 °F y tres presiones, de la formulación 1 del fluido de perforación densificado con hematita, con una concentración de 7 lb/bbl de polímero.

En las Figuras 36 y 37 se muestra el flujo másico de filtrado obtenido con la formulación 1 de los fluidos de perforación densificados con hematita con 3 y 7 lb/bbl de polímero, respectivamente, para diferentes presiones.

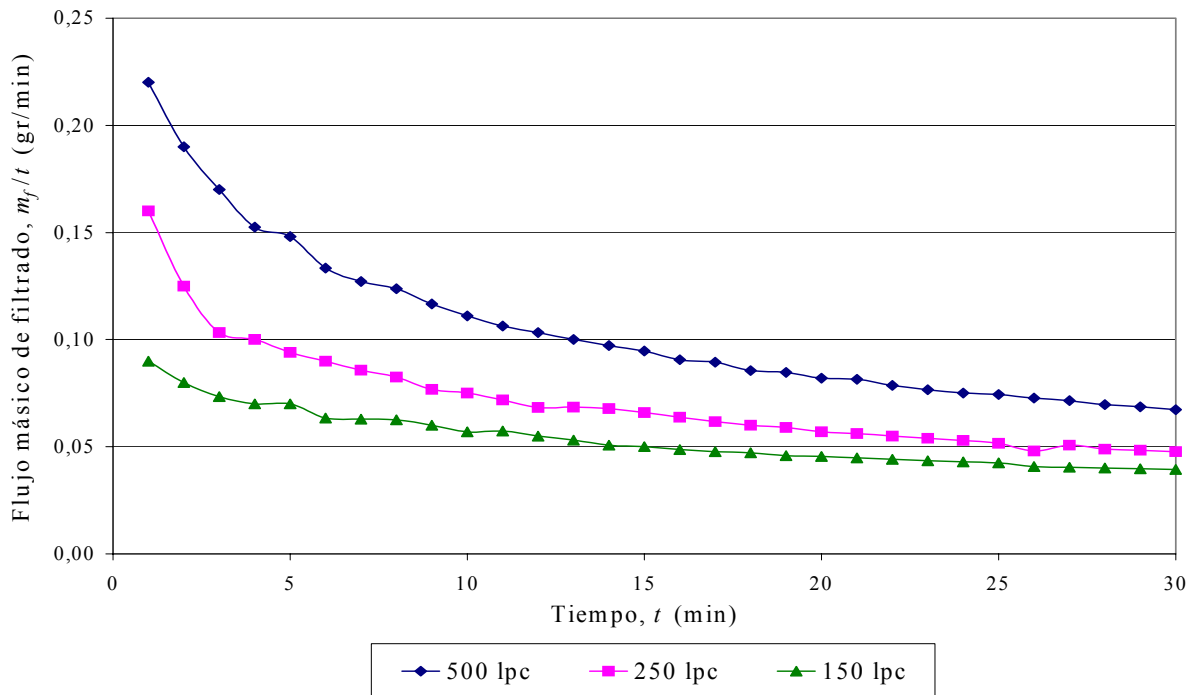


Figura 36. Flujo másico de filtrado durante la filtración estática a 185 °F y tres presiones, de la formulación 1 del fluido de perforación densificado con hematita, con una concentración de 3 lb/bbl de polímero.

En las Figuras 34 y 36 correspondientes a la formulación 1 del fluido de perforación con 3 lb/bbl de polímero se observa que tanto la masa como el flujo másico de filtrado son proporcionales al diferencial de presión aplicado, lo cual coincide con lo postulado en la Ley de Darcy para filtración estática a presión y temperatura constantes [19, 20]. Este comportamiento, donde la rapidez de filtración es directamente proporcional al diferencial de presión, se debe a que la misma es la fuerza impulsora responsable de que la fase líquida del fluido pase a través del medio filtrante y el revoque cuando ya se ha formado.

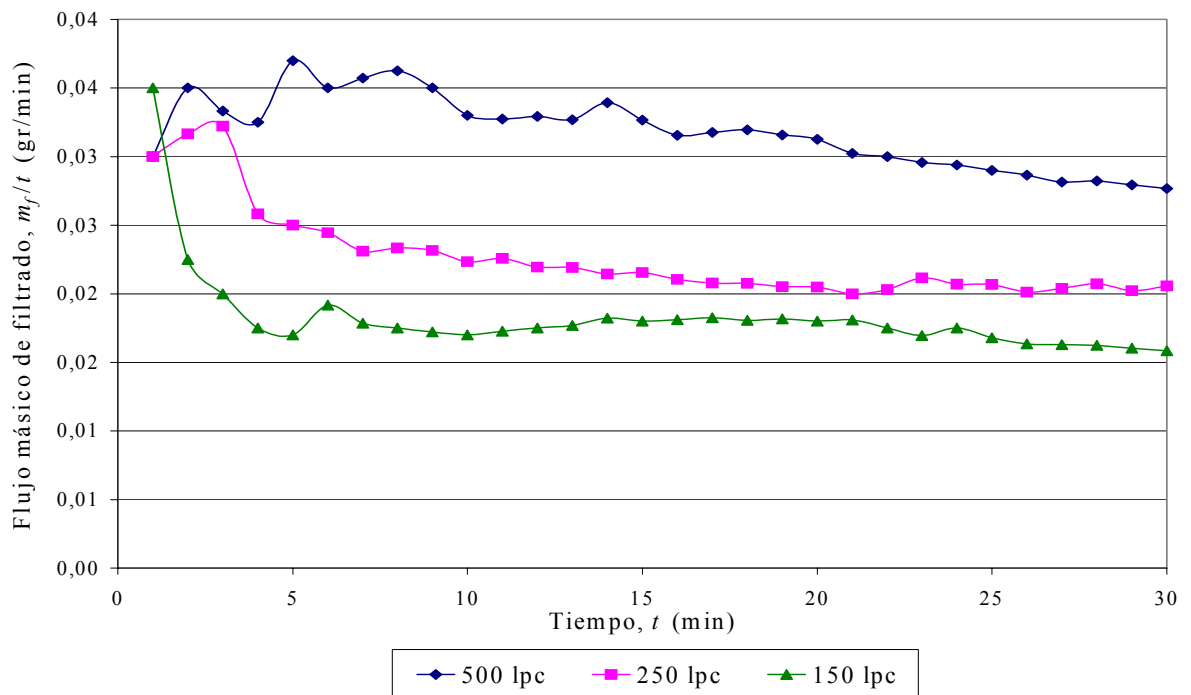


Figura 37. Flujo másico de filtrado durante la filtración estática a 185 °F y tres presiones, de la formulación 1 del fluido de perforación densificado con hematita, con una concentración de 7 lb/bbl de polímero.

En las Figuras 35 y 37 referidas a la filtración estática de los fluidos de perforación con 7 lb/bbl de polímero (formulación 1) también se observa proporcionalidad entre la cantidad de filtrado y la presión aplicada. Sin embargo, no es el comportamiento esperado, posiblemente debido a la poca pérdida de filtrado; por esta razón se decidió cambiar la formulación, tal como se explicará más adelante.

Respecto al efecto que se tiene al variar la concentración de polímero en el fluido de perforación, en las pruebas de filtración estática se presenta el mismo comportamiento observado al comparar los volúmenes de filtrado de las pruebas de filtrado API A.T.A.P.

Para una filtración estática a 500 lpc se observa que la masa de filtrado producida por el fluido de perforación con 3 lb/bbl de polímero (ver Figura 34) es mayor que la generada por el fluido de perforación con 7 lb/bbl de polímero (ver Figura 35); es decir, que a mayor

concentración de polímero menor es la pérdida de filtrado, lo cual evidencia que este aditivo actúa como controlador de filtrado.

Las diferentes curvas mostradas en las Figuras 34 a 37, a diferentes presiones y concentraciones de polímero, permiten entender el proceso de formación del revoque durante el tiempo que se realizó la filtración estática de la formulación 1 del fluido de perforación densificado con hematita.

En la Figura 36 se observa que a medida que aumenta la presión la disminución de la rapidez de filtración se hace cada vez más evidente; por ejemplo, a 500 lpc el flujo másico disminuye desde 0,22 gr/min hasta 0,10 gr/min en un tiempo de 13 min, mientras que a 150 lpc disminuye desde 0,09 gr/min hasta 0,05 gr/min en el mismo intervalo de tiempo. Esto se debe a que la presión como fuerza impulsora del proceso de filtración, empuja los sólidos hacia el medio filtrante y aumenta la resistencia al paso del filtrado bien sea por compactación (disminución de la permeabilidad del revoque) o por aumento del espesor del revoque. Así, el proceso de formación del revoque se da más rápidamente a presiones relativamente altas que a bajas presiones.

Sin embargo, en la Figura 37 correspondiente a la filtración estática de un fluido de perforación con 7 lb/bbl de polímero, no se observa la misma tendencia del flujo másico en función de la presión. Para los tres valores de presión no se observa una reducción significativa de la rapidez de filtración, en comparación con lo mostrado en la Figura 36. Esto se puede atribuir a que dicho fluido de perforación tiene un fuerte control de la pérdida de filtrado producto de la presencia de altas concentraciones de polímero (7 lb/bbl) y de arcilla organofílica (10 lb/bbl), en comparación con la formulación 2 del fluido densificado con hematita. Luego el polímero junto con la arcilla organofílica forman un revoque casi instantáneamente que no permite observar la disminución progresiva del flujo másico de filtrado, sino que desde el inicio de la filtración se mantiene aproximadamente constante.

Además de ello, la formulación 1 del fluido de perforación con 7 lb/bbl de polímero forma un revoque prácticamente impermeable debido a la ínfima cantidad de filtrado que se produce, en comparación con el generado por la formulación 2, tal como se verá en las siguientes figuras. Desde el punto de vista de la perforación es una gran ventaja ya que se minimiza el daño a la formación y los gastos en fluidos, pues en la práctica se busca minimizar la pérdida de filtrado. Sin embargo, para efectos de este estudio no resulta conveniente tener tan poca pérdida de filtrado ya que se presentan problemas para calcular los índices de compresibilidad, como se explicará en la sección correspondiente.

En las Tablas 30, 31 y 32 se muestran los valores de masa promedio y flujo másico de filtrado durante la filtración estática a 185 °F y tres valores de presión, obtenidos a partir de la formulación 2 de fluidos de perforación densificados con hematita, con tres concentraciones de polímero. Los valores de masa promedio de filtrado acumulado se presentan gráficamente en las Figuras 38, 39 y 40, y los de flujo másico de filtrado en las Figuras 41, 42 y 43 para fluidos una concentración de 3, 5 y 7 lb/bbl de polímero, respectivamente.

Tabla 30. Valores de masa promedio y flujo másico de filtrado acumulado durante la filtración estática a 185 °F y tres presiones, de la formulación 2 del fluido de perforación densificado con hematita, con una concentración de 3 lb/bbl de polímero.

Tiempo, $t$ (min)	Presión, $P$ (lpc)					
	150		250		500	
	Masa promedio, $m_f$ (gr)	Flujo másico, $m_f/t$ (gr/min)	Masa promedio, $m_f$ (gr)	Flujo másico, $m_f/t$ (gr/min)	Masa promedio, $m_f$ (gr)	Flujo másico, $m_f/t$ (gr/min)
1	0,09	0,09	0,14	0,14	0,20	0,20
2	0,19	0,09	0,27	0,13	0,36	0,18
3	0,24	0,08	0,37	0,12	0,53	0,18
4	0,32	0,08	0,47	0,12	0,68	0,17
5	0,38	0,08	0,58	0,12	0,81	0,16
6	0,45	0,07	0,68	0,11	0,93	0,15
7	0,52	0,07	0,74	0,11	1,03	0,15
8	0,59	0,07	0,79	0,10	1,13	0,14
9	0,65	0,07	0,88	0,10	1,24	0,14
10	0,70	0,07	0,98	0,10	1,34	0,13
11	0,76	0,07	1,07	0,10	1,44	0,13
12	0,82	0,07	1,13	0,09	1,52	0,13
13	0,88	0,07	1,20	0,09	1,60	0,12
14	0,94	0,07	1,28	0,09	1,68	0,12
15	0,99	0,07	1,34	0,09	1,75	0,12
18	1,13	0,06	1,53	0,09	1,99	0,11
21	1,24	0,06	1,70	0,08	2,25	0,11
24	1,35	0,06	1,85	0,08	2,48	0,10
27	1,49	0,06	1,97	0,07	2,68	0,10
30	1,62	0,05	2,11	0,07	2,86	0,10

Tabla 31. Valores de masa promedio y flujo másico de filtrado acumulado durante la filtración estática a 185 °F y tres presiones, de la formulación 2 del fluido de perforación densificado con hematita, con una concentración de 5 lb/bbl de polímero.

Tiempo, $t$ (min)	Presión, $P$ (lpc)					
	150		250		500	
	Masa promedio, $m_f$ (gr)	Flujo másico, $m_f/t$ (gr/min)	Masa promedio, $m_f$ (gr)	Flujo másico, $m_f/t$ (gr/min)	Masa promedio, $m_f$ (gr)	Flujo másico, $m_f/t$ (gr/min)
1	0,07	0,07	0,10	0,10	0,14	0,14
2	0,12	0,06	0,16	0,08	0,28	0,14
3	0,17	0,06	0,24	0,08	0,40	0,13
4	0,23	0,06	0,30	0,08	0,48	0,12
5	0,26	0,05	0,36	0,07	0,56	0,11
6	0,32	0,05	0,43	0,07	0,65	0,11
7	0,38	0,05	0,46	0,07	0,73	0,10
8	0,42	0,05	0,52	0,07	0,81	0,10
9	0,46	0,05	0,59	0,07	0,89	0,10
10	0,49	0,05	0,63	0,06	0,96	0,10
11	0,54	0,05	0,68	0,06	1,03	0,09
12	0,58	0,05	0,73	0,06	1,11	0,09
13	0,61	0,05	0,77	0,06	1,15	0,09
14	0,64	0,05	0,82	0,06	1,23	0,09
15	0,69	0,05	0,86	0,06	1,29	0,09
18	0,79	0,04	0,99	0,06	1,46	0,08
21	0,87	0,04	1,11	0,05	1,63	0,08
24	0,96	0,04	1,23	0,05	1,77	0,07
27	1,06	0,04	1,36	0,05	1,92	0,07
30	1,14	0,04	1,44	0,05	2,05	0,07



Tabla 32. Valores de masa promedio y flujo másico de filtrado acumulado durante la filtración estática a 185 °F y tres presiones, de la formulación 2 del fluido de perforación densificado con hematita, con una concentración de 7 lb/bbl de polímero.

Tiempo, <i>t</i> (min)	Presión, <i>P</i> (lpc)					
	150		250		500	
	Masa promedio, $m_f$ (gr)	Flujo másico, $m_f/t$ (gr/min)	Masa promedio, $m_f$ (gr)	Flujo másico, $m_f/t$ (gr/min)	Masa promedio, $m_f$ (gr)	Flujo másico, $m_f/t$ (gr/min)
1	0,04	0,04	0,07	0,07	0,08	0,08
2	0,08	0,04	0,11	0,06	0,14	0,07
3	0,11	0,04	0,15	0,05	0,21	0,07
4	0,13	0,03	0,20	0,05	0,27	0,07
5	0,17	0,03	0,23	0,05	0,33	0,07
6	0,20	0,03	0,27	0,04	0,40	0,07
7	0,23	0,03	0,31	0,04	0,43	0,06
8	0,26	0,03	0,34	0,04	0,49	0,06
9	0,27	0,03	0,38	0,04	0,53	0,06
10	0,29	0,03	0,40	0,04	0,57	0,06
11	0,31	0,03	0,43	0,04	0,62	0,06
12	0,34	0,03	0,47	0,04	0,66	0,06
13	0,35	0,03	0,51	0,04	0,71	0,05
14	0,37	0,03	0,53	0,04	0,76	0,05
15	0,38	0,03	0,56	0,04	0,79	0,05
18	0,45	0,02	0,65	0,04	0,89	0,05
21	0,52	0,02	0,71	0,03	0,99	0,05
24	0,58	0,02	0,79	0,03	1,10	0,05
27	0,64	0,02	0,87	0,03	1,20	0,04
30	0,71	0,02	0,96	0,03	1,29	0,04

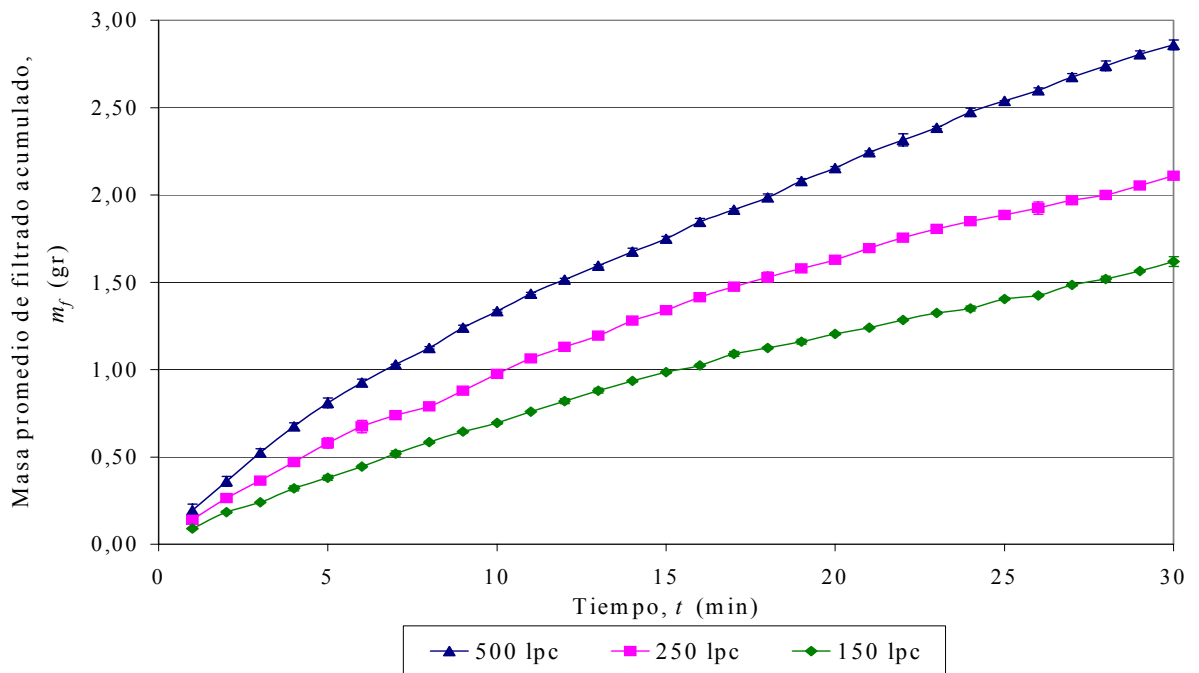


Figura 38. Masa promedio de filtrado acumulado durante la filtración estática a 185 °F y tres presiones, de la formulación 2 del fluido de perforación densificado con hematita, con una concentración de 3 lb/bbl de polímero.

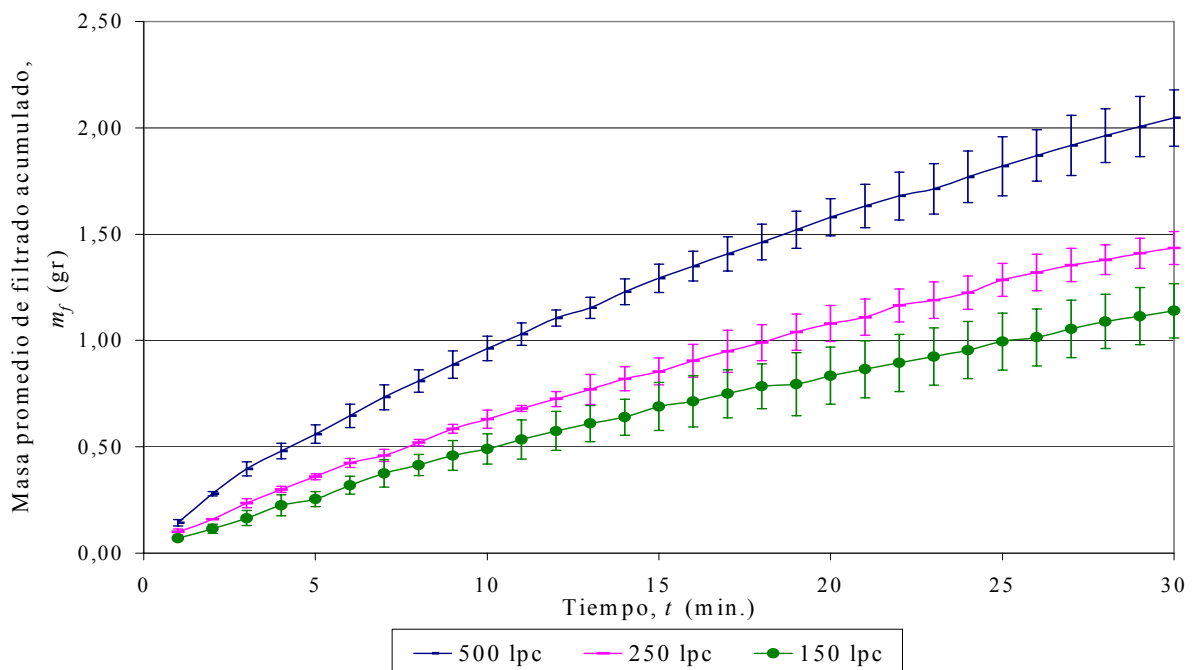


Figura 39. Masa promedio de filtrado acumulado durante la filtración estática a 185 °F y tres presiones, de la formulación 2 del fluido de perforación densificado con hematita, con una concentración de 5 lb/bbl de polímero.

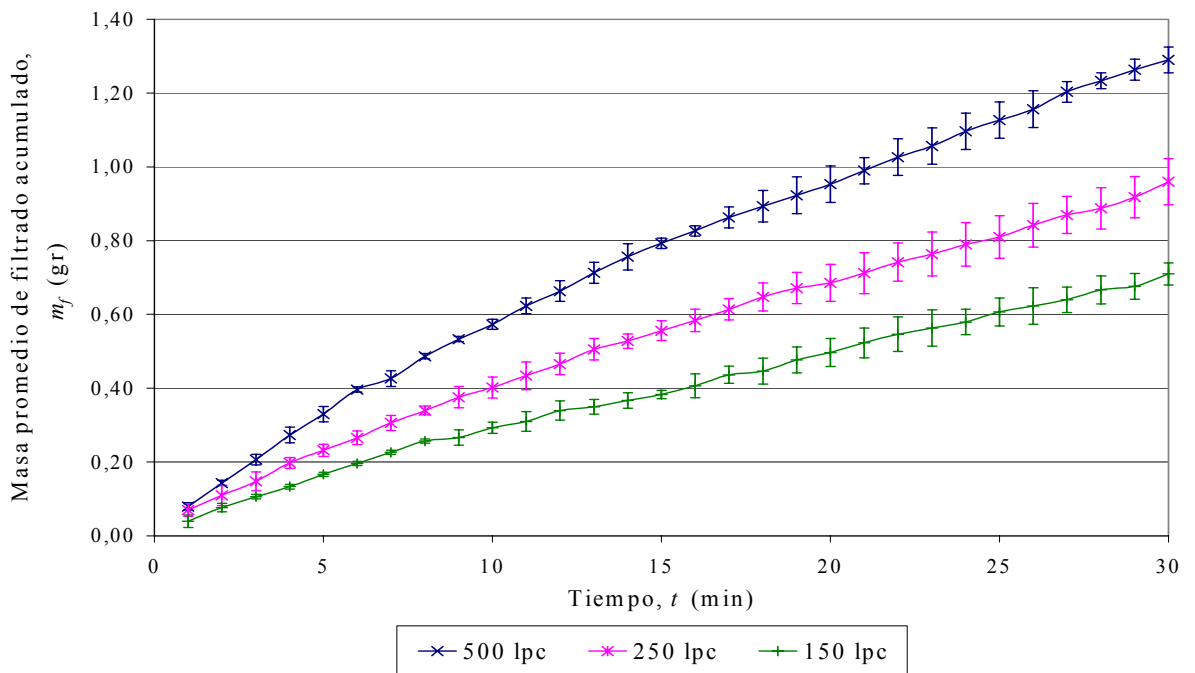


Figura 40. Masa promedio de filtrado acumulado durante la filtración estática a 185 °F y tres presiones, de la formulación 2 del fluido de perforación densificado con hematita, con una concentración de 7 lb/bbl de polímero.

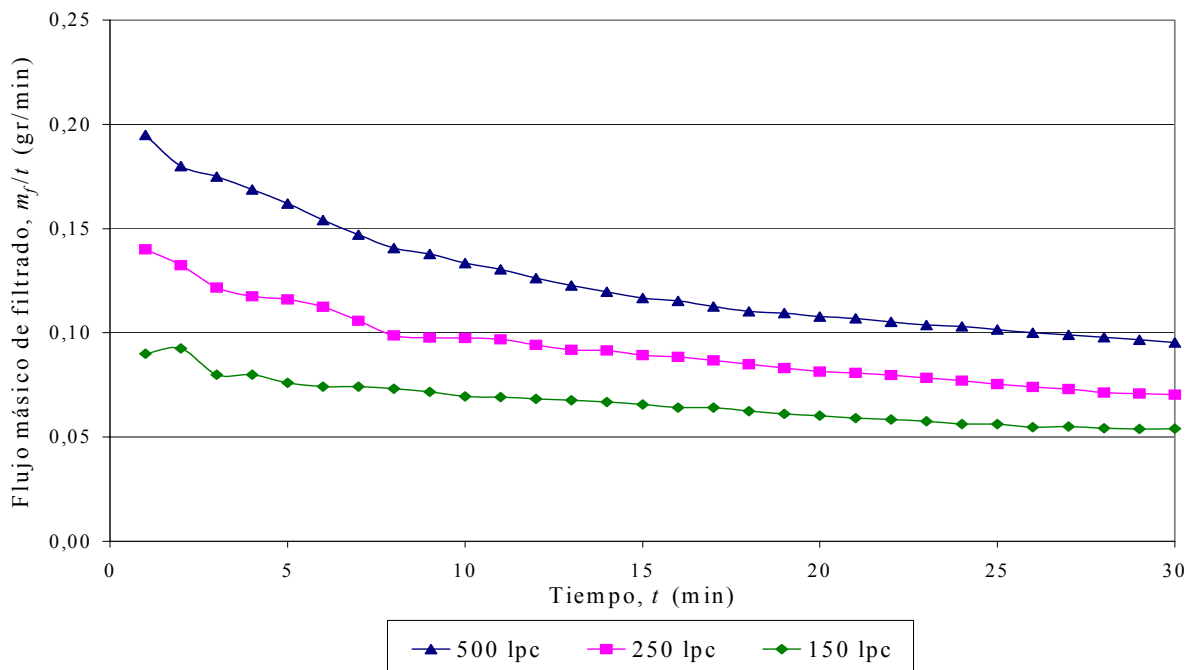


Figura 41. Flujo másico de filtrado durante la filtración estática a 185 °F y tres presiones, de la formulación 2 del fluido de perforación densificado con hematita, con una concentración de 3 lb/bbl de polímero.

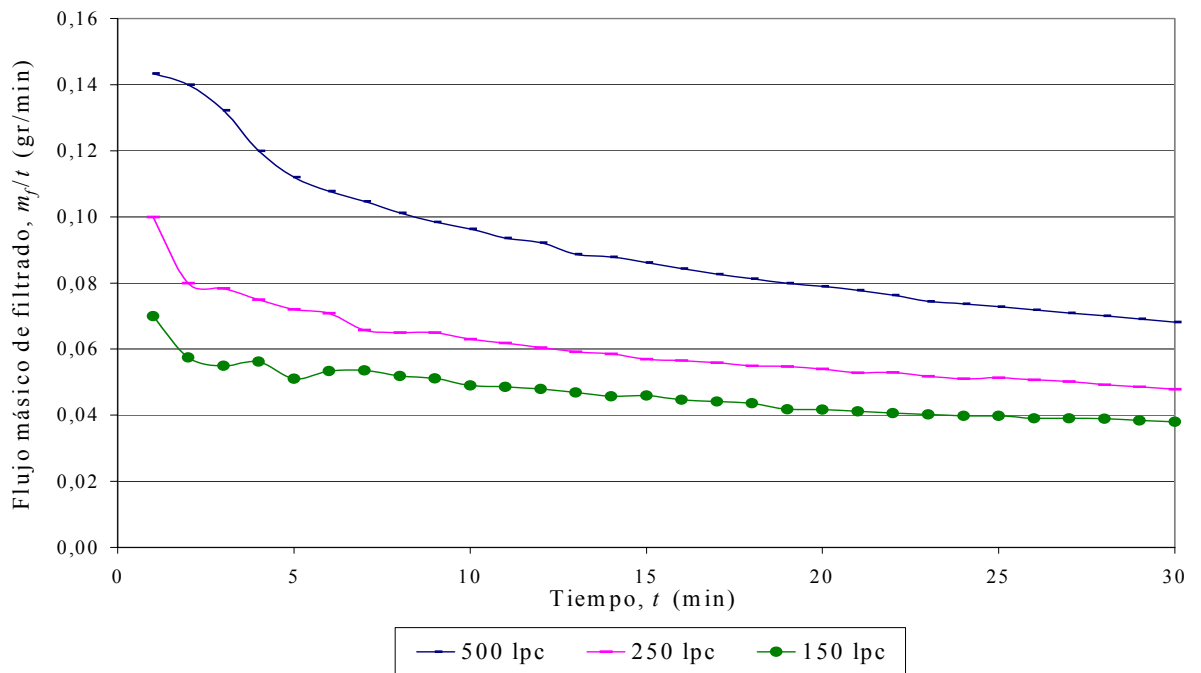


Figura 42. Flujo másico de filtrado durante la filtración estática a 185 °F y tres presiones, de la formulación 2 del fluido de perforación densificado con hematita, con una concentración de 5 lb/bbl de polímero.

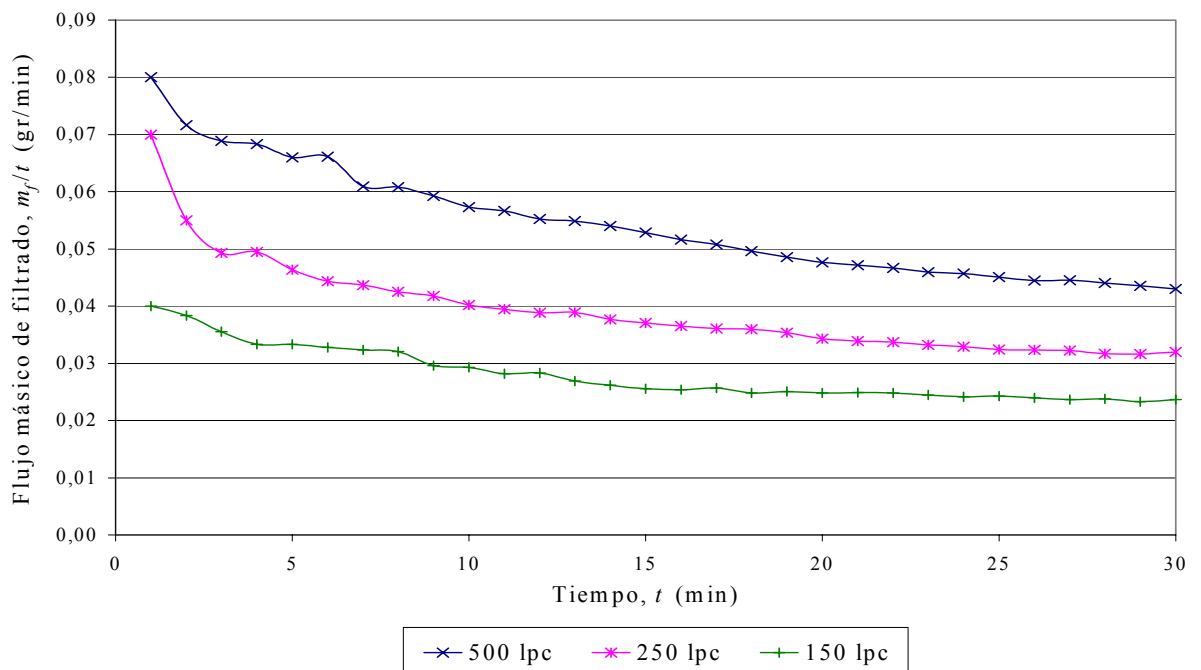


Figura 43. Flujo másico de filtrado durante la filtración estática a 185 °F y tres presiones, de la formulación 2 del fluido de perforación densificado con hematita, con una concentración de 7 lb/bbl de polímero.

Observando las Figuras 38 y 41 de masa promedio y flujo másico de filtrado, respectivamente, para una concentración de 3 lb/bbl de polímero en los fluidos de la formulación 2 se presenta un comportamiento análogo al de los fluidos de la formulación 1, en cuanto a la proporcionalidad entre la cantidad de filtrado producida y la presión aplicada.

El proceso de formación del revoque durante la filtración estática del fluido de perforación con 3 lb/bbl de polímero (formulación 1) observado en la Figura 36 también se presenta con la formulación 2 de los fluidos de perforación densificados con hematita para las tres concentraciones de polímero (ver Figuras 41, 42 y 43).

Comparando las Figuras 35 y 40, correspondientes a la masa de filtrado de la formulación 1 y 2, respectivamente, de fluidos de perforación densificados con hematita y con 7 lb/bbl de polímero se observa que la segunda formulación genera mayor cantidad de filtrado respecto a la primera. Esto se debe a que en la segunda se disminuyó la cantidad de arcilla organofílica para permitir mayor pérdida de filtrado y con ello reducir los errores asociados al cálculo del índice de compresibilidad.

En la Figura 44 se grafican los valores de flujo másico de filtrado durante la filtración estática a 185 °F y 500 lpc, de la formulación 2 de fluidos de perforación densificados con hematita para tres concentraciones de polímero.

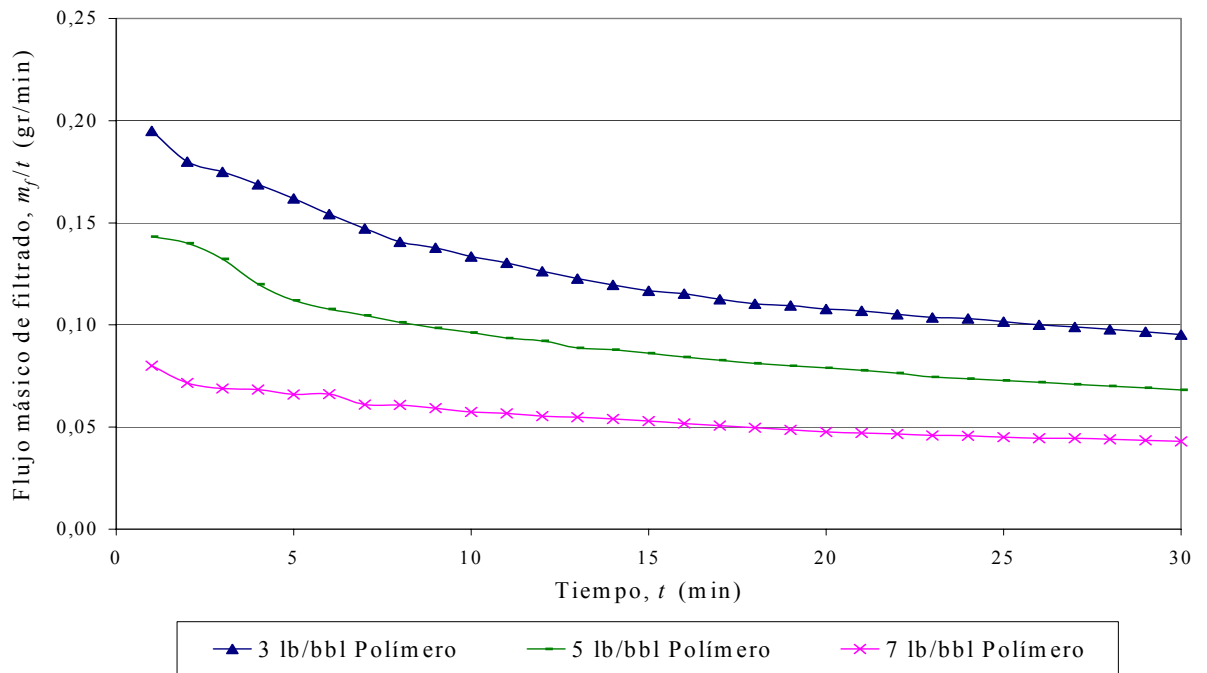


Figura 44. Flujo másico de filtrado durante la filtración estática a 185 °F y 500 lpc, de la formulación 2 del fluido de perforación densificado con hematita, con tres concentraciones de polímero.

En la Figura 44 se observa que a medida que aumenta la concentración de polímero en el fluido la cantidad de filtrado producido es menor, lo cual evidencia de nuevo que el polímero actúa como controlador de filtrado y contribuye a formar más rápidamente el revoque. Así, la curva de flujo másico para el fluido con 7 lb/bbl tiende a ser una línea recta lo que indica la creación de un sello que impide el paso de filtrado desde los primeros minutos de la filtración estática; en cambio para fluidos con 3 lb/bbl la formación de ese sello es más lenta porque hay menos polímero.

En las Figuras 45, 46 y 47 se muestra la masa promedio de filtrado acumulado obtenido durante la filtración estática a 185 °F y tres valores de presión de fluidos de perforación con una concentración de 3, 5 y 7 lb/bbl de polímero, respectivamente, densificados con hematita (formulación 2) y barita.

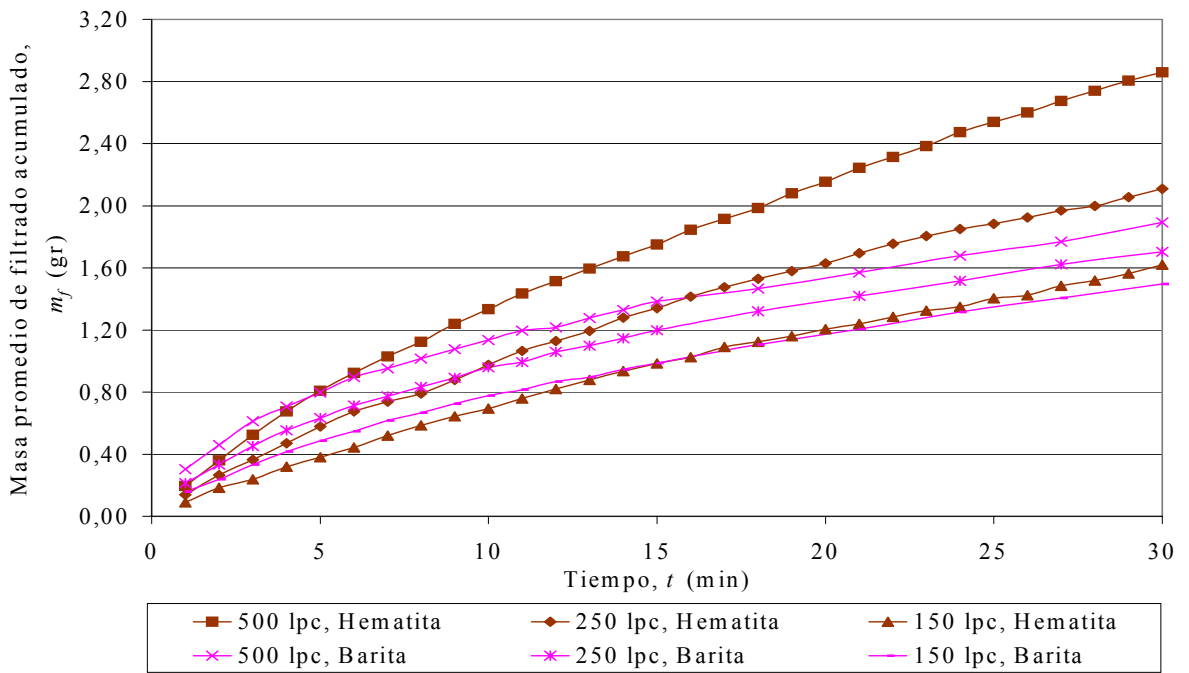


Figura 45. Masa promedio de filtrado acumulado durante la filtración estática a 185 °F y tres presiones, de fluidos de perforación densificados con hematita y barita, con una concentración de 3 lb/bbl de polímero.

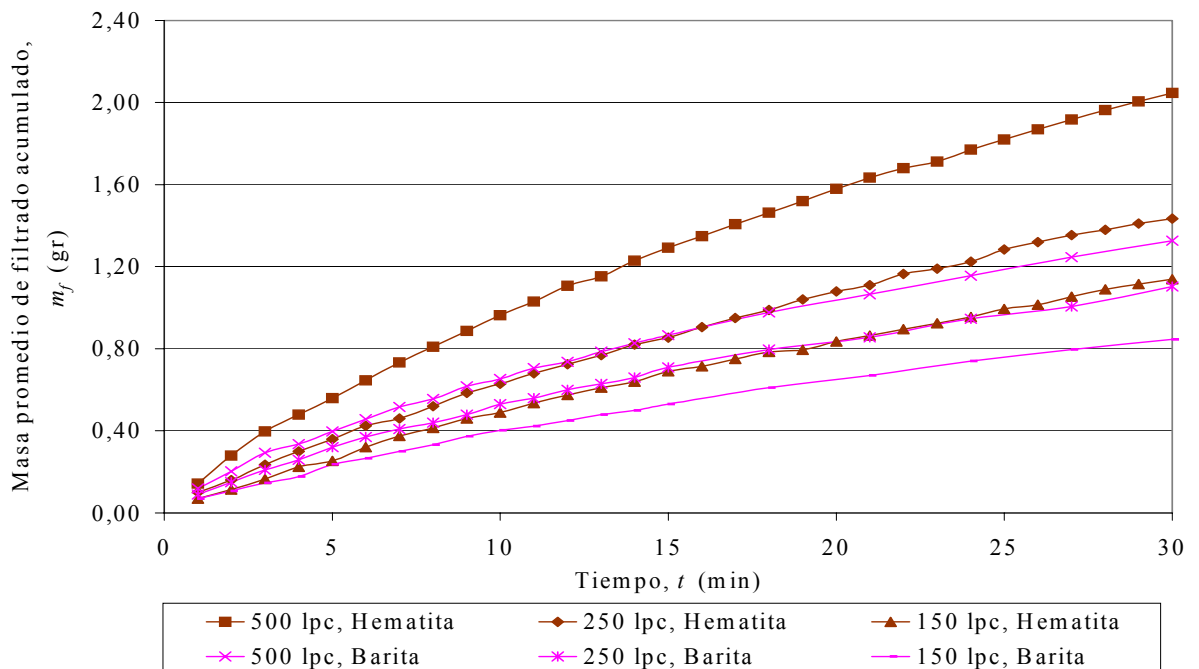


Figura 46. Masa promedio de filtrado acumulado durante la filtración estática a 185 °F y tres presiones, de fluidos de perforación densificados con hematita y barita, con una concentración de 5 lb/bbl de polímero.

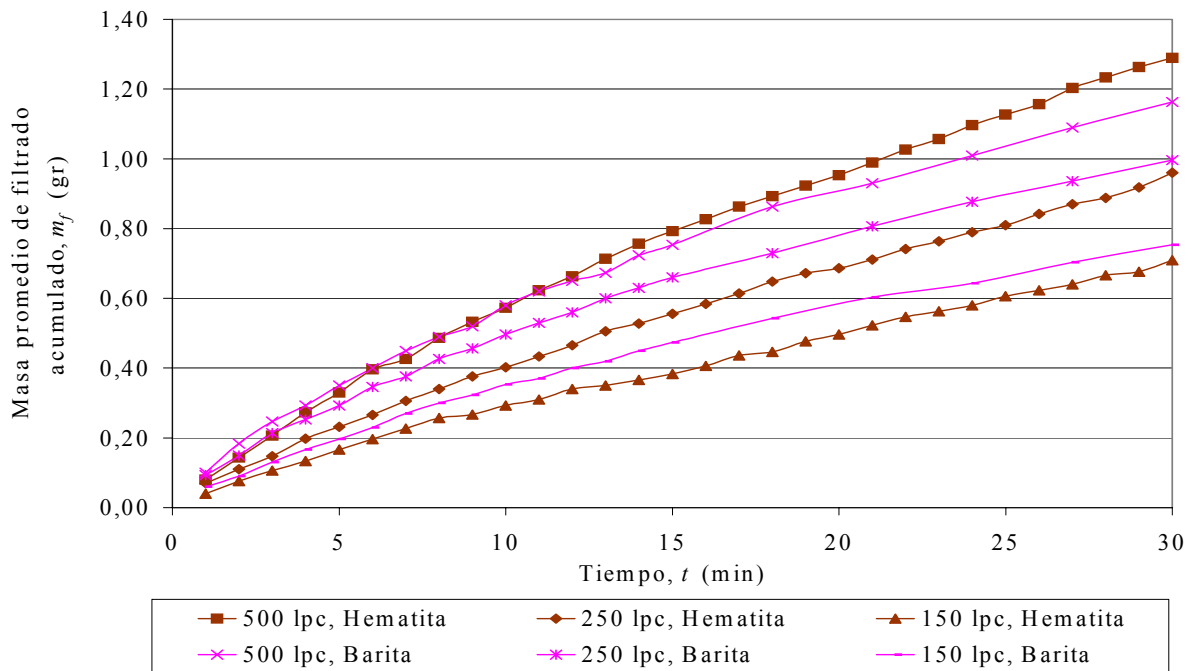


Figura 47. Masa promedio de filtrado acumulado durante la filtración estática a 185 °F y tres presiones, de fluidos de perforación densificados con hematita y barita, con una concentración de 7 lb/bbl de polímero.

En dichas figuras se observa que la cantidad de filtrado producida por los fluidos de perforación densificados con hematita es mayor que la correspondiente a fluidos densificados con barita, para cada concentración de polímero empleada. Este comportamiento en las pruebas de filtración estática coincide con los resultados obtenidos previamente en las pruebas de filtrado API A.T.A.P. (ver punto 1.3 de la discusión de resultados).

En teoría, comparando las composiciones de ambos fluidos de perforación podría esperarse que ambos tuvieran aproximadamente la misma pérdida de filtrado ya que presentan la misma concentración de los aditivos que controlan la pérdida de filtrado: arcilla organofílica y polímero; pero es evidente que no se cumple dicha relación.

Como se explicó en la sección de pérdida de filtrado de los fluidos de perforación este comportamiento se puede atribuir a tres efectos.



Uno, el fluido densificado con hematita (formulación 2) presenta punto cedente y fuerza de gel mas elevado que el fluido densificado con barita, por lo tanto las partículas de hematita tienen mejor suspensión en el líquido y tardan mas en sedimentar que la barita; así las partículas de barita al sedimentar más rápido forman desde los inicios de la filtración un capa de sólidos que impide el paso del filtrado. Dos, las partículas de barita son de mayor tamaño que las de hematita y esto les permite bloquear mas fácil y rápidamente los poros del medio filtrante. Tres, el revoque formado a partir de los fluidos con hematita es más permeable que el correspondiente con barita, y por ende permite una mayor pérdida de filtrado.

En las Figuras 48, 49 y 50 se muestra el flujo másico de filtrado durante la filtración estática a 185 °F y tres valores de presión de fluidos de perforación densificados con hematita (formulación 2) y barita, con diferentes concentraciones de polímero.

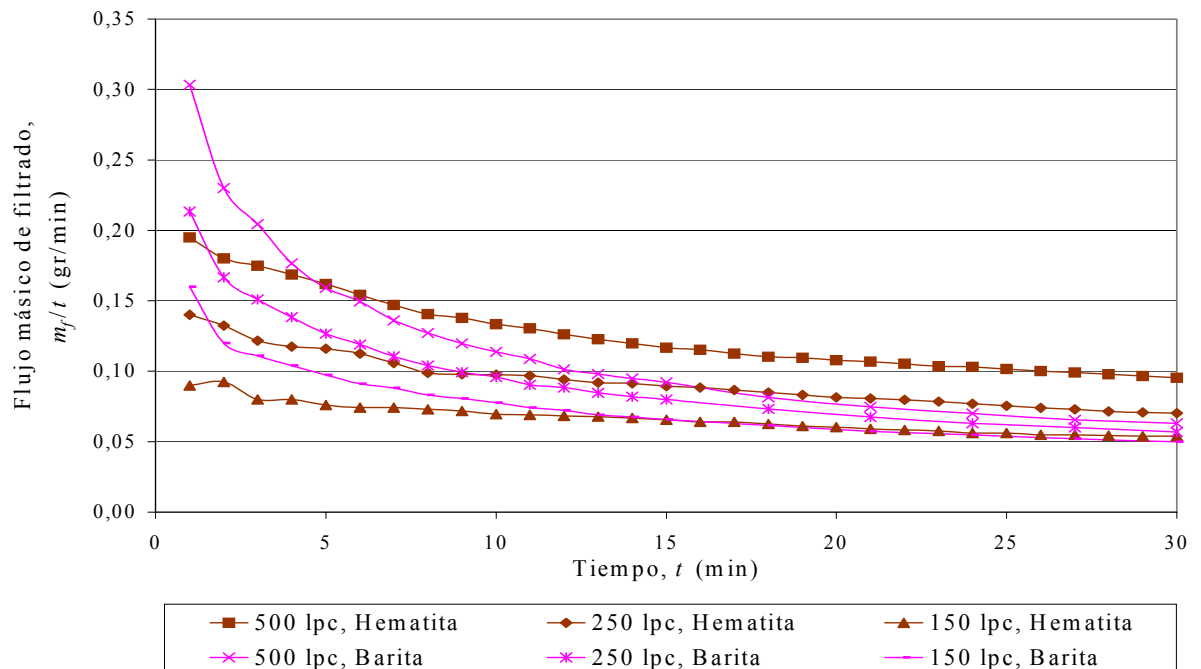


Figura 48. Flujo másico de filtrado durante la filtración estática a 185 °F y tres presiones, de fluidos de perforación densificados con hematita y barita, con una concentración de 3 lb/bbl de polímero.

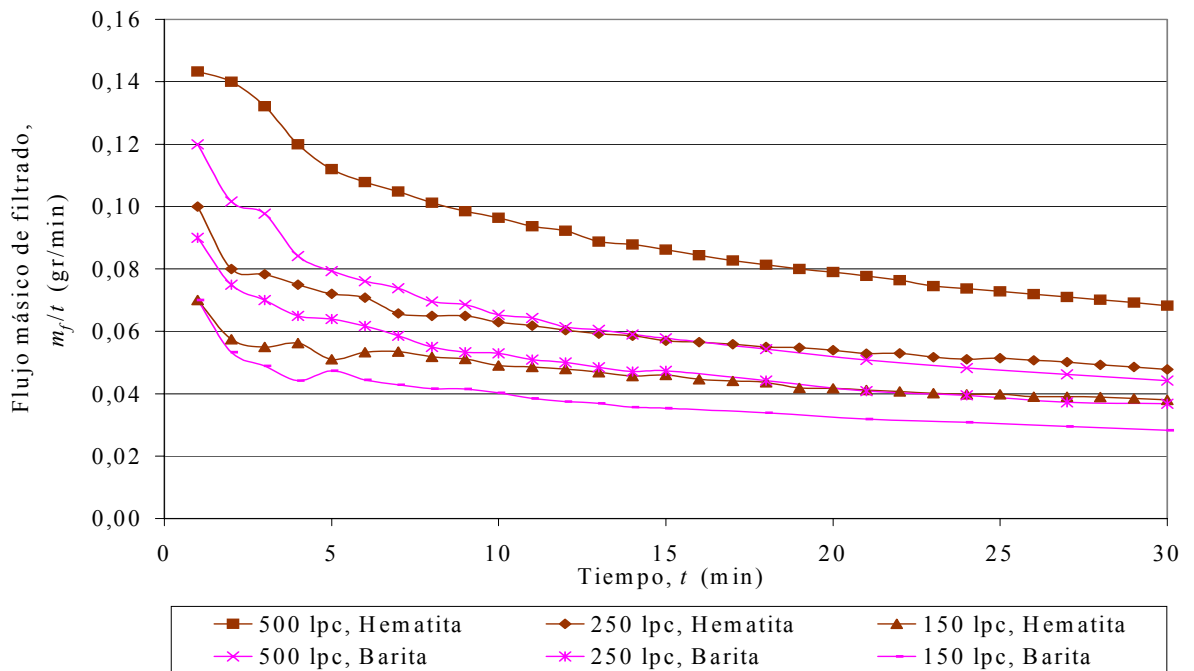


Figura 49. Flujo másico de filtrado durante la filtración estática a 185 °F y tres presiones, de fluidos de perforación densificados con hematita y barita, con una concentración de 5 lb/bbl de polímero.

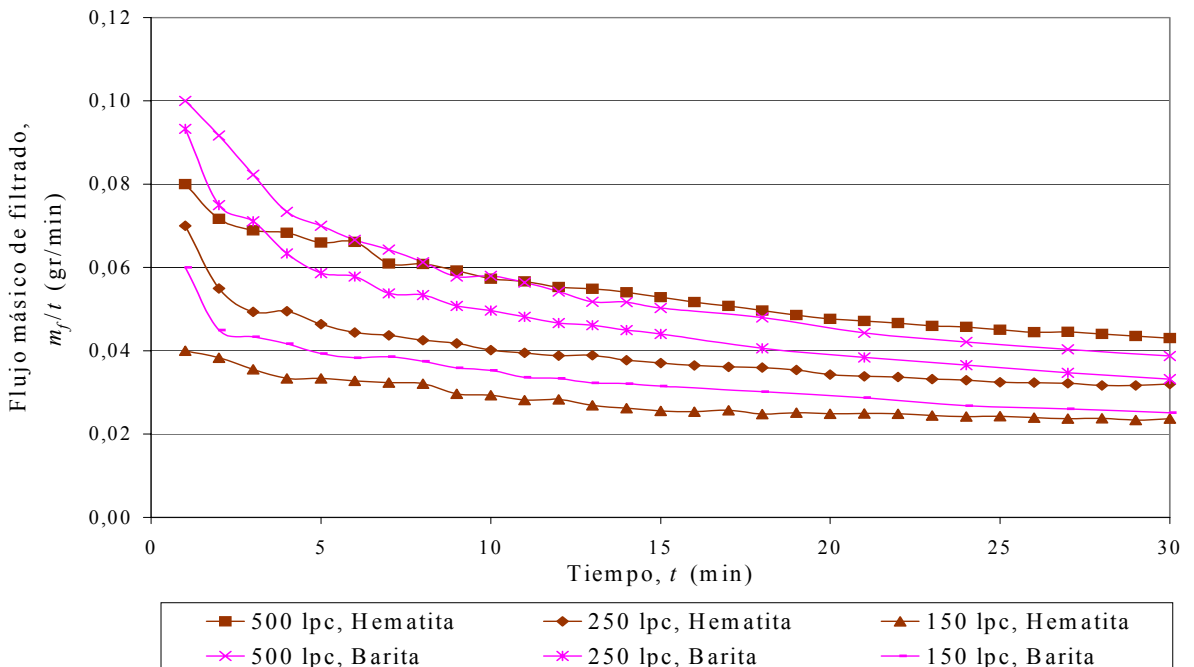


Figura 50. Flujo másico de filtrado durante la filtración estática a 185 °F y tres presiones, de fluidos de perforación densificados con hematita y barita, con una concentraciones de 7 lb/bbl de polímero.

En dichas figuras se evidencia que los fluidos densificados con barita forman un revoque más rápido que los fluidos densificados con hematita, pues los primeros presentan una disminución brusca del flujo másico de filtrado en comparación con los segundos, por ejemplo ver Figura 48 y comparar para 500 lpc las curvas con barita y con hematita. Esta puede ser la razón por la cual los fluidos densificados con barita tienen menor pérdida de filtrado que la formulación 2 de los fluidos densificados con hematita.

En los párrafos anteriores se ha explicado que los fluidos densificados con barita al tener menor fuerza de gel presentan mayor sedimentación que la formulación 2 de fluidos con hematita, cuya fuerza de gel es mayor. Si esto es cierto debería esperarse que los revoques obtenidos en la filtración estática a partir de fluidos con barita tengan mayor peso que los de fluidos con hematita.

En las Tablas 33 y 34 se muestran los pesos de los revoques secos obtenidos en la filtración estática a 185 °F y tres presiones, de la formulación 1 y 2 de los fluidos densificados con hematita, y de los fluidos densificados con barita.

Tabla 33. Masa de revoque seco obtenido a partir de la filtración estática a 185 °F y tres presiones, de la formulación 1 y 2 de fluidos de perforación densificados con hematita, con tres concentraciones de polímero.

Concentración de polímero, (lb/bbl)	Masa de revoque seco, (gr)					
	Presión, $P$ (lpc)					
	150	250	500	150	250	500
	Formulación 1			Formulación 2		
3	7,16	8,01	9,26	6,93	7,42	7,53
5	-	-	-	6,20	6,52	7,47
7	5,71	6,04	6,29	4,90	5,36	6,21

Tabla 34. Masa de revoque seco obtenido a partir de la filtración estática a 185 °F y tres presiones, del fluido de perforación densificado con barita con tres concentraciones de polímero.

Concentración de polímero, (lb/bbl)	Masa de revoque seco, (gr)		
	Presión, $P$ (lpc)		
	150	250	500
3	10,33	10,05	10,77
5	7,6	8,65	8,76
7	5,26	5,75	7,02

Como puede observarse en las tablas anteriores, efectivamente los revoques de fluidos con barita tienen mayor peso que los de fluidos con hematita (formulación 1 y 2), luego es posible que con el primer fluido exista mayor resistencia a la filtración y por ello presente menor pérdida de filtrado. Sin embargo, antes de llegar a una conclusión definitiva es importante conocer la permeabilidad de los revoques con ambos densificantes.

La formulación 1 de fluidos de perforación densificados con hematita son una evidencia mas de que las propiedades reológicas del fluido influyen significativamente en la formación del revoque y por ende en la pérdida de filtrado. En tal sentido, al presentar fuerza de gel menor que la mostrada por la formulación 2 (ver Tablas 24 y 25) puede tener mayor rapidez de sedimentación; debido a ello el peso del revoque seco de los fluidos de la formulación 1 son menores que los de la formulación 2 (ver Tabla 34). Además, la pérdida de filtrado de la formulación 1 es menor que con la formulación 2, tal como se evidencia al comparar las Figuras 34 y 38.

En la Tablas 33 y 34 se muestra como el polímero, a medida que aumenta su concentración en el fluido de perforación, conduce a un revoque cada vez más delgado si se comparan los pesos obtenidos a una misma presión. Esto se debe a que el polímero actúa como controlador de filtrado y sella los poros del medio filtrante.

De lo anterior se puede afirmar que los fluidos de perforación densificados con hematita y con barita pueden presentar igual pérdida de filtrado, dependiendo del aditivo que controle la pérdida de filtrado y de las propiedades reológicas de ambos sistemas.

Por otro lado, comparando las Figuras 45, 46 y 47 se observa que la diferencia existente entre la masa de filtrado producida por los fluidos de hematita y la producida por los fluidos con barita se hace cada vez menor a medida que aumenta la concentración del polímero; es decir, que a mayor concentración de polímero la pérdida de filtrado es independiente del densificante utilizado en el fluido de perforación. Por lo tanto, la pérdida de filtrado de un fluido de perforación no depende directamente del densificante utilizado, sino de los aditivos para controlar el volumen de filtrado.

En base a lo discutido sobre las pruebas de filtración estática se puede decir que el polímero además de controlar la pérdida de filtrado de los fluidos de perforación, contribuye a formar un revoque más impermeable y más delgado en la medida en que se emplee en mayor concentración.

### **3 ÍNDICE DE COMPRESIBILIDAD DE REVOQUES DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN DENSIFICADOS CON HEMATITA Y BARITA**

En esta sección se presentan los valores de los índices de compresibilidad de los revoques obtenidos a partir de la filtración estática a 185 °F de los fluidos de perforación densificados con hematita, y se comparan con los correspondientes al emplear barita como densificante.

Tal como se explicó en la sección 4 del marco teórico, la ecuación para el cálculo de la resistencia específica, como paso previo para determinar los índices de compresibilidad, es una modificación de la Ley de Darcy, cuya aplicación será válida si se satisfacen todas sus suposiciones.

La consideración más importante es que el filtrado es un fluido Newtoniano. Para verificar esto debe determinarse si la viscosidad efectiva del filtrado es función de la tasa de corte aplicada. Debido a que la cantidad de filtrado obtenida en cada prueba no era suficiente para realizar las mediciones en un reómetro, se utilizaron soluciones con 3 y 7 lb/bbl de polímero disuelto en aceite mineral. En la Figura 51 se muestran las lecturas reológicas de ambas soluciones, medidas a 80 °C (176 °F) en un reómetro Marca BOHLIN CS-10.

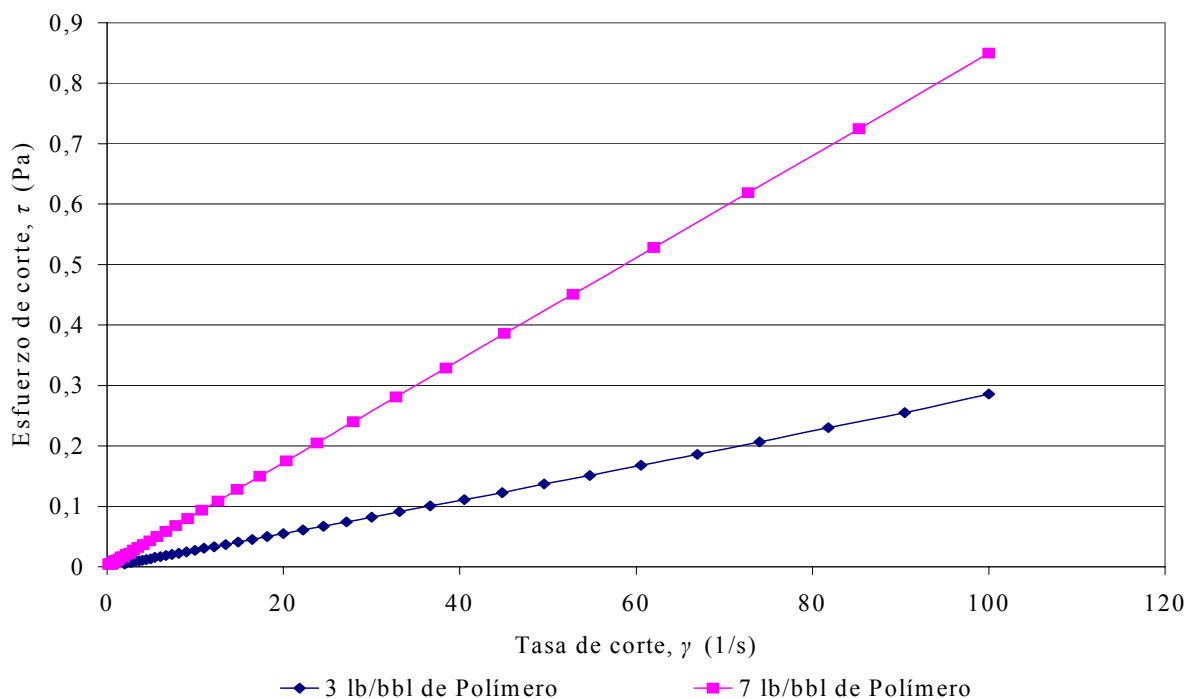


Figura 51. Lecturas reológicas a 80 °C de soluciones con 3 y 7 lb/bbl de polímero disuelto en aceite mineral.

De acuerdo con la Figura 51 la soluciones con 3 y 7 lb/bbl de polímero son fluidos newtonianos, por lo tanto, si se supone que el filtrado tiene igual concentración de polímero entonces es aplicable la Ley de Darcy para el cálculo de la resistencia específica. Es de esperar, que parte importante del polímero sea retenida por los sólidos del fluido de perforación, por lo que el filtrado prácticamente se encuentra libre de polímero y por ende sigue siendo un fluido newtoniano.

Para determinar el índice de compresibilidad del revoque obtenido a partir del fluido de perforación con cada concentración de polímero, es necesario calcular la resistencia específica a diferentes gradientes de presión. En este estudio se calculó la resistencia específica a 150, 250 y 500 lpc, y con la ayuda de un gráfico de inverso de flujo volumétrico en función del volumen de filtrado.

Los valores de volumen de filtrado se obtuvieron a partir de los datos de masa promedio de filtrado acumulado, y usando la densidad del aceite mineral como la densidad del filtrado obtenido en cada filtración estática. En la Tabla 35 se muestra la densidad de tres soluciones conformadas por polímero disuelto en aceite mineral.

Tabla 35. Densidad a 25 °C (77 °F) de soluciones formadas por polímero estireno-butadieno disuelto en aceite mineral, con las concentraciones empleadas en los fluidos de perforación.

Concentración de polímero en la solución, (lb/bbl)	Densidad, $\rho$ (gr/ml)
3	0,8110
5	0,8129
7	0,8145
Aceite mineral	0,81

Como puede observarse no existe variación significativa entre las densidades de las soluciones conformadas por las diferentes concentraciones de polímero. Por lo tanto, es válido suponer que la densidad del filtrado es prácticamente igual a la del aceite mineral, ya que aun si el filtrado contiene polímero disuelto su densidad es muy parecida a la del aceite mineral puro. Esta aproximación es conveniente, ya que la cantidad de filtrado obtenido en cada filtración estática no fue suficiente para medir su densidad en los equipos apropiados.

En las Figuras 52 y 53 se muestran, para 3 y 7 lb/bbl de polímero respectivamente, los valores del inverso del flujo volumétrico en función

del volumen de filtrado obtenido en la filtración estática a tres presiones de la formulación 1 del fluido de perforación densificado con hematita.

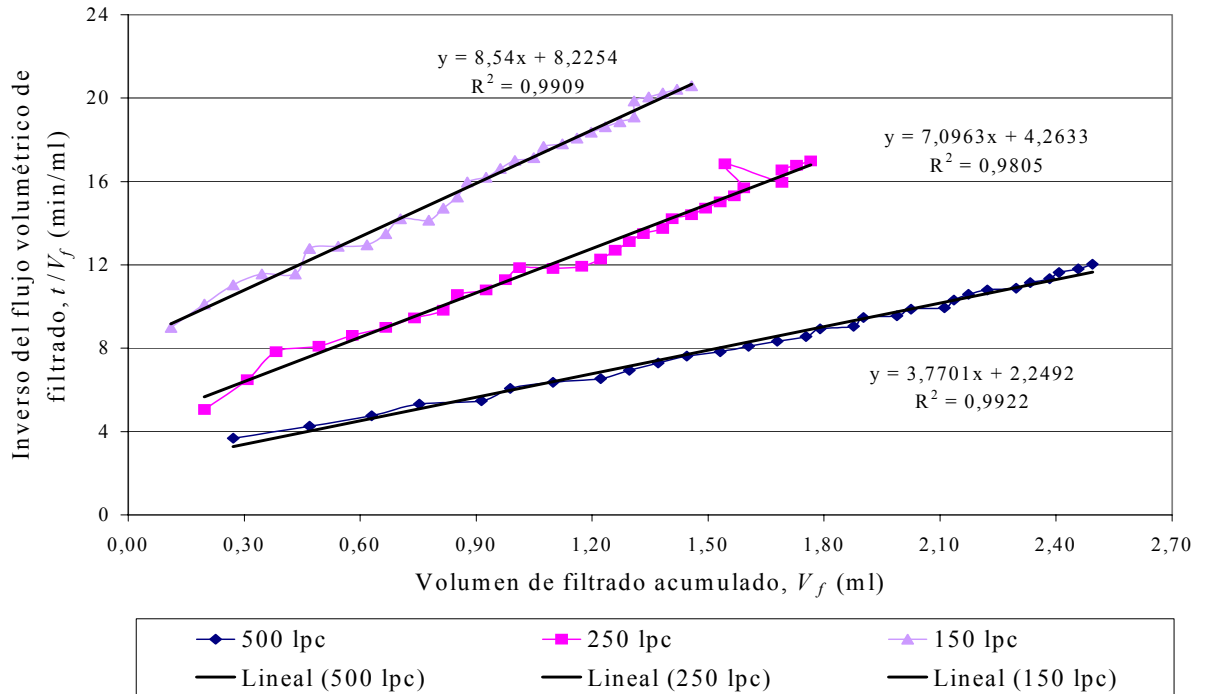


Figura 52. Inverso flujo volumétrico en función del volumen de filtrado acumulado a 185 °F y tres presiones, del fluido de perforación densificado con hematita (formulación 1) con una concentración de 3 lb/bbl de polímero.



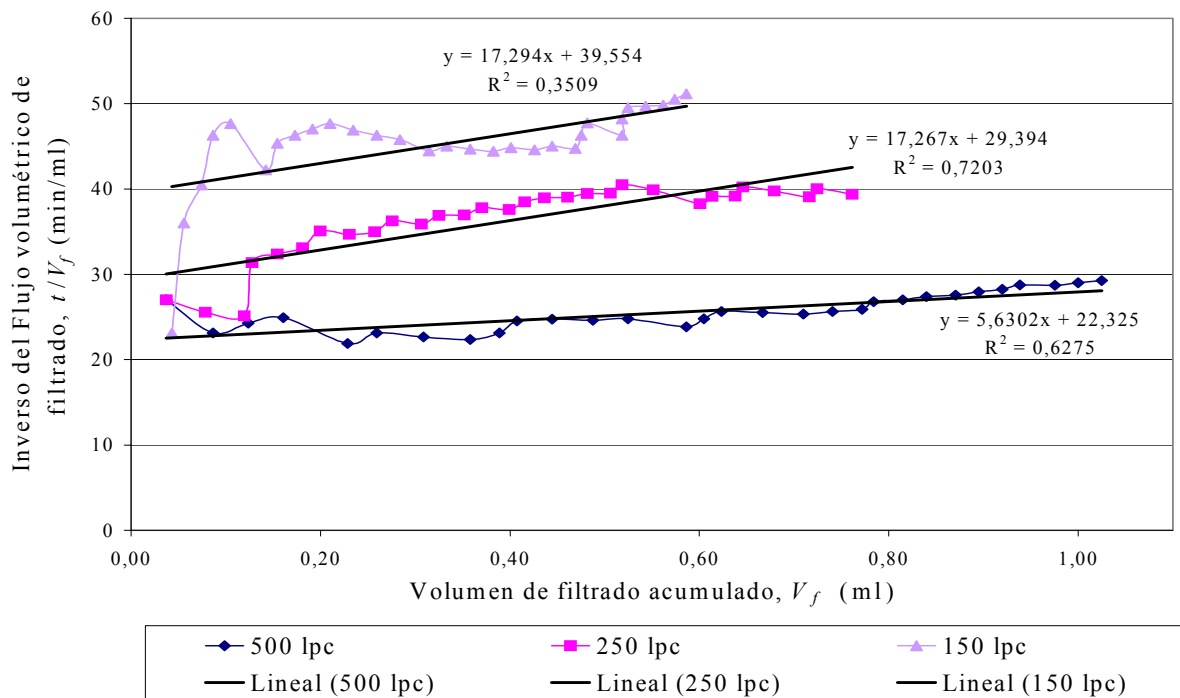


Figura 53. Inverso del flujo volumétrico de filtrado en función del volumen de filtrado acumulado a 185 °F y tres presiones, del fluido de perforación densificado con hematita (formulación 1) con una concentración de 7 lb/bbl de polímero.

Como puede observarse en la Figura 53, los datos no se ajustan a una recta; los valores de los coeficientes de correlación lo indican claramente. De tal modo, que los cálculos que se hagan a partir del ajuste lineal de los datos de la Figura 53 serán poco confiables, pues en teoría se esperaba que dichos valores se aproximaran a una línea recta para determinar la resistencia específica. Como la cantidad de masa de filtrado generada por la formulación 1 de los fluidos de perforación densificados con hematita no permite observar la linealidad de los datos, se descarta el uso de dicha formulación.

Con el fin de observar la linealidad de los valores del inverso de flujo volumétrico de filtrado en función del volumen y por ende mejorar los coeficientes de correlación, se preparó la formulación 2 de los fluidos de perforación densificados con hematita. Estos fluidos tienen mayor pérdida de filtrado que los fluidos con la formulación 1 y permiten

reducir los errores asociados a la poca pérdida de filtrado. En las Figuras 54, 55 y 56 se muestran los valores de inverso de flujo volumétrico en función del volumen de filtrado para la formulación 2 de fluidos con hematita, con 3, 5 y 7 lb/bbl de polímero, respectivamente.

Como puede observarse en la Figura 56 los coeficientes de correlación del ajuste lineal son mucho más aceptables en comparación con los que aparecen en la Figura 53. Luego partiendo de los valores de pendiente de cada línea recta de las Figuras 54, 55 y 56 se puede determinar la resistencia específica de cada revoque obtenido con fluidos de perforación de diferentes concentraciones de polímero.

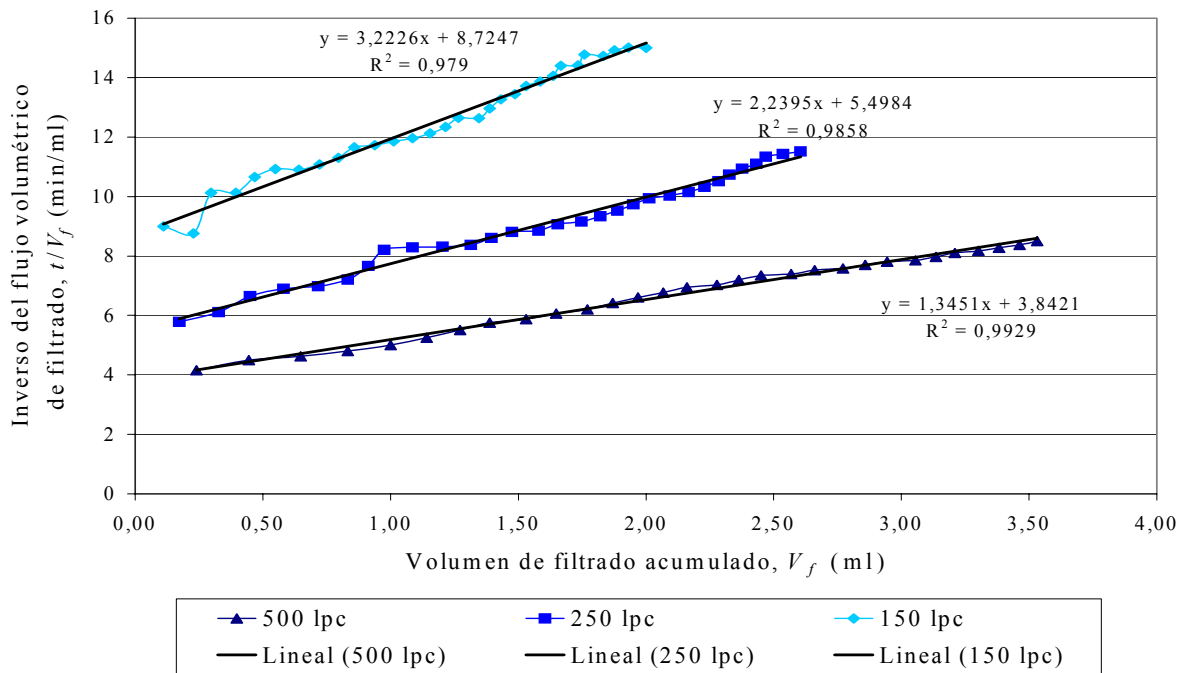


Figura 54. Inverso del flujo volumétrico de filtrado en función del volumen de filtrado acumulado a 185 °F y tres presiones, del fluido de perforación densificado con hematita (formulación 2) con una concentración de 3 lb/bbl de polímero.

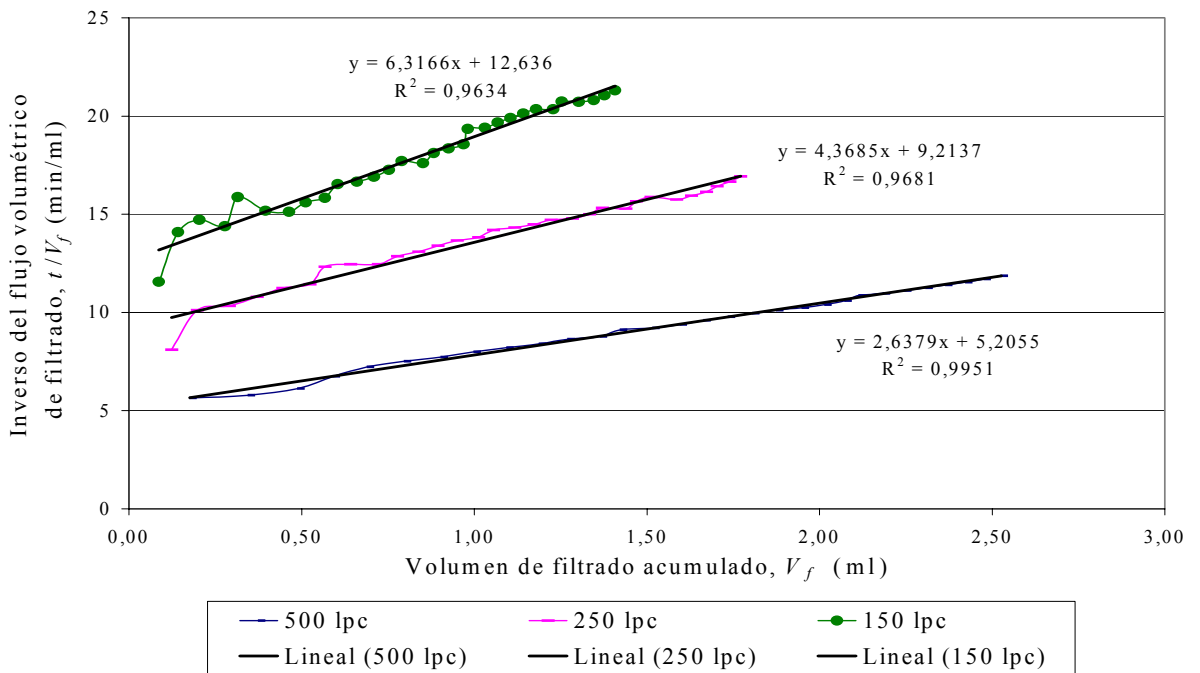


Figura 55. Inverso flujo volumétrico en función del volumen de filtrado acumulado a 185 °F y tres presiones, del fluido de perforación densificado con hematita (formulación 2) con una concentración de 5 lb/bbl de polímero.

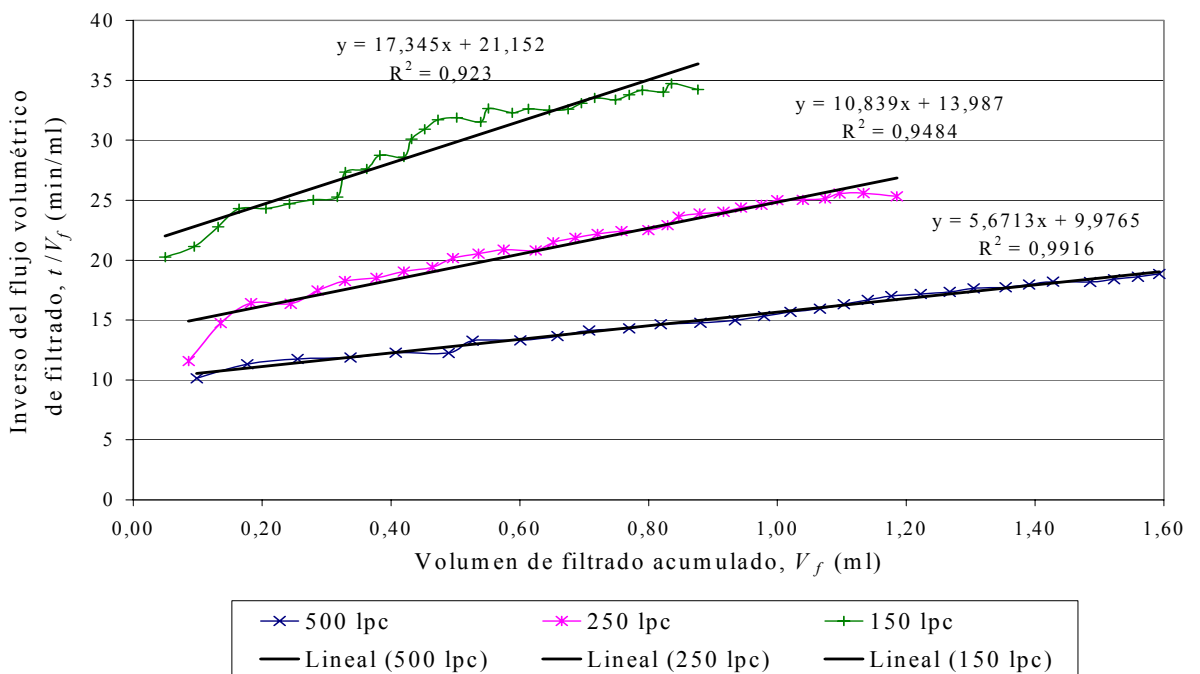


Figura 56. Inverso del flujo volumétrico de filtrado en función del volumen de filtrado acumulado a 185 °F y tres presiones, del fluido de perforación densificado con hematita (formulación 2) con una concentración de 7 lb/bbl de polímero.

Para observar la influencia de las propiedades reológicas del fluido de perforación en los valores de resistencia específica y de índice compresibilidad y comparar con los correspondientes a la formulación 2, se calcularon dichos valores para la formulación 1 del fluido densificado con hematita con una concentración de 3 lb/bbl de polímero. En la Tabla 36 se muestra la resistencia específica a 150, 250 y 500 lpc de los revoques de fluidos densificados con hematita y con 3 lb/bbl de polímero, empleando la formulación 1.

Tabla 36. Resistencia específica másica a 150, 250 y 500 lpc del fluido de perforación densificado con hematita (formulación 1) con una concentración de 3 lb/bbl de polímero.

Presión	$\Delta P$ (lpc)	150	250	500
	$\Delta P \cdot 10^{-6}$ (Pa)	1,03	1,72	3,45
Pendiente, $a \cdot 10^{-14}$ (s/m <sup>6</sup> )		5,12	4,26	2,26
Intersección, $b \cdot 10^{-8}$ (s/m <sup>3</sup> )		4,94	2,56	1,35
Masa de revoque entre volumen de filtrado, $c$ (kg/m <sup>3</sup> )		4904	4551	3713
Viscosidad del filtrado, $\mu_f \cdot 10^3$ (kg/m*s)		1,10	1,10	1,10
Área de filtración, $A \cdot 10^3$ (m <sup>2</sup> )		2,38	2,38	2,38
Resistencia específica másica, $r \cdot 10^{-14}$ (m/kg)		11,1	16,5	21,6
Logaritmo neperiano del diferencial de presión, LN ( $\Delta P$ )		13,85	14,36	15,05
Logaritmo neperiano de la Resistencia específica másica, LN( $r$ )		34,64	35,04	35,31

Posteriormente, conocidos los valores de resistencia específica a diferentes gradientes de presión se puede calcular el índice de compresibilidad mediante una función de potencia, tal como se explica en detalle en el Apéndice B.1.

En la Figura 57 se muestra el logaritmo neperiano de la resistencia específica másica en función del logaritmo neperiano del diferencial de presión, donde la presión está expresada en Pa; el valor de la pendiente de la recta obtenida es el índice de compresibilidad del revoque de un fluido con 3 lb/bbl de polímero con la formulación 1.

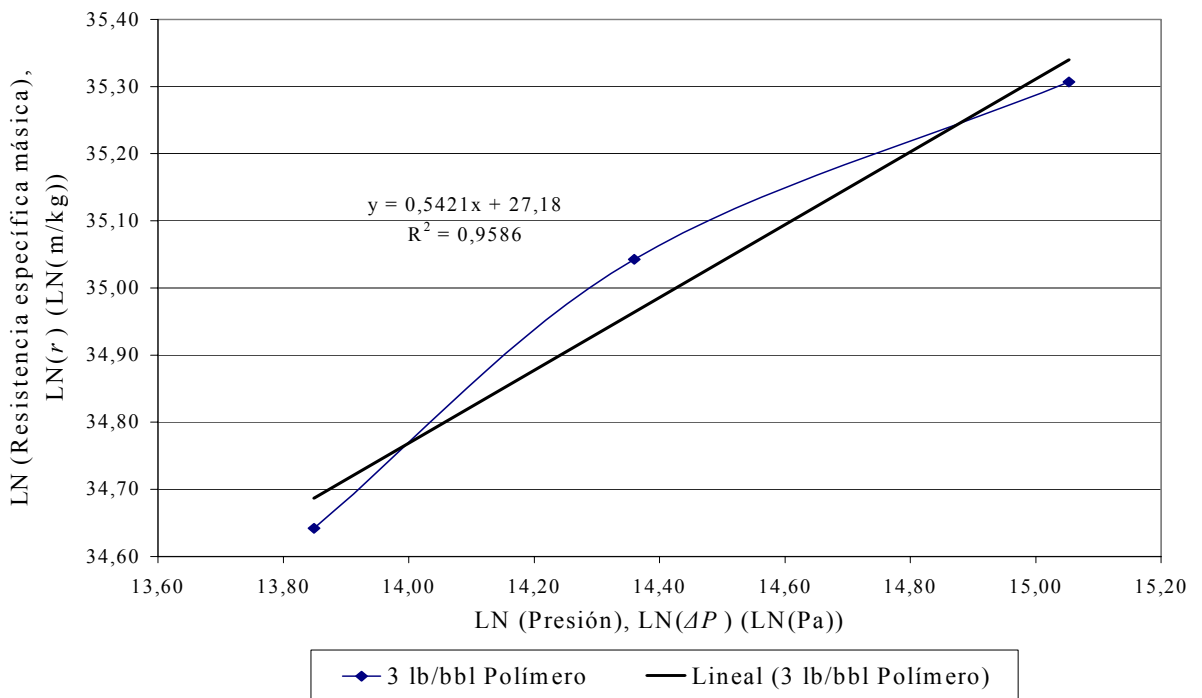


Figura 57. Logaritmo neperiano de la resistencia específica másica en función del logaritmo neperiano de la presión, del fluido de perforación densificado con hematita (formulación 1) con una concentración de 3 lb/bbl de polímero.

Según la clasificación reportada en la bibliografía [25] este revoque es moderadamente compresible, y en la Tabla 37 se reporta su índice de compresibilidad.

Tabla 37. Índice de compresibilidad de los revoques de fluidos de perforación densificados con hematita (formulación 1) con una concentración de 3 lb/bbl de polímero.

Concentración de polímero, (lb/bbl)	Índice de compresibilidad, s (adim.)	Coefficiente de correlación, R <sup>2</sup>	Clasificación del revoque
3	0,5421	0,9586	Moderadamente compresible

Posteriormente, empleando las ecuaciones de los ajustes lineales mostrados en las Figuras 54, 55 y 56 se calcularon los valores de resistencia específica másica indicados en las Tablas 38, 39 y 40 para fluidos de la formulación 2 con 3, 5 y 7 lb/bbl de polímero,

respectivamente, siguiendo el procedimiento de cálculo indicado en el Apéndice B.1.

Tabla 38. Resistencia específica másica a 150, 250 y 500 lpc del fluido de perforación densificado con hematita (formulación 2) con una concentración de 3 lb/bbl de polímero.

Presión	$\Delta P$ (lpc)	150	250	500
	$\Delta P \cdot 10^{-6}$ (Pa)	1,03	1,72	3,45
Pendiente, $a \cdot 10^{-14}$ (s/m <sup>6</sup> )		1,93	1,34	0,807
Intersección, $b \cdot 10^{-8}$ (s/m <sup>3</sup> )		5,23	3,30	2,31
Masa de revoque entre volumen de filtrado, $c$ (kg/m <sup>3</sup> )		3463	2847	2131
Viscosidad del filtrado, $\mu_f \cdot 10^3$ (kg/m*s)		1,10	1,10	1,10
Área de filtración, $A \cdot 10^3$ (m <sup>2</sup> )		2,38	2,38	2,38
Resistencia específica másica, $r \cdot 10^{-14}$ (m/kg)		5,93	8,35	13,4
Logaritmo neperiano del diferencial de presión, LN ( $\Delta P$ )		13,85	14,36	15,05
Logaritmo neperiano de la Resistencia específica másica, LN( $r$ )		34,02	34,36	34,83

Tabla 39. Resistencia específica másica a 150, 250 y 500 lpc del fluido de perforación densificado con hematita (formulación 2) con una concentración de 5 lb/bbl de polímero.

Presión	$\Delta P$ (lpc)	150	250	500
	$\Delta P \cdot 10^{-6}$ (Pa)	1,03	1,72	3,45
Pendiente, $a \cdot 10^{-14}$ (s/m <sup>6</sup> )		3,79	2,62	1,58
Intersección, $b \cdot 10^{-8}$ (s/m <sup>3</sup> )		7,58	5,53	3,12
Masa de revoque entre volumen de filtrado, $c$ (kg/m <sup>3</sup> )		4403	3677	2958
Viscosidad del filtrado, $\mu_f \cdot 10^3$ (kg/m*s)		1,10	1,10	1,10
Área de filtración, $A \cdot 10^3$ (m <sup>2</sup> )		2,38	2,38	2,38
Resistencia específica másica, $r \cdot 10^{-14}$ (m/kg)		9,14	12,6	18,9
Logaritmo neperiano del diferencial de presión, LN ( $\Delta P$ )		13,85	14,36	15,05
Logaritmo neperiano de la Resistencia específica másica, LN( $r$ )		34,45	34,77	35,18

Tabla 40. Resistencia específica másica a 150, 250 y 500 lpc del fluido de perforación densificado con hematita (formulación 2) con una concentración de 7 lb/bbl de polímero.

Presión	$\Delta P$ (lpc)	150	250	500
	$\Delta P \cdot 10^{-6}$ (Pa)	1,03	1,72	3,45
Pendiente, $a \cdot 10^{-14}$ (s/m <sup>6</sup> )		10,4	6,50	3,40
Intersección, $b \cdot 10^{-8}$ (s/m <sup>3</sup> )		12,7	8,39	5,99
Masa de revoque entre volumen de filtrado, $c$ (kg/m <sup>3</sup> )		5594	4521	3901
Viscosidad del filtrado, $\mu_f \cdot 10^3$ (kg/m*s)		1,10	1,10	1,10
Área de filtración, $A \cdot 10^3$ (m <sup>2</sup> )		2,38	2,38	2,38
Resistencia específica másica, $r \cdot 10^{-14}$ (m/kg)		19,7	25,4	30,9
Logaritmo neperiano del diferencial de presión, LN ( $\Delta P$ )		13,85	14,36	15,05
Logaritmo neperiano de la Resistencia específica másica, LN( $r$ )		35,22	35,47	35,67

Es importante mencionar, que los valores de viscosidad del filtrado reportados en las Tablas 36, 38, 39 y 40 corresponden a la viscosidad del aceite mineral medida a 86 °C, pues como se ha venido explicando la cantidad de filtrado obtenido en cada prueba es inferior a la necesaria para determinar la viscosidad.

En la Figura 58 se muestra el logaritmo neperiano de la resistencia específica másica a diferentes presiones para los fluidos de perforación densificados con hematita según la formulación 2.

Siguiendo el esquema de clasificación de revoques basándose en el índice de compresibilidad expuesto en el marco teórico, los revoques formados a partir de fluidos densificados con hematita con tres concentraciones de polímero y siguiendo la formulación 2 son desde compresibles hasta moderadamente compresibles, a medida que aumenta la concentración de polímero en el fluido de perforación. En la Tabla 41 se presentan los índices de compresibilidad para los diferentes revoques en estudio.

Es evidente que el polímero disminuye la compresibilidad del revoque, es decir lo convierte en un material cada vez más resistente a los cambios de presión. Desde el punto de vista de la perforación no es conveniente este tipo de comportamiento ya que se espera que el revoque disminuya progresivamente su permeabilidad por rearrreglo de su estructura.

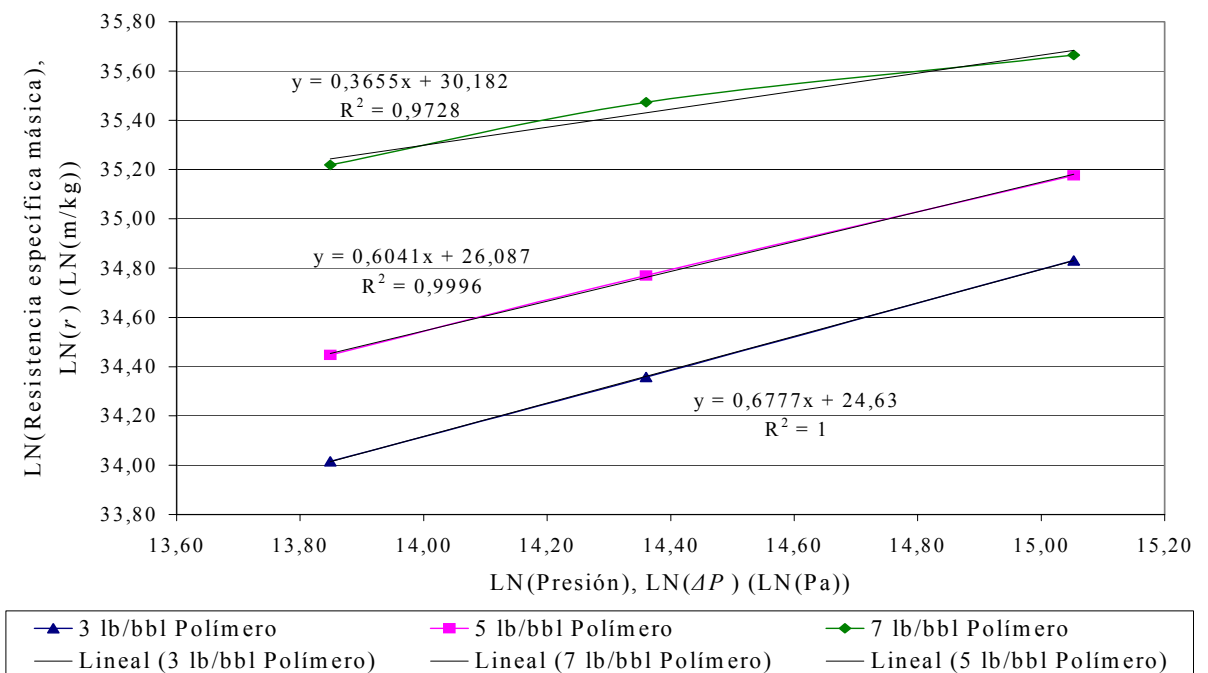


Figura 58. Logaritmo neperiano de la resistencia específica másica en función del logaritmo neperiano de la presión, del fluido de perforación densificado con hematita (formulación 2) con tres concentraciones de polímero.

Tabla 41. Índice de compresibilidad de los revoques de fluidos de perforación densificados con hematita (formulación 2) con tres concentraciones de polímero.

Concentración de polímero, (lb/bbl)	Índice de compresibilidad, s (adim.)	Coefficiente de correlación, R <sup>2</sup>	Clasificación del revoque
3	0,6777	1	Compresible
5	0,6041	0,9996	Compresible
7	0,3655	0,9728	Moderadamente compresible



Por otro lado, comparando los índices de compresibilidad de revoques obtenidos a partir de fluidos con 3 lb/bbl de polímero de las formulaciones 1 y 2 (ver Tablas 37 y 41) se tiene que la primera formulación conduce a revoques menos compresibles que la segunda, lo cual evidencia el grado de influencia que tienen las propiedades reológicas del fluido sobre esta propiedad del revoque.

Con el fin de comparar la compresibilidad de los revoques de fluidos densificados con hematita, con los correspondientes al emplear barita como densificante, en las Tablas 42, 43 y 44 se muestra la resistencia específica másica y la concentración de sólidos de los revoques formados por barita.

Tabla 42. Resistencia específica másica a 150, 250 y 500 lpc del fluido de perforación densificado con barita, con una concentración de 3 lb/bbl de polímero.

Presión	$\Delta P$ (lpc)	150	250	500
	$\Delta P \cdot 10^{-6}$ (Pa)	1,03	1,72	3,45
Masa de revoque entre volumen de filtrado, $c$ (kg/m <sup>3</sup> )		5227	4838	4666
Resistencia específica másica, $r \cdot 10^{-14}$ (m/kg)		1,59	2,64	5,66

Tabla 43. Resistencia específica másica a 150, 250 y 500 lpc del fluido de perforación densificado con barita, con una concentración de 5 lb/bbl de polímero.

Presión	$\Delta P$ (lpc)	150	250	500
	$\Delta P \cdot 10^{-6}$ (Pa)	1,03	1,72	3,45
Masa de revoque entre volumen de filtrado, $c$ (kg/m <sup>3</sup> )		7651	6426	5417
Resistencia específica másica, $r \cdot 10^{-14}$ (m/kg)		2,48	3,52	6,56

Tabla 44. Resistencia específica másica a 150, 250 y 500 lpc del fluido de perforación densificado con barita, con una concentración de 7 lb/bbl de polímero.

Presión	$\Delta P$ (lpc)	150	250	500
	$\Delta P \cdot 10^{-6}$ (Pa)	1,03	1,72	3,45
Masa de revoque entre volumen de filtrado, $c$ (kg/m <sup>3</sup> )		5722	4731	4951
Resistencia específica másica, $r^* \cdot 10^{-14}$ (m/kg)		4,19	6,18	9,10

En la Tabla 45 se presenta el índice de compresibilidad y la clasificación de los revoques formados a partir de fluidos densificados con barita con tres concentraciones de polímero.

Tabla 45. Índice de compresibilidad de los revoques de fluidos de perforación densificados con barita, con tres concentraciones de polímero.

Concentración de polímero, (lb/bbl)	Índice de compresibilidad, $s$ (adim.)	Coefficiente de correlación, $R^2$	Clasificación del revoque
3	0,9959	0,9983	Compresible
5	0,7663	0,9929	Compresible
7	0,6021	0,9942	Compresible

Como se observa en las Tablas 41 y 45, los revoques formados con barita son más compresibles que los revoques formados con hematita, siendo esta una consecuencia producto del empleo de hematita como densificante en los fluidos de perforación BACP.

Las características propias del material como la dureza pueden influir en el grado de compresibilidad de los revoques, pues según la escala de Moh's la barita tiene una dureza entre 3 y 3,5 mientras que la hematita entre 5 y 6 [6, 7]. Es posible que la mayor dureza de la hematita, combinada con la resistencia a los esfuerzos y elasticidad del polímero, se traduzca en mayor compresibilidad de los revoques.

#### 4 EROSIONABILIDAD DE REVOQUES DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN DENSIFICADOS CON HEMATITA Y BARITA

La remoción del revoque por acción mecánica se cuantificó mediante el porcentaje en masa de revoque seco erosionado después de la aplicación de una determinada tasa de corte, la cual representa un caudal de bombeo utilizado en el acondicionamiento del pozo.

Cabe destacar que no en todas las experiencias se logró remover parte del revoque. Para las tasas de corte menores a 900 r.p.m. y para concentraciones de polímero de 5 y 7 lb/bbl, se observó aumento del peso del revoque durante la etapa de remoción mecánica, en comparación con la masa de revoque formado en condiciones estáticas (0 r.p.m.).

En la Tabla 46 se muestran los valores de porcentaje de remoción mecánica para diferentes tasas de corte aplicadas a los revoques de fluidos densificados con hematita según la formulación 2. Los porcentajes de erosión mecánica con el signo negativo indican que hubo incremento de la masa de revoque y los que presentan signo positivo indican disminución de la masa.

Tabla 46. Porcentajes de erosión mecánica a diferentes tasas de corte de los revoques de fluidos de perforación densificados con hematita, con tres concentraciones de polímero, a 185 °F y 250 lpc.

Tasa de corte, (r.p.m.)	Concentración de polímero, (lb/bbl)					
	3		5		7	
	Masa de revoque, (gr)	Erosión Mecánica, (%)	Masa de revoque, (gr)	Erosión Mecánica, (%)	Masa de revoque, (gr)	Erosión Mecánica, (%)
0	7,42	0	6,52	0	5,36	0
300	8,25	-11,19	-	-	-	-
600	7,80	-5,12	-	-	-	-
900	7,46	-0,54	-	-	-	-
1200	7,29	1,75	-	-	-	-
1500	7,13	3,91	6,78	-3,99	6,14	-14,55

Como puede observarse en la Tabla 46, a mayor tasa de corte mayor es el porcentaje de erosión mecánica para el caso de los revoques de fluidos de perforación con 3 lb/bbl de polímero, lo cual es lógico ya que se transmite mayor energía al fluido y este la aplica a la superficie del revoque para erosionarlo. En construcción de pozos se considera como una buena práctica incrementar al máximo posible y permisible la tasa de bombeo, a fin de lograr la mayor remoción de lodo gelificado y de revoque en el anular durante el acondicionamiento del pozo.

Para tasas de corte inferiores a 900 r.p.m. no se logró remover el revoque, sino que por el contrario aumento su peso. Esto se puede atribuir a la formación de lodo gelificado y parcialmente deshidratado sobre el revoque, que no pudo ser removido con la energía suministrada por el agitador a tasas de corte menores que 900 r.p.m.

Por otro lado, para la máxima tasa de corte aplicada (1500 r.p.m.) en la erosión del revoque formado a partir de fluidos con 5 y 7 lb/bbl de polímero, no sólo fue imposible remover el revoque sino que además aumento de peso.

Este incremento en el peso del revoque aún después de aplicar elevadas tasas de corte, se puede atribuir a que los fluidos densificados con hematita que se evaluaron presentaban punto cedente y fuerza de gel notablemente elevados, respecto a los mostrados por los fluidos densificados con barita, y eso favoreció la formación de lodo gelificado. Así, al aumentar la concentración de polímero aumentan las propiedades reológicas (ver sección de propiedades reológicas) y en consecuencia se forman estructuras de gel más fuertes que no se pueden romper con la energía de remoción aplicada.

En la Tabla 47 se presentan los porcentajes de erosión mecánica de los revoques de fluidos densificados con barita <sup>[13]</sup>. Es evidente que los revoques de fluidos densificados con barita son más fáciles de remover por acción mecánica que los revoques de fluidos densificados con hematita, en iguales condiciones de operación. De esto se deduce

que al emplear fluidos densificados con hematita y no con barita deben aplicarse mayores tasas de bombeo (si el equipo disponible y la formación lo permiten), o bien aumentar el tiempo de contacto entre el fluido de desplazamiento y el anular durante el acondicionamiento del hoyo para garantizar la calidad de los trabajos de cementación.

Tabla 47. Porcentajes de erosión mecánica a diferentes tasas de corte de los revoques de fluidos de perforación densificados con barita, con tres concentraciones de polímero, a 185 °F y 250 lpc <sup>[13]</sup>.

Tasa de corte, (r.p.m.)	Concentración de polímero, (lb/bbl)					
	3		5		7	
	Masa de revoque, (gr)	Erosión Mecánica, (%)	Masa de revoque, (gr)	Erosión Mecánica, (%)	Masa de revoque, (gr)	Erosión Mecánica, (%)
0	10,05	0	8,65	0	5,75	0
300	9,32	7,30	8,15	5,71	5,64	1,91
600	8,82	12,27	7,83	9,41	5,45	5,22
900	8,00	20,40	7,15	17,27	5,05	12,17
1200	7,64	23,98	6,67	22,82	4,59	20,17
1500	7,17	28,69	6,26	27,60	4,22	26,66

Esta resistencia a la erosión que muestran los revoques de hematita está relacionada con su compresibilidad. En trabajos previos realizados por Rodríguez <sup>[34]</sup> y Chacón <sup>[13]</sup> se ha encontrado que cuanto menos compresible es el revoque menor es su remoción por acción mecánica. En la Figura 59 se presenta una relación entre el índice de compresibilidad y el porcentaje de erosión mecánica de los revoques de fluidos de perforación base agua (fluidos PHPA y Lignosulfonato) <sup>[34]</sup> y fluidos BACP densificados con barita <sup>[13]</sup> y con hematita.

Luego por analogía con la tendencia observada en los revoques de otros tipos de fluidos de perforación, y debido a que los revoques formados por hematita son menos compresibles que los formados por barita es predecible su mayor resistencia a la erosión mecánica.

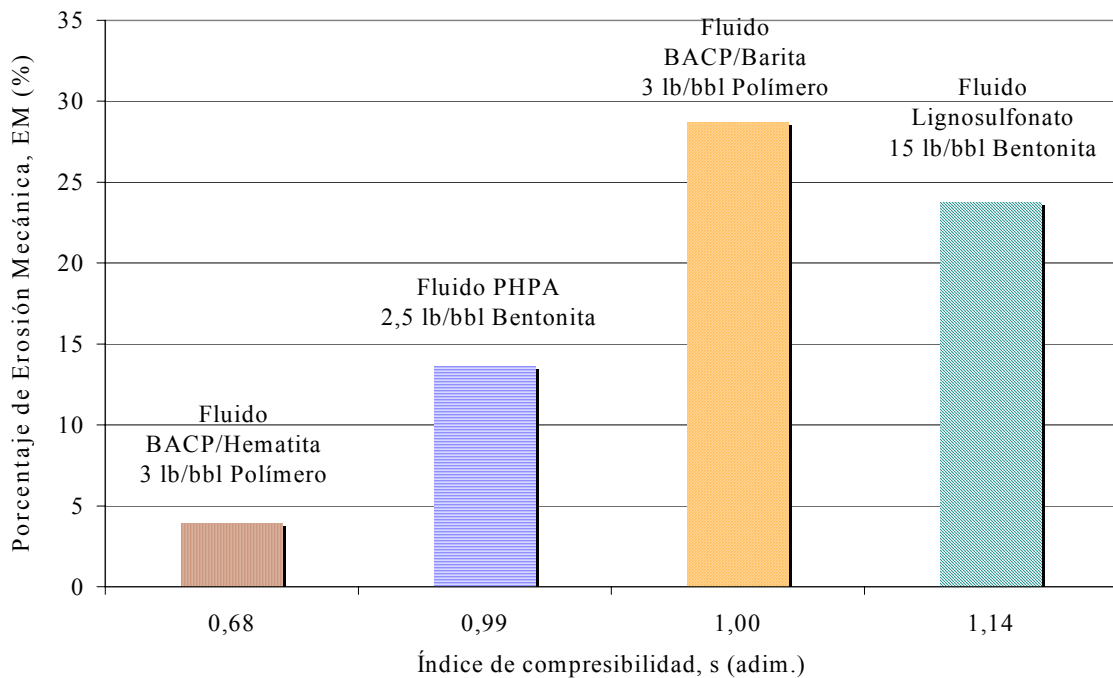


Figura 59. Relación entre el índice de compresibilidad y la erosión mecánica a 1500 r.p.m. de revoques de tres sistemas de fluidos de perforación con la menor concentración de controlador de filtrado.

Por otro lado, se presume que otro factor responsable de la poca erosión mecánica de los revoques con hematita respecto a la obtenida en los revoques con barita es el tamaño de partículas. En ese sentido, las partículas de hematita al tener menor tamaño que las de barita (ver Distribución de tamaño de partículas en Apéndice D) permiten formar un revoque más compacto y delgado, lo cual se evidencia por el menor peso de los revoques de hematita frente a los de barita (ver Tablas 46 y 47). En el caso de los revoques con barita estos son 26,17 % más pesados y por ende exponen mayor espesor al esfuerzo aplicado en la remoción, que el correspondiente obtenido con hematita en iguales condiciones de filtración estática (en este caso, a 185 °F, 250 lpc y con 3 lb/bbl de polímero). Luego el hecho de que los revoques formados con barita sean más gruesos los hace más vulnerables a la erosión mecánica. Además, mientras más pequeña es la partícula mayor superficie de contacto está disponible para las interacciones intermoleculares; luego en el caso de la hematita las partículas están

muy unidas entre sí respecto al caso con barita y es necesario aplicar mayor energía de remoción.

Se ha planteado que el polímero es adsorbido en mayor proporción sobre las partículas de barita que sobre las de hematita; si esto es cierto la cantidad de polímero no adsorbido que rodea a cada partícula será menor en el caso de la barita. Por lo tanto, en los revoques de barita al tener menor cantidad de polímero que aglutine a las partículas son más susceptibles de ser removidos por erosión mecánica, mientras que en los revoques de hematita al haber menor adsorción de polímero existe mayor cantidad del mismo aglutinando a las partículas. Para verificar esta hipótesis se realizó un Análisis Termogravimétrico (TGA) a las partículas de ambos densificantes, previo contacto con el polímero disuelto en n-pentano durante 24 hr para que ocurriera la adsorción del mismo sobre la barita y la hematita. Del mismo modo, se realizó el TGA a la hematita (ver Apéndice E.3), la barita (ver Apéndice E.4) y al polímero (ver Apéndice E.5) cada uno por separado a fin de identificar cada compuesto en el TGA de barita-polímero y de hematita-polímero.

Los resultados del TGA indican que para un rango de temperatura entre 25 °C y 455 °C, en el cual ocurre la descomposición del polímero, la barita perdió un 8,76% de su peso inicial (ver Apéndice E.2) mientras que la hematita perdió un 6,76% de su peso (ver Apéndice E.1). Para un barrido de temperatura desde 25 °C hasta 1000 °C, el porcentaje en peso de la masa total perdida por la barita fue de 16,41% (ver Apéndice E.2), del cual un 0,95% corresponde a un componente no identificado presente en la barita pura (ver Apéndice E.4) y el restante 15,46% corresponde al polímero adsorbido por las partículas. Mientras que la hematita perdió un total de 11,1% entre 25 °C y 1000 °C (ver Apéndice E.1), del cual un 0,60% corresponde a un componente no identificado presente en la hematita pura (ver Apéndice E.3) y el restante 10,5% corresponde al polímero adsorbido por las partículas. Esto quiere decir que efectivamente la hematita adsorbe menos polímero que la barita, aproximadamente un 5% peso menos que la barita; por lo tanto, la

hematita permite un mayor grado de aglutinamiento en los revoques que la contienen, ocasionando que los mismos sean más resistentes a la erosión mecánica.

En la sección de filtración estática se explicó que el empleo de mayores concentraciones de polímero ofrecía ventajas como reducción de la pérdida de filtrado y formación de revoques delgados y poco permeables. Sin embargo, desde el punto de vista de la erosión mecánica, el empleo de altas concentraciones de polímero en la formulación del fluido no es conveniente ya que aumenta la resistencia del revoque y esto empeora su remoción mecánica, cualquiera que sea el densificante empleado.

## **5 REMOCIÓN QUÍMICA DE REVOQUES DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN DENSIFICADOS CON HEMATITA Y BARITA**

La remoción química de los revoques de fluidos BACP densificados con hematita se realizó en dos etapas. En la primera se evaluaron tres formulaciones de lavadores químicos, iguales a los empleados por Chacón [13], a fin de comparar con la remoción de los revoques de fluidos BACP densificados con barita. En la segunda etapa se evaluaron otros lavadores con el objeto de mejorar la remoción química de los revoques de fluidos densificados con hematita, pues en la primera etapa resultó ser inferior a la de los revoques de fluidos densificados con barita.

Al mismo tiempo, se realizaron modificaciones al procedimiento experimental utilizado por Chacón en la evaluación de los lavadores sobre revoques de fluidos densificados con barita, para poder cuantificar de manera más exacta el porcentaje de remoción de cada lavador. Por esa razón, se muestran los porcentajes de remoción química siguiendo dos procedimientos experimentales.

Adicionalmente, se realizaron pruebas de Microscopia Electrónica de Barrido (MEB), en el modo de Electrones Retrodispersados (Back



Scatering), para observar la estructura del revoque antes y después de aplicar el lavador, y análisis químico por Espectroscopia por Energía Dispersiva (EDS) para identificar los componentes presentes.

En la Tabla 48 se muestran los porcentajes de remoción química obtenidos al aplicar los lavadores 1, 2 y 3 (ver formulación en la metodología experimental) sobre los revoques formados a partir de fluidos de perforación densificados con hematita con tres concentraciones de polímero.

Tabla 48. Porcentajes de remoción química al aplicar, según procedimiento experimental 1, diferentes lavadores con una tasa de corte de 600 r.p.m. sobre los revoques de fluidos de perforación BACP densificados con hematita, con tres concentraciones de polímero, a 185 °F y 250 lpc.

Lavador	Concentración de polímero, (lb/bbl)					
	3		5		7	
	Masa de revoque, (gr)	Remoción Química, (%)	Masa de revoque, (gr)	Remoción Química, (%)	Masa de revoque, (gr)	Remoción Química, (%)
Ninguno	7,30	-	6,39	-	5,80	-
1	7,95	-8,90	5,89	7,82	4,90	15,52
2	8,21	-12,47	6,20	2,97	5,60	3,45
3	8,11	-11,10	6,00	6,10	5,37	7,41

Los valores negativos mostrados en la Tabla 48 indican que hubo aumento de la masa de revoque durante la remoción química del mismo. Este incremento de peso es producto de la sedimentación del lodo gelificado adherido a las paredes de la celda, y que quedó como residuo después de drenar el fluido de perforación remanente una vez culminada la etapa de filtración dinámica. Como la celda no se limpia antes de introducir el lavador, éste remueve los mencionados residuos que luego se depositan sobre la superficie del revoque ya formado. Posiblemente, los factores que influyen en este hecho son la falta de suspensión de sólidos en los lavadores, la alta densidad de las

partículas de hematita y la formación del revoque en posición horizontal. En el caso de los revoques de fluidos densificados con barita no se presentó este tipo de problemas asociado con el aumento de peso del revoque después de la remoción química.

A pesar de observarse incremento en el peso del revoque existen diferencias entre el porcentaje de remoción química de un lavador y otro, lo cual indica que sí hubo remoción del revoque por acción química. En vista de ello, para cuantificar el verdadero porcentaje de remoción química logrado con cada lavador, se realizó un cambio en el procedimiento experimental, que consistió en eliminar los residuos de fluido de perforación de la celda antes de introducir el lavador al sistema. Con esta modificación se minimizó el factor de sedimentación que conducía al incremento del peso de los revoques. En efecto, en la Tabla 49 se muestran valores de porcentaje de remoción química que representan más exactamente la eficiencia de cada lavador.

Tabla 49. Porcentajes de remoción química al aplicar, según procedimiento experimental 2, diferentes lavadores con una tasa de corte de 600 r.p.m. sobre los revoques de fluidos de perforación BACP densificados con hematita, con tres concentraciones de polímero, a 185 °F y 250 lpc.

Lavador	Concentración de polímero, (lb/bbl)					
	3		5		7	
	Masa de revoque, (gr)	Remoción Química, (%)	Masa de revoque, (gr)	Remoción Química, (%)	Masa de revoque, (gr)	Remoción Química, (%)
Ninguno	7,30	-	6,39	-	5,80	-
1	7,03	3,70	5,58	12,68	4,33	25,34
2	7,29	0,14	5,89	7,82	5,03	13,28
3	7,19	1,51	5,69	10,95	4,8	17,24

En las Figuras 60 y 61 se muestra el flujo másico de filtrado durante la filtración dinámica a 300 r.p.m. del fluido de perforación BACP densificado con hematita con 3 y 7 lb/bbl de polímero,

respectivamente, y la remoción del revoque mediante la acción química de los lavadores 1, 2 y 3, a 600 r.p.m.

En la Figura 62 se muestran MEB a 50X de aumento, de los revoques de fluidos densificados con hematita con 3 y 7 lb/bbl de polímero, antes y después de ser atacados por los lavadores 1, 2 y 3; y en la Figura 63 se presenta el EDS correspondiente a la hematita.

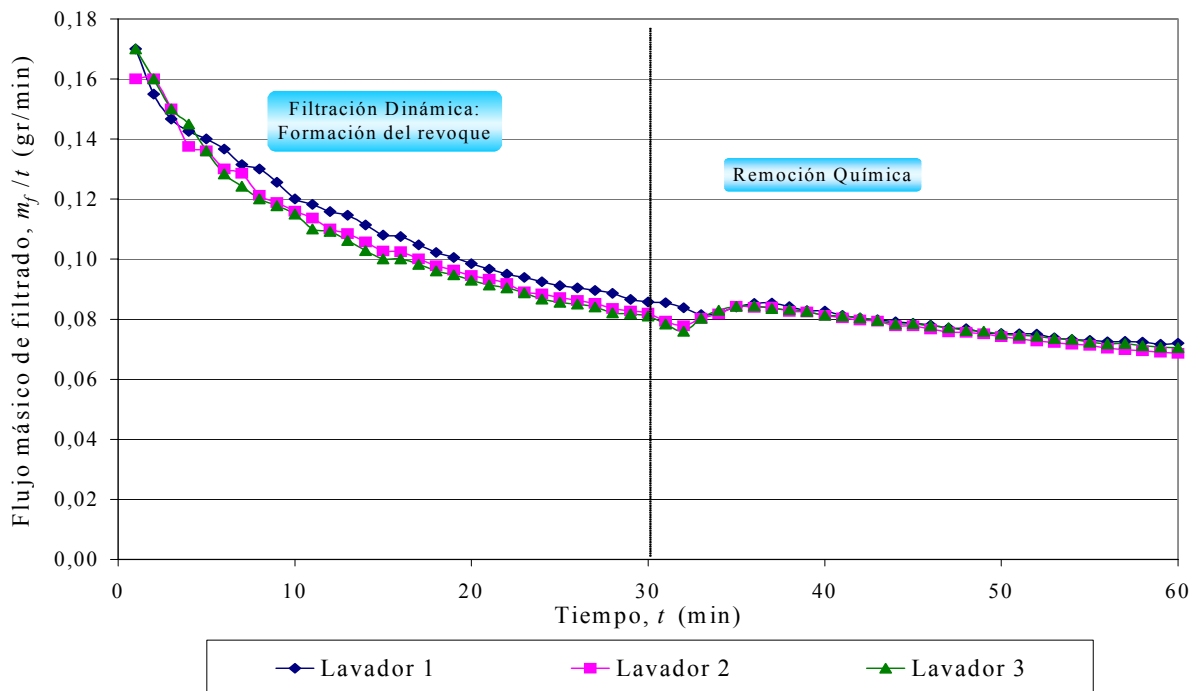


Figura 60. Flujo másico de filtrado antes y durante la remoción química con los lavadores 1, 2 y 3 sobre el revoque del fluido densificado con hematita con 3 lb/bbl de polímero, a 185 °F y 250 lpc.

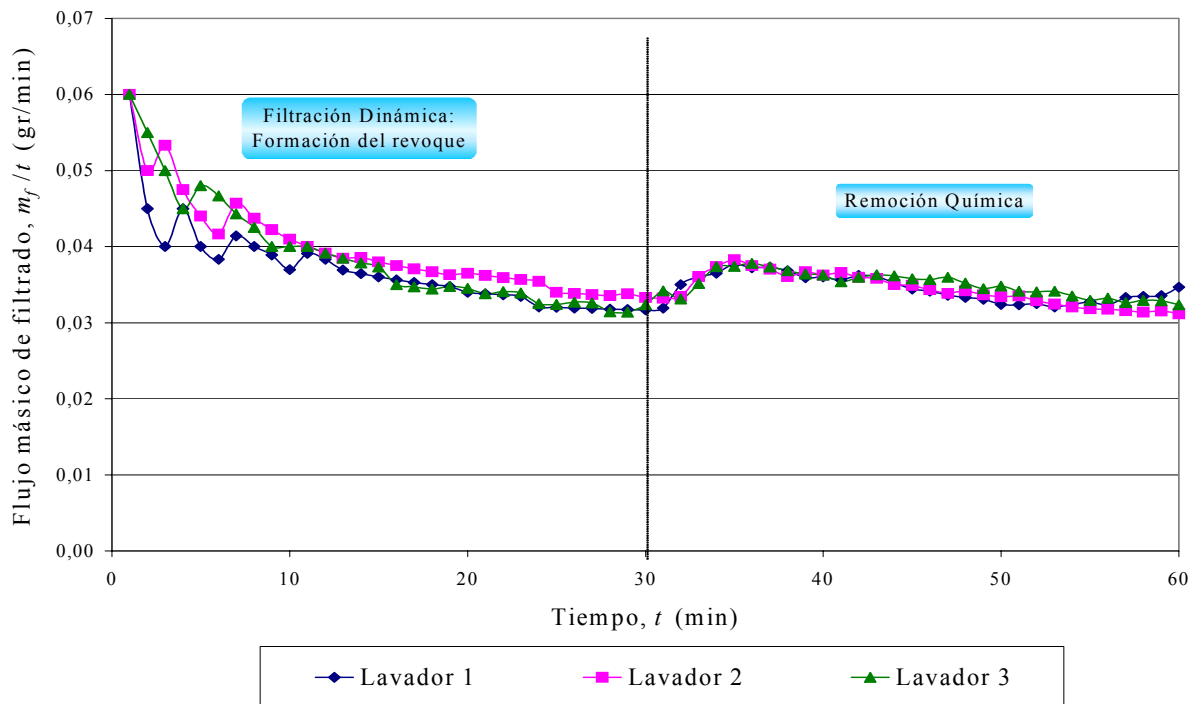


Figura 61. Flujo másico de filtrado antes y durante la remoción química con los lavadores 1, 2 y 3 sobre el revoque del fluido densificado con hematita con 7 lb/bbl de polímero, a 185 °F y 250 lpc.

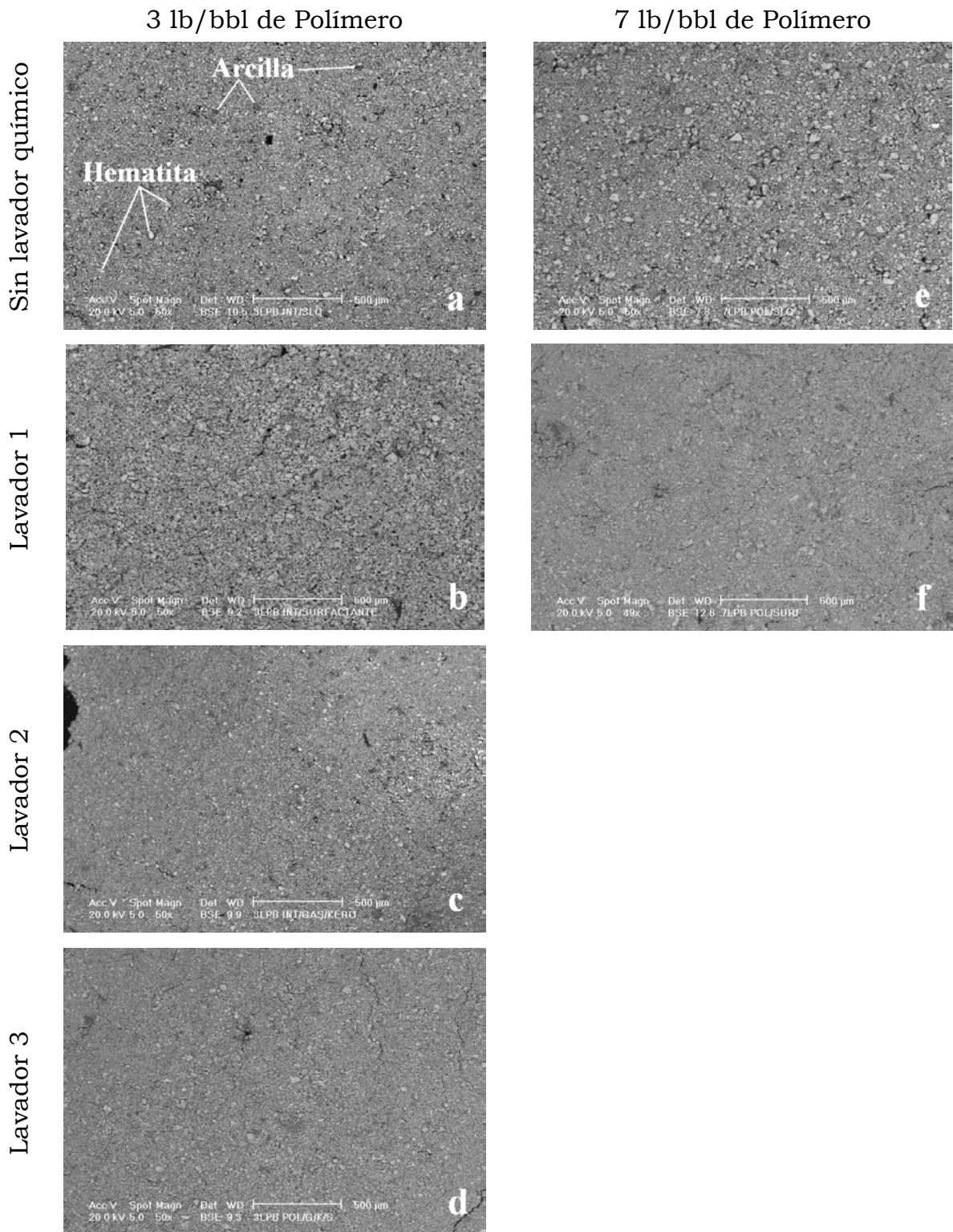


Figura 62. MEB a 50X de aumento de los revoques de fluidos densificados con hematita con 3 y 7 lb/bbl de polímero antes y después de ser atacados por los lavadores 1, 2 y 3.

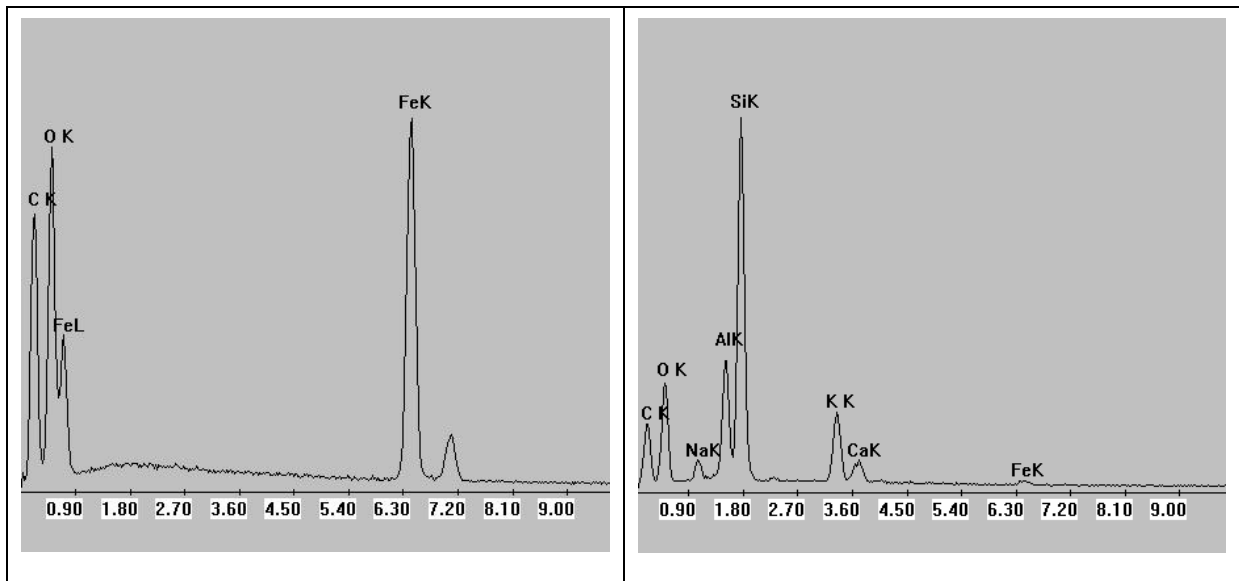


Figura 63. EDS que evidencia la hematita (izquierda) y la arcilla organofílica (derecha) presente en los revoques de fluidos densificados con hematita con 3 y 7 lb/bbl de polímero, antes y después de ser atacados por los lavadores 1, 2 y 3.

Observando la variación de los porcentajes de remoción química respecto a la concentración de polímero presente en el fluido de perforación, se tiene que la remoción química mejora a mayor concentración de polímero; esto pareciera indicar que cada lavador ataca principalmente al polímero más que cualquier otro componente presente en el revoque. Aunque esta tendencia coincide con la mostrada para revoques de fluidos densificados con barita (ver Tabla 52), esto se puede atribuir a que la presencia de mayor concentración de polímero conduce a la formación de lodo gelificado sobre el revoque durante la filtración dinámica a 300 r.p.m., el cual se presume es fácilmente removible con la turbulencia generada por el lavador aplicado a una tasa de corte de 600 r.p.m. Luego la masa removida por el lavador puede incluir lodo gelificado y parte del revoque.

Esto se evidencia al comparar las Figuras 62.b y 62.f; en ellas puede observarse que a pesar de que el revoque de la Figura 62.f presentó mayor porcentaje de remoción respecto al de la Figura 62.b no se aprecian diferencias significativas en el aspecto físico y estructura de

los mismos, especialmente en la porosidad. Por otro lado, si hubo desgaste o ataque al revoque, la disminución de su espesor debería reflejar un incremento en el flujo másico de filtrado durante el ataque químico del lavador, lo cual no se observó (ver Figuras 60 y 61). De esto se puede inferir que el lavador se consumió removiendo el lodo gelificado o bien la parte más superficial del revoque y no dicha estructura propiamente.

En las pruebas de MEB realizadas a los revoques después de aplicar el lavador no se aprecia diferencia en la composición respecto al revoque antes de aplicar el lavador. En ambos casos sólo se identificó la hematita; la ausencia del polímero antes y después de aplicar el lavador posiblemente se debe a que el mismo fue diluido por el pentano en el proceso de secado del revoque. Para verificar esto se recomienda en estudios posteriores, realizar MEB a los revoques antes y después de ser lavados con pentano.

Según el porcentaje de remoción química logrado por cada lavador sobre un mismo revoque, el lavador 1 es el más eficiente ya que para los revoques de fluidos con las tres concentraciones de polímero permite mayor remoción del revoque que los lavadores 2 y 3. En orden descendente de eficiencia le siguen el lavador 3 y por último el lavador 2.

En el caso del lavador 1, su efectividad se debe a que contiene agentes tensoactivos (surfactantes) que disuelven el aceite y parte del polímero presentes en el revoque formando una solución micelar acuosa la cual se pudo visualizar por la turbidez del filtrado obtenido durante la remoción química con dicho lavador. Luego, al remover el polímero las partículas de hematita son más fáciles de remover por acción mecánica, ya que se ha eliminado parte del soporte que ofrecía el polímero al actuar como aglutinante.

La remoción del aceite en el revoque lograda con el lavador 1 es importante ya que al momento de cementar se puede tener buena adherencia entre el revoque y la lechada de cemento, lo cual no ocurre

si el revoque está mojado por aceite debido a la inmiscibilidad entre éste y el agua de la lechada de cemento. Es decir, que la mezcla de surfactantes permite al revoque ser mojable al agua.

En el caso de los lavadores 2 y 3 el porcentaje de remoción química logrado por cada uno se puede atribuir a la acción mecánica generada por la turbulencia del lavador al cual se le aplica una tasa de corte de 600 r.p.m. Se presume que estos lavadores por ser formulados en base aceite sólo desplazan el aceite mineral presente en el revoque, y lo dejan mojado con los hidrocarburos que conforman al lavador (kerosén, gasoil, xileno, aceite mineral).

La deficiencia de estos lavadores se puede atribuir a que no logran diluir al aceite y el polímero para posteriormente sacarlos del sistema; esto se debe a que no contienen moléculas estructuralmente semejantes de modo tal que las interacciones puedan darse entre moléculas del soluto (aceite y polímero) y el disolvente (lavador).

Debe recordarse el principio “lo semejante disuelve lo semejante”, basado en que las interacciones tienden a ser mayores entre moléculas similares que entre pares estructurales distintos <sup>[40]</sup>. Así, como el aceite no contiene aromáticos (ver Tabla 12) se disuelve muy poco en el lavador 2, donde el gasoil contiene 20-50% de aromáticos (ver Tabla 17), y en el lavador 3 que contiene gasoil y xileno (ver Tabla 6).

En consecuencia, los lavadores 2 y 3 al no poder diluir la parte orgánica que conforma al revoque, lo dejan mojado con sustancias orgánicas que no son miscibles con el agua de la lechada de cemento, y esto puede ocasionar mala adherencia del cemento.

En la Figura 60 puede observarse que durante la acción del lavador 1 no hubo aumento del flujo másico de filtrado respecto al mostrado en los últimos minutos de la filtración dinámica, a pesar de que si logró disminuir la masa del revoque. Esto indica que no cambió la porosidad del revoque tal como se aprecia en la Figura 62.b, donde



sólo aparecen unas pequeñas grietas en comparación con la Figura 62.a, producto de la acción química del lavador 1.

Comparando las Figuras 62.c y 62.d correspondientes a los revoques después de ser atacados por los lavadores 2 y 3, respectivamente, con la Figura 62.a del revoque sin lavador, no se aprecia diferencia significativa entre tales estructuras, lo cual evidencia la deficiencia de dichos lavadores para remover el revoque.

Tal como se verá más adelante, la remoción química lograda con los lavadores 1, 2 y 3 en revoques de fluidos densificados con hematita es inferior a la lograda con los mismos lavadores aplicados en iguales condiciones sobre revoques de fluidos densificados con barita. Con el fin de aminorar esa desventaja que tienen los revoques formados por hematita frente a aquellos formados por barita, se evaluaron otros lavadores que en efecto son más eficientes que los tres primeros.

Uno de esos lavadores consiste en una solución de HCl al 8% (lavador 4), pues el óxido de hierro es soluble en dicho ácido <sup>[6]</sup>, y por lo tanto, se espera una remoción más eficientemente en los revoques que contienen hematita. Para evaluar el lavador 4 se aplica un tren de lavadores al sistema, que consiste en aplicar primero el lavador 1 para que remueva la parte orgánica del revoque (aceite y polímero) y posteriormente se aplica el lavador 4 para que disuelva el óxido de hierro del densificante. El primer lavador prepara al revoque para ser atacado por el segundo, cambiando su mojabilidad del aceite al agua.

Es importante mencionar que la concentración de HCl se escogió tomando como referencia los lavadores utilizados por Rodríguez <sup>[34]</sup>, donde se evaluaron soluciones al 2 y 5% de HCl. Debido a que los revoques formados por hematita son más difíciles de remover que los formados por barita, se decidió emplear una concentración más severa.

Del mismo modo, se formuló el lavador 5 agregando NaCl a la formulación del lavador 1 para aumentar su densidad, con lo cual se

puede usar como espaciador, además de lavador. Finalmente, se preparó otro lavador (lavador 6) similar al anterior, pero empleando el doble de la concentración de surfactantes utilizada en el lavador 1.

En la Tabla 50 se muestra el porcentaje de remoción química logrado con los lavadores 4, 5 y 6 sobre revoques de fluidos densificados con hematita, con tres concentraciones de polímero.

Tabla 50. Porcentajes de remoción química al aplicar los lavadores 4, 5 y 6 con una tasa de corte de 600 r.p.m. sobre los revoques de fluidos de perforación BACP densificados con hematita, con tres concentraciones de polímero, a 185 °F y 250 lpc.

Lavador	Concentración de polímero, (lb/bbl)					
	3		5		7	
	Masa de revoque, (gr)	Remoción Química, (%)	Masa de revoque, (gr)	Remoción Química, (%)	Masa de revoque, (gr)	Remoción Química, (%)
Ninguno	7,30	-	6,39	-	5,80	-
4	6,70	8,22	5,43	15,02	4,26	26,55
5	6,97	4,52	-	-	-	-
6	7,64	-4,66	6,48	-1,41	5,40	6,90

En la Figura 64 se muestra el flujo másico de filtrado durante la filtración dinámica a 300 r.p.m. del fluido de perforación BACP densificado con hematita con 3 lb/bbl de polímero, respectivamente, y luego la remoción del revoque formado mediante la acción química de los lavadores 4, 5 y 6, a 600 r.p.m.

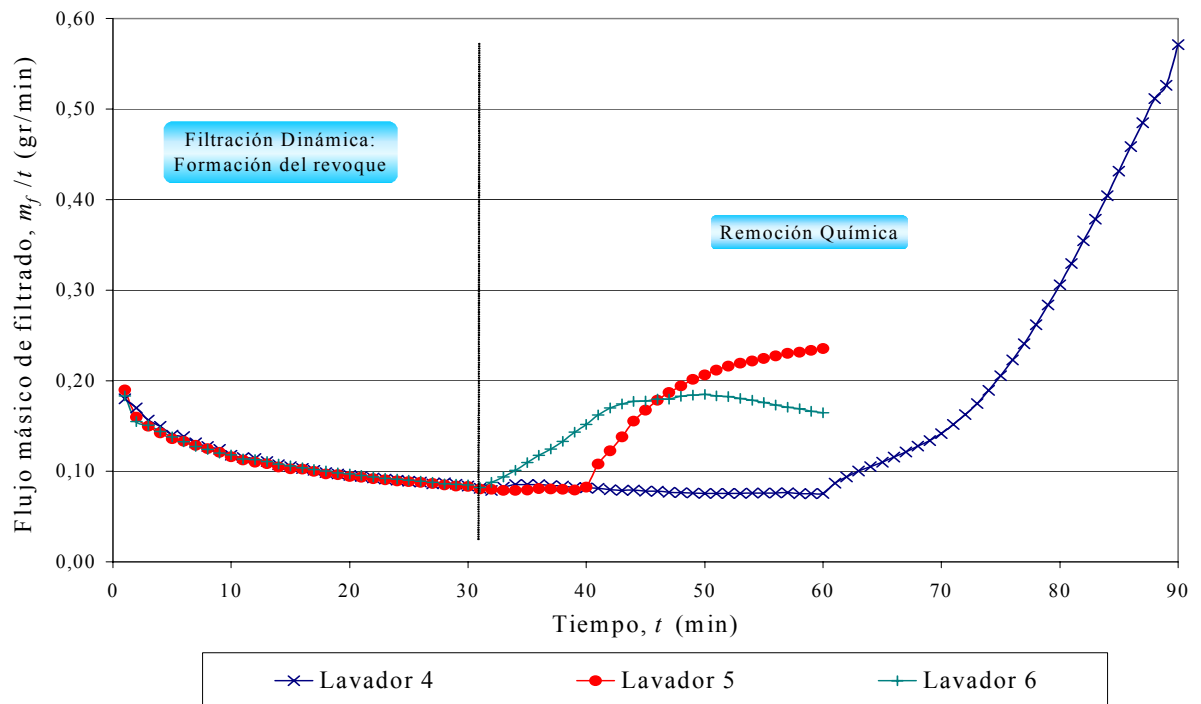


Figura 64. Flujo másico de filtrado antes y durante la remoción química con los lavadores 4, 5 y 6 sobre el revoque del fluido densificado con hematita con 3 lb/bbl de polímero, a 185 °F y 250 lpc.

En la Figura 65 se muestran MEB a 50X de aumento, de los revoques de fluidos densificados con hematita con 3 lb/bbl de polímero, antes y después de ser atacados por los lavadores 4, 5 y 6.

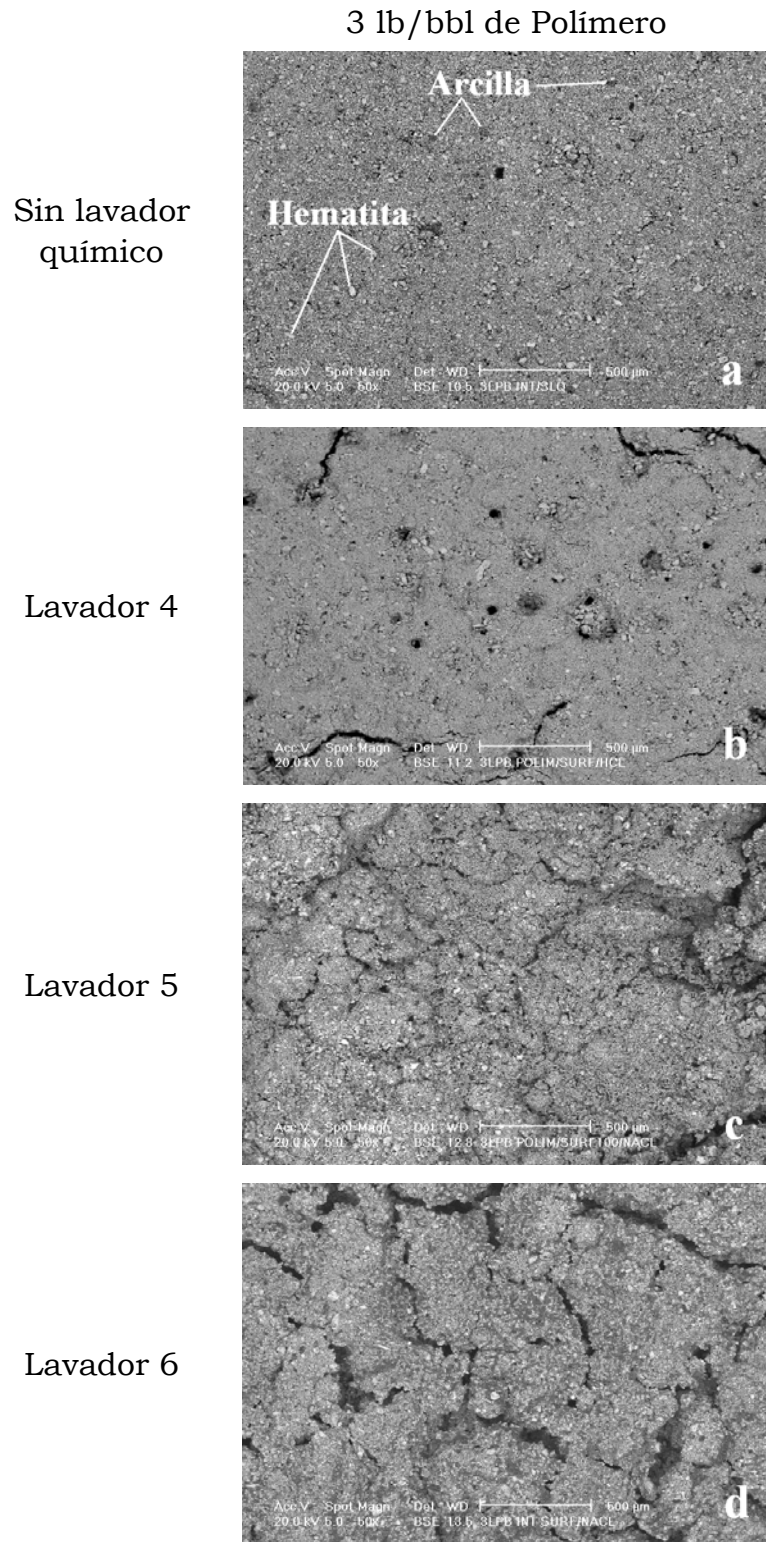


Figura 65. MEB a 50X de aumento de los revoques de fluidos densificados con hematita con 3 lb/bbl de polímero antes y después de ser atacados por los lavadores 4, 5 y 6.

En la Tabla 50 se evidencia de nuevo que a medida que aumenta la concentración del polímero en el fluido de perforación aumenta el porcentaje de masa de revoque removido por cada lavador, tal como se observó para los lavadores 1, 2 y 3.

De acuerdo con la Tabla 50 el lavador que permite una mayor remoción del revoque es el lavador 4 que consta de la solución de HCl, seguido en eficiencia por el lavador 5 y por último el lavador 6, los cuales difieren en la concentración de surfactante utilizado.

La eficiencia mostrada por el lavador 4 se atribuye a la solubilidad del óxido de hierro en el ácido clorhídrico, en la cual está incluida una reacción química entre ambos compuestos dando como resultado cloruro de hierro. En las Figuras 66 y 67 se muestra la MEB y el EDS de un revoque donde se evidencia el cloruro de hierro.

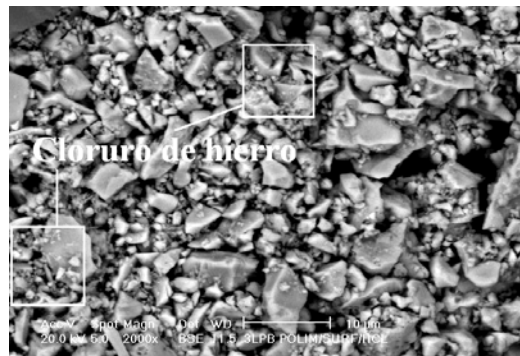


Figura 66. MEB a 2000X del revoque del fluido de perforación densificado con hematita con 3 lb/bbl de polímero después de aplicar el lavador 4.

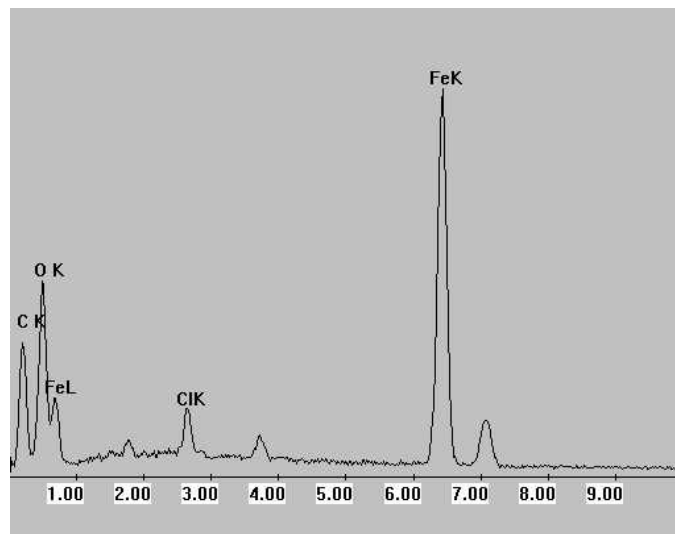


Figura 67. EDS que evidencia el cloruro de hierro en el revoque del fluido de perforación densificado con hematita con 3 lb/bbl de polímero después de aplicar el lavador 4.

La aplicación de este tren de lavadores permite remover el aceite y el polímero mediante el lavador 1, y posteriormente, el óxido de hierro, mediante el lavador 4. Con estos lavadores se logra reducción de la masa del revoque, cambios en la porosidad y mojabilidad del revoque, de modo que sea apropiado para la lechada de cemento. Sin embargo, es cuestionable el efecto corrosivo que puede tener el ácido sobre el equipo de perforación; para reducir ese efecto se debe realizar un barrido de concentraciones de la solución ácida a fin de determinar la mínima necesaria para remover el revoque en caso de aplicar esta formulación en campo.

En el caso del lavador 5, el cloruro de sodio añadido mejora la eficiencia de la mezcla de surfactantes como lavador, pues la remoción lograda es mayor que la correspondiente con el lavador 1. Específicamente, el NaCl disminuye la Concentración Micelar Crítica del surfactante, a partir de la cual se comienzan a formar las micelas. Por ello para una misma concentración de surfactante, se tiene mayor remoción y disolución del aceite, cuando se agrega NaCl a la mezcla.

Los valores negativos de porcentaje de remoción química mostrados en la Tabla 50 indican que hubo aumento de la masa de revoque después de aplicar el lavador. Esto se debe a que el lavador 6 además de tener el doble de concentración de surfactantes estaba saturado de NaCl, y la evaporación del líquido condujo a la formación de cristales de NaCl sobre el revoque. Dichos cristales superaban en masa a la porción de revoque removida; luego el efecto neto entre remoción del revoque y recristalización del NaCl es aumento de peso. En la Figura 68 se muestra la MEB de una sección del revoque que presenta cristales de NaCl después de aplicar el lavador 6, y en la Figura 69 se muestra el EDS de dichos cristales.

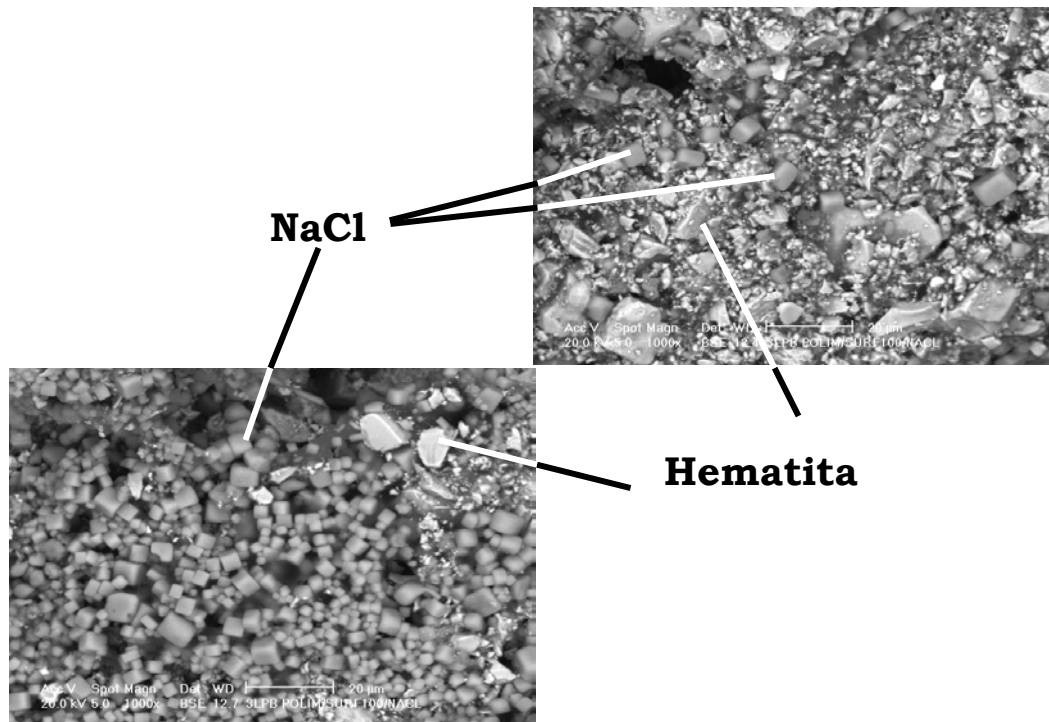


Figura 68. MEB a 1000X de aumento de los revoques de fluidos densificados con hematita con 3 lb/bbl de polímero después de ser atacado por el lavador 6.

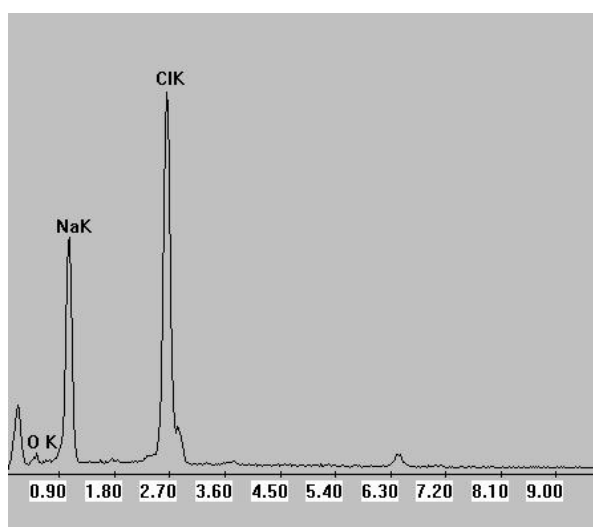


Figura 69. EDS que evidencia el NaCl en los revoques de fluidos densificados con hematita con 3 lb/bbl de polímero después de ser atacado por el lavador 6.

En la Figura 64 el incremento del flujo másico de filtrado evidencia el nivel de eficiencia logrado por cada lavador en la remoción del revoque, siendo el mejor el lavador 4, seguido por el lavador 5 y por último el lavador 6, tal como se observó en función de los porcentajes de remoción química. También permite afirmar que son mejores que los lavadores 1, 2 y 3.

Este incremento en el flujo másico de filtrado se debe a cambios en la porosidad del revoque producto de la acción del lavador, tal como se aprecia en las MEB de la Figura 65.

En la Figura 65.b se observa la formación de huecos en el revoque debido a la disolución del óxido de hierro y su transformación en cloruro de hierro, a través de los cuales pasa gran cantidad de filtrado. Se puede decir que las partículas más atacadas por el ácido fueron de menor tamaño debido a que presentaban mayor área de contacto para reacción; es posible que las zonas atacadas correspondían a agrupaciones de pequeñas partículas que dieron paso a la formación de poros.



En la Figura 65.c se aprecia la superficie del revoque después de ser atacado por el lavador 5, la cual en comparación con la Figura 65.a del revoque sin lavador presenta mayor porosidad. Comparando la Figura 65.c con la Figura 62.b se evidencia que el NaCl mejora significativamente la eficiencia de los surfactantes para disolver el aceite y el polímero en el agua, y con ello, extraerlos de la estructura del revoque. El mecanismo mediante el cual el NaCl conduce a una mayor porosidad del revoque no se conoce exactamente. Sin embargo, se presume que el exceso de iones sodio en la solución impulsa el desplazamiento de las aminas cuaternarias por sodio en las láminas de arcilla organofílica, para después producir hidratación de las mismas por adsorción de las moléculas de agua. Esta hidratación origina hinchamiento de las partículas de arcilla aumentando su volumen, y esto a su vez, permite el paso libre de filtrado a través del revoque.

Se ha dicho que al aumentar la concentración de polímero en el lodo, el porcentaje de masa removida para un mismo lavador aumenta, sin embargo, no incrementa el flujo másico, es decir no aumenta la porosidad después de la acción química, tal como se aprecia en las Figuras 70 y 71 para fluidos con 7 lb/bbl cuyos revoques han sido atacados por el lavador 4. En este caso, se evidencia que a mayor concentración de polímero se forman geles más fuertes durante la filtración dinámica, los cuales quedan depositados sobre el revoque, y es este material el que primero es atacado por el lavador. Una vez que logra remover el lodo gelificado, el lavador comienza a disolver al revoque, pero no lo hace con la misma eficiencia y por ello no se observan cambios en la porosidad ni el flujo másico de filtrado.

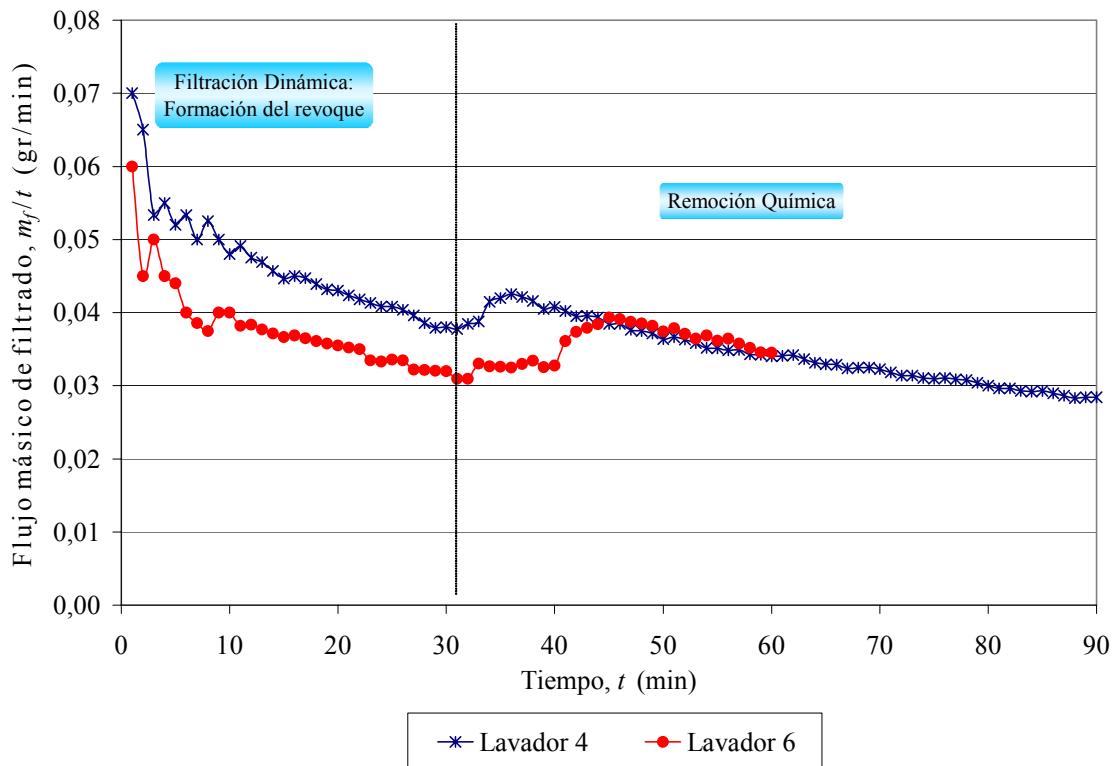


Figura 70. Flujo másico de filtrado antes y durante la remoción química con el lavador 4 sobre el revoque del fluido densificado con hematita con 7 lb/bbl de polímero, a 185 °F y 250 lpc.

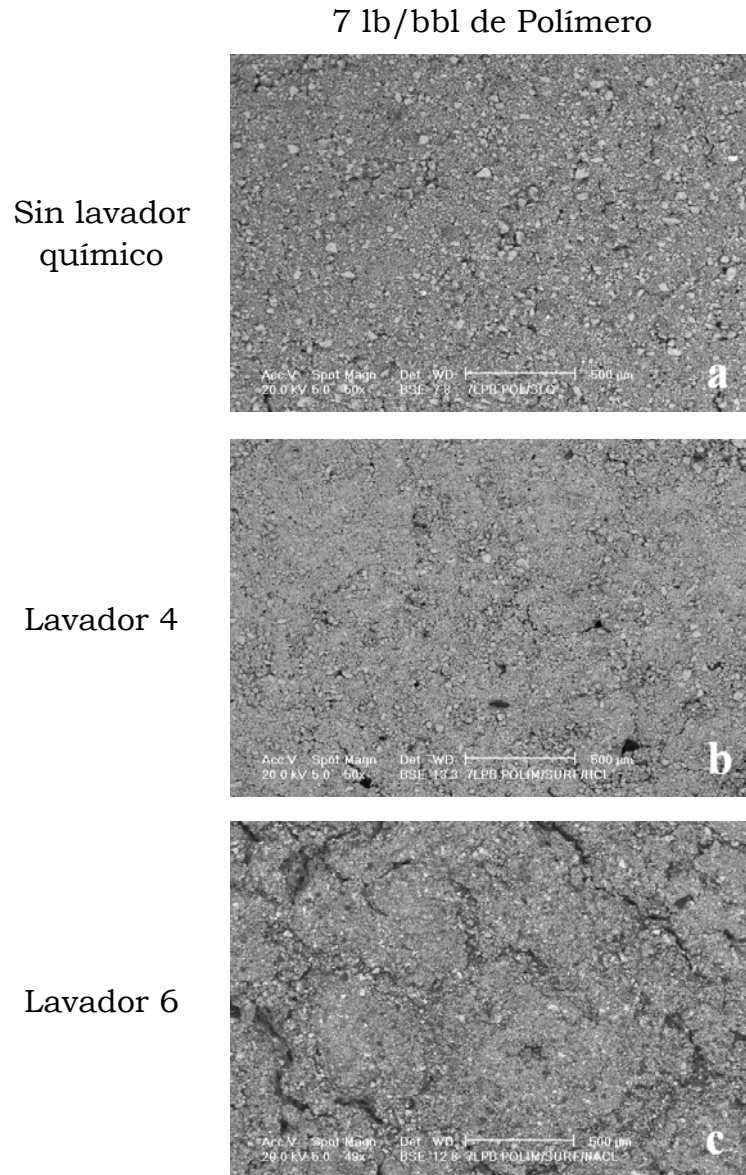


Figura 71. MEB a 50X de aumento de los revoques de fluidos densificados con hematita con 7 lb/bbl de polímero antes y después de ser atacados por los lavadores 4 y 6.

De las Tablas 49 y 50 se puede decir que la manera más eficiente para remover los revoques de fluidos densificados con hematita por acción química consiste en aplicar el lavador 1 seguido por el lavador 4, ya que la combinación de ambos permite remover mayor cantidad del revoque, en comparación con el resto de los lavadores. Sin embargo, desde el punto de vista de daños a la formación, debe tenerse cuidado

con la elevada pérdida de filtrado que se genera durante la remoción química ya que el mismo se dirige hacia las formaciones adyacentes y puede alterar su estado natural.

Como segunda alternativa para remover eficientemente los revoques de fluidos densificados con hematita está el lavador 5 para el cual también se hace la misma acotación respecto a la cantidad de pérdida de filtrado.

A fin de completar el estudio sobre los diferentes lavadores aplicados es importante realizar un análisis de compatibilidad de los mismos con el resto de los fluidos presentes en el proceso de acondicionamiento y los efectos sobre las formaciones.

Para entender el efecto del NaCl y la temperatura sobre la mezcla de surfactantes se realizó el experimento de remoción química a condiciones más severas que las utilizadas con los lavadores 1 a 6. Las nuevas condiciones fueron 500 lpc de presión y 248 °F de temperatura para evaluar los lavadores 7 y 8, cuyas formulaciones se muestran en las Tablas 10 y 11 de la metodología experimental.

En la Tabla 51 se muestra el porcentaje de remoción química logrado con los lavadores 7 y 8 sobre revoques de fluidos densificados con hematita, con una concentración de polímero igual a 3 lb/bbl.

Tabla 51. Porcentajes de remoción química al aplicar los lavadores 7 y 8 con una tasa de corte de 600 r.p.m. sobre los revoques de fluidos de perforación BACP densificados con barita, con 3 lb/bbl de polímero, a 248 °F y 500 lpc.

Lavador	Concentración de polímero, (lb/bbl)	
	3	
	Masa de revoque, (gr)	Remoción Química, (%)
Ninguno	15,41	-
7	13,75	10,77
8	15,18	1,56

En la Figura 72 se observa el flujo másico de filtrado durante la remoción química del revoque de fluido densificado con hematita con 3 lb/bbl de polímero al aplicar los lavadores 7 y 8 a 500 lpc y 248 °F, y se comparan con los correspondientes al aplicar los lavadores 1 y 5 a 250 lpc y 185 °F.

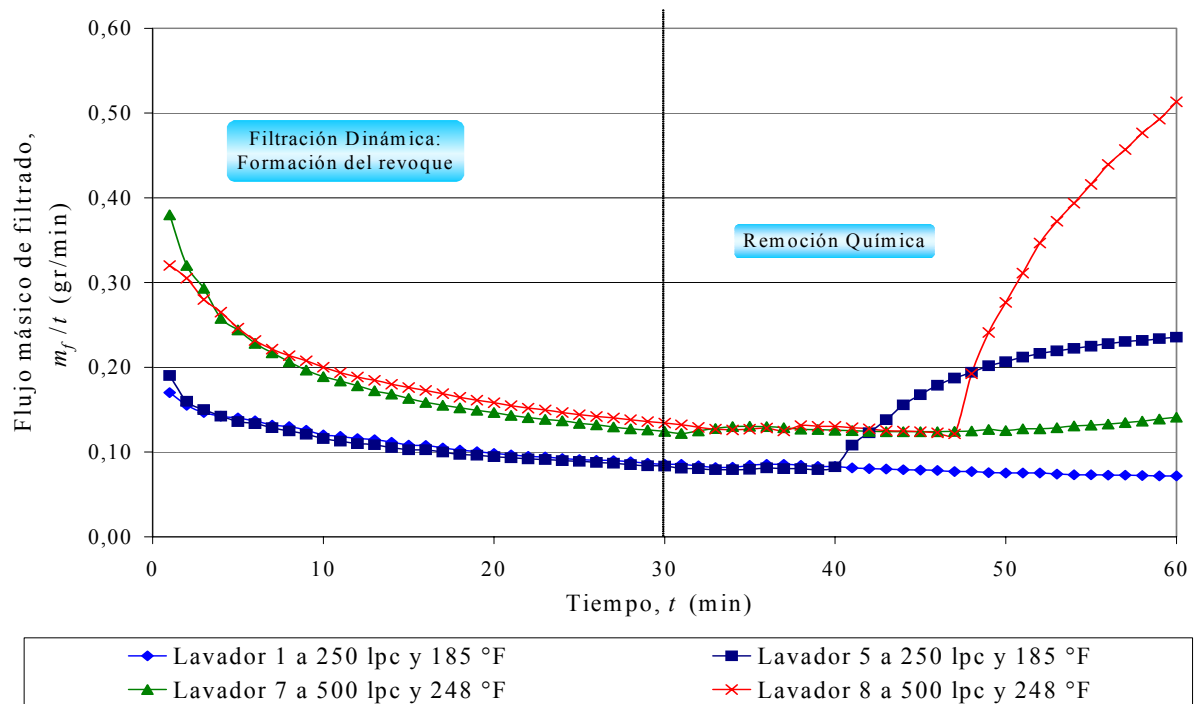


Figura 72. Flujo másico de filtrado antes y durante la remoción química de revoques de fluidos densificados con hematita con 3 lb/bbl de polímero, mediante diferentes lavadores y diferentes condiciones de presión y temperatura.

Como puede observarse en la Figura 72, al evaluar los lavadores en condiciones de presión y temperatura cada vez más severas su rendimiento mejora. En ese sentido se evidencia como a 500 lpc y 248 °F se obtiene mayor incremento en el flujo másico (ver Figura 72 serie del lavador 7) empleando tan sólo la mitad de la concentración de surfactantes empleada en el lavador 1 el cual se evaluó a menor presión y temperatura. Esto quiere decir que los porcentajes de remoción química y los flujos másicos obtenidos para los lavadores 1 a 6 serán

mucho mayores en condiciones de pozo profundo donde la presión y temperatura son mucho más altas que las utilizadas en este estudio.

Este comportamiento, en el caso de la mezcla de surfactantes, se debe a que la Concentración Micelar Crítica disminuye cuando aumenta la temperatura, es decir que se requiere menor concentración del surfactante para formar las micelas; el mismo efecto se obtiene cuando se agrega una sal como NaCl. En consecuencia, se tiene el efecto combinado de la temperatura y el NaCl que conducen a un mejor rendimiento del surfactante. Esto se traduce en que pudieran emplearse cantidades menores de surfactantes para obtener la misma eficiencia mediante el uso de la concentración adecuada de sales, bajo condiciones de mayor temperatura de fondo.

Por lo tanto, el empleo del NaCl para aumentar la densidad del lavador 1 permite, simultáneamente, mejorar su rendimiento como removedor de revoques y reduce el uso de surfactantes en menores concentraciones.

Con la finalidad de determinar las fases presentes antes y después de aplicar el lavador, se realizaron análisis de Espectroscopia Infrarroja por Transformada de Fourier (FT-IR) a los revoques después de aplicar el mejor y el peor lavador y se compararon con el FT-IR del revoque sin lavador químico. Esta técnica permite establecer el mecanismo de acción de cada lavador, específicamente con relación al componente del revoque que es disuelto o que reacciona con el lavador.

Adicionalmente, para identificar cada una de las bandas del FT-IR de cada revoque, se analizó por separado cada componente sólido utilizado en la formulación del fluido de perforación, lo cual se denominó como muestras patrones.

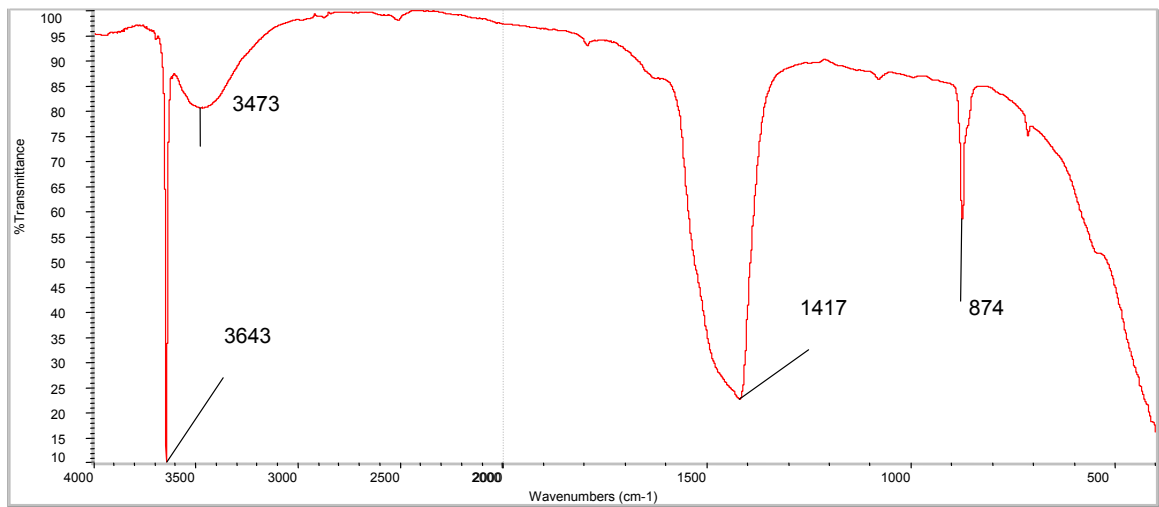


Figura 73. Espectro FT-IR de la Cal Hidratada. Pastilla de KBr 1%.

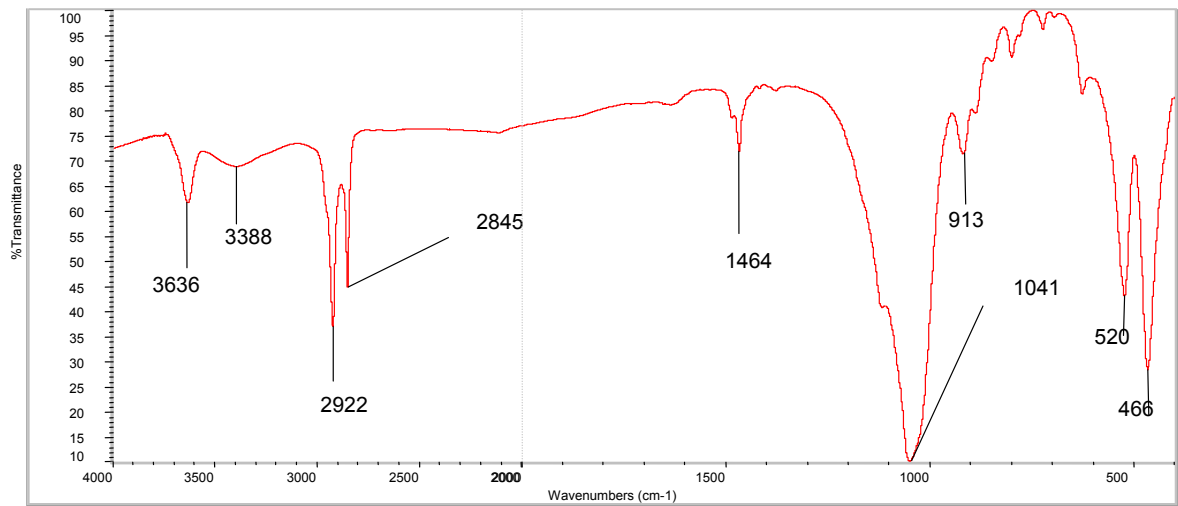


Figura 74. Espectro FT-IR de la Arcilla Organofílica. Pastilla de KBr 1%.

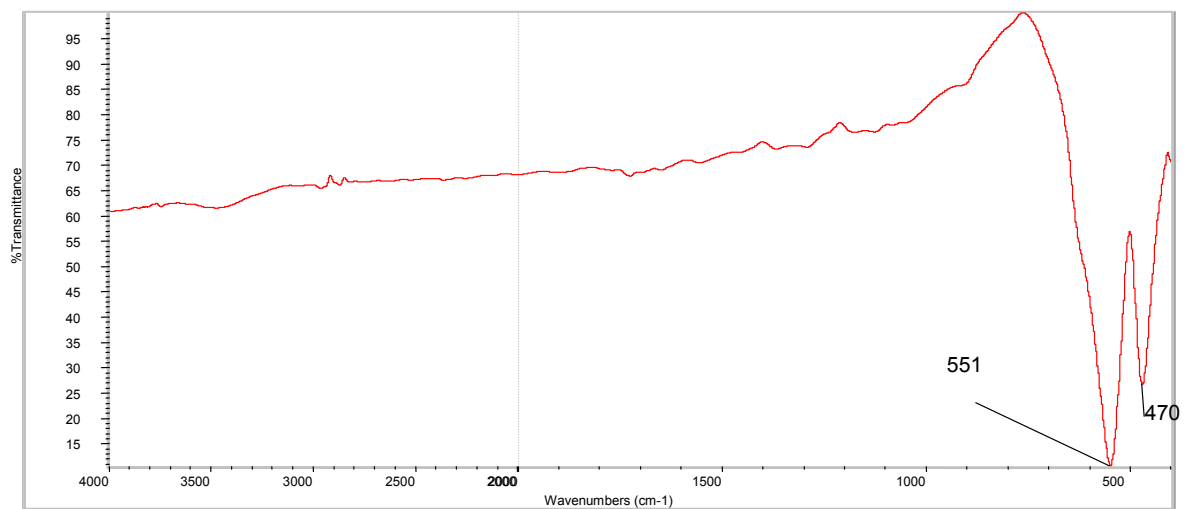


Figura 75. Espectro FT-IR de la Hematita. Pastilla de KBr <0,5%.

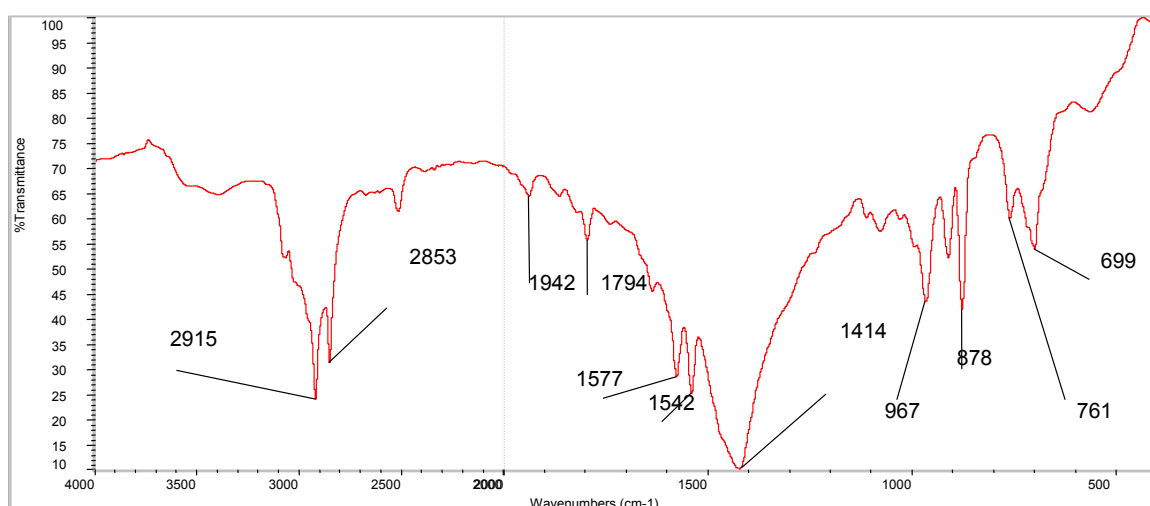


Figura 76. Espectro FT-IR del Polímero estireno-butadieno. Pastilla de KBr 0,5%.

Como puede observarse en la Figura 77, los espectros FT-IR para revoques sin lavador químico, con lavador 2 y 4 son muy semejantes entre sí, y muestran las bandas correspondientes a la hematita (ver Figura 75), arcilla organofílica (ver Figura 74) y cal hidratada (ver Figura 73). La ausencia del polímero en los espectros FT-IR de los revoques antes y después del lavador, se puede atribuir a que el mismo fue diluido por el pentano utilizado para secar los revoques.

Para verificar que el pentano disuelve el polímero presente en los revoques, se recomienda, en estudios posteriores, analizar por FT-IR los revoques sin lavarlos con pentano, para evitar cambios en los componentes del revoque adicionales a los ocasionados por el lavador.

Por otro lado, esta técnica es muy sensible a las concentraciones de los componentes presentes en la muestra que se está analizando. En ese sentido, sólo se detectan las bandas de los componentes en mayor concentración, mientras que las bandas de los componentes en menor proporción son solapadas por los primeros. Así, en los espectros FT-IR de las muestras de los revoques de fluidos BACP densificados con hematita, después del ataque químico, aparece principalmente la banda de la hematita. Si está presente otro componente en menor concentración no se puede afirmar o negar su presencia en el revoque.



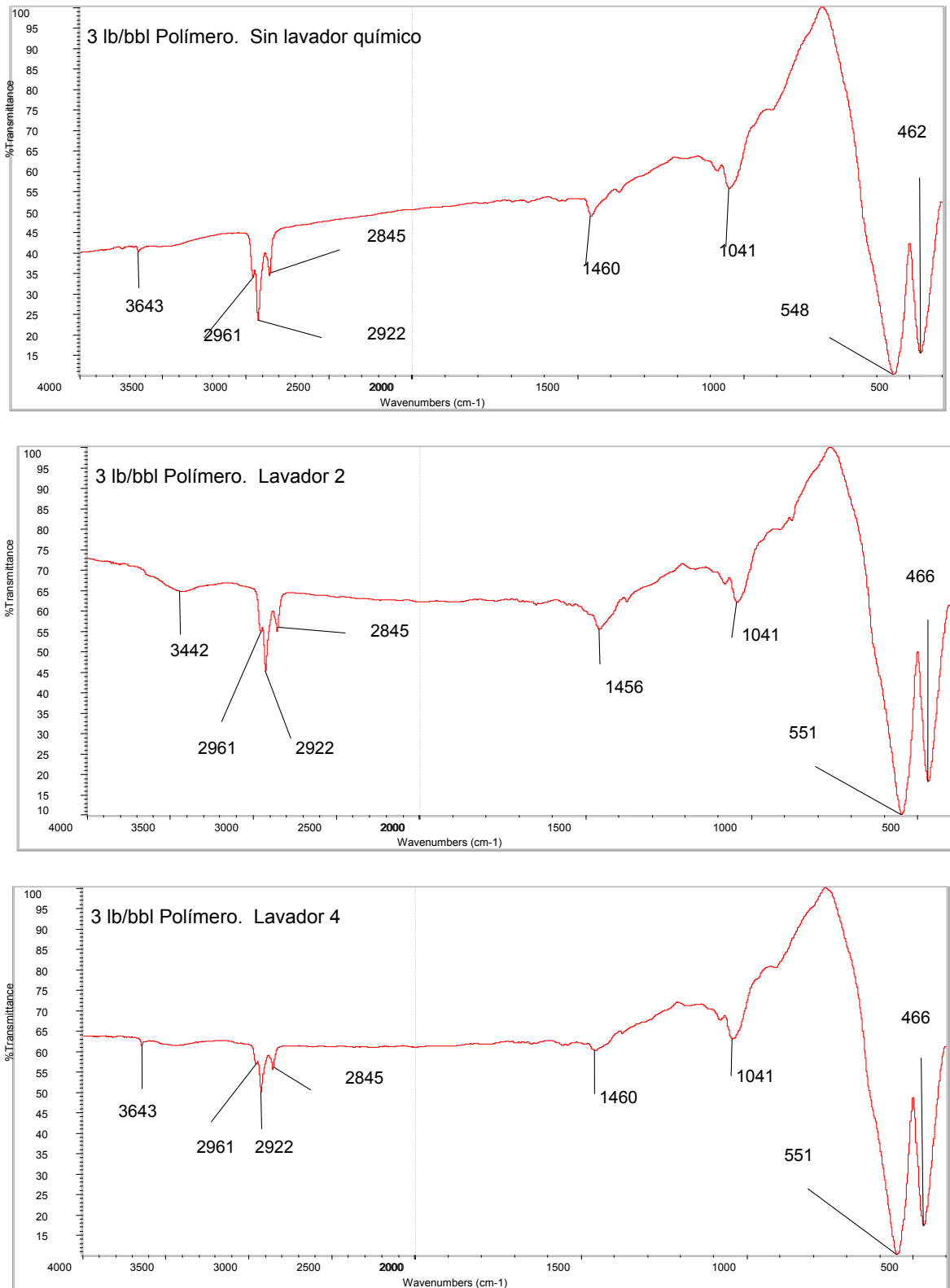


Figura 77. Comparación de los espectros FT-IR de los revoques de fluidos de perforación densificados con hematita con 3 lb/bbl de polímero, sin lavador químico y después de aplicar los lavadores 2 y 4.

En vista de ello, se recomienda realizar análisis de Resonancia Magnética Nuclear (RMN), el cual permite identificar todos los compuestos presentes en una muestra independientemente de la concentración de cada uno.

En la Figura 78 se muestran los porcentajes de remoción química logrados con diferentes lavadores sobre revoques de fluidos BACP densificados con hematita, con tres concentraciones de polímero, a 250 lpc y 185 °F.

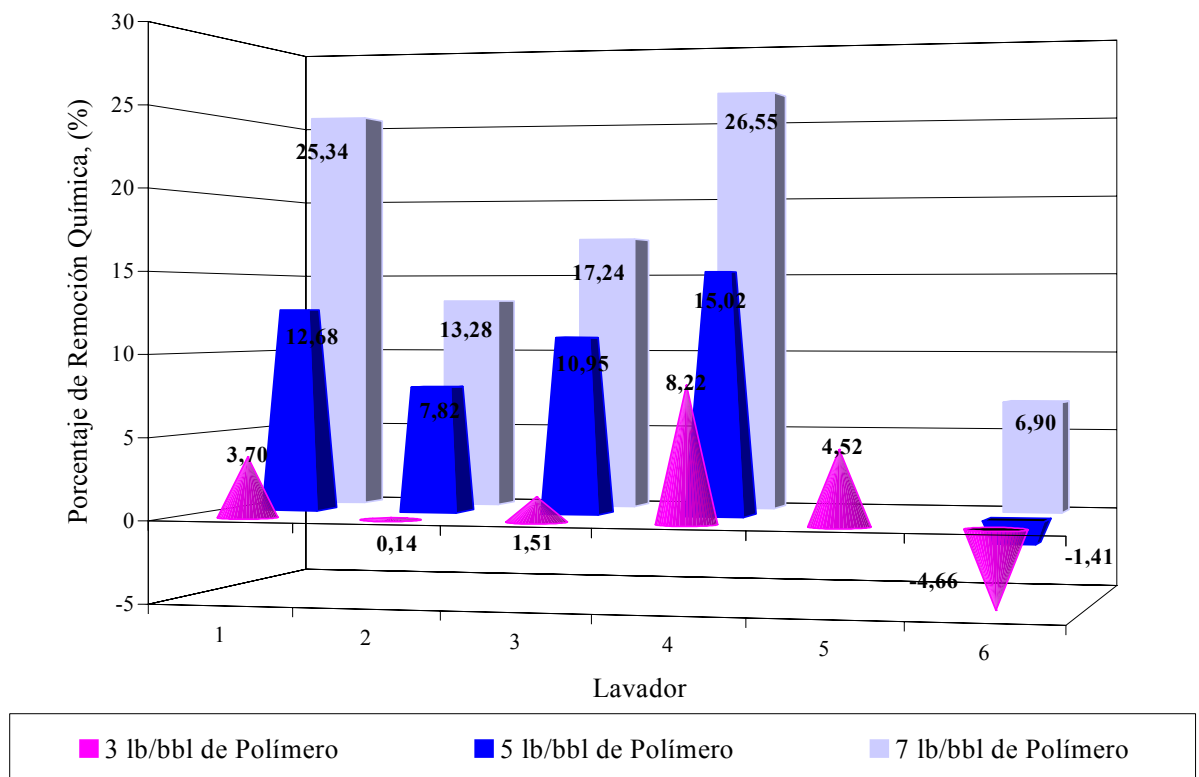


Figura 78. Porcentajes de remoción química con diferentes lavadores sobre revoques de fluidos BACP densificados con hematita, con tres concentraciones de polímero, a 250 lpc y 185 °F.

En la Figura 79 se muestra un cuadro esquemático donde se puede apreciar y comparar entre sí tanto la estructura del revoque, con MEB 50X, como el flujo másico de filtrado antes y durante la remoción química a 250 lpc y 185 °F con los lavadores 1 a 6, para el caso de revoques de fluidos densificados con hematita con 3 lb/bbl de polímero.

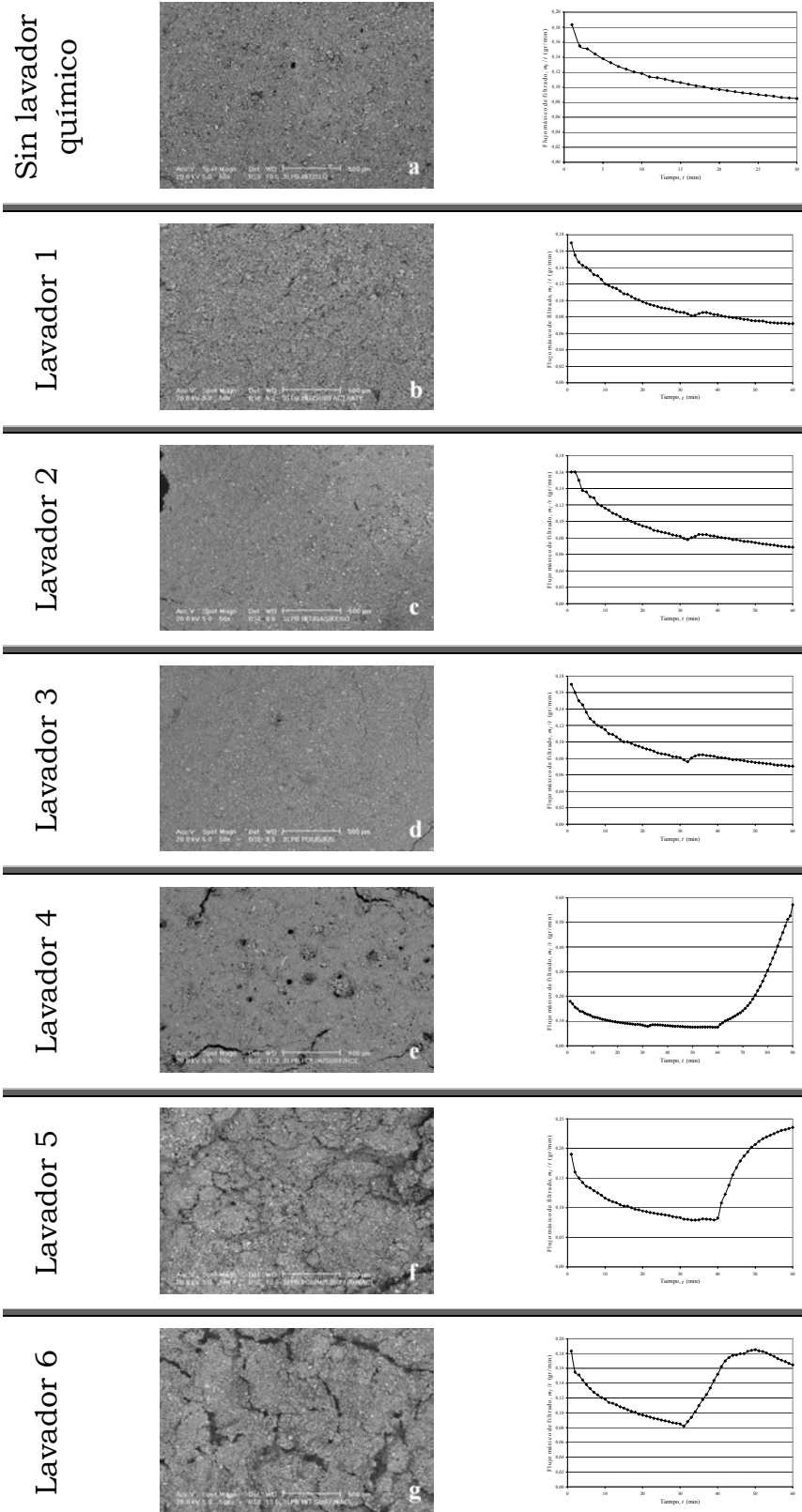


Figura 79. MEB a 50X y flujo másico de filtrado, de los revoques de fluidos densificados con hematita con 3 lb/bbl de polímero antes y durante la remoción química a 250 lpc y 185 °F con seis lavadores.

En la Tabla 52 se muestran los porcentajes de remoción química obtenidos con los lavadores 1, 2 y 3 en revoques de fluidos de perforación BACP densificados con barita.

Tabla 52. Porcentajes de remoción química al aplicar diferentes lavadores con una tasa de corte de 600 r.p.m. sobre los revoques de fluidos de perforación BACP densificados con barita, con tres concentraciones de polímero, a 185 °F y 250 lpc [13].

Lavador	Concentración de polímero, (lb/bbl)					
	3		5		7	
	Masa de revoque, (gr)	Remoción Química, (%)	Masa de revoque, (gr)	Remoción Química, (%)	Masa de revoque, (gr)	Remoción Química, (%)
Ninguno	11,39	-	9,35	-	6,41	-
1	9,43	16,79	7,59	18,79	4,99	22,14
2	9,47	16,49	7,67	17,93	5,25	18,19
3	10,04	11,44	7,96	14,83	5,35	16,68

En las Figuras 80, 81 y 82 se muestran los porcentajes de remoción química sobre revoques de fluidos BACP densificados con hematita y barita, al aplicar el lavador 1, 2 y 3, respectivamente.

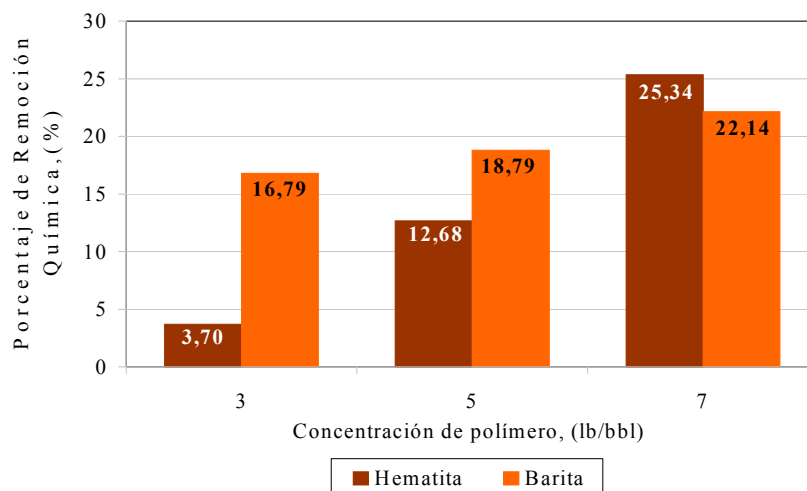


Figura 80. Porcentajes de remoción química al aplicar el lavador 1 a 600 r.p.m., 250 lpc y 186 °F, sobre revoques de fluidos densificados con hematita y barita, con tres concentraciones de polímero.

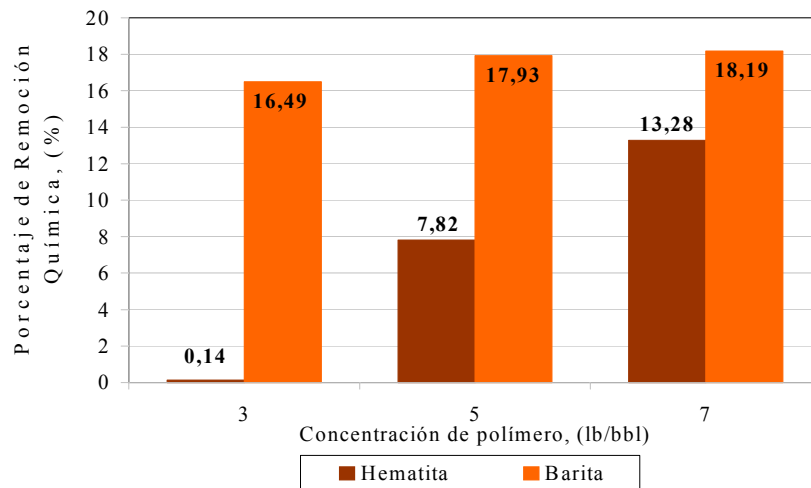


Figura 81. Porcentajes de remoción química al aplicar el lavador 2 a 600 r.p.m., 250 lpc y 186 °F, sobre revoques de fluidos densificados con hematita y barita, con tres concentraciones de polímero.

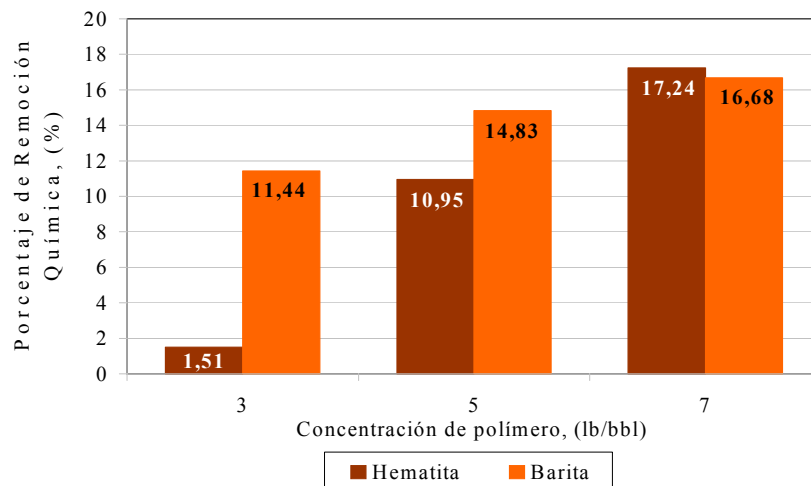


Figura 82. Porcentajes de remoción química al aplicar el lavador 3 a 600 r.p.m., 250 lpc y 186 °F, sobre revoques de fluidos densificados con hematita y barita, con tres concentraciones de polímero.

Como puede observarse en las Figuras 80, 81 y 82 los revoques de fluidos densificados con hematita se remueven en mayor porcentaje que los revoques de fluidos densificados con barita. Esta diferencia se puede atribuir a que las interacciones polímero-aceite mineral-hematita son mucho más fuertes que las existentes entre polímero-aceite mineral-barita.

Por otro lado se observa que, para los revoques de fluidos densificados con barita, el peor caso corresponde al lavador 3, mientras que para los revoques de fluidos densificados con hematita, lo es el lavador 2.

Lo anterior deja en claro que no todos los revoques se remueven con un mismo lavador ni con la misma eficiencia. De esto se desprende la importancia y la necesidad de diseñar lavadores específicos para cada revoque, en función de las interacciones intermoleculares de los componentes del fluido de perforación y del lavador.

En vista de que la remoción química de los revoques con hematita es deficiente en comparación con la de revoques de fluidos densificados con barita, se evaluaron otras formulaciones de lavadores a fin de lograr una mayor remoción en tales revoques. El objetivo es reducir los problemas potenciales durante la cementación, al utilizar fluidos de perforación densificados con hematita, pues como se ha visto su remoción es muy poca. Con ello la hematita podrá ser tan o más competitiva que la barita, y por ende se dispondría de mayor número de materiales densificantes a escoger durante la perforación que a su vez afecten en lo mínimo la calidad de los trabajos posteriores.

En la Tabla 53 se muestran los porcentajes en masa de revoque remanente después de ser sometidos a la acción mecánica y la acción química de lavadores, al emplear fluidos de perforación BACP densificados con hematita y barita.

Mediante la Tabla 53 se evidencia que el revoque remanente al utilizar fluidos de perforación BACP densificados con hematita es de 70% en el mejor de los casos, mientras que en fluidos similares densificados con barita es de 50% en el mejor de los casos, después del acondicionamiento del hoyo con los lavadores. Esto significa que se está dejando un material entre la formación y el cemento, que a mediano o largo plazo, puede dar lugar a la formación de micro-canales. La formación de micro-canales atenta contra el aislamiento zonal del

pozo, en el sentido de que a través de ellos se pueden perder volúmenes de petróleo y gas, así como el intercambio de fluidos entre zonas adyacentes de la formación. Por otro lado, pueden permitir el acceso de los gases agrios hacia el anular y atacar el cemento, afectando negativamente sus propiedades [26].

Tabla 53. Porcentaje de revoque de fluido BACP densificado con hematita y barita, remanente después de la remoción mecánica y química más eficiente y deficiente.

Acción	BACP_Hematita		BACP_Barita	
	Peor caso	Mejor caso	Peor caso	Mejor caso
Mecánica (1500 r.p.m.)	-	3,91	26,66	28,69
Queda antes del lavador	-	96,16	73,34	71,31
Química (mejor lavador)	-	26,55	16,79	22,14
Queda después del lavador	-	69,61	56,55	49,17

Sin embargo, se espera que este panorama no sea tan crítico para el caso de los revoques de fluidos densificados con hematita, ya que la hematita es un óxido, un material inorgánico que posiblemente represente menor riesgo de descomposición que un material orgánico como la arcilla organofílica y el polímero. Además, se ha observado que tanto la arcilla como el polímero son removidos casi completamente del revoque, mediante los lavadores 1, 4 y 5 empleados en este estudio. Luego podría afirmarse que el revoque remanente después del proceso de acondicionamiento del pozo estará constituido sólo por hematita, cuando se haya perforado con fluidos BACP densificados con hematita.

Por otro lado, comparando el peso neto de revoque remanente después de la remoción mecánica y química (en ambos casos y para ambos fluidos el área de filtración es la misma) se observa que la masa del revoque con hematita es menor que con barita. De acuerdo al espectro FTIR de los revoques, se puede afirmar que dicha estructura

está constituida básicamente por el densificante del lodo (ver Figura 77 en el caso de los revoques de hematita), por lo tanto, como la hematita es mas densa que la barita, se puede afirmar que el volumen del revoque de hematita es menor que el correspondiente con barita. En consecuencia, esto permite decir que, para una misma área de filtración, los revoques de hematita son efectivamente más delgados que los de barita.

De ese modo, queda menos material de revoque con hematita que con barita, debido a que originalmente los revoques de hematita son más delgados que los de barita. Para el caso de remoción mecánica comparar el peso después de la erosión mostrado en las Tablas 46 y 47, y para el caso de remoción química comparar los valores de las Tablas 49 y 52.

Puede decirse que el empleo de hematita como densificante en fluidos de perforación BACP presenta ventajas frente a la barita. Una de esas ventajas es que conduce a la formación de revoques mucho más delgados lo que implica que quedará menor cantidad de material entre el cemento fraguado y la formación. Sin embargo, también se ha determinado que los revoques de hematita son más permeables que los revoques de barita, lo cual no es conveniente ya que en perforación se busca formar un revoque tanto delgado como impermeable. Por ello se recomienda que en la formulación del fluido de perforación BACP a densificar con hematita se incluya un aditivo secundario para reducir la permeabilidad del revoque formado (el polímero es el aditivo primario para controlar el filtrado).

## **6 VALIDACIÓN DE LA CELDA PDVSA DE FILTRADO DINÁMICO PARA EVALUACIÓN DE LAVADORES**

Con la finalidad de extrapolar a un pozo real los valores obtenidos en la celda, referentes a remoción mecánica y química del revoque, se realizó la validación de la misma mediante la comparación de la



potencia aplicada por unidad de área de revoque, tanto en la celda como en el espacio anular del hoyo.

En principio, la validación debe hacerse mediante la comparación del esfuerzo de corte aplicado por el fluido sobre el revoque para erosionarlo. Sin embargo, la turbina empleada genera un patrón de flujo tipo radial y la celda contiene deflectores, lo cual dificulta el cálculo del esfuerzo de corte ya que no se dispone de datos ni ecuaciones que modelen ese patrón de flujo presente en la celda. Debido a ello se realizaron los cálculos en base a la potencia entregada por la turbina al fluido, conocida como potencia hidráulica. En los cálculos realizados en este estudio, se supone que dicha potencia es igual a la que recibe el revoque, sin considerar el porcentaje de potencia consumido para vencer las fuerzas viscosas del fluido.

En principio, para determinar la potencia aplicada en la Celda se decidió medir con una pinza amperimétrica el consumo de corriente eléctrica del agitador Lightning a diferentes r.p.m.; posteriormente, con dichos valores se puede calcular la potencia eléctrica consumida y con la eficiencia del motor se puede determinar la potencia entregada por la turbina al fluido. Sin embargo, debido a la sensibilidad de la pinza, cuyas medidas son reportadas en Ampere, no se detectó diferencia significativa en el consumo de corriente del motor a diferentes r.p.m. Debido a ello el cálculo de la potencia hidráulica en la celda se realizó utilizando Leyes de Semejanza Hidráulica <sup>[41]</sup> y datos experimentales de consumo de potencia reportados por Advani <sup>[42]</sup>, para turbinas de diferentes diámetros y geometrías. El procedimiento de cálculo se explica en detalle en el Apéndice B.3.

Para determinar la potencia por unidad de superficie en el espacio anular de un hoyo revestido, se supone que el fluido que circula por el anular es igual al utilizado en la Celda. Luego, se calcula la caída de presión generada cuando ese fluido circula por el anular a un cierto caudal, y con ambos valores se obtiene la potencia aplicada sobre la

superficie externa del revestidor y la interna del hoyo. En este caso, es importante conocer el modelo reológico que se ajusta al comportamiento del fluido, ya que las ecuaciones para el cálculo de la caída de presión en el anular varían de un modelo reológico a otro. En el Apéndice B.4 se explica en detalle el procedimiento de cálculo de la potencia en el anular; allí las ecuaciones de caída de presión corresponden a un fluido de Ley de Potencia Modificada <sup>[43]</sup>, pues, como se mostró en la sección de propiedades reológicas, los fluidos de perforación BACP densificados con hematita evaluados en este estudio se ajustan a dicho modelo.

El cálculo de la potencia por unidad de superficie en el anular de un hoyo revestido se realizó para diferentes tamaños del anular y un rango de caudal de bombeo entre 1 y 8 bpm, dentro del cual están los valores empleados durante el acondicionamiento del hoyo.

En la Tabla 54 se muestran los valores de potencia hidráulica en la celda para diferentes tasas de corte utilizando la Turbina Tipo Rushton de 1,17 plg de diámetro. El área utilizada es el área disponible para filtración en la cual se forma el revoque, y es igual a 0,025573 pie<sup>2</sup>.

Tabla 54. Potencia por unidad de superficie de revoque en la Celda PDVSA de Filtrado Dinámico para Evaluación de Lavadores, a diferentes tasas de corte, empleando un fluido de 12 lpg y 23 cP.

Tasa de corte, (r.p.m.)	Potencia, $POT \cdot 10^3$ (hp)	Potencia por unidad de área, $POT\_A \cdot 10^3$ (hp/pie <sup>2</sup> )
300	0,0276	1,08
600	0,221	8,63
900	0,745	29,1
1200	1,77	69,1
1500	3,45	135

Debido a la amplia variedad en tamaños del anular (diferencia en diámetro entre el hoyo y el revestidor) existente en la práctica, para cada geometría se tiene una caída de presión en el anular, en función del caudal de bombeo. En la Tabla 55 se muestran los valores de potencia por unidad de superficie en el anular cuando el fluido de

perforación BACP densificado con hematita con 3 lb/bbl de polímero, circula a diferentes caudales en anulares de diferente tamaño con un revestidor de 5 plg, y en la Tabla 56 los valores correspondientes con un revestidor de 20 plg.

Tabla 55. Potencia por unidad de superficie en anulares de diferentes tamaños con un revestidor de 5 plg, para caudales entre 1 y 8 bpm, empleando el fluido de perforación BACP densificado con hematita (formulación 2) con 3 lb/bbl de polímero.

Caudal en el anular, (bpm)	Diámetro del hoyo, (plg)					
	5 ½	5 ¾	6	6 ½	7	8
	Potencia por unidad de superficie en el anular, $POT_A \cdot 10^3$ (hp/pie <sup>2</sup> )					
1	5,24	2,19	1,20	0,538	0,314	0,154
2	15,6	6,31	3,36	1,43	0,796	0,365
3	29,8	11,9	6,24	2,57	1,40	0,619
4	47,4	18,7	9,74	3,95	2,12	0,910
5	67,9	26,7	13,8	5,53	2,93	1,23
6	94,6	35,7	18,4	7,30	3,83	1,59
7	141	45,7	23,5	9,24	4,82	1,97
8	200	65,4	29,4	11,4	5,89	2,39

Tabla 56. Potencia por unidad de superficie en anulares de diferentes tamaños con un revestidor de 20 plg, para caudales entre 1 y 8 bpm, empleando el fluido de perforación BACP densificado con hematita (formulación 2) con 3 lb/bbl de polímero.

Caudal en el anular, (bpm)	Diámetro del hoyo, (plg)					
	20 ½	20 ¾	21	21 ½	22	23
	Potencia por unidad de superficie en el anular, $POT_A \cdot 10^3$ (hp/pie <sup>2</sup> )					
1	0,679	0,318	0,193	0,101	0,0666	0,0383
2	1,91	0,850	0,495	0,245	0,154	0,0846
3	3,55	1,54	0,879	0,419	0,258	0,137
4	5,54	2,37	1,33	0,621	0,375	0,194
5	7,86	3,33	1,85	0,847	0,504	0,256
6	10,5	4,40	2,43	1,10	0,645	0,323
7	13,4	5,58	3,06	1,37	0,797	0,393
8	16,5	6,86	3,74	1,66	0,958	0,467

La caída de presión en el anular varía con el tamaño del mismo y con el caudal empleado, para un mismo fluido. Para efectos de conocer si la celda desarrolla el rango de potencias asociado a la caída presión en todos los anulares con diferentes caudales, a partir de la potencia/superficie en un anular a un caudal se determinó la tasa de corte que debe ser aplicada en la celda para aplicar el mismo valor de potencia sobre el revoque formado. En el Apéndice B.5 se muestra el procedimiento de cálculo detallado para diferentes tamaños del anular con revestidores de 5 y 20 plg de diámetro.

En la Figura 83 se presenta la tasa de corte que se debe aplicar en la celda para aplicar la misma potencia por unidad de superficie que se aplica en un anular cuando se bombea el mismo fluido de perforación a un determinado caudal. Se muestran los valores para diferentes tamaños del anular con revestidores de 5 y 20 plg de diámetro.

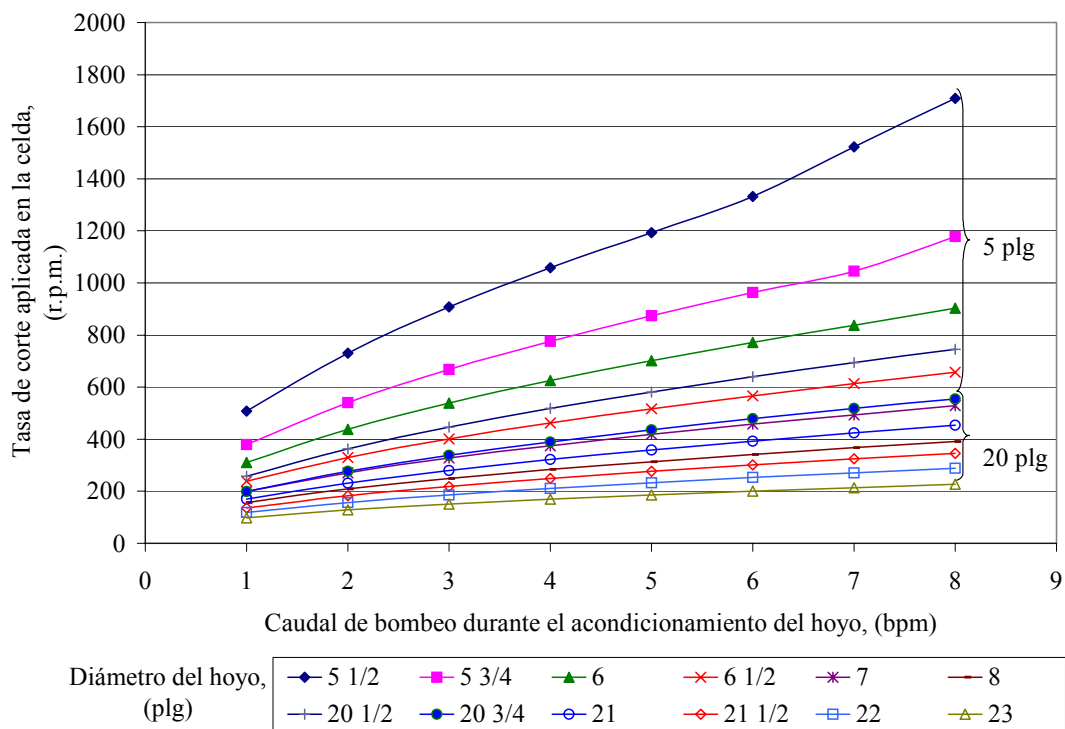


Figura 83. Tasa de corte aplicada en la celda equivalente en potencia/área al caudal de bombeo utilizado en diferentes anulares con revestidores de 5 y 20 plg de diámetro.

Es importante aclarar que las relaciones ilustradas en la Figura 83 no aplican para cualquier fluido de perforación, sino que sólo son válidas para fluidos de perforación BACP densificados con hematita con 3 lb/bbl de polímero y 12 lpg, según la formulación 2 mostrada en la Tabla 3 de la sección metodología experimental, y que los cálculos de potencia por unidad de área en el anular están hechos en base a modelos reológicos obtenidos a partir de la reología medida a 150 °F. Es decir, que para cada fluido de perforación a cuyo revoque se desee evaluar la erosionabilidad se debe construir un gráfico como el de la Figura 83.

Como puede observarse en la Figura 83 los valores de tasa de corte que deben ser aplicados en la celda para simular la potencia aplicada en el anular, están dentro de las capacidades del agitador acoplado a la Celda PDVSA de Filtrado Dinámico para Evaluación de Lavadores, ya que en la misma la máxima tasa de corte es 1.800 r.p.m. y la capacidad del motor es 0,1 hp. Por lo tanto, se puede decir que la Celda simula las condiciones de acondicionamiento existentes en el pozo, y por ende, los resultados obtenidos en la misma se pueden extrapolar a cualquier geometría de anular.

En otras palabras, se puede conocer con anterioridad las condiciones y el grado de remoción del revoque que se puede lograr en el pozo evaluando el fluido de perforación en la Celda PDVSA de Filtrado Dinámico para Evaluación de Lavadores.

Así, para un fluido de perforación específico se puede construir un gráfico donde se relacione la tasa de corte, la geometría del anular, el caudal y el porcentaje de remoción mecánica obtenido mediante la metodología seguida en este estudio con la Celda PDVSA. Tales relaciones se muestran en la Figura 84 para el fluido de perforación BACP densificado con hematita con 3 lb/bbl de polímero.

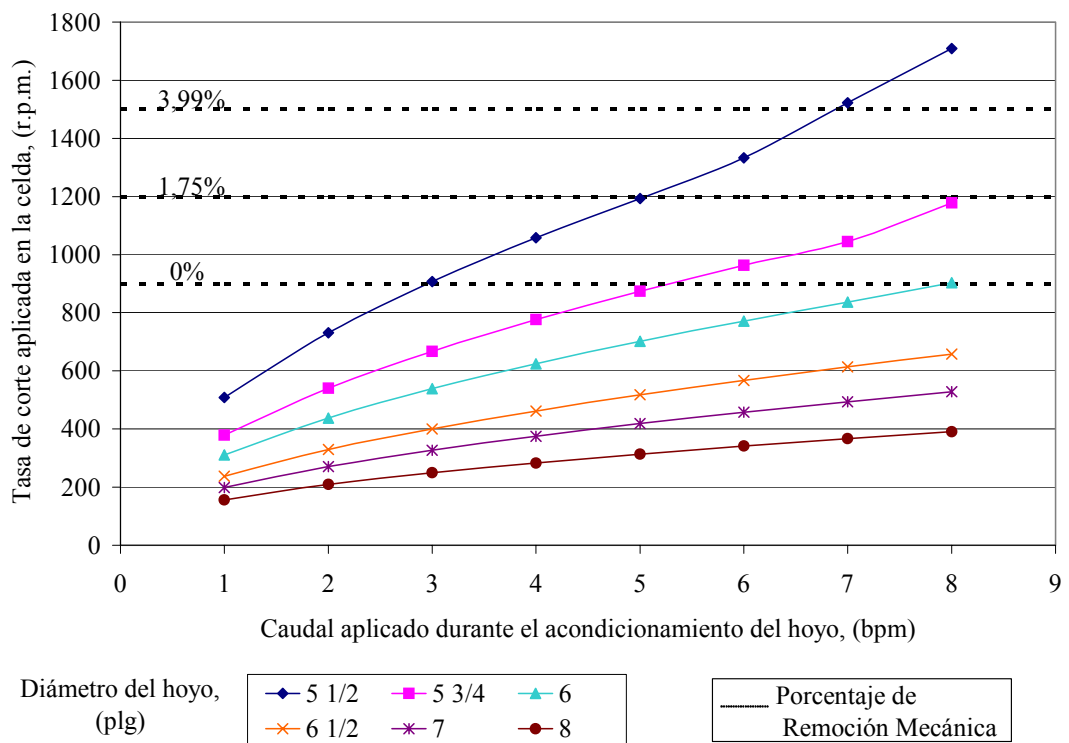


Figura 84. Tasa de corte aplicada en la celda equivalente en potencia/área al caudal de bombeo utilizado en diferentes anulares con revestidor de 5 plg de diámetro, y remoción mecánica a diferentes tasas de corte de los revoques de fluidos de perforación BACP densificados con hematita con 3 lb/bbl de polímero.

Según la Figura 84, en un hoyo de 5 1/2 plg con un revestidor de 5 plg se removerá mecánicamente menos de 1,75% del peso del revoque si se utiliza un caudal de bombeo igual a 4 bpm. Por otro lado, en hoyos con diámetro mayor a 6 plg con un revestidor de 5 plg no habrá remoción del revoque por vía mecánica, independientemente del caudal utilizado para bombear el fluido de perforación original. En este caso, se podría recomendar el adelgazamiento del fluido, es decir, disminuir la viscosidad para obtener turbulencia en el anular, ya que no se puede variar ni la geometría ni la densidad del fluido, y tampoco se puede aumentar el caudal debido al riesgo de producir fractura en la formación. El Número de Reynolds depende de la densidad, viscosidad, diámetro y velocidad del fluido.

De nuevo se aclara que en la Figura 84, los porcentajes de remoción mecánica se obtuvieron para una temperatura de 185 °F y 250 lpc, y los cálculos de potencia por unidad de superficie en el anular están hechos empleando modelos reológicos obtenidos a partir de la reología medida a 150 °F y presión atmosférica. Por lo tanto, para tener mayor consistencia al comparar las potencias por unidad de área en la celda y en el anular, se recomienda que tanto las pruebas de remoción mecánica en la Celda PDVSA como la reología del fluido, utilizada para realizar los cálculos de potencia en el anular, se realicen a las mismas condiciones del pozo que se está simulando.

Del mismo modo que se calculó la potencia por unidad de área cuando un fluido de perforación circula en un anular de geometría conocida, también se puede proceder con los lavadores empleados durante la remoción química y construir gráficos como el mostrado en las Figuras 83 y 84, donde se extrapola el porcentaje de remoción química obtenido en la Celda a un pozo para una geometría y caudal específico. Para ello sólo es necesario medir la reología del lavador y el porcentaje de remoción química a las condiciones del pozo cuyo proceso de acondicionamiento se está evaluando.

En el Apéndice B.6 se muestran los valores corregidos de potencia por unidad de superficie tanto en la Celda como en el pozo para los fluidos de perforación BACP densificados con barita, evaluados por Chacón <sup>[13]</sup>.

## CONCLUSIONES

- A medida que aumenta la concentración del polímero en el fluido de perforación densificado con hematita y con barita, se forman revoques más delgados, menos permeables, menos compresibles y más difíciles de erosionar mecánicamente.
- Mientras menor sea el índice de compresibilidad del revoque menor será la erosionabilidad mecánica del mismo.
- Se observó que los revoques de fluidos de perforación BACP densificados con hematita son menos compresibles que aquellos de fluidos de perforación BACP densificados con barita.
- Los fluidos de perforación BACP densificados con hematita forman revoques mucho más delgados que los fluidos de perforación BACP densificados con barita, en iguales condiciones de filtración estática o dinámica.
- Los fluidos de perforación BACP densificados con hematita requieren mayor control de la pérdida de filtrado que los fluidos de perforación BACP densificados con barita.
- La erosionabilidad mecánica y la remoción química de los revoques de fluidos de perforación BACP densificados con hematita es menor con respecto a la de los revoques de fluidos de perforación BACP densificados con barita, y se logra remover el 30% en los revoques con hematita y el 50% en los revoques con barita.
- Los experimentos realizados en este trabajo comprueban la buena práctica establecida en campo, consistente en aplicar la máxima tasa de bombeo, posible y permisible, durante el acondicionamiento del hoyo para remover la mayor cantidad de revoque y desplazar el lodo gelificado.



- Se observó aumento del peso del revoque de los fluidos densificados con hematita después de aplicar remoción con r.p.m. inferiores a 900.
- El mejor lavador para remover revoques de fluidos BACP densificados con hematita consiste en aplicar la mezcla de surfactantes, y luego, la solución de ácido clorhídrico. Como segunda alternativa se encuentra la mezcla de surfactantes con NaCl.
- Los surfactantes en base agua son muy eficientes para remover revoques de fluidos de perforación base aceite con polímero y su mecanismo probable de acción consiste en emulsionar el aceite y desprender parte del polímero.
- Los lavadores formulados con solventes aromáticos o mezclas de éstos con surfactantes son poco o nada eficientes para remover revoques de fluidos de perforación base aceite con polímero, densificados con hematita.
- El cloruro de sodio y las altas temperaturas mejoran notablemente la eficiencia de los surfactantes como lavadores químicos.
- Se observó un aumento significativo en la porosidad del revoque, y por ende en el flujo másico de filtrado durante la remoción química con los lavadores 4, 5 y 6.
- La erosionabilidad y remoción química no garantizan la eliminación completa del revoque.
- La Celda PDVSA de Filtrado Dinámico para Evaluación de Lavadores permite simular a escala de laboratorio la erosionabilidad y la remoción química de revoques a partir de diferentes fluidos de perforación.
- El rango de tasas de corte aplicables en la Celda equivalen en potencia a los caudales de bombeo utilizados en anulares de

diferentes diámetros, durante el acondicionamiento con fluidos densificados con hematita y barita.

- La potencia aplicada en la Celda para cada r.p.m., se puede calcular por extrapolación de la potencia determinada para turbinas de otros tamaños, mediante las Leyes de Semejanza Hidráulica.
- La validación de la Celda se puede hacer por comparación de la potencia aplicada tanto en ella como en el anular del pozo.
- Se observó incremento del peso del revoque después de la remoción química, cuando no se retiraba el fluido remanente en la Celda.
- Se determinó que aquellos fluidos de perforación que presenten un severo control sobre la pérdida de filtrado no pueden ser evaluados en la Celda PDVSA para efectos de estudiar su compresibilidad.
- Se verificó que el flujo másico de filtrado obtenido durante la filtración estática a temperatura constante aumenta a medida que aumenta la presión aplicada, siempre que los revoques no sean compresibles.
- Las propiedades reológicas como punto cedente y fuerza de gel son factores determinantes en la pérdida de filtrado del fluido de perforación; así, cuando la fuerza de gel es muy baja se tiene poca pérdida de filtrado y viceversa.

## RECOMENDACIONES

- ✓ Emplear concentraciones de polímero no mayores a 5 lb/bbl para aumentar la remoción mecánica y la compresibilidad de los revoques de fluidos de perforación BACP densificados con hematita, así como para evitar la formación de geles excesivamente elevados que pueden ocasionar problemas para reiniciar la circulación en el anular.
- ✓ Utilizar fluidos de perforación densificados con hematita en la perforación de pozos, pues conduce a la formación de revoques más delgados, respecto a la barita.
- ✓ Emplear aditivos, adicionales al polímero, para reducir la pérdida de filtrado en los fluidos de perforación BACP densificados con hematita.
- ✓ Investigar otras formulaciones de lavadores que permitan aumentar la remoción de los revoques de hematita, y con ello, asegurar el aislamiento zonal requerido en el pozo.
- ✓ Aplicar la mezcla de surfactantes y luego la solución de HCl para remover revoques de fluidos BACP densificados con hematita.
- ✓ Utilizar mezclas de surfactantes para disolver revoques de fluidos de perforación BACP.
- ✓ No utilizar lavadores formulados con solventes aromáticos o mezclas de éstos con surfactantes, para remover revoques de fluidos BACP densificados con hematita.
- ✓ Densificar la mezcla de surfactantes con NaCl.
- ✓ Determinar la estabilidad y resistencia de los lavadores 4 y 5 frente a gases agrios ( $\text{CO}_2$  y  $\text{H}_2\text{S}$ ) y otros contaminantes presentes en el anular, así como su compatibilidad con otros fluidos presentes en el acondicionamiento.

- ✓ Utilizar la Celda de Filtrado Dinámico para determinar la erosionabilidad de los revoques de fluidos de perforación, así como para el diseño y evaluación de los lavadores a emplear durante el acondicionamiento.
- ✓ Construir curvas de r.p.m. aplicada en la Celda en función del caudal de bombeo durante el acondicionamiento para diferentes tamaños del anular y diferentes fluidos de perforación.
- ✓ Determinar la potencia entregada al fluido mediante la eficiencia del motor y el consumo de corriente eléctrica medido en mA (miliAmpere) con una pinza amperimétrica.
- ✓ Diseñar una metodología para determinar el porcentaje de remoción, tanto mecánica como química, en un pozo real donde se evalúe el mismo fluido de perforación utilizado en la Celda, lo cual es la mejor manera de validar la Celda.
- ✓ Retirar por completo de la Celda de Filtrado Dinámico los residuos del fluido de perforación utilizado, antes de introducir el lavador, para evitar sedimentación durante la remoción química.
- ✓ Formular los fluidos de perforación de modo tal que el volumen de filtrado generado sea medible con cierta precisión en el prototipo experimental.
- ✓ Modificar la Celda de Filtrado Dinámico para sustituir el papel de filtro por un núcleo poroso de permeabilidad conocida, y para permitir la recirculación del fluido durante la filtración dinámica, la remoción mecánica y química. Con esto último se evita la deposición de las partículas erosionadas sobre el revoque nuevamente.
- ✓ Proponer un diseño en base a la Celda PDVSA de modo tal que la medición del filtrado producido se realice por desplazamiento de volumen de otro líquido y que la recolección de la data experimental así como el control de las condiciones de operación se realice mediante un computador, es decir, automatizar el equipo.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. Economides, M.J. **“Petroleum Well Construction”**. John Wiley & Sons Edition. New York, N.Y., 1998.
2. Cooke, C. E.; Gonzalez, O. J. y Broussard, D. J. **“Primary Cementing Improvement by Casing Vibration during cement curing time”**. Paper SPE 14199. Las Vegas, Septiembre 1985.
3. Haut, R. C. y Crook, R. J. **“Primary Cementing: the mud removal”**. Paper SPE 8253. Las Vegas, Septiembre 1979.
4. Sabins, F. **“Charla Magistral”, IV Seminario de Cementación de Pozos**. PDVSA-INTEVEP. Los Teques, 18 y 19 de Julio de 1999.
5. Newman, K; Wojtanowicz, A. y Gahan, B. C. **“Cement Pulsation Improves Gas Well Cementing”**. World Oil, Julio 2001, 89-94.
6. Arocha, J.; Carrasquero, J.; Quijada, K. y Rivers, R. **“Aplicación de campo de la ORIMATITA como densificante en fluidos de perforación”**. Corpoven S.A. II SEFLU. Caracas, Noviembre 1993.
7. Tovar, J. G.; Pardey, R.; Barrios, J. C.; Rivers, R.; Arocha, J. y Rodríguez, J. C.. **“Propiedades y Procedimientos de uso del densificante ORIMATITA™ en lodos con base en aceite”**. IX COLAPER. Caracas, Venezuela; Noviembre 1994.
8. Bolívar, R. A.; Centeno, A.; Ciccola, V. y Rodríguez, W. **“Fuentes de Fallas en la Tecnología de Cementación de Pozos”**. Aprobado para su publicación en Visión Tecnológica, vol. 10, N°1, 2002.
9. Manual IMCO. **“Tecnología aplicada de lodos”**. 7ª edición. Halliburton. Houston, Texas, 1981.

10. Smith, T. R. y Ravi, K. M. **“Investigation of drilling fluid properties to maximize cement displacement efficiency”**. Paper SPE 22775. Dallas, Octubre 1991.
11. Rabia, H. **“Oil Well Drilling Engineering Principles & Practice”**. Graham & Trotman Inc. Gran Bretaña, 1985.
12. Romay I. y Ortiz, O. **“Manual de fluidos de perforación”**. Maraven. Cabimas, Venezuela, Noviembre 1987.
13. Chacón, A. **“Revoques de Fluidos de Perforación y su Influencia en el Proceso de Cementación de Pozos”**. Trabajo Especial de Grado Presentado a la U.C.V. para optar al título de Ingeniero de Petróleo. Caracas, Venezuela, Abril 2002.
14. Norma API Spec. 13A. **“Specification for Drilling-Fluid Materials”**. 50° Edición, Mayo 1993.
15. Gray, G. R. y Darley, H. C. **“Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids”**. 5° Edición. Gulf Publishing Company, Houston, Texas, 1980.
16. Baker Hughes. **“Drilling Fluids Manual”**. INTEQ. 1991.
17. Tovar, J. G.; Azar, J. J.; Lummus, J. L. y Pilehvari, A. **“Formation Damage Studies on Reservoir Rocks Using Water-Base and Oil-Base Mud”**. Paper SPE 27349. Louisiana, Febrero 1994.
18. Bird, R. B.; Stewart, W. E. y Lightfoot, E. N. **“Transport Phenomena”**. John Wiley & Sons. 1960.
19. Cheremisinoff, N. P. y Azbel, D. S. **“Liquid Filtration”**. Ann Arbor Science Publishers. U.S.A., 1983.
20. Rushton, A.; Ward, A. S. y Holdich, R. G. **“Solid- Liquid Filtration and Separation Technology”**. VCH Publishers. Alemania, 1996.

21. Sorrentino, J. **“Estudio de la formación de revoques de fluidos de perforación con sólidos de distintas granulometrías”**. Laboratorio de Separaciones Mecánicas. Universidad Central de Venezuela, Caracas, 1998.
22. Grace, H. P. **“Resistance and Compressibility of Fikter Cakes”**. Chemical Engineering Progress. Vol. 49, N° 6, Junio 1953, 303-318.
23. Tiller, F. M.; Yen, C. S. y Leu, W. F. **“Compressibility of Particulate Structures in Relation to Thickening, Filtration and Expression – A Review”**. Separation Science and Technology. U.S.A., 1987.
24. Outmans, H. D. **“Mechanics of Static and Dinamic Filtration in the Bore Hole”**. Society of Petroleum Engineers Journal. September 1963.
25. Tovar, J. G. y Martínez, A. **“Mud Cake Compressibility and Mobility of Fluid Loss Evaluation”**. Paper SPE 26980. Buenos Aires, Abril 1994.
26. Ramírez, C.; Campos, M.; Pestana, D. y Bolívar, R. A. **“Efecto de gases agrios sobre los materiales cementantes utilizados comúnmente en los pozos petroleros”**. INGEPET 2002. Internacional Seminal. Lima, Perú, Noviembre 2002.
27. Nelson, E. **“Well Cementing”**. Schlumberger Dowell. Sugar Land, Texas, 1990.
28. Halliburton Services. **“Displacement Mechanics Studies”**. Recopilación de Papers. Halliburton Cement. Enero 1987.
29. Sauer, C. W. **“Mud Displacement During Cementing: a state of the art”**. Journal of Petroleum Technology. Septiembre 1987.

30. Mc Lean, R. H.; Manry, C. W. y Whitaker, W. **“Displacement Mechanics in Primary Cementing”**. Journal of Petroleum Technology. Febrero 1967.
31. Clark, C. R. y Carter, I. G. **“Mud Displacement with Cement Slurries”**. Journal of Petroleum Technology. Julio 1973.
32. Howard, G. C. y Clark, J. B. **“Factors to be considered in obtaining proper cementing of casing”**. Drilling and Production Practices 1948.
33. Ravi, K.; Beirute, R. M. y Covington, R. L. **“Erodability of Partially Dehydrated Gelled Drilling Fluid and Filter Cake”**. Paper SPE 24571. Washington, Octubre 1992.
34. Rodríguez, C. **“Evaluación de la Compresibilidad y Erosionabilidad de Revoques de Fluidos de Perforación previa a la Cementación”**. Trabajo Especial de Grado Presentado a la U.C.V. para optar al título de Ingeniero Químico. Caracas, Venezuela, Marzo 2001.
35. Norma API Spec. 13B-2. **“Recommended Practice Standard Procedures for Field Testing Oil Based Drilling Fluids”**. 2° Edición, Septiembre 1997.
36. Norma API Spec. 13-I. **“Recommended Practice Standard Procedures for Laboratory Testing Drilling Fluids”**. 5° Edición. Junio 1995.
37. Castillo, P.; Pestana, D. y Muñoz, R. **“Cementación Primaria. Evaluación Dinámica de Preflujos”**. XI COLAPER. Argentina, 1998.
38. Gómez, O. y Silva, A. C. **“VASSA: Un ejemplo venezolano de penetración tecnológica en Sudamérica y el Caribe”**. Visión Tecnológica, Mayo 2002, Vol. 9 N° 2.



39. MI Drilling Fluids Co. **“Drilling Fluid Engineering Manual”**. Houston, Magcobar/IMCO. 1991.
40. Wade, L. G. **“Química Orgánica”**. 2ª edición. Prentice-Hall Hispanoamericana, S.A. México, 1993.
41. Rodríguez, C. **“Máquinas Hidráulicas”**. CEILP. Tomo I. La Plata, 1986.
42. Advani, L. T. **“Horsepower Tables for Agitators Impellers”**. Gulf Publishing Company. Houston, Texas, U.S.A., 1976.
43. Subramanian, R. y Azar, J. J. **“Experimental Study on Friction Pressure Drop for Non Newtonian Drilling Fluids in Pipe and Annular Flow”**. Paper SPE 64647. China, Noviembre 2000.
44. Bourgoyne, A.; Millheim, K. K.; Chenevert, M. y Young Jr., F. S. **“Applied Drilling Engineering”**. Paper SPE. U.S.A., 1986.

---

## APÉNDICE

### Apéndice A. Procedimiento experimental detallado.

#### A.1. Preparación del fluido de perforación.

- 1) En un envase de vidrio con capacidad para 350 ml aproximadamente verter el fluido base: aceite mineral y el polímero, cada uno en las cantidades indicadas en la Tabla 3, y agitar durante 24 hr en un Agitador Lightning para que se solubilice el polímero y se forme una mezcla homogénea.
- 2) Trasladar el contenido del envase de vidrio a un vaso metálico y agitar la mezcla en un Agitador Hamilton Beach durante 10 min.
- 3) Añadir gradualmente a la mezcla anterior la arcilla organofílica en la cantidad indicada en la Tabla 3 y agitar durante 30 min.
- 4) Añadir a la mezcla anterior el humectante en la cantidad indicada en la Tabla 3 y agitar durante 10 min.
- 5) Añadir a la mezcla anterior la cal hidratada en la cantidad indicada en la Tabla 3 y agitar durante 10 min.
- 6) Añadir a la mezcla anterior el modificador reológico en la cantidad indicada en la Tabla 3 y agitar durante 10 min.
- 7) Añadir gradualmente a la mezcla anterior el densificante en la cantidad indicada en la Tabla 3 y agitar durante 30 min.

#### A.2. Pruebas de filtración estática.

Mediante este conjunto de pruebas se pueden determinar los siguientes parámetros:

- El valor de  $c$  a 150, 250 y 500 lpc, a  $T = 185$  °F.
- La masa de filtrado acumulado en el tiempo.
- El volumen de filtrado.
- Los valores de pendiente e intersección de la ecuación 32, así como  $\alpha$  y  $s$ , para caracterizar el revoque.

Para calcular los parámetros que describen el tipo de revoque, se realizaron tres pruebas a cada presión y temperatura de trabajo, es

decir, tres pruebas a 150, 250 y 500 lpc respectivamente, manteniendo una temperatura igual a 185 °F.

El procedimiento realizado en cada prueba de esta etapa fue el siguiente:

- 1) Agitar el fluido de perforación en un Agitador Hamilton Beach para homogeneizar la mezcla, durante 5 min. aproximadamente.
- 2) Poner en funcionamiento la manta de calentamiento graduándola a la temperatura deseada ( $T = 185\text{ °F}$ ) mediante el controlador de temperatura.
- 3) Colocar en la base de la celda los siguientes componentes, en el orden que se indica: una empaadura O-ring screen seal (P-3149), papel de filtro cualitativo grado 4 marca Whatman y por último la malla de acero.
- 4) Ensamblar la tapa inferior de la celda, ajustándola hasta crear un sello adecuado.
- 5) Colocar la celda sobre el soporte, conectar el termopar, colocar la manta de calentamiento y calentar la celda durante 15 min. aproximadamente hasta que alcance una temperatura de 110 °F.
- 6) Verter en la celda, aproximadamente, 120 ml de fluido de perforación previamente agitado.
- 7) Colocar la tapa superior con las válvulas cerradas completamente.
- 8) Ensamblar la unidad de agitación, a través del vástago que posee la celda.
- 9) Conectar la fuente de presión regulada a la válvula superior.
- 10) Agitar el fluido de perforación a una tasa de corte igual a 250 r.p.m. hasta que se establezca la temperatura de la celda a 185°F, durante 30 min.
- 11) Una vez estabilizada la temperatura, detener la acción del agitador, incrementar la presión en la celda, manipulando las válvulas reguladoras de presión, hasta el valor en el que se evaluará el filtrado, ya sea 150, 250 o 500 lpc.

- 12) Abrir la válvula de la base, activar el cronómetro una vez que halla caído la primera gota de filtrado sobre el recipiente recolector, y comenzar la recolección de la masa de filtrado para cada minuto de la prueba.
- 13) Después que termine el tiempo de prueba (30 min.), cerrar la válvula de la base y desconectar las válvulas de presión, el termopar, la manta de calentamiento y la unidad de agitación.
- 14) Abrir la válvula superior para liberar la presión.
- 15) Abrir la tapa superior y drenar el fluido de perforación remanente.
- 16) Los pasos 13, 14 y 15 se deben realizar en un tiempo aproximado de 1 min.
- 17) Retirar cuidadosamente el revoque formado, y llevarlo a una balanza para determinar el peso húmedo.
- 18) Secar el revoque, tal como se describe en el Apéndice A.6, y luego determinar el peso seco.

### **A.3.** Pruebas de filtración dinámica.

Mediante este conjunto de pruebas se pueden determinar los siguientes parámetros:

- El valor de masa de revoque depositado a 300 r.p.m., 250 lpc, a  $T = 185\text{ }^{\circ}\text{F}$ .
- La masa de filtrado acumulado en el tiempo.
- El volumen de filtrado.

Para calcular el peso del revoque formado en condiciones dinámicas aplicando una tasa de corte de 300 r.p.m., se realizaron tres pruebas para una presión y temperatura de trabajo igual a 250 lpc y  $185\text{ }^{\circ}\text{F}$ , respectivamente.

El procedimiento realizado en cada prueba de esta etapa fue el siguiente:

- 1) Agitar el fluido de perforación en un agitador mecánico para homogeneizar la mezcla, durante 5 min. aproximadamente.

- 2) Poner en funcionamiento la manta de calentamiento graduándola a la temperatura deseada ( $T = 185\text{ }^{\circ}\text{F}$ ) mediante el controlador de temperatura.
- 3) Colocar en la base de la celda los siguientes componentes, en el orden que se indica: una empaadura O-ring screen seal (P-3149), papel de filtro cualitativo grado 4 marca Whatman y por último la malla de acero.
- 4) Ensamblar la tapa inferior de la celda, ajustándola hasta crear un sello adecuado.
- 5) Colocar la celda sobre el soporte, conectar el termopar, colocar la manta de calentamiento y calentar la celda durante 15 min. aproximadamente hasta que alcance una temperatura de  $110\text{ }^{\circ}\text{F}$ .
- 6) Verter en la celda, aproximadamente, 120 ml de fluido de perforación previamente agitado.
- 7) Colocar la tapa superior con las válvulas cerradas completamente.
- 8) Ensamblar la unidad de agitación, a través del vástago que posee la celda.
- 9) Conectar la fuente de presión regulada a la válvula superior.
- 10) Agitar el fluido de perforación a una tasa de corte igual a 250 r.p.m. hasta que se establezca la temperatura de la celda a  $185^{\circ}\text{F}$ , durante 30 min.
- 11) Una vez estabilizada la temperatura aumentar la presión en la celda, manipulando las válvulas reguladoras de presión, hasta 250 lpc.
- 12) Incrementar las revoluciones del agitador a una tasa de corte igual a 300 r.p.m.
- 13) Abrir la válvula de la base, activar el cronómetro una vez que halla caído la primera gota de filtrado sobre el recipiente recolector y comenzar la recolección de la masa de filtrado para cada minuto de la prueba.

- 14) Cesar la agitación una vez terminado el tiempo de prueba (30 min.), cerrar la válvula de la base, desconectar la válvula de presión, el termopar, la manta de calentamiento y la unidad de agitación.
- 15) Abrir la válvula superior para liberar la presión contenida en la celda.
- 16) Abrir la tapa superior y drenar el fluido de perforación remanente.
- 17) Los pasos 14, 15 y 16 se deben realizar en un tiempo aproximado de 1 min.
- 18) Retirar cuidadosamente el revoque formado, y llevarlo a una balanza para pesarlo.
- 19) Una vez que se ha determinado el peso húmedo del revoque se procede a secarlo tal como se indica en el Apéndice A.6.; posteriormente reportar el peso seco del revoque.

#### **A.4. Pruebas de erosión mecánica.**

Mediante este conjunto de pruebas se determinaron los siguientes parámetros:

- El valor de masa de revoque a 250 lpc y 185 °F, aplicando diferentes tasas de corte: 300, 600, 900, 1200 y 1500 r.p.m..
- La masa de filtrado para cada intervalo de tiempo.
- El volumen de filtrado.
- El porcentaje de erosión mecánica.

Para calcular los parámetros indicativos de la calidad del revoque, se realizaron tres pruebas para cada una de las velocidades de agitación, a una presión de 250 lpc y una temperatura de 185 °F.

Cada prueba se realizó con el siguiente procedimiento:

- 1) Agitar el fluido de perforación en un agitador mecánico para homogeneizar la mezcla, durante un tiempo aproximado de 5 min.
- 2) Poner en funcionamiento la manta de calentamiento graduándola a la temperatura deseada ( $T = 185 \text{ °F}$ ) mediante el controlador de temperatura.
- 3) Colocar en la base de la celda los siguientes componentes, en el orden que se indica: una empacadura O-ring screen seal (P-3149),

- papel de filtro cualitativo grado 4 marca Whatman y por último la malla de acero.
- 4) Ensamblar la tapa inferior de la celda, ajustándola hasta crear un sello adecuado.
  - 5) Colocar la celda sobre el soporte, conectar el termopar, colocar la manta de calentamiento y calentar la celda durante 15 min. aproximadamente hasta que alcance una temperatura de 110 °F.
  - 6) Verter en la celda, aproximadamente, 120 ml de fluido de perforación previamente agitado.
  - 7) Colocar la tapa superior con las válvulas cerradas completamente.
  - 8) Ensamblar la unidad de agitación, a través del vástago que posee la celda.
  - 9) Conectar la fuente de presión regulada a la válvula superior.
  - 10) Agitar el fluido de perforación a una tasa de corte igual a 250 r.p.m. hasta que se estabilice la temperatura de la celda a 185 °F, durante 30 min.
  - 11) Una vez estabilizada la temperatura, detener la acción del agitador, incrementar la presión en la celda hasta 250 lpc, manipulando las válvulas reguladoras de presión.
  - 12) Abrir la válvula de la base, activar el cronómetro una vez que halla caído la primera gota de filtrado sobre el recipiente, y comenzar la recolección de la masa de filtrado para cada minuto de prueba durante el tiempo que dura esta etapa (30 min.).
  - 13) Inmediatamente cumplido el tiempo de filtración estática accionar el agitador a la revolución deseada (300, 600, 900, 1200 y 1500 r.p.m.) según los requerimientos de la prueba. La duración de la etapa de erosionabilidad mecánica es 30 min..
  - 14) Cesar la agitación una vez terminado el tiempo de prueba, cerrar la válvula de la base, desconectar las válvulas de presión, el termopar, la manta de calentamiento y la unidad de agitación.
  - 15) Abrir la válvula superior para liberar la presión.
  - 16) Abrir la tapa superior y drenar el fluido de perforación remanente.

- 17) Los pasos 14, 15 y 16 se deben realizar en un tiempo aproximado de 1 min.
- 18) Retirar cuidadosamente el revoque formado, lavar ligeramente con aceite mineral su superficie, y luego llevarlo a una balanza donde es pesado.
- 19) Después de determinar el peso de revoque húmedo se procede a secarlo tal como se describe en el Apéndice A.6.; posteriormente se mide el peso del revoque seco.

**A.5.** Pruebas de remoción química.

Mediante este conjunto de pruebas se determinaron los siguientes parámetros:

- El valor de masa de revoque a 250 lpc y 185 °F, luego de aplicar un lavador químico con una tasa de corte de 600 r.p.m.
- La masa de filtrado para cada intervalo de tiempo.
- El volumen de filtrado.
- El porcentaje de remoción química.

**A.5.1.** Pruebas de remoción química para evaluar los lavadores 1, 2, 3, 5 y 6.

Cada prueba se realizó con la siguiente metodología:

- 1) Agitar el fluido de perforación en un agitador mecánico para homogeneizar la mezcla, durante 5 min aproximadamente.
- 2) Poner en funcionamiento la manta de calentamiento graduándola a la temperatura deseada ( $T = 185\text{ °F}$ ) mediante el controlador de temperatura.
- 3) Colocar en la base de la celda los siguientes componentes, en el orden que se indica: una empacadura O-ring screen seal (P-3149), papel de filtro cualitativo grado 4 marca Whatman y por último la malla de acero.
- 4) Ensamblar la tapa inferior de la celda, ajustándola hasta crear un sello adecuado.



- 5) Colocar la celda sobre el soporte, conectar el termopar, colocar la manta de calentamiento y calentar la celda durante 15 min. aproximadamente hasta que alcance una temperatura de 110 °F.
- 6) Verter en la celda, aproximadamente, 120 ml de fluido de perforación previamente agitado.
- 7) Colocar la tapa superior con las válvulas cerradas completamente.
- 8) Ensamblar la unidad de agitación, a través del vástago que posee la celda.
- 9) Conectar la fuente de presión regulada a la válvula superior.
- 10) Agitar el fluido de perforación a una tasa de corte igual a 250 r.p.m. hasta que se estabilice la temperatura de la celda a 185 °F, durante 30 min.
- 11) Una vez estabilizada la temperatura incrementar la presión en la celda hasta 250 lpc, manipulando las válvulas reguladoras de presión.
- 12) Incrementar las revoluciones del agitador a una tasa de corte igual a 300 r.p.m..
- 13) Abrir la válvula de la base, activar el cronómetro una vez que halla caído la primera gota de filtrado sobre el recipiente recolector y comenzar la recolección de la masa de filtrado para cada minuto de la prueba.
- 14) Cesar la agitación una vez terminado el tiempo de prueba (30 min.), cerrar la válvula de la base, desconectar la válvula de presión, el termopar, la manta de calentamiento y la unidad de agitación.
- 15) Abrir la válvula superior para liberar la presión contenida en la celda.
- 16) Abrir la tapa superior y drenar el fluido de perforación remanente.
- 17) Los pasos 14, 15 y 16 se deben realizar en un tiempo aproximado de 1 min.
- 18) Limpiar cuidadosamente el interior de la celda evitando cualquier contacto con el revoque, a fin de retirar restos del fluido de

- perforación adheridos a la pared. Este paso debe realizarse en un tiempo inferior a 10 min.
- 19) Colocar la celda sobre el soporte, conectar el termopar, colocar la manta de calentamiento regulada a la temperatura de 185 °F y calentar la celda hasta alcanzar una temperatura de 165 °F.
  - 20) Incorporar al sistema un volumen del lavador a evaluar, igual a 60 ml, y repetir los pasos del 7 al 9.
  - 21) Accionar el agitador a una tasa de corte igual a 600 r.p.m., esperar que se estabilice la temperatura en un valor de 185 °F durante 10 min aproximadamente.
  - 22) Una vez estabilizada la temperatura incrementar la presión en la celda hasta 250 lpc, manipulando las válvulas reguladoras de presión e iniciar la remoción química.
  - 23) Abrir la válvula de la base, activar el cronómetro y comenzar la recolección de la masa de filtrado para cada minuto de la prueba.
  - 24) Cesar la agitación una vez terminado el tiempo de prueba de remoción química (30 min.), cerrar la válvula de la base, desconectar las válvulas de presión, el termopar, la manta de calentamiento y la unidad de agitación.
  - 25) Abrir la válvula superior para liberar la presión contenida en la celda.
  - 26) Abrir la tapa superior y drenar el lavador remanente.
  - 27) Los pasos 24, 25 y 26 se deben realizar en un tiempo aproximado de 1 min.
  - 28) Retirar cuidadosamente el revoque formado, lavar ligeramente con aceite mineral su superficie, y luego llevarlo a una balanza para pesarlo.
  - 29) Después de determinar el peso de revoque húmedo se procede a secarlo tal como se describe en el Apéndice A.6.; posteriormente se determina el peso del revoque seco.

**A.5.2.** Pruebas de remoción química para evaluar el lavador 4.

Cada prueba se realizo con la siguiente metodología:

- 1) Realizar los pasos del 1 al 27, indicados en la sección A.5.1 para aplicar el lavador 1. En el paso 20, el lavador que se debe incorporar al sistema es el lavador 1.
- 2) Colocar la celda sobre el soporte, conectar el termopar y colocar la manta de calentamiento regulada a la temperatura de 185 °F.
- 3) Incorporar al sistema un volumen del lavador 4, igual a 60 ml, y repetir los pasos del 7 al 9, de la sección A.5.1.
- 4) Accionar el agitador a una tasa de corte igual a 600 r.p.m., esperar que se estabilice la temperatura en un valor de 185 °F durante 5 min aproximadamente.
- 5) Repetir los pasos del 22 al 27, de la sección A.5.1.
- 6) Retirar cuidadosamente el revoque formado y llevarlo a una balanza para pesarlo.
- 7) Después de determinar el peso de revoque húmedo se procede a secarlo tal como se describe en el Apéndice A.6; posteriormente se determina el peso del revoque seco.

**A.5.3.** Pruebas de remoción química para evaluar los lavadores 7 y 8.

Cada prueba se realizo con la metodología explicada en el punto A.5.1, pero con los siguientes cambios. En el paso 2, se ajusta a una temperatura igual 248 °F. En el paso 10 el tiempo para alcanzar la temperatura en la celda, 248 °F, es 50 min. En el paso 11, se incrementa la presión hasta 500 lpc. En el paso 21, debe estabilizarse la temperatura en un valor de 248 °F, durante 15 min aproximadamente. En el paso 22, se incrementa la presión hasta 500 lpc.

**A.6.** Secado del revoque formado por un fluido de perforación base aceite.

Para obtener el peso del revoque seco, se siguen los siguientes pasos:

- 1) Colocar un volumen de n-pentano igual a 50 ml en un recipiente plástico, cuya capacidad y forma permita sumergir el revoque en el solvente.
- 2) Sumergir el revoque en el n-pentano y esperar a que éste se evapore.
- 3) Colocar nuevamente el mismo volumen de n-pentano y repetir el paso 2.
- 4) Retirar el revoque del recipiente y ponerlo en un vidrio reloj.
- 5) Introducir el revoque dentro de un horno a 60°C durante 24 horas.
- 6) Transcurrido el tiempo de secado, determinar el peso seco del revoque en una balanza.

Tabla A.1. Propiedades del pentano.

Propiedad	Valor
Rango Ebullición, °C	35-40
Color (APHA)	<10
Residuos después de evaporación, %	0,0001
Compuestos de azufre, %	0,0002
Agua, %	0,005
Punto de inflamación, °C	-49

**A.7.** Procedimiento para determinar la adsorción del polímero estireno-butadieno sobre las partículas de hematita y barita.

- 1) En un recipiente de vidrio con tapa agregar 200 ml de pentano, 20 gr del densificante (hematita o barita según sea el caso) y 10 gr de polímero estireno-butadieno. El pentano permite la rápida disolución del polímero.
- 2) Tapar el recipiente y mantener en agitación magnética durante 48 horas, como tiempo de contacto entre el polímero y las partículas del densificante.
- 3) Filtrar al vacío parte de la mezcla pentano-polímero-densificante utilizando un papel de filtro cualitativo grado 6.
- 4) Secar en la estufa a 60 °C durante 24 hr los sólidos filtrados retenidos sobre el papel de filtro.

- 5) Realizar Análisis Termogravimétrico (TGA) tanto a la hematita como a la barita después de secarlas en la estufa. También realizar TGA al polímero, la hematita y la barita puros para identificar cada componente en el TGA de los densificantes con el polímero adsorbido.

## Apéndice B. Procedimiento de cálculo.

### B.1. Índice de Compresibilidad

Para determinar el índice de compresibilidad del revoque formado a partir de un fluido de perforación se determinó la resistencia específica másica del revoque ( $\alpha$ ) a tres valores de presión.

Suponiendo que el filtrado obtenido es Newtoniano y que fluye en régimen laminar a través de los poros del revoque, se puede aplicar la Ley de Darcy para calcular la resistencia específica másica del revoque:

$$Q = \left( \frac{\kappa}{\mu} \right) \cdot \left( \frac{A}{L} \right) \cdot \Delta P \quad (52)$$

Realizando arreglos convenientes a la expresión para la Ley de Darcy resulta una ecuación útil para modelar el proceso de filtración a presión y temperatura constantes.

$$\frac{t}{V} = a \cdot V + b \quad (53)$$

Partiendo de los valores de masa de filtrado acumulado en función del tiempo, obtenidos en las pruebas de filtración estática, y empleando la densidad del filtrado obtenido se puede construir un gráfico del inverso del flujo volumétrico del filtrado en función del volumen de filtrado acumulado. Del ajuste de los puntos a una línea recta se determinan los valores “a” y “b”, donde:

$$a = \frac{\mu \cdot c \cdot \alpha}{2 \cdot A^2 \cdot \Delta P} \quad (54)$$

$$b = \frac{\mu \cdot R_m}{A \cdot \Delta P} \quad (55)$$

Posteriormente, conocidos los valores de masa de revoque seco y volumen de filtrado obtenidos al final de la filtración estática se puede calcular el parámetro c, el cual junto con la viscosidad del filtrado y el área de filtración permitirán determinar la resistencia específica másica

del revoque formado por filtración estática a una presión P, mediante la siguiente ecuación:

$$\alpha = a \cdot \left( \frac{2 \cdot A^2 \cdot \Delta P}{\mu \cdot c} \right) \tag{56}$$

Finalmente, conocida la resistencia específica másica del revoque a diferentes presiones pero a la misma temperatura, se puede calcular el índice de compresibilidad (s) aplicando la siguiente ecuación:

$$\alpha = \alpha_o \cdot \Delta P^s \tag{57}$$

La linealización de la ecuación resulta:

$$\ln(\alpha) = \ln(\alpha_o) + s \cdot \ln(\Delta P) \tag{58}$$

Con lo cual al graficar  $\ln(\alpha)$  vs  $\ln(\Delta P)$ , se obtiene una línea recta cuya pendiente es el valor de s.

**B.2.** Volumen de lavador a emplear en la remoción química.

Para calcular el volumen requerido de lavador en la celda, se tomará en cuenta uno de los criterios aplicados en campo, según el cual la sustancia responsable de la remoción química (lavador) debe estar en contacto con la superficie a lavar por lo menos durante 1.000 pie (ver punto 6.7 del Marco Teórico).

En ese sentido se supone un hoyo con las características descritas en la Figura B.1.

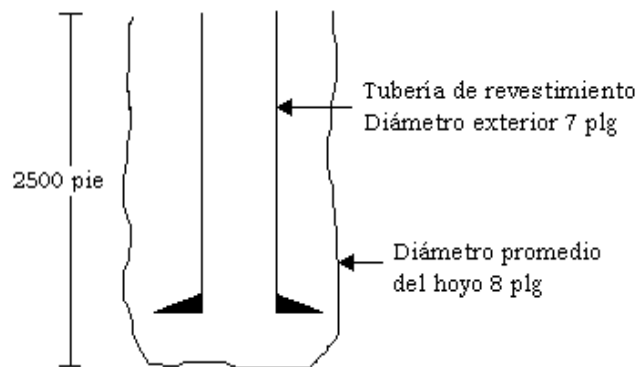


Figura B.1. Configuración común de la sección de producción de un pozo de petróleo.

Considerando la Figura B.1 y utilizando las ecuaciones 59-63 se determina el volumen de lavador a colocar en la celda experimental. Dicha cantidad de lavador equivale al volumen real de lavador que se emplearía durante la perforación de un pozo con las características geométricas de la Figura B.1.

$$Cap.Anular = \frac{D_{hoyo}^2 - D_{Ext. Re vestidor}^2}{1029} \quad (59)$$

$$Cap.Anular = \frac{8,375^2 - 7^2}{1029} = 2,0544 \cdot 10^{-2} \frac{bbl}{pie}$$

$$Vol.Anular = Cap.Anular \cdot Altura \quad (60)$$

$$Vol.Anular = 2,0544 \cdot 10^{-2} \frac{bbl}{pie} \cdot 2500 pie = 51,36 bbl$$

$$Vol.Sup.Con = Cap.Anular \cdot Altura \quad (61)$$

$$Vol.Sup.Con = 2,0544 \cdot 10^{-2} \frac{bbl}{pie} \cdot 1000 pie = 20,54 bbl$$

$$Vol.Celda = 150 ml \quad (62)$$

Con los datos obtenidos en las ecuaciones 59 a 62 se puede aplicar la ecuación 63.

$$Vol.Lav.Celda = \frac{Vol.Celda \cdot Vol.Sup.Con}{Vol.Anular} \quad (63)$$

$$Vol.Lav.Celda = \frac{150 ml \cdot 20,54 bbl}{51,36 bbl} = 59,98 ml$$

Luego aproximando a 60 ml el valor del volumen de lavador, se procede a evaluar cinco formulaciones de lavadores como las que se muestran en las Tablas 4 a 8, como removedores químicos sobre revoques de fluidos de perforación base aceite densificados con



hematita, cuya formulación se obtuvo tal como se indica en el punto 2.1 de la metodología experimental.

### B.3. Potencia por unidad de superficie en la Celda PDVSA de Filtrado Dinámico para Evaluación de Lavadores.

El cálculo de la potencia hidráulica, es decir la potencia que la turbina entrega al fluido, se realizó por Leyes de Semejanza para turbinas <sup>[41]</sup>, la cual se muestra en la ecuación 67.

$$\frac{P_1}{P_2} = \left(\frac{n_1}{n_2}\right)^3 \cdot \left(\frac{D_1}{D_2}\right)^5 \quad (67)$$

Donde  $P_1$  y  $n_1$  son la potencia y la tasa de corte de la turbina de diámetro  $D_1$ , y  $P_2$  y  $n_2$  son la potencia y la tasa de corte de la turbina de diámetro  $D_2$ . Para aplicar la Leyes de Semejanza, las turbinas de diámetro  $D_1$  y  $D_2$ , deben tener semejanza geométrica, cinemática y dinámica; en otras palabras tanto la turbina como el tanque en el cual están agitando el fluido deben tener el mismo diseño.

Para determinar la potencia hidráulica de la turbina empleada en este estudio se utilizó como referencia la potencia entregada a una turbina Rushton de 12 plg de diámetro a una tasa de corte de 284 r.p.m. Estos valores se obtuvieron experimentalmente utilizando agua como fluido a mezclar, y son reportados por Advani <sup>[42]</sup>.

Así, el estado de referencia es:

$$\begin{array}{ll} D_1 = 12 \text{ plg} & \rho_1 = 1 \text{ gr/cm}^3 \\ n_1 = 284 \text{ r.p.m.} & \mu_1 = 1 \text{ cP} \\ P_1 = 1,87 \text{ hp} & \end{array}$$

Para corregir el valor de potencia al emplear un fluido de densidad diferente a la del estado de referencia, se debe multiplicar la potencia reportada por la densidad del fluido de interés. En este caso la densidad del fluido de perforación es 12 lpg o 1,44 gr/cm<sup>3</sup>.

En las tablas de potencia reportadas por Advani <sup>[42]</sup> se observó que la potencia varió en 26%, aproximadamente, al variar la viscosidad del

fluido desde 1 a 500 cP, para una turbina Rushton de 12 plg y una tasa de corte de 284 r.p.m. En vista de ello, como el fluido en estudio tiene una viscosidad de 23 cP, se utilizó el valor de potencia para un fluido de viscosidad 1 cP.

Por lo tanto, el estado de referencia es:

$$\begin{array}{ll} D_1 = 12 \text{ plg} & \rho_1 = 1,44 \text{ gr/cm}^3 \\ n_1 = 284 \text{ r.p.m.} & \mu_1 = 23 \text{ cP} \\ P_1 = 2,69 \text{ hp} & \end{array}$$

Luego, mediante la ecuación 67 se determina la potencia hidráulica  $P_2$  a diferentes tasas de corte, con las siguientes condiciones:

$$\begin{array}{ll} D_2 = 1,1669 \text{ plg} & \rho_2 = 1,44 \text{ gr/cm}^3 \\ n_2 = 300, 600, 900, 1200 \text{ y } 1500 \text{ r.p.m.} & \mu_2 = 23 \text{ cP} \end{array}$$

De ese modo, la potencia que recibe el fluido de perforación al ser agitado a diferentes tasas de corte en la Celda PDVSA de Filtrado Dinámico para Evaluación de Lavadores se indica en la Tabla 54. Además, se muestra la potencia aplicada por unidad de superficie de revoque en la Celda, siendo dicha área igual a 0,025573 pie<sup>2</sup>.

Es importante mencionar que los parámetros de diseño de la Celda PDVSA y la turbina Rushton utilizados en este estudio son iguales a los especificados por Advani <sup>[42]</sup> para el uso de las tablas con fines de extrapolar los valores a otros diámetros de turbina con otros fluidos. Esto garantiza la aplicabilidad de esos datos experimentales en la validación de la Celda PDVSA.

#### **B.4.** Potencia por unidad de superficie en la sección anular de un hoyo con revestidor centralizado.

En la sección de propiedades reológicas se determinó que los fluidos de perforación BACP densificados con hematita se ajustan al modelo reológico Ley de Potencia Modificada. Para dicho modelo, las ecuaciones para el cálculo de la caída de presión en una sección anular son las siguientes <sup>[43]</sup>:

1. Caída de presión en Régimen Laminar. Flujo en anular concéntrico [43].

$$\frac{\Delta P}{L} = \frac{4 \cdot \tau_w}{d_2 - d_1} \quad (68)$$

Donde  $\tau_w$  es el esfuerzo de corte promedio sobre la pared de la sección anular y  $L$  es la longitud del anular.

Para determinar  $\tau_w$  se debe resolver un sistema de siete ecuaciones no lineales, las cuales son:

$$Y = 0,37 \cdot N^{-0,14} \quad (69)$$

$$Z = 1 - \sqrt[1-Y]{1 - \left(\frac{d_1}{d_2}\right)^Y} \quad (70)$$

$$G = \left(1 + \frac{Z}{2}\right) \cdot \left(\frac{(3-Z) \cdot N + 1}{(4-Z) \cdot N}\right) \quad (71)$$

$$D_{eff} = \frac{d_2 - d_1}{G} \quad (72)$$

$$\tau_w = \tau_o + k \cdot \left(\frac{8 \cdot \nu}{D_{eff}}\right)^n \quad (73)$$

$$\frac{1}{N} = -3 + \frac{\tau_w^3}{(\tau_w - \tau_o) \cdot n \cdot A} \quad (74)$$

$$A = \frac{(\tau_w - \tau_o)^2}{3 \cdot n + 1} + \frac{2 \cdot \tau_o \cdot (\tau_w - \tau_o)}{2 \cdot n + 1} + \frac{\tau_o^2}{n + 1} \quad (75)$$

Donde  $D_{eff}$  es el diámetro efectivo y  $\nu$  es la velocidad promedio del fluido que fluye en el anular.

2. Caída de presión en Régimen Turbulento. Flujo en anular concéntrico [43].

$$\frac{\Delta P}{L} = \frac{2 \cdot f \cdot \rho \cdot v^2}{d} \quad (76)$$

Donde  $f$  es el factor de fricción en régimen turbulento,  $\rho$  es la densidad del fluido de perforación y  $d$  es el diámetro interno de la tubería.

El factor de fricción para un fluido de Ley de Potencia Modificada se puede calcular con la Ecuación de Dodge y Metzner, para tuberías lisas. Para la mayoría de las geometrías de anulares, la aspereza relativa es menor que 0,0004 en todas las secciones. Con estas condiciones el factor de fricción para tuberías lisas (aspereza cero) puede ser aplicado para la mayoría de los cálculos de ingeniería de fluidos de perforación [44].

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = \frac{4}{N^{0.75}} \cdot \log\left(\text{Re} \cdot f^{1-\frac{N}{2}}\right) - \frac{0,4}{N^{1.2}} \quad (77)$$

Para determinar el Número de Reynolds se utiliza el concepto de viscosidad aparente.

$$\text{Re} = \frac{\rho \cdot v \cdot D_{eff}}{\mu_a} \quad (78)$$

$$\mu_a = \frac{\tau_w}{\gamma_a} \quad (79)$$

$$D_{eff} = \frac{4 \cdot N \cdot d}{3 \cdot N + 1} \quad (80)$$

Donde  $\mu_a$  es la viscosidad aparente del fluido de perforación y  $\gamma_w$  es la tasa de corte promedio sobre la pared del anular.

Para calcular los valores de  $\tau_w$ ,  $\gamma_w$  y  $N$  se resuelve el siguiente sistema de ecuaciones no lineales:

$$\frac{1}{N} = -3 + \frac{\tau_w^3}{(\tau_w - \tau_o) \cdot n \cdot A} \quad (81)$$

$$A = \frac{(\tau_w - \tau_o)^2}{3 \cdot n + 1} + \frac{2 \cdot \tau_o \cdot (\tau_w - \tau_o)}{2 \cdot n + 1} + \frac{\tau_o^2}{n + 1} \quad (82)$$

$$\tau_w = \tau_o + k \cdot (\gamma_w)^n \quad (83)$$

$$\tau_w = \left( \frac{3 \cdot N + 1}{4 \cdot N} \right) \cdot \frac{8 \cdot v}{d} \quad (84)$$

Luego para un caudal,  $Q$ , y geometría de anular determinado, se calcula la caída de presión tanto en régimen laminar como en turbulento y se toma el mayor valor de caída de presión para calcular la potencia por unidad de superficie ( $POT_A$ ) mediante la ecuación 85.

$$POT_A = \frac{\Delta P}{L} \cdot Q \cdot \frac{1}{\pi \cdot (D_{hoyo} + D_{rev})} \quad (85)$$

Donde  $D_{hoyo}$  es el diámetro del hoyo, y  $D_{rev}$  es el diámetro exterior del revestidor.

**B.5.** Equivalencia entre la tasa de corte (r.p.m.) aplicada en la Celda PDVSA y el caudal (bpm) durante el acondicionamiento del hoyo.

Para un caudal específico de bombeo utilizado durante el acondicionamiento de un anular de geometría conocida, mediante las ecuaciones indicadas en el Apéndice B.5 se determina la potencia por unidad de área asociada a ese pozo. Posteriormente, la potencia que se debe aplicar en la Celda PDVSA se obtiene de la siguiente manera:

$$POT = POT_A \cdot A_{revoque} \quad (86)$$

Donde  $A_{revoque}$  es el área de la superficie expuesta a la erosión mecánica, y es igual al área disponible para la formación del revoque; en la Celda PDVSA dicha área es igual a 0,025573 pie<sup>2</sup>.

Luego, con la ecuación 67 se puede calcular la tasa de corte,  $n_2$ , que se debe aplicar en la Celda PDVSA para aplicar una potencia neta  $POT$ . El estado de referencia para los cálculos en este trabajo fue el siguiente:

$$D_1 = 12 \text{ plg}$$

$$n_1 = 284 \text{ r.p.m.}$$

$$P_1 = 2,69 \text{ hp}$$

Mientras que:

$$D_2 = 1,1669 \text{ plg}$$

$$P_2 = POT$$

**B.6.** Valores ajustados de potencia por unidad de superficie durante el acondicionamiento del hoyo con fluidos de perforación BACP densificados con barita, con 3 lb/bbl de polímero.

En la Tabla B.6 se muestran los valores corregidos de hp/pie<sup>2</sup> reportados por Chacón [13] en su investigación, con fluidos de perforación BACP densificados con barita.

Pozo	Diámetro de hoyo, (plg)	Diámetro revestidor, (plg)	Profundidad, (pie)	Condiciones de Circulación de Hoyo, (bpm)	Potencia/Superficie del hoyo, (hp/pie <sup>2</sup> )	Anular, (plg)
MUC-95	12 ¼	9 5/8	15.328	7	5,84*10 <sup>-4</sup>	2,875
SBC-119	12 ¼	9 5/8	15.419	8	7,29*10 <sup>-4</sup>	2,875
SBC-90	6 1/8	5 ½	17.140	5	4,01*10 <sup>-2</sup>	0,625
SBC-129	8,8	5 ½	17.075	4	8,65*10 <sup>-4</sup>	3,3

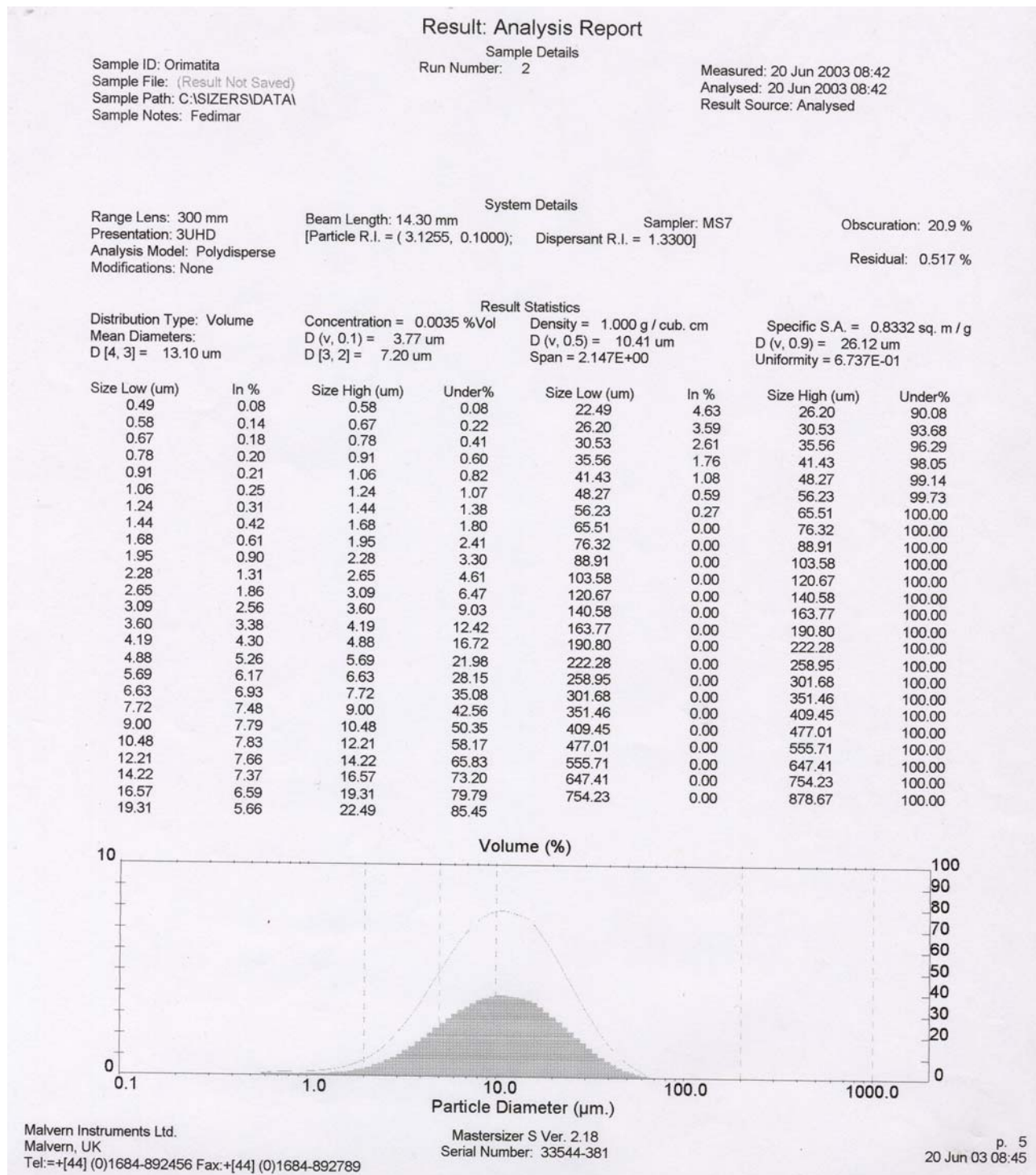
Los valores mostrados en la tabla anterior se obtuvieron siguiendo el procedimiento de cálculo explicado para los fluidos densificados con hematita.

**Apéndice C. Resultados Intermedios.**

Tabla C.1. Lecturas reológicas a 80 °C, en un reómetro Marca BOHLIN CS-10 de soluciones con diferentes concentraciones de polímero disuelto en aceite mineral.

N°	Concentración de polímero, (lb/bbl)			
	3		7	
	Tasa de corte, $\dot{\gamma}$ (1/s)	Esfuerzo de corte, $\tau$ (Pa)	Tasa de corte, $\dot{\gamma}$ (1/s)	Esfuerzo de corte, $\tau$ (Pa)
1	1,97	$5,08 \cdot 10^{-3}$	$1,99 \cdot 10^{-1}$	$4,06 \cdot 10^{-3}$
2	2,23	$6,71 \cdot 10^{-3}$	$2,34 \cdot 10^{-1}$	$4,56 \cdot 10^{-3}$
3	2,43	$7,62 \cdot 10^{-3}$	$2,75 \cdot 10^{-1}$	$4,77 \cdot 10^{-3}$
4	2,71	$7,20 \cdot 10^{-3}$	$3,23 \cdot 10^{-1}$	$4,87 \cdot 10^{-3}$
5	2,99	$9,91 \cdot 10^{-3}$	$3,79 \cdot 10^{-1}$	$4,76 \cdot 10^{-3}$
6	3,28	$9,98 \cdot 10^{-3}$	$4,45 \cdot 10^{-1}$	$4,54 \cdot 10^{-3}$
7	3,64	$9,83 \cdot 10^{-3}$	$5,22 \cdot 10^{-1}$	$4,27 \cdot 10^{-3}$
8	4,04	$1,09 \cdot 10^{-2}$	$6,07 \cdot 10^{-1}$	$5,34 \cdot 10^{-3}$
9	4,47	$1,21 \cdot 10^{-2}$	$7,13 \cdot 10^{-1}$	$7,19 \cdot 10^{-3}$
10	4,93	$1,35 \cdot 10^{-2}$	$8,35 \cdot 10^{-1}$	$9,36 \cdot 10^{-3}$
11	5,43	$1,55 \cdot 10^{-2}$	$9,86 \cdot 10^{-1}$	$1,08 \cdot 10^{-2}$
12	6,04	$1,72 \cdot 10^{-2}$	1,16	$1,03 \cdot 10^{-2}$
13	6,66	$1,87 \cdot 10^{-2}$	1,35	$1,24 \cdot 10^{-2}$
14	7,37	$2,06 \cdot 10^{-2}$	1,58	$1,62 \cdot 10^{-2}$
15	8,14	$2,25 \cdot 10^{-2}$	1,87	$1,63 \cdot 10^{-2}$
18	$1,10 \cdot 10^1$	$3,07 \cdot 10^{-2}$	3,00	$2,80 \cdot 10^{-2}$
21	$1,49 \cdot 10^1$	$4,08 \cdot 10^{-2}$	4,83	$4,31 \cdot 10^{-2}$
24	$2,00 \cdot 10^1$	$5,52 \cdot 10^{-2}$	7,82	$6,85 \cdot 10^{-2}$
27	$2,71 \cdot 10^1$	$7,46 \cdot 10^{-2}$	$1,26 \cdot 10^1$	$1,09 \cdot 10^{-1}$
30	$3,67 \cdot 10^1$	$1,01 \cdot 10^{-1}$	$2,03 \cdot 10^{-1}$	$1,75 \cdot 10^{-1}$
33	$4,96 \cdot 10^1$	$1,37 \cdot 10^{-1}$	$3,28 \cdot 10^{-1}$	$2,81 \cdot 10^{-1}$
36	$6,69 \cdot 10^1$	$1,86 \cdot 10^{-1}$	$5,29 \cdot 10^{-1}$	$4,51 \cdot 10^{-1}$
40	$9,99 \cdot 10^1$	$2,86 \cdot 10^{-1}$	100	$8,50 \cdot 10^{-1}$

### Apéndice D. Resultados de la Distribución del Tamaño de partículas.





### Result: Analysis Report

Sample ID: Barita  
 Sample File: (Result Not Saved)  
 Sample Path: C:\SIZERS\DATA\  
 Sample Notes: Fedimar

Sample Details  
 Run Number: 3

Measured: 20 Jun 2003 08:49  
 Analysed: 20 Jun 2003 08:49  
 Result Source: Analysed

Range Lens: 300 mm  
 Presentation: 3UHD  
 Analysis Model: Polydisperse  
 Modifications: None

System Details  
 Beam Length: 14.30 mm  
 [Particle R.I. = ( 3.1255, 0.1000); Dispersant R.I. = 1.3300]  
 Sampler: MS7

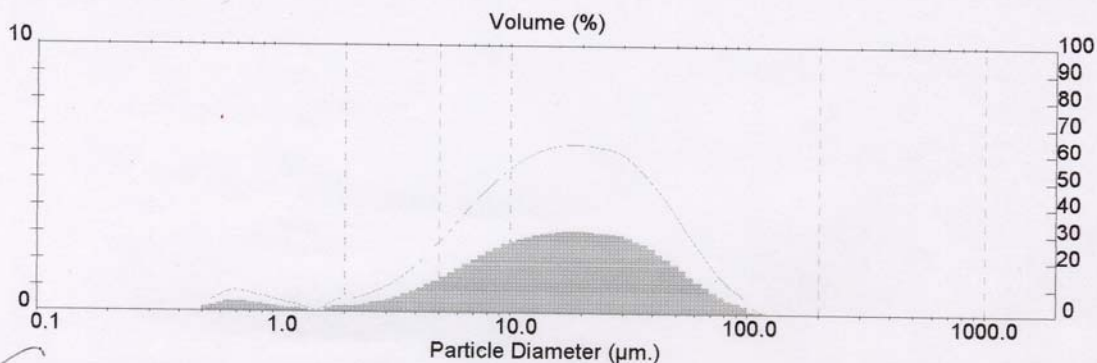
Obscuration: 22.9 %  
 Residual: 0.702 %

Distribution Type: Volume  
 Mean Diameters:  
 D [4, 3] = 22.04 um

Result Statistics  
 Concentration = 0.0039 %Vol  
 D (v, 0.1) = 4.41 um  
 D [3, 2] = 7.55 um  
 Density = 1.000 g / cub. cm  
 D (v, 0.5) = 16.43 um  
 Span = 2.643E+00

Specific S.A. = 0.7945 sq. m / g  
 D (v, 0.9) = 47.83 um  
 Uniformity = 8.256E-01

Size Low (um)	In %	Size High (um)	Under%	Size Low (um)	In %	Size High (um)	Under%
0.49	0.45	0.58	0.45	22.49	6.20	26.20	69.17
0.58	0.71	0.67	1.16	26.20	6.06	30.53	75.23
0.67	0.80	0.78	1.96	30.53	5.64	35.56	80.87
0.78	0.67	0.91	2.62	35.56	5.06	41.43	85.93
0.91	0.52	1.06	3.15	41.43	4.31	48.27	90.24
1.06	0.37	1.24	3.52	48.27	3.46	56.23	93.70
1.24	0.23	1.44	3.74	56.23	2.59	65.51	96.29
1.44	0.11	1.68	3.85	65.51	1.79	76.32	98.08
1.68	0.45	1.95	4.30	76.32	1.13	88.91	99.21
1.95	0.52	2.28	4.82	88.91	0.64	103.58	99.85
2.28	0.66	2.65	5.47	103.58	0.15	120.67	100.00
2.65	0.90	3.09	6.37	120.67	0.00	140.58	100.00
3.09	1.25	3.60	7.62	140.58	0.00	163.77	100.00
3.60	1.70	4.19	9.32	163.77	0.00	190.80	100.00
4.19	2.25	4.88	11.56	190.80	0.00	222.28	100.00
4.88	2.87	5.69	14.44	222.28	0.00	258.95	100.00
5.69	3.54	6.63	17.97	258.95	0.00	301.68	100.00
6.63	4.20	7.72	22.17	301.68	0.00	351.46	100.00
7.72	4.81	9.00	26.98	351.46	0.00	409.45	100.00
9.00	5.34	10.48	32.31	409.45	0.00	477.01	100.00
10.48	5.75	12.21	38.07	477.01	0.00	555.71	100.00
12.21	6.05	14.22	44.12	555.71	0.00	647.41	100.00
14.22	6.24	16.57	50.35	647.41	0.00	754.23	100.00
16.57	6.31	19.31	56.67	754.23	0.00	878.67	100.00
19.31	6.30	22.49	62.97				



Malvern Instruments Ltd.  
 Malvern, UK  
 Tel: +[44] (0)1684-892456 Fax: +[44] (0)1684-892789

Mastersizer S Ver. 2.18  
 Serial Number: 33544-381

p. 6  
 20 Jun 03 08:50

**Apéndice E. Resultados de análisis TGA.**

Figura E.1. Análisis TGA al sistema hematita/polímero estireno-butadieno.

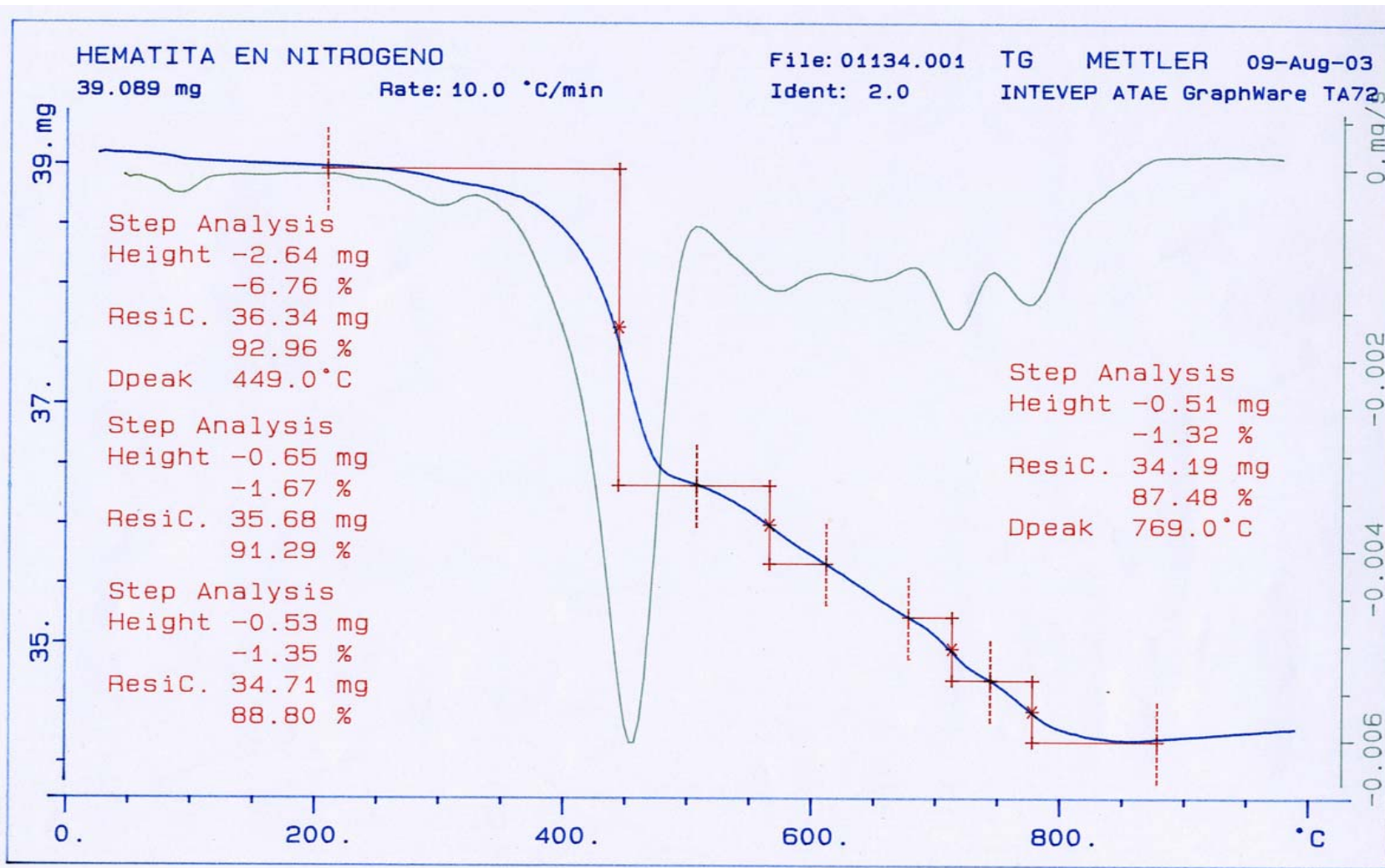


Figura E.2. Análisis TGA al sistema barita/polímero estireno-butadieno.

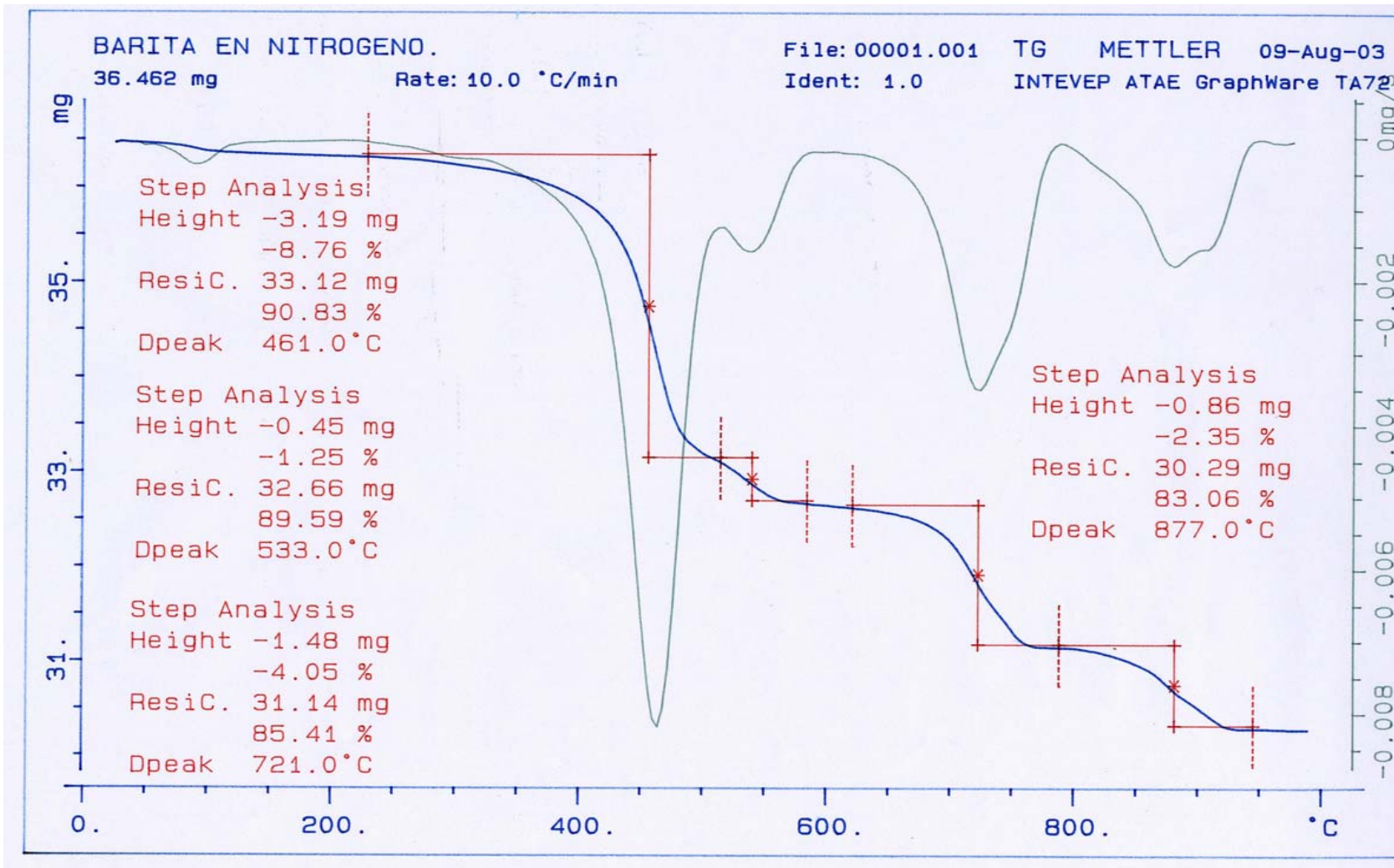


Figura E.3. Análisis TGA a la hematita.

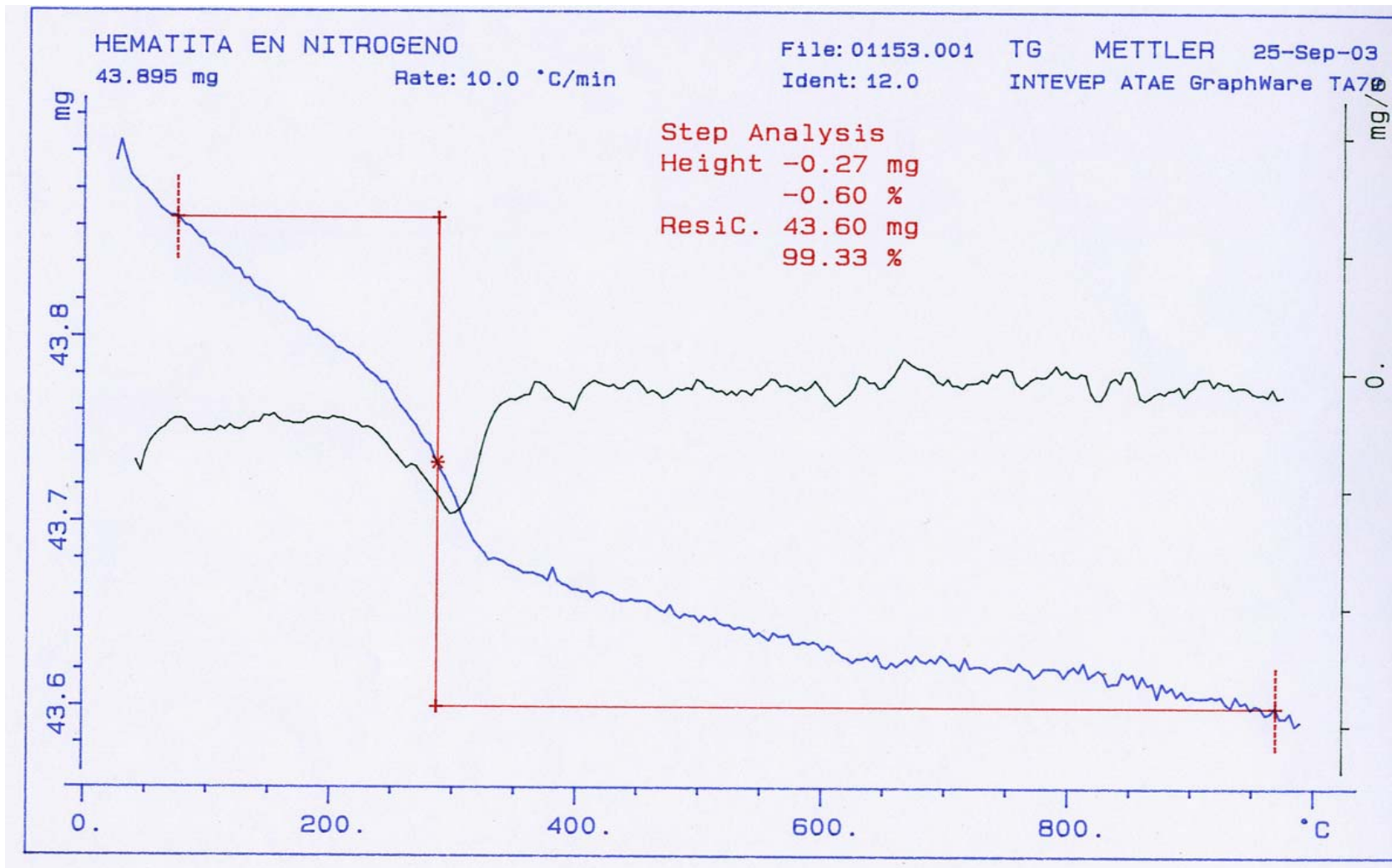


Figura E.4. Análisis TGA a la barita.

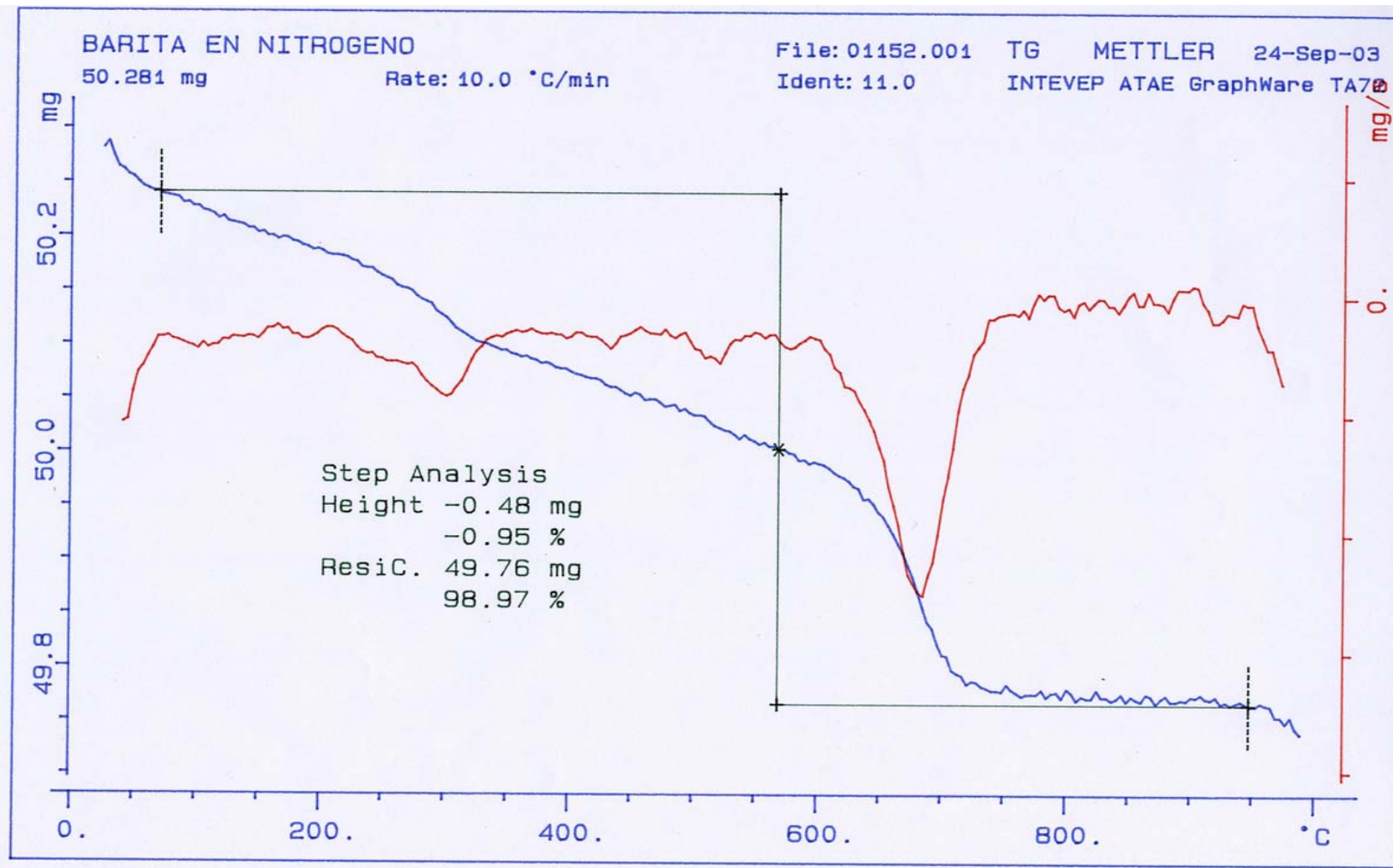
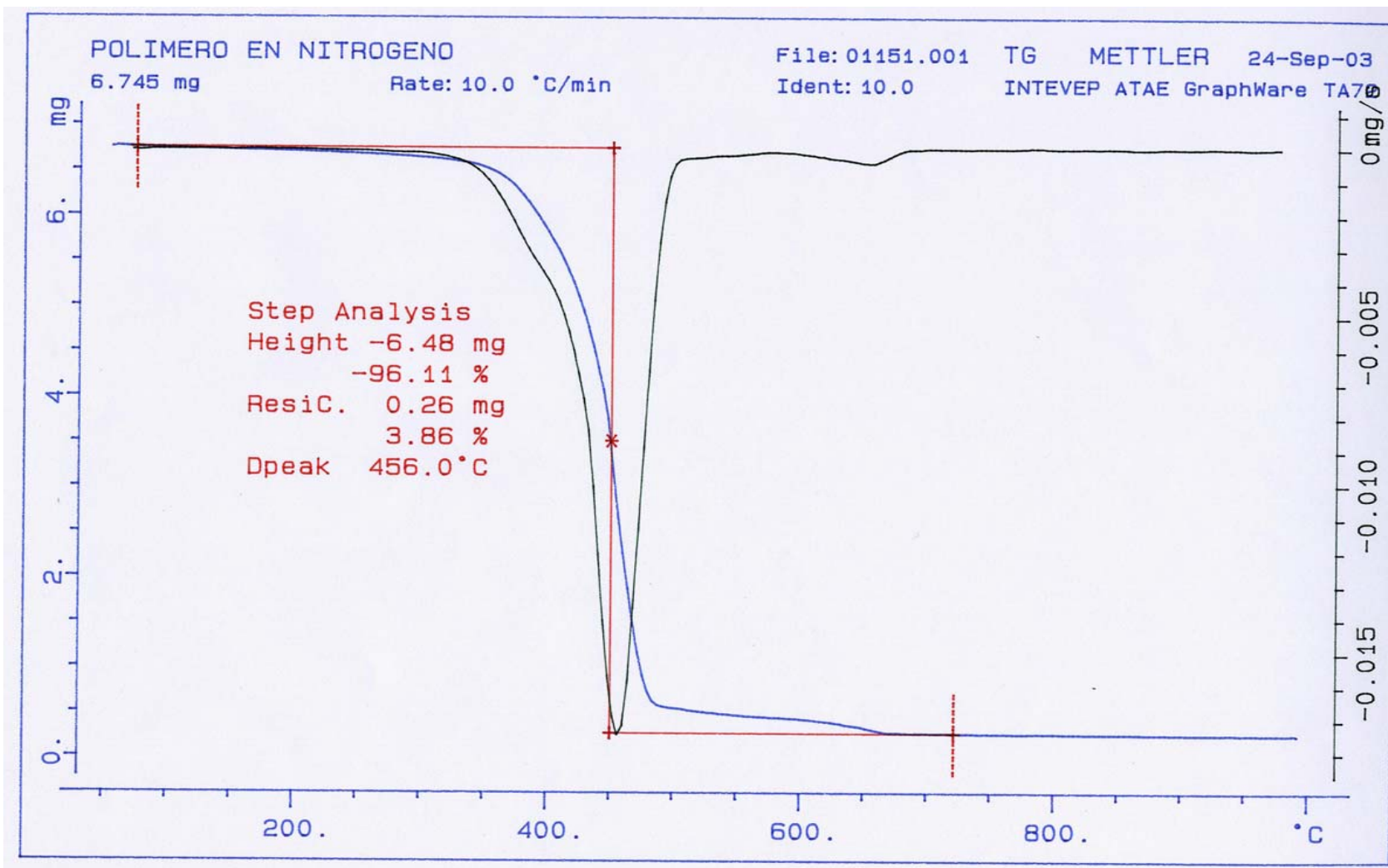


Figura E.5. Análisis TGA al polímero estireno-butadieno.



**Apéndice F. Resumen de las pruebas de laboratorio.**

Masa de filtrado en la filtración estática a 185 °F de la formulación 1 del fluido de perforación densificado con hematita, con 3 lb/bbl de polímero												
Tiempo, (min)	150 lpc				250 lpc				500 lpc			
	Masa, (gr)			Masa prom., (gr)	Masa, (gr)			Masa prom., (gr)	Masa, (gr)			Masa prom., (gr)
	1	2	3		1	2	3		1	2	3	
1	0,07	0,08	0,11	0,09	0,13	0,12	0,16	0,16	0,21	0,25	0,19	0,22
2	0,14	0,15	0,18	0,16	0,21	0,22	0,26	0,25	0,36	0,46	0,31	0,38
3	0,19	0,22	0,24	0,22	0,28	0,31	0,29	0,31	0,48	0,58	0,48	0,51
4	0,26	0,28	0,30	0,28	0,35	0,34	0,38	0,40	0,59	0,69	0,56	0,61
5	0,33	0,34	0,37	0,35	0,45	0,39	0,46	0,47	0,69	0,82	0,7	0,74
6	0,36	0,38	0,41	0,38	0,52	0,47	0,5	0,54	0,74	0,90	0,77	0,80
7	0,42	0,44	0,47	0,44	0,58	0,52	0,57	0,60	0,82	0,98	0,86	0,89
8	0,48	0,50	0,53	0,50	0,65	0,55	0,63	0,66	0,92	1,06	0,98	0,99
9	0,52	0,55	0,56	0,54	0,68	0,58	0,66	0,69	0,98	1,13	1,03	1,05
10	0,55	0,58	0,59	0,57	0,74	0,64	0,72	0,75	1,04	1,20	1,10	1,11
11	0,61	0,62	0,65	0,63	0,78	0,68	0,77	0,79	1,08	1,26	1,16	1,17
12	0,64	0,65	0,68	0,66	0,81	0,7	0,81	0,82	1,17	1,32	1,24	1,24
13	0,66	0,68	0,72	0,69	0,84	0,78	0,89	0,89	1,21	1,38	1,32	1,30
14	0,69	0,70	0,74	0,71	0,90	0,81	0,93	0,95	1,29	1,44	1,36	1,36
15	0,73	0,73	0,79	0,75	0,95	0,84	0,96	0,99	1,34	1,50	1,41	1,42
18	0,84	0,82	0,89	0,85	1,04	0,93	1,05	1,08	1,47	1,62	1,54	1,54
21	0,94	0,91	0,97	0,94	1,11	1,03	1,18	1,18	1,64	1,78	1,70	1,71
24	1,03	1,00	1,06	1,03	1,25	1,12	1,23	1,27	1,74	1,87	1,80	1,80
27	1,09	1,07	1,12	1,09	1,31	1,22	1,37	1,37	1,87	1,99	1,94	1,93
30	1,17	1,15	1,21	1,18	1,39	1,28	1,42	1,43	1,95	2,09	2,01	2,02

Masa de filtrado en la filtración estática a 185 °F de la formulación 1 del fluido de perforación densificado con hematita, con 7 lb/bbl de polímero												
Tiempo, (min)	150 lpc				250 lpc				500 lpc			
	Masa, (gr)			Masa prom., (gr)	Masa, (gr)			Masa prom., (gr)	Masa, (gr)			Masa prom., (gr)
	1	2	3		1	2	3		1	2	3	
1	0,03	0,04	0,03	0,04	0,04	0,02	0,03	0,03	0,04	0,04	0,02	0,03
2	0,06	0,06	0,03	0,05	0,08	0,04	0,07	0,06	0,10	0,07	0,05	0,07
3	0,07	0,06	0,06	0,06	0,11	0,05	0,13	0,10	0,12	0,11	0,08	0,10
4	0,09	0,07	0,07	0,07	0,12	0,06	0,13	0,10	0,15	0,14	0,11	0,13
5	0,11	0,08	0,09	0,09	0,14	0,09	0,15	0,13	0,21	0,22	0,15	0,19
6	0,13	0,12	0,11	0,12	0,16	0,12	0,16	0,15	0,23	0,23	0,18	0,21
7	0,14	0,12	0,13	0,13	0,16	0,15	0,18	0,16	0,25	0,27	0,23	0,25
8	0,16	0,14	0,14	0,14	0,19	0,18	0,19	0,19	0,30	0,30	0,28	0,29
9	0,17	0,15	0,16	0,16	0,22	0,2	0,21	0,21	0,33	0,33	0,3	0,32
10	0,19	0,17	0,17	0,17	0,22	0,23	0,22	0,22	0,34	0,33	0,33	0,33
11	0,21	0,19	0,19	0,19	0,25	0,26	0,24	0,25	0,34	0,36	0,37	0,36
12	0,23	0,21	0,21	0,21	0,25	0,29	0,25	0,26	0,40	0,39	0,40	0,40
13	0,25	0,23	0,23	0,23	0,28	0,31	0,27	0,29	0,43	0,41	0,44	0,43
14	0,27	0,26	0,25	0,26	0,28	0,34	0,28	0,30	0,48	0,46	0,49	0,48
15	0,30	0,26	0,26	0,27	0,3	0,37	0,30	0,32	0,49	0,48	0,5	0,49
18	0,35	0,34	0,31	0,33	0,33	0,46	0,33	0,37	0,59	0,58	0,57	0,58
21	0,41	0,38	0,36	0,38	0,36	0,51	0,39	0,42	0,64	0,63	0,64	0,64
24	0,44	0,43	0,41	0,42	0,43	0,61	0,45	0,50	0,70	0,73	0,69	0,71
27	0,46	0,44	0,43	0,44	0,49	0,67	0,49	0,55	0,73	0,80	0,74	0,76
30	0,49	0,48	0,47	0,48	0,56	0,74	0,55	0,62	0,79	0,87	0,83	0,83



Masa de filtrado en la filtración estática a 185 °F de la formulación 2 del fluido de perforación densificado con hematita, con 3 lb/bbl de polímero												
Tiempo, (min)	150 lpc				250 lpc				500 lpc			
	Masa, (gr)			Masa prom., (gr)	Masa, (gr)			Masa prom., (gr)	Masa, (gr)			Masa prom., (gr)
	1	2	3		1	2	3		1	2	3	
1	0,11	0,08	0,08	0,09	0,12	0,13	0,16	0,14	0,21	0,23	0,17	0,20
2	0,21	0,18	0,19	0,19	0,26	0,26	0,28	0,27	0,35	0,38	0,34	0,36
3	0,26	0,24	0,23	0,24	0,34	0,37	0,37	0,37	0,55	0,54	0,49	0,53
4	0,34	0,31	0,32	0,32	0,45	0,47	0,48	0,47	0,74	0,69	0,62	0,68
5	0,41	0,36	0,38	0,38	0,57	0,56	0,60	0,58	0,85	0,8	0,79	0,81
6	0,50	0,43	0,43	0,45	0,67	0,66	0,68	0,68	0,96	0,92	0,91	0,93
7	0,57	0,49	0,51	0,52	0,73	0,74	0,74	0,74	1,05	1,03	1,02	1,03
8	0,64	0,56	0,58	0,59	0,78	0,78	0,82	0,79	1,15	1,13	1,12	1,13
9	0,69	0,61	0,66	0,65	0,87	0,87	0,89	0,88	1,25	1,23	1,25	1,24
10	0,74	0,66	0,71	0,70	0,98	0,97	1,00	0,98	1,35	1,33	1,34	1,34
11	0,79	0,73	0,77	0,76	1,06	1,05	1,09	1,07	1,45	1,44	1,43	1,44
12	0,85	0,79	0,83	0,82	1,13	1,12	1,15	1,13	1,53	1,52	1,51	1,52
13	0,91	0,85	0,89	0,88	1,19	1,19	1,21	1,20	1,60	1,56	1,61	1,60
14	0,97	0,91	0,95	0,94	1,29	1,26	1,29	1,28	1,68	1,66	1,69	1,68
15	1,02	0,96	1,00	0,99	1,34	1,33	1,35	1,34	1,73	1,76	1,76	1,75
18	1,12	1,12	1,15	1,13	1,54	1,51	1,55	1,53	1,95	2,01	2,02	1,99
21	1,22	1,24	1,25	1,24	1,68	1,69	1,72	1,70	2,25	2,24	2,25	2,25
24	1,32	1,35	1,37	1,35	1,86	1,86	1,84	1,85	2,46	2,47	2,50	2,48
27	1,47	1,48	1,51	1,49	1,96	1,98	1,96	1,97	2,65	2,71	2,68	2,68
30	1,60	1,62	1,64	1,62	2,10	2,12	2,10	2,11	2,85	2,88	2,84	2,86

Masa de filtrado en la filtración estática a 185 °F de la formulación 2 del fluido de perforación densificado con hematita, con 5 lb/bbl de polímero												
Tiempo, (min)	150 lpc				250 lpc				500 lpc			
	Masa, (gr)			Masa prom., (gr)	Masa, (gr)			Masa prom., (gr)	Masa, (gr)			Masa prom., (gr)
	1	2	3		1	2	3		1	2	3	
1	0,06	0,07	0,07	0,07	0,09	0,11	0,09	0,10	0,13	0,14	0,16	0,14
2	0,10	0,10	0,15	0,12	0,16	0,16	0,15	0,16	0,27	0,28	0,29	0,28
3	0,16	0,14	0,2	0,17	0,22	0,25	0,24	0,24	0,36	0,41	0,42	0,40
4	0,22	0,2	0,26	0,23	0,29	0,31	0,31	0,30	0,45	0,47	0,52	0,48
5	0,25	0,23	0,3	0,26	0,35	0,37	0,35	0,36	0,53	0,54	0,61	0,56
6	0,33	0,29	0,35	0,32	0,41	0,44	0,42	0,43	0,61	0,62	0,71	0,65
7	0,37	0,35	0,41	0,38	0,44	0,48	0,45	0,46	0,70	0,70	0,80	0,73
8	0,41	0,38	0,46	0,42	0,51	0,53	0,51	0,52	0,79	0,77	0,87	0,81
9	0,45	0,41	0,51	0,46	0,57	0,60	0,56	0,59	0,84	0,86	0,96	0,89
10	0,50	0,44	0,54	0,49	0,60	0,66	0,62	0,63	0,93	0,93	1,03	0,96
11	0,54	0,48	0,6	0,54	0,67	0,69	0,67	0,68	0,99	1,01	1,09	1,03
12	0,6	0,51	0,64	0,58	0,7	0,75	0,74	0,73	1,08	1,09	1,15	1,11
13	0,63	0,55	0,65	0,61	0,72	0,82	0,8	0,77	1,13	1,12	1,21	1,15
14	0,65	0,59	0,69	0,64	0,78	0,86	0,84	0,82	1,20	1,19	1,30	1,23
15	0,70	0,63	0,75	0,69	0,81	0,90	0,88	0,86	1,26	1,25	1,37	1,29
18	0,81	0,73	0,84	0,79	0,93	1,05	1,01	0,99	1,41	1,42	1,56	1,46
21	0,89	0,82	0,9	0,87	1,05	1,17	1,11	1,11	1,56	1,59	1,75	1,63
24	0,97	0,93	0,99	0,96	1,17	1,28	1,23	1,23	1,70	1,70	1,91	1,77
27	1,07	0,99	1,11	1,06	1,30	1,41	1,39	1,36	1,83	1,84	2,08	1,92
30	1,14	1,07	1,20	1,14	1,38	1,49	1,45	1,44	1,98	1,96	2,20	2,05

Masa de filtrado en la filtración estática a 185 °F de la formulación 2 del fluido de perforación densificado con hematita, con 7 lb/bbl de polímero												
Tiempo, (min)	150 lpc				250 lpc				500 lpc			
	Masa, (gr)			Masa prom., (gr)	Masa, (gr)			Masa prom., (gr)	Masa, (gr)			Masa prom., (gr)
	1	2	3		1	2	3		1	2	3	
1	0,06	0,03	0,03	0,04	0,08	0,06	0,06	0,07	0,07	0,08	0,09	0,08
2	0,07	0,09	0,07	0,08	0,12	0,09	0,09	0,11	0,13	0,14	0,16	0,14
3	0,11	0,11	0,1	0,11	0,17	0,12	0,12	0,15	0,19	0,21	0,22	0,21
4	0,14	0,13	0,13	0,13	0,21	0,19	0,18	0,20	0,25	0,28	0,29	0,27
5	0,17	0,17	0,16	0,17	0,24	0,22	0,22	0,23	0,31	0,34	0,34	0,33
6	0,20	0,20	0,19	0,20	0,28	0,25	0,25	0,27	0,39	0,40	0,40	0,40
7	0,23	0,23	0,22	0,23	0,31	0,31	0,28	0,31	0,44	0,41	0,43	0,43
8	0,26	0,26	0,25	0,26	0,34	0,34	0,34	0,34	0,48	0,49	0,49	0,49
9	0,26	0,29	0,25	0,27	0,38	0,37	0,37	0,38	0,52	0,53	0,55	0,53
10	0,29	0,31	0,28	0,29	0,40	0,4	0,4	0,40	0,56	0,58	0,58	0,57
11	0,29	0,34	0,3	0,31	0,44	0,44	0,42	0,43	0,60	0,63	0,64	0,62
12	0,32	0,37	0,33	0,34	0,47	0,47	0,46	0,47	0,64	0,68	0,67	0,66
13	0,35	0,37	0,33	0,35	0,51	0,50	0,49	0,51	0,69	0,73	0,72	0,71
14	0,35	0,39	0,36	0,37	0,53	0,53	0,52	0,53	0,73	0,78	0,76	0,76
15	0,37	0,39	0,39	0,38	0,57	0,56	0,52	0,56	0,79	0,81	0,78	0,79
18	0,41	0,45	0,48	0,45	0,66	0,65	0,61	0,65	0,86	0,92	0,9	0,89
21	0,50	0,50	0,57	0,52	0,72	0,74	0,66	0,71	0,97	1,02	0,98	0,99
24	0,56	0,56	0,62	0,58	0,80	0,79	0,75	0,79	1,06	1,13	1,10	1,10
27	0,62	0,62	0,68	0,64	0,87	0,88	0,87	0,87	1,18	1,22	1,21	1,20
30	0,68	0,71	0,74	0,71	0,95	0,98	0,97	0,96	1,26	1,31	1,3	1,29

Masa de los revoques obtenidos a partir de la filtración estática a 185 °F de la formulación 1 de fluidos de perforación densificados con hematita, con 3 lb/bbl de polímero												
	150 lpc				250 lpc				500 lpc			
	1	2	3	Promedio	1	2	3	Promedio	1	2	3	Promedio
Masa revoque húmedo, (gr)	8,79	9,97	9,31	9,36	9,79	10,08	10,17	10,01	11,01	11,12	11,19	11,11
Masa revoque seco, (gr)	7,01	7,57	6,91	7,16	7,72	8,06	7,94	7,91	9,27	9,17	9,35	9,26
Desviación estándar masa seca	0,36				0,17				0,09			
Coefficiente de variación masa seca, (%)	4,97				2,18				0,97			

Masa de los revoques obtenidos a partir de la filtración estática a 185 °F de la formulación 1 de fluidos de perforación densificados con hematita, con 7 lb/bbl de polímero												
	150 lpc				250 lpc				500 lpc			
	1	2	3	Promedio	1	2	3	Promedio	1	2	3	Promedio
Masa revoque húmedo, (gr)	7,62	7,19	7,71	7,51	7,95	7,84	8,69	8,16	7,68	7,14	7,95	7,59
Masa revoque seco, (gr)	5,69	5,56	5,87	5,71	5,90	5,73	6,48	6,04	5,48	5,59	5,83	5,63
Desviación estándar masa seca	0,16				0,39				0,18			
Coefficiente de variación masa seca, (%)	2,73				7				3,18			

Masa de los revoques obtenidos a partir de la filtración estática a 185 °F de la formulación 2 de fluidos de perforación densificados con hematita, con 3 lb/bbl de polímero												
	150 lpc				250 lpc				500 lpc			
	1	2	3	Promedio	1	2	3	Promedio	1	2	3	Promedio
Masa revoque húmedo, (gr)	8,00	8,32	7,90	8,07	8,41	8,49	8,53	8,48	8,79	8,86	8,74	8,80
Masa revoque seco, (gr)	6,9	7,06	6,82	6,93	7,39	7,35	7,53	7,42	7,46	7,61	7,51	7,53
Desviación estándar masa seca	0,12				0,09				0,08			
Coefficiente de variación masa seca, (%)	1,76				1,27				1,01			

Masa de los revoques obtenidos a partir de la filtración estática a 185 °F de la formulación 2 de fluidos de perforación densificados con hematita, con 5 lb/bbl de polímero												
	150 lpc				250 lpc				500 lpc			
	1	2	3	Promedio	1	2	3	Promedio	1	2	3	Promedio
Masa revoque húmedo, (gr)	7,81	8,39	7,78	7,99	7,41	7,29	8,05	7,58	8,75	9,04	8,93	8,91
Masa revoque seco, (gr)	6,17	6,33	6,11	6,20	6,45	6,32	6,80	6,52	7,19	7,57	7,66	7,47
Desviación estándar masa seca	0,11				0,25				0,25			
Coefficiente de variación masa seca, (%)	1,83				3,81				3,34			

Masa de los revoques obtenidos a partir de la filtración estática a 185 °F de la formulación 2 de fluidos de perforación densificados con hematita, con 7 lb/bbl de polímero												
	150 lpc				250 lpc				500 lpc			
	1	2	3	Promedio	1	2	3	Promedio	1	2	3	Promedio
Masa revoque húmedo, (gr)	5,88	5,62	6,61	6,04	6,92	7,18	6,69	6,93	6,34	8,29	7,53	7,39
Masa revoque seco, (gr)	4,95	4,71	5,05	4,90	5,27	5,68	5,30	5,36	6,15	6,41	6,08	6,21
Desviación estándar masa seca	0,17				0,25				0,18			
Coefficiente de variación masa seca, (%)	3,56				5				3			

Masa de los revoques de fluidos de perforación BACP densificados con hematita, con 3 lb/bbl de polímero, después de ser erosionados a diferentes tasas de corte, a 185 °F y 250 lpc																				
Tasa de corte, (r.p.m.)	300				600				900				1200				1500			
	1	2	3	Prom.	1	2	3	Prom.	1	2	3	Prom.	1	2	3	Prom.	1	2	3	Prom.
Masa revoque húmedo, (gr)	9,62	9,85	10,21	9,89	9,14	9,22	9,25	9,20	9,04	8,71	8,56	8,77	8,51	8,36	8,46	8,44	8,27	8,15	8,11	8,18
Masa revoque seco, (gr)	7,88	8,36	8,51	8,25	7,77	7,97	7,65	7,80	7,69	7,48	7,22	7,46	7,36	7,30	7,22	7,29	7,20	7,18	7,02	7,13
Desv. estándar masa seca	0,33				0,16				0,24				0,07				0,10			
Coef. de variación masa seca, (%)	3,99				2,07				3,15				0,96				1,38			

Masa de los revoques de fluidos de perforación BACP densificados con hematita, con 5 lb/bbl de polímero, después de ser erosionados a diferentes tasas de corte, a 185 °F y 250 lpc																				
Tasa de corte, (r.p.m.)	300				600				900				1200				1500			
	1	2	3	Prom.	1	2	3	Prom.	1	2	3	Prom.	1	2	3	Prom.	1	2	3	Prom.
Masa revoque húmedo, (gr)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8,15	8,27	8,33	8,25
Masa revoque seco, (gr)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6,67	6,64	7,02	6,78
Desv. estándar masa seca	-				-				-				-				0,21			
Coef. de variación masa seca, (%)	-				-				-				-				3,12			



Masa de los revoques de fluidos de perforación BACP densificados con hematita, con 7 lb/bbl de polímero, después de ser erosionados a diferentes tasas de corte, a 185 °F y 250 lpc																				
Tasa de corte, (r.p.m.)	300				600				900				1200				1500			
	1	2	3	Prom.	1	2	3	Prom.	1	2	3	Prom.	1	2	3	Prom.	1	2	3	Prom.
Masa revoque húmedo, (gr)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7,68	7,58	7,3	7,52
Masa revoque seco, (gr)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6,04	6,12	6,25	6,14
Desv. estándar masa seca	-				-				-				-				0,11			
Coef. de variación masa seca, (%)	-				-				-				-				1,73			

Masa de filtrado acumulado durante la filtración dinámica a 185 °F, 250 lpc y 300 r.p.m., de la formulación 2 del fluido de perforación densificado con hematita												
Tiempo, (min)	3 lb/bbl polímero				5 lb/bbl polímero				7 lb/bbl polímero			
	Masa, (gr)			Masa prom., (gr)	Masa, (gr)			Masa prom., (gr)	Masa, (gr)			Masa prom., (gr)
	1	2	3		1	2	3		1	2	3	
1	0,19	0,17	0,19	0,18	0,10	0,10	0,10	0,10	0,07	0,07	0,06	0,07
2	0,31	0,30	0,32	0,31	0,17	0,17	0,16	0,17	0,1	0,1	0,09	0,10
3	0,48	0,43	0,45	0,45	0,25	0,23	0,19	0,22	0,17	0,16	0,14	0,16
4	0,58	0,57	0,58	0,58	0,27	0,26	0,25	0,26	0,19	0,19	0,19	0,19
5	0,70	0,69	0,68	0,69	0,34	0,32	0,31	0,32	0,24	0,22	0,22	0,23
6	0,80	0,79	0,80	0,80	0,40	0,39	0,38	0,39	0,29	0,26	0,25	0,27
7	0,89	0,89	0,90	0,89	0,44	0,44	0,42	0,43	0,32	0,29	0,28	0,30
8	1,00	0,99	0,99	0,99	0,49	0,48	0,48	0,48	0,36	0,34	0,34	0,35
9	1,09	1,08	1,08	1,08	0,54	0,54	0,52	0,53	0,41	0,38	0,37	0,39
10	1,19	1,18	1,18	1,18	0,58	0,57	0,54	0,56	0,45	0,42	0,41	0,43
11	1,28	1,24	1,24	1,25	0,63	0,63	0,61	0,62	0,5	0,47	0,46	0,48
12	1,35	1,34	1,37	1,35	0,66	0,66	0,64	0,65	0,54	0,51	0,51	0,52
13	1,45	1,43	1,44	1,44	0,73	0,71	0,70	0,71	0,55	0,53	0,53	0,54
14	1,54	1,50	1,50	1,51	0,76	0,75	0,74	0,75	0,59	0,58	0,56	0,58
15	1,61	1,58	1,59	1,59	0,79	0,78	0,77	0,78	0,61	0,59	0,59	0,60
18	1,83	1,79	1,81	1,81	0,92	0,9	0,89	0,90	0,7	0,69	0,66	0,68
21	2,03	2,01	1,98	2,01	1,01	1,00	0,99	1,00	0,78	0,77	0,72	0,76
24	2,22	2,20	2,17	2,20	1,13	1,13	1,11	1,12	0,8	0,84	0,81	0,82
27	2,41	2,36	2,36	2,38	1,29	1,28	1,26	1,28	0,91	0,9	0,88	0,90
30	2,57	2,55	2,52	2,55	1,32	1,31	1,31	1,31	1,02	1	0,97	1,00

Masa de los revoques de fluidos de perforación BACP densificados con hematita a 185 °F, 250 lpc y 300 r.p.m												
	Concentración de polímero, (lb/bbl)											
	3				5				7			
	1	2	3	Prom.	1	2	3	Prom.	1	2	3	Prom.
Masa revoque húmedo, (gr)	8,17	7,96	8,60	8,24	7,18	7,49	6,62	7,10	8,51	7,88	8,37	8,25
Masa revoque seco, (gr)	7,42	6,98	7,50	7,30	6,41	6,58	6,17	6,39	6,00	5,60	5,81	5,80
Desviación estándar masa seca	0,28				0,21				0,20			
Coefficiente de variación masa seca, (%)	3,84				3,23				3,00			

Masa de los revoques de fluidos de perforación BACP densificados con hematita, con 3 lb/bbl de polímero, a 248 °F, 500 lpc y 300 r.p.m				
	1	2	3	Prom.
Masa revoque húmedo, (gr)	19,01	19,53	20,93	19,82
Masa revoque seco, (gr)	14,99	15,32	15,91	15,41
Desviación estándar masa seca	0,47			
Coefficiente de variación masa seca, (%)	3,03			

Masa promedio de filtrado acumulado durante la remoción química a 185 °F, 250 lpc y 600 r.p.m., sobre revoques de fluidos BACP densificados con hematita, con 3 lb/bbl de polímero					
Tiempo, (min)	Masa promedio, (gr)				
	Lavador 1	Lavador 2	Lavador 3	Lavador 5	Lavador 6
31	2,65	2,46	2,43	2,50	2,55
32	2,68	2,49	2,43	2,57	2,82
33	2,69	2,65	2,65	2,61	3,10
34	2,79	2,78	2,82	2,69	3,45
35	2,94	2,95	2,95	2,78	3,84
36	3,07	3,02	3,04	2,92	4,24
37	3,16	3,11	3,09	2,98	4,61
38	3,20	3,14	3,16	3,05	5,07
39	3,23	3,21	3,22	3,09	5,60
40	3,31	3,25	3,25	3,30	6,08
41	3,33	3,30	3,32	4,43	6,66
42	3,38	3,35	3,38	5,15	7,14
43	3,43	3,41	3,42	5,93	7,50
45	3,54	3,50	3,53	7,54	8,01
48	3,69	3,63	3,66	9,32	8,78
51	3,83	3,75	3,81	10,80	9,36
54	3,95	3,87	3,96	11,99	9,64
57	4,14	3,98	4,10	13,13	9,75
60	4,32	4,12	4,23	14,13	9,88

Masa promedio de filtrado acumulado durante la remoción química a 185 °F, 250 lpc y 600 r.p.m., sobre revoques de fluidos BACP densificados con hematita, con 5 lb/bbl de polímero					
Tiempo, (min)	Masa promedio, (gr)				
	Lavador 1	Lavador 2	Lavador 3	Lavador 5	Lavador 6
31	1,35	1,38	1,49	-	1,25
32	1,41	1,41	1,60	-	1,34
33	1,51	1,63	1,77	-	1,39
34	1,54	1,74	1,83	-	1,43
35	1,61	1,79	1,86	-	1,55
36	1,67	1,83	1,90	-	1,61
37	1,70	1,86	1,95	-	1,64
38	1,75	1,91	1,99	-	1,70
39	1,75	1,91	2,03	-	1,74
40	1,79	1,98	2,07	-	1,77
41	1,80	1,98	2,09	-	1,77
42	1,84	2,00	2,12	-	1,81
43	1,87	2,03	2,19	-	1,88
45	1,91	2,09	2,26	-	2,00
48	1,97	2,17	2,34	-	2,10
51	2,07	2,26	2,41	-	2,17
54	2,17	2,34	2,54	-	2,23
57	2,25	2,42	2,63	-	2,51
60	2,31	2,50	2,70	-	2,60

Masa promedio de filtrado acumulado durante la remoción química a 185 °F, 250 lpc y 600 r.p.m., sobre revoques de fluidos BACP densificados con hematita, con 7 lb/bbl de polímero					
Tiempo, (min)	Masa promedio, (gr)				
	Lavador 1	Lavador 2	Lavador 3	Lavador 5	Lavador 6
31	0,99	1,03	1,06	-	0,96
32	1,12	1,07	1,06	-	0,99
33	1,19	1,19	1,16	-	1,09
34	1,24	1,27	1,27	-	1,11
35	1,32	1,34	1,31	-	1,14
36	1,34	1,35	1,36	-	1,17
37	1,38	1,37	1,38	-	1,22
38	1,40	1,37	1,40	-	1,27
39	1,40	1,43	1,42	-	1,27
40	1,44	1,45	1,45	-	1,31
41	1,46	1,50	1,45	-	1,48
42	1,52	1,51	1,51	-	1,57
43	1,55	1,54	1,56	-	1,63
45	1,55	1,57	1,61	-	1,77
48	1,60	1,64	1,69	-	1,85
51	1,65	1,71	1,74	-	1,93
54	1,75	1,73	1,81	-	1,99
57	1,90	1,80	1,86	-	2,04
60	2,08	1,87	1,94	-	2,07

Masa promedio de filtrado acumulado durante la remoción química a 185 °F, 250 lpc y 600 r.p.m. con el lavador 4, sobre revoques de fluidos BACP densificados con hematita			
Tiempo, (min)	Concentración de polímero, (lb/bbl)		
	3	5	7
31	2,52	1,33	1,17
32	2,52	1,34	1,23
33	2,72	1,46	1,28
34	2,91	1,59	1,41
35	2,99	1,62	1,47
36	3,07	1,68	1,53
37	3,12	1,73	1,56
38	3,18	1,76	1,58
39	3,21	1,79	1,58
40	3,27	1,84	1,63
43	3,33	1,84	1,65
46	3,35	1,88	1,66
49	3,40	1,92	1,70
52	3,59	1,96	1,77
55	3,73	2,04	1,82
58	3,93	2,12	1,89
61	4,18	2,19	1,93
64	4,37	2,27	1,99
67	5,30	3,45	2,08
70	6,74	5,63	2,12
73	8,13	7,66	2,17
76	9,93	9,56	2,26
79	12,76	11,03	2,29
82	16,96	12,34	2,36
85	22,41	13,63	2,40
88	29,09	14,87	2,43
90	36,69	16,00	2,49

Masa promedio de filtrado acumulado durante la remoción química a 248 °F, 500 lpc y 600 r.p.m. con los lavadores 7 y 8 sobre revoques de fluidos BACP densificados con hematita, con 3 lb/bbl de polímero		
Tiempo, (min)	Lavador 7	Lavador 8
31	3,77	4,09
32	3,99	4,13
33	4,21	4,19
34	4,42	4,28
35	4,56	4,44
36	4,67	4,61
37	4,76	4,61
38	4,82	4,98
39	4,94	5,09
40	5,02	5,21
41	5,13	5,28
42	5,22	5,34
43	5,33	5,39
45	5,58	5,58
48	6,00	9,24
51	6,50	15,87
54	7,07	21,26
57	7,68	26,05
60	8,47	30,80



Masa de los revoques de fluidos de perforación BACP densificados con hematita, después de aplicar el lavador 1 a 185 °F, 250 lpc y 600 r.p.m., según procedimiento experimental 1												
	Concentración de polímero, (lb/bbl)											
	3				5				7			
	1	2	3	Prom.	1	2	3	Prom.	1	2	3	Prom.
Masa revoque húmedo, (gr)	9,84	9,38	9,66	9,63	7,43	7,46	7,65	7,51	6,12	6,13	6,38	6,21
Masa revoque seco, (gr)	8,15	7,63	8,08	7,95	5,79	5,86	6,01	5,89	4,89	4,80	5,02	4,90
Desv. estándar masa seca	0,28				0,11				0,11			
Coef. de variación masa seca, (%)	3,55				1,91				2,26			

Masa de los revoques de fluidos de perforación BACP densificados con hematita, después de aplicar el lavador 2 a 185 °F, 250 lpc y 600 r.p.m., según procedimiento experimental 1												
	Concentración de polímero, (lb/bbl)											
	3				5				7			
	1	2	3	Prom.	1	2	3	Prom.	1	2	3	Prom.
Masa revoque húmedo, (gr)	10,09	9,85	9,87	9,94	7,65	7,69	8,04	7,79	6,87	7,09	7,05	7,00
Masa revoque seco, (gr)	8,46	8,04	8,14	8,21	6,10	6,19	6,32	6,20	5,52	5,71	5,56	5,60
Desv. estándar masa seca	0,22				0,11				0,10			
Coef. de variación masa seca, (%)	2,67				1,78				1,79			

Masa de los revoques de fluidos de perforación BACP densificados con hematita, después de aplicar el lavador 3 a 185 °F, 250 lpc y 600 r.p.m., según procedimiento experimental 1												
	Concentración de polímero, (lb/bbl)											
	3				5				7			
	1	2	3	Prom.	1	2	3	Prom.	1	2	3	Prom.
Masa revoque húmedo, (gr)	9,50	9,86	9,53	9,63	7,51	7,66	7,78	7,65	6,63	6,85	6,76	6,75
Masa revoque seco, (gr)	7,96	8,27	8,09	8,11	5,89	5,98	6,13	6,00	5,34	5,49	5,28	5,37
Desv. estándar masa seca	0,16				0,12				0,11			
Coef. de variación masa seca, (%)	1,92				2,02				2,01			

Masa de los revoques de fluidos de perforación BACP densificados con hematita, después de aplicar el lavador 1 a 185 °F, 250 lpc y 600 r.p.m., según procedimiento experimental 2												
	Concentración de polímero, (lb/bbl)											
	3				5				7			
	1	2	3	Prom.	1	2	3	Prom.	1	2	3	Prom.
Masa revoque húmedo, (gr)	8,10	8,11	8,17	8,13	6,71	6,88	6,65	6,75	5,43	5,45	5,49	5,46
Masa revoque seco, (gr)	6,92	7,08	7,10	7,03	5,53	5,60	5,62	5,58	4,29	4,32	4,37	4,33
Desv. estándar masa seca	0,10				0,05				0,04			
Coef. de variación masa seca, (%)	1,40				0,85				0,93			

Masa de los revoques de fluidos de perforación BACP densificados con hematita, después de aplicar el lavador 2 a 185 °F, 250 lpc y 600 r.p.m., según procedimiento experimental 2												
	Concentración de polímero, (lb/bbl)											
	3				5				7			
	1	2	3	Prom.	1	2	3	Prom.	1	2	3	Prom.
Masa revoque húmedo, (gr)	8,74	8,78	8,83	8,78	7,43	7,36	7,45	7,41	6,65	6,72	6,76	6,71
Masa revoque seco, (gr)	7,25	7,33	7,28	7,29	5,96	5,80	5,91	5,89	4,97	5,05	5,08	5,03
Desv. estándar masa seca	0,04				0,08				0,06			
Coef. de variación masa seca, (%)	0,55				1,39				1,13			

Masa de los revoques de fluidos de perforación BACP densificados con hematita, después de aplicar el lavador 3 a 185 °F, 250 lpc y 600 r.p.m., según procedimiento experimental 2												
	Concentración de polímero, (lb/bbl)											
	3				5				7			
	1	2	3	Prom.	1	2	3	Prom.	1	2	3	Prom.
Masa revoque húmedo, (gr)	8,69	8,72	8,77	8,73	7,19	7,20	7,28	7,22	6,83	6,84	6,90	6,86
Masa revoque seco, (gr)	7,15	7,23	7,18	7,19	5,61	5,76	5,71	5,69	4,75	4,85	4,81	4,80
Desv. estándar masa seca	0,04				0,08				0,05			
Coef. de variación masa seca, (%)	0,56				1,34				1,05			

Masa de los revoques de fluidos de perforación BACP densificados con hematita, después de aplicar el lavador 4 a 185 °F, 250 lpc y 600 r.p.m., según procedimiento experimental 2												
	Concentración de polímero, (lb/bbl)											
	3				5				7			
	1	2	3	Prom.	1	2	3	Prom.	1	2	3	Prom.
Masa revoque húmedo, (gr)	7,89	7,97	7,99	7,95	6,48	6,53	6,51	6,51	5,29	5,36	5,45	5,37
Masa revoque seco, (gr)	6,65	6,70	6,74	6,70	5,39	5,41	5,48	5,43	4,21	4,30	4,28	4,26
Desv. estándar masa seca	0,05				0,05				0,05			
Coef. de variación masa seca, (%)	0,67				0,87				1,11			

Masa de los revoques de fluidos de perforación BACP densificados con hematita, después de aplicar el lavador 5 a 185 °F, 250 lpc y 600 r.p.m., según procedimiento experimental 2												
	Concentración de polímero, (lb/bbl)											
	3				5				7			
	1	2	3	Prom.	1	2	3	Prom.	1	2	3	Prom.
Masa revoque húmedo, (gr)	8,20	8,25	8,35	8,27	-	-	-	-	-	-	-	-
Masa revoque seco, (gr)	6,94	7,06	6,90	6,97	-	-	-	-	-	-	-	-
Desv. estándar masa seca	0,08				-				-			
Coef. de variación masa seca, (%)	1,20				-				-			

Masa de los revoques de fluidos de perforación BACP densificados con hematita, con 3 lb/bbl de polímero, después de aplicar los lavadores 7 y 8 a 248 °F, 500 lpc y 600 r.p.m., según procedimiento experimental 2									
	Lavador 7				Lavador 8				
	1	2	3	Prom.	1	2	3	Prom.	
Masa revoque húmedo, (gr)	16,18	16,33	16,22	16,24	17,85	17,99	18,02	17,95	
Masa revoque seco, (gr)	13,69	13,73	13,82	13,75	15,09	15,21	15,25	15,18	
Desv. estándar masa seca	0,07				0,08				
Coef. de variación masa seca, (%)	0,48				0,55				