

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

EVALUACIÓN DE ADITIVOS ALTERNATIVOS COMO POSIBLES REDUCTORES DE ABRASIÓN EN FLUIDOS DE PERFORACIÓN 100% ACEITE DENSIFICADOS CON ORIMATITA®

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por la Br. Velasquez B. Fernanda C.
Para optar al Título
de Ingeniera de Petróleo

Caracas, 2013

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

EVALUACIÓN DE ADITIVOS ALTERNATIVOS COMO POSIBLES REDUCTORES DE ABRASIÓN EN FLUIDOS DE PERFORACIÓN 100% ACEITE DENSIFICADOS CON ORIMATITA®

TUTORA ACADÉMICA: Prof. Violeta Wills

TUTORA INDUSTRIAL: Ing. Mayerling Morales

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por la Br. Velasquez B. Fernanda C.
Para optar al Título
de Ingeniera de Petróleo

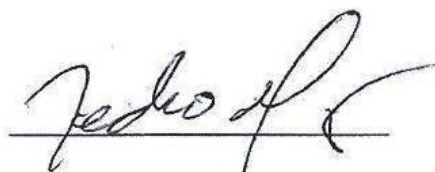
Caracas, 2013

Caracas, junio del 2013

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

**“Evaluación de aditivos alternativos como posibles
reductores de abrasión en fluidos de perforación 100% aceite
densificados con ORIMATITA®”**

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



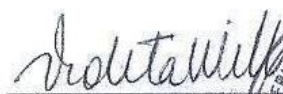
Prof. Pedro Díaz

Jurado



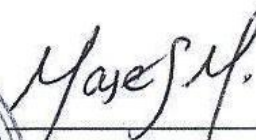
Prof. René Rojas

Jurado



Prof. Violeta Wills

Tutora Académica



Ing. Mayerling Morales

Tutora Industrial

DEDICATORIA

*Dedico este trabajo a las personas que más amo en el mundo,
que me enseñaron el camino a seguir, y que día a día estuvieron
a mí lado apoyándome:*

Zulema Bolívar, Ramón Velasquez

Mí amor José Alejandro Blanco

Mis hermanas Bellas

GRACIAS...

AGRADECIMIENTOS

A Dios ante todo por estar siempre a mi lado, por su misericordia y amor, y por darme las fuerzas para seguir adelante cada día.

A La Universidad Central de Venezuela, la casa que vence las sombras, que me dio una segunda casa para estos años de estudio y me brindó mi educación profesional. Así como a los **profesores** que colaboraron significativamente en mi formación como ingeniera, tanto los de la **Escuela de Petróleo** y los del ciclo **básico** como los del **núcleo de Cagua** en los primeros 3 semestres de carrera, fueron de gran ayuda.

A mi madre porque con su ejemplo de valentía y amor, me enseñó que se debe luchar por lo que uno quiere, así sea difícil. Porque siempre tuvo las palabras indicadas para aconsejarme en el momento que lo necesite, por decirme aquel día antes de comenzar mi carrera que solo yo era capaz de decir si podía o no, que no le hiciera caso a las demás persona, que decían que no iba a poder porque era pobre, tuviste razón mami si pude. Gracias te amo.

A mi padre por su amor y por sus enseñanzas, gracias papito lindo.

A mis hermanas por su apoyo y por escucharme cuando las necesite, principalmente a Mery, que con su sonrisa me alegro cada el día.

A mi amor Alejandro que con su amor y cariño me daba la fuerza para no rendirme, cuando pensaba que ya no podía. Te amo negro bello.

A mis amigos que tanto me ayudaron y que desde Cagua estuvimos juntos estudiando como **Jesús Amaro, Pedro Loreto, Eliamayri Irima, Guillermo Ramírez**, los quiero mucho, éxito colegas.

Un agradecimiento especial a mis tutoras del trabajo especial de grado como son la **Ing. Mayerling Morales y la Prof. Violeta Wills**, gracias por darme su ayuda, paciencia y generosidad en el momento en que las necesité. Hago extensivo mi agradecimiento a todo el equipo de **PDVSA - Intevep**, por tomarse el tiempo de colaborar conmigo en todo y en las pruebas de laboratorio, lo más importante, específicamente a **Yacquelin Sandoval, Ángel Rivas, Omayra Delgado**. Así como mis amigos tesistas y pasantes **José Luis cohen, Johana blanco, Ailem baloa**, gracias a todos.

Velasquez B. Fernanda C.

**EVALUACIÓN DE ADITIVOS ALTERNATIVOS COMO
POSIBLES REDUCTORES DE ABRASIÓN EN FLUIDOS DE
PERFORACIÓN 100% ACEITE DENSIFICADOS CON
ORIMATITA®**

**Tutora Académica: Prof. Violeta Wills. Tutora Industrial: Ing.
Mayerling Morales. Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería.
Escuela de Ingeniería de Petróleo Año 2013, 206 p.**

Palabras claves: fluidos de perforación, densificante ORIMATITA®, índice de abrasividad relativa (IAR), pruebas de abrasión, aditivos reductores de abrasión.

Resumen: La presente investigación considera ampliar la gama de posibilidades en cuanto a aditivos reductores de abrasión disponibles en el mercado actual, mediante la evaluación a escala experimental de aditivos (nacionales e internacionales) alternativos al copolímero utilizado actualmente, como reductores de la abrasividad producida por los fluidos de perforación 100% aceite, densificados con ORIMATITA®, con el fin de estimar las posibilidades de disminuir el índice de abrasividad relativa (IAR) de los fluidos con el densificante antes mencionado. Para el cumplimiento de los objetivos específicos fue necesario realizar una serie de formulaciones, las cuales se dividieron en cuatro matrices, a estas se le realizaron mediciones de propiedades reológicas y pruebas de abrasión. Esta dieron como resultado que los aditivos A2, A3 y A4 cumplen con los requisitos para sustituir al A1 como reductores de abrasión; ya que, estos reducen el IAR de fluido en aproximadamente 90%, en comparación al fluido sin aditivo reductor de abrasión, posteriormente fue seleccionado el A3 por presentar el menor IAR, para realizar prueba de filtrado y daño a la formación, las cuales demuestran que el A3 tiene capacidad para controlar filtrado pero no más que A1, y que este tipo de fluido no puede ser utilizado en zonas productora.

TABLA DE CONTENIDO

LISTA DE FIGURAS.....	xi
LISTA DE TABLAS.....	xx
INTRODUCCIÓN.....	1
CAPÍTULO I	
EL PROBLEMA.....	4
1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	4
1.2 ALCANCE.....	6
1.3 OBJETIVOS.....	7
1.3.1 Objetivo General.....	7
1.3.2 Objetivos Específicos.....	7
1.4 JUSTIFICACIÓN.....	8
1.5 LIMITACIONES.....	9
1.6 ANTECEDENTES.....	9
CAPÍTULO II	
MARCO TEÓRICO.....	15
2.1 INTRODUCCIÓN A LA PERFORACIÓN.....	15
2.2 FLUIDOS DE PERFORACIÓN.....	17
2.2.1 Antecedentes de los fluidos de perforación.....	7
2.2.2 Definición de fluido de perforación.....	19
2.2.3 Funciones de los fluidos de perforación.....	21
2.2.4 Propiedades fundamentales de los fluidos de perforación.....	24
2.2.5 Clasificación de los fluidos de perforación.....	30
2.2.6 Invasión de sólidos del lodo.....	39
2.2.7 Invasión del filtrado del lodo.....	40
2.3 DAÑO A LA FORMACIÓN.....	41
2.3.1 Definición de daño a la formación.....	41
2.3.2 Mecanismos de daño a la formación.....	42
2.3.3 Geometría del medio poroso.....	49

2.4 ORIMATITA®.....	50
2.4.1 Definición de ORIMATITA®.....	50
2.4.2 Aplicaciones de la ORIMATITA®.....	50
2.4.3 Ventajas de la ORIMATITA®.....	51
2.4.4 Características técnicas de la ORIMATITA®.....	52
2.5 DESGASTE.....	55
2.5.1 Tribología.....	56
2.5.2 Mecanismos de desgaste.....	56
2.6 POLÍMEROS.....	60
2.6.1 Estructura de los Polímeros.....	61
2.6.2 Clasificación de los Polímeros.....	61
2.6.3 Polímeros Solubles en Aceite.....	63
2.7 SOLVENTE ALIFÁTICO (ACEITE).....	67
2.8 ADITIVOS ALTERNATIVOS COMO POSIBLES REDUCTORES DE ABRASIÓN.....	68
CAPÍTULO III	
MARCO METODOLÓGICO.....	71
3.1 NIVEL DE INVESTIGACIÓN.....	71
3.2 DISEÑO DE INVESTIGACIÓN.....	72
3.3 METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN.....	72
3.3.1 Revisión bibliográfica.....	73
3.3.2 Formulación de los sistemas.....	73
3.3.3 Ensayos.....	78
3.3.4 Selección.....	83
3.3.5 Prueba de eficiencia de revoque.....	84
3.4 TÉCNICAS E INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN Y ANÁLISIS DE DATOS.....	84
3.4.1 Técnica de densimetría.....	85
3.4.2 Técnica de difracción láser.....	86
3.4.3 Dispersión de los aditivos de pruebas.....	88

3.4.4 Rolado de las muestras de fluidos de perforación.....	89
3.4.5 Densidad del fluido de perforación.....	90
3.4.6 Evaluaciones reológicas.....	91
3.4.7 Pruebas de viscosidad del aceite más aditivos de prueba.....	92
3.4.8 Prueba de abrasividad.....	93
3.4.9 Filtración. Prueba a Alta Presión / Alta Temperatura.....	96
3.4.10 Prueba de Viscosidad y Gravedad API del crudo del norte de Monagas.....	97
3.4.11 Pruebas de eficiencia de revoque con los núcleos previamente caracterizados.....	98
CAPÍTULO IV	
4. ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	106
4.1 PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS DE LAS MUESTRAS DE ESTUDIO.....	106
4.1.1 Caracterización física de los agentes densificantes.....	106
4.1.2 Dispersión de los aditivos alternativos como posibles reductores de abrasión.....	107
4.2 EVALUACIÓN DE LA INFLUENCIA DE LOS ADITIVOS DE PRUEBA EN LAS PROPIEDADES REOLÓGICAS A DIFERENTES DENSIDADES.....	110
4.2.1 Propiedades reológicas de los fluidos a 14 lpg.....	111
4.2.2 Propiedades reológicas de los fluidos a 16,5 lpg.....	126
4.2.3 Propiedades reológicas de los fluidos a 18 lpg.....	130
4.2.4 Propiedades reológicas de los fluidos a 12.5 lpg.....	134
4.2.5 Propiedades reológicas de los fluidos a 16.5 lpg con 1,5 lpb de aditivo reductor de abrasión.....	140
4.2.6 Propiedades reológicas a 16.5 lpg.....	142
4.2.7 Propiedades Reológicas del fluido de perforación densificado con Barita, sin aditivo de prueba a 16.5 lpg.....	144
4.2.8 Comportamiento reológico de soluciones aceite/aditivo.....	145

4.3 ÍNDICE DE ABRASIVIDAD RELATIVA (IAR) DE LOS FLUIDOS UTILIZANDO ADITIVOS ALTERNATIVOS COMO POSIBLES REDUCTORES DE ABRASIÓN.....	148
4.3.1 IAR de los fluidos de perforación a 14lpg	149
4.3.2 IAR de los fluidos de perforación a 16.5 lpg.....	162
4.3.3 IAR de los fluidos de perforación a 18 lpg utilizando aditivos de prueba.....	165
4.3.4 IAR de los fluidos de perforación a 12,5 lpg utilizando aditivos de prueba.....	169
4.3.5 IAR de los fluidos de perforación a 16,5 lpg utilizando aditivos de prueba a una concentración de 1,5 lb.....	172
4.3.6 IAR de los fluidos de perforación a 16,5 lpg utilizando aditivos de prueba a una concentración de 0,5 lb.....	173
4.3.7 IAR del fluido de perforación densificado con Baritaa 16.5 lpg.....	175
4.4 EVALUACIÓN DE LA INFLUENCIA DE LOS ADITIVOS DE PRUEBA EN EL CONTROL DE LA PÉRDIDA DE FILTRADO A ALTA PRESIÓN/ALTA TEMPERATURA (AP/AT) A 12 LPG.....	175
4.5 EVALUACIÓN DE LAS PRUEBAS DE EFICIENCIA DE REVOQUE....	178
4.5.1 Propiedades petrofísicas de las muestras de núcleos de Berea.....	179
4.5.2 Resultados de la selección del tipo de agente sellante (CaCO ₃).....	180
4.5.3 Evaluación de la Viscosidad y Gravedad API del crudo.....	181
4.5.4 Resultados de las pruebas de eficiencia de revoque.....	182
CONCLUSIONES.....	189
RECOMENDACIONES.....	191
BIBLIOGRAFÍA.....	192
ANEXOS.....	196
8.1 Anexo A.....	196
8.2 Anexo B.....	205

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 Equipo perforador.....	17
Figura 2.2 Representación del ciclo del fluido de perforación.....	20
Figura 2.3 Presión hidrostática a una profundidad H.....	22
Figura 2.4 Representación ilustrada de transmisión de energía hidráulica a través de la mecha.....	23
Figura 2.5 Clasificación de los fluidos de perforación.....	31
Figura 2.6 Efecto del polímero intoil®-p sobre las arcillas.....	39
Figura 2.7 Desgaste por abrasión.....	57
Figura 2.8 Desgaste por adhesión.....	57
Figura 2.9 Desgaste por fatiga superficial.....	58
Figura 2.10 Desgaste por reacción triboquímica.....	58
Figura 2.11 Desgaste por corrosión.....	59
Figura 2.12 Estructura del acrilato.....	64
Figura 2.13 Estructura del metacrilato.....	64
Figura 2.14 Estructura del poli (metil acrilato) izquierda, estructura del poli (metil metacrilato) derecha.....	65
Figura 2.15 Estructura del butadieno.....	66
Figura 2.16 Formación de la estructura del estireno.....	66
Figura 2.17 Estructura del poliestireno.....	67
Figura 2.18 Estructura del poli (estireno butadieno, estireno).....	67
Figura 3.1 Diagrama de la metodología de la investigación.....	73
Figura 3.2 Diagrama de las formulaciones de los sistemas.....	74
Figura 3.3 Diagrama de las formulaciones de los sistemas “continuación”...75	75
Figura 3.4 Diagrama de las formulaciones de los sistemas “continuación”...76	76
Figura 3.5 diagrama de las formulaciones de los sistemas “continuación”...77	77
Figura 3.6 Picnómetro y celda.....	86
Figura 3.7 Gráfica de porcentaje de volumen (%) en función del diámetro...87	87
Figura 3.8 Analizador de tamaño de partículas.....	88

Figura 3.9 Horno de envejecimiento rotativo.....	89
Figura 3.10 Balanza para lodos ofite de 4 escalas.....	90
Figura 3.11 Equipo de medición ofite 800.....	91
Figura 3.12 Termómetro.....	92
Figura 3.13 Vista de los agitadores automáticos.....	93
Figura 3.14 Filtro prensa HP- HT.....	97
Figura 3.15 Componentes del equipo de retorno a la permeabilidad.....	99
Figura 3.16 Núcleo de berea.....	100
Figura 3.17 Desecador de vidrio pirex.....	101
Figura 3.18 Manga de aprisionamiento del núcleo.....	102
Figura 3.19 Celda de confinamiento del núcleo.....	102
Figura 3.20 Horno de calentamiento memmert.....	103
Figura 3.21 Prueba de eficiencia de revoque.....	104
Figura 4.1 Tiempo de dispersión de los aditivos de prueba.....	109
Figura 4.2 Valores de viscosidad plástica del fluido a 14lpg con aditivos comerciales y 4 lb de arcilla organofílica.....	114
Figura 4.3 Valores de viscosidad plástica del fluido a 14 lpg con aditivos comerciales y 8 lb de arcilla organofílica.....	115
Figura 4.4 Valores de viscosidad plástica del fluido a 14 lpg con aditivos nacionales y 4 lb de arcilla organofílica.....	117
Figura 4.5 Valores de viscosidad plástica del fluido a 14 lpg con aditivos nacionales y 8 lb de arcilla organofílica.....	120
Figura 4.6 Valores de viscosidad plástica del fluido a 14 lpg con aditivos de países aliados y 4 lb de arcilla organofílica.....	122
Figura 4.7 Valores de viscosidad plástica del fluido a 14 lpg con los aditivos de países aliados y 8 lb de arcilla organofílica.	123
Figura 4.8 Valores de viscosidad plástica de los fluidos a 16.5 lpg utilizando aditivos comerciales.....	127
Figura 4.9 Valores de viscosidad plástica de los fluidos a 16,5 lpg utilizando aditivos de países aliados.....	129

Figura 4.10 Valores de viscosidad plástica de aditivos de empresas de servicios formulados a 18 lpg.....	132
Figura 4.11 Valores de viscosidad plástica de los fluidos a 18 lpg utilizando aditivos de países aliados.....	133
Figura 4.12 Valores de viscosidad plástica de los fluidos a 12,5 lpg utilizando aditivos comerciales.....	136
Figura 4.13 Valores de viscosidad plástica de los fluidos a 12.5 lpg utilizando aditivos nacionales.....	137
Figura 4.14 Valores de viscosidad plástica de los fluidos a 12,5 lpg utilizando aditivos de países aliados.....	139
Figura 4.15 Valores de viscosidad plástica a 16.5 lpg con 1.5 lb de aditivo de prueba.....	142
Figura 4.16 Valores de viscosidad plástica a 16.5 lpg con 0.5 lb de aditivo de prueba.....	144
Figura 4.17 Comportamiento reológico de solución aceite/aditivo comerciales.....	146
Figura 4.18 Comportamiento reológico de solución aceite/aditivo nacional.....	146
Figura 4.19 Comportamiento reológico de solución aceite / aditivo PA.....	147
Figura 4.20 Valor del IAR de los fluidos a 14 lpg utilizando aditivo comerciales y 4lb de arcilla organofílica.....	150
Figura 4.21 Valor del IAR de los fluidos a 14 lpg utilizando aditivo comerciales y 8 lb de arcilla organofílica.....	152
Figura 4.22 Valor del IAR de los fluidos a 14 lpg utilizando aditivo nacionales y 4lb de arcilla organofílica.....	154
Figura 4.23 Valor del IAR de los fluidos a 14 lpg utilizando aditivo nacionales y 8lb de arcilla organofílica.....	156
Figura 4.24 Valor del IAR de los fluidos a 14 lpg utilizando aditivo de países aliados y 4lb de arcilla organofílica.....	157

Figura 4.25 Valor del IAR de los fluidos a 14 lpg utilizando aditivo de países aliados y 8 lb de arcilla organofílica.....	160
Figura 4.26 Valor del IAR de los fluidos a 16.5 lpg utilizando aditivo comerciales.....	163
Figura 4.27 Valor del IAR de los fluidos a 16.5 lpg utilizando aditivo de países aliados.....	164
Figura 4.28 Valor del IAR de los fluidos a 18 lpg utilizando aditivos comerciales.....	166
Figura 4.29 Valor del IAR de los fluidos a 18 lpg utilizando aditivo de países aliados.....	168
Figura 4.30 Valor del IAR de los fluidos a 12,5 lpg utilizando aditivos comerciales.....	169
Figura 4.31 Valor del IAR de los fluidos a 12,5 lpg utilizando aditivos nacionales.....	170
Figura 4.32 Valor del IAR de los fluidos a 12.5 lpg utilizando aditivo de países aliados.....	171
Figura 4.33 Valor del IAR de los fluidos a 16.5 lpg utilizando 1.5 lb de aditivo de PA.....	173
Figura 4.34 Valor del IAR de los fluidos a 16,5 lpg utilizando 0,5 lb de aditivo de PA.....	174
Figura 4.35 Comportamiento de la perdida de filtrado de los fluidos con los aditivos reductores de abrasión.....	177
Figura 4.36 Curva de mezcla de caco3 del lodo con ORIMATITA®, intercarb 10-15 y intercarb 20-25.....	180
Figura 4.37 Viscosidad del crudo vs tasa de corte.....	181
Figura 4.38 Esquema de los materiales utilizados para la prueba de eficiencia de revoque.....	182
Figura 4.39 Comportamiento de la movilidad de los fluidos dentro del núcleo 2, antes y después de inyectar el fluido que contiene A1.....	183

Figura 4.40 Esquema de los materiales utilizados para la prueba de eficiencia de revoque.....	185
Figura 4.41 Comportamiento de la movilidad de los fluidos dentro del núcleo 2, antes y después de inyectar el lodo que contiene A3.....	187

LISTA DE TABLAS

Tabla 2.1 Principales agentes densificantes.....	36
Tabla 2.2 Especificaciones técnicas de la ORIMATITA®.....	52
Tabla 3.1 Formulaci3n de referencia para la investigaci3n.....	78
Tabla 3.2 Formulaci3n base a 12.5 lpg.....	79
Tabla 3.3 Formulaci3n base a 14 lpg.....	80
Tabla 3.4 Formulaci3n base a 16.5 lpg.....	80
Tabla 3.5 Formulaci3n base a 18 lpg.....	81
Tabla 4.1 Densidad promedio de las muestras de los densificantes.....	106
Tabla 4.2 Comportamiento distribuci3n tama1o de part3cula fluido preparado usando como densificante ORIMATITA®.....	107
Tabla 4.3 Comportamiento distribuci3n tama1o de part3cula fluido preparado usando como densificante BARITA.....	107
Tabla 4.4 Tiempo de dispersi3n de los aditivos de prueba.....	108
Tabla 4.5 Formulaci3n del fluido a 14 lpg con 4 lpb de arcilla organof3lica.....	112
Tabla 4.6 Formulaci3n del fluido de 14 lpg con 8 lpb de arcilla organof3lica.....	112
Tabla 4.7 Propiedades reol3gicas a 14 lpg de los aditivos comerciales con 4lb de arcilla organof3lica.....	113
Tabla 4.8 Propiedades reol3gicas a 14 lpg de los aditivos comerciales con 8 lb de arcilla organof3lica.....	115
Tabla 4.9 Propiedades reol3gicas a 14 lpg de los aditivos nacionales con 4 lb de arcilla organof3lica.....	116
Tabla 4.10 Propiedades reol3gicas a 14 lpg de los aditivos nacionales con 8 lb de arcilla organof3lica.....	118
Tabla 4.11 Formulaci3n de los aditivos A14 y A15 a 14 lpg.....	119
Tabla 4.12 Propiedades reol3gicas de los aditivos A14 y A15 a 14 lpg.....	119

Tabla 4.13 Propiedades reológicas del fluido a 14 lpg con los aditivos de países aliados con 4 lb de arcilla organofílica.....	121
Tabla 4.14 Propiedades reológicas a 14 lpg de los aditivos de países aliados con 8 lb de arcilla organofílica.....	122
Tabla 4.15 Comparación general de las propiedades reológicas de los aditivos de prueba con 4 lb de arcilla.....	125
Tabla 4.16 Comparación general de las propiedades reológicas de los aditivos de prueba con 8 lb de arcilla.....	125
Tabla 4.17 Formulación de fluido base aceite de 16,5 lpg.....	126
Tabla 4.18 Propiedades reológicas de los aditivos comerciales formulados a 16,5 lpg.....	127
Tabla 4.19 Propiedades reológicas de los aditivos de países aliados a 16,5 lpg.....	128
Tabla 4.20 Propiedades reológicas de los fluido a 16,5 lpg utilizando aditivos de prueba.....	130
Tabla 4.21 Formulación de fluido base aceite de 18 lpg.....	131
Tabla 4.22 Propiedades reológicas de los aditivos comerciales formulados a 18 lpg.....	131
Tabla 4.23 Propiedades reológicas de los aditivos de países aliados a 18 lpg.....	133
Tabla 4.24 Propiedades reológicas de los fluido a 18 lpg utilizando aditivos de prueba.....	134
Tabla 4.25 Formulación de fluido base aceite de 12,5 lpg.....	135
Tabla 4.26 Propiedades reológicas de los aditivos comerciales a 12,5 lpg.....	135
Tabla 4.27 Propiedades reológicas de los aditivos nacionales a 12,5 lpg.....	136
Tabla 4.28 Propiedades reológicas de los aditivos de países aliados a 12,5 lpg.....	138

Tabla 4.29 Propiedades reológicas de los fluidos a 12,5 utilizando aditivos de prueba.....	139
Tabla 4.30 Formulación de fluido de perforación a 16,5 lpg, con 1,5 lpb de aditivo de prueba.....	140
Tabla 4.31 Propiedades reológicas a 16,5 lpg con 1,5 lb de aditivo de prueba.....	141
Tabla 4.32 Formulación de fluido de perforación a 16,5 lpg, con 0,5 lpb de aditivo de prueba.....	143
Tabla 4.33 Propiedades reológicas a 16,5 lpg con 0,5 lpb de aditivo de prueba.....	143
Tabla 4.34 Propiedades reológicas del fluido sin aditivo de prueba a 16,5 lpg, con BARITAY ORIMATITA®.....	144
Tabla 4.35 Valor del IAR de los fluidos a 14 lpg utilizando aditivos comerciales y 4lb de arcilla organofílica.....	150
Tabla 4.36 Valor del IAR de los fluidos a 14 lpg utilizando aditivos comerciales y 8lb de arcilla organofílica.....	151
Tabla 4.37 Valor del IAR de los fluidos a 14 lpg utilizando aditivo nacionales y 4lb de arcilla organofílica.....	153
Tabla 4.38 Valor del IAR de los fluidos a 14 lpg utilizando aditivo nacionales y 8lb de arcilla organofílica.....	155
Tabla 4.39 Valor del IAR de los fluidos a 14 lpg utilizando A14 y A15.....	155
Tabla 4.40 Valor del IAR de los fluidos a 14 lpg utilizando aditivos de países aliados y 4 lb de arcilla organofílica.....	158
Tabla 4.41 Valor del IAR de los fluidos a 14 lpg utilizando aditivos de países aliados y 8 lb de arcilla organofílica.....	159
Tabla 4.42 Comparación de los valores de IAR de los fluidos a 14 lpg utilizando los aditivos de prueba y 4 lb de arcilla.....	161
Tabla 4.43 Comparación de los valores de IAR de los fluidos a 14 lpg utilizando los aditivos de prueba y 8 lb de arcilla.....	161

Tabla 4.44 Valor del IAR de los fluidos a 16,5 lpg utilizando aditivos comerciales.....	168
Tabla 4.45 Valor del IAR de los fluidos a 16,5 lpg utilizando aditivos países de aliados.....	164
Tabla 4.46 Comparación de los valores de IAR de los fluidos a 16,5 lpg utilizando los aditivos de prueba.	165
Tabla 4.47 Valor del IAR de los fluidos a 18 lpg utilizando aditivos comerciales.....	166
Tabla 4.48 Valor del IAR de los fluidos a 18 lpg utilizando aditivos de países aliados.....	167
Tabla 4.49 Comparación de los valores de IAR de los fluidos a 18 lpg utilizando los aditivos de prueba.	168
Tabla 4.50 Valor del IAR de los fluidos a 12,5 lpg utilizando aditivos comerciales.....	169
Tabla 4.51 Valor del IAR de los fluidos a 12,5 lpg utilizando aditivos nacionales.....	170
Tabla 4.52 Valor del IAR de los fluidos a 12,5 lpg utilizando aditivos de países aliados.....	171
Tabla 4.53 Comparación de los valores de IAR de los fluidos a 12,5 lpg utilizando los aditivos de prueba.	172
Tabla 4.54 Valor del IAR de los fluidos a 16.5 lpg utilizando 1.5 lb de aditivos de PA.....	172
Tabla 4.55 Valor del IAR de los fluidos a 16,5 lpg utilizando 0,5 lb de aditivos de PA.....	174
Tabla 4.56 Valor del IAR del fluido a 16,5 lpg utilizando BARITA.....	175
Tabla 4.57 Formulación para la prueba de filtrado del fluido base a 12 lpg.....	176
Tabla 4.58 Formulación para pruebas de filtrado de los fluidos a 12 lpg con aditivo reductor.....	176
Tabla 4.59 Formulación para la prueba de eficiencia de revoque.....	179

Tabla 4.60 Propiedades físicas de los núcleos de berea.....	179
Tabla 4.61 Valores de la movilidad de los fluidos dentro del núcleo nº 2, antes y después de inyectar el fluido que contiene A1.....	183
Tabla 4.62 Porcentaje de daño y presión de levantamiento de revoque causado por el fluido.....	184
Tabla 4.63 Valores de la movilidad de los fluidos dentro del núcleo nº 2, antes y después de inyectar el fluido que contiene A1.....	186
Tabla 4.64 Porcentaje de daño y presión de levantamiento de revoque causado por el fluido.....	187
Tabla 4.65 Comparación del porcentaje de daño causado por los fluidos con los aditivos de prueba.....	188

INTRODUCCIÓN

En las operaciones de perforación de pozos, el sistema de circulación del fluido de perforación es parte esencial del taladro. Sus dos componentes principales son: el equipo que forma el circuito de circulación y el fluido de perforación (Barberii, 1998).

Uno de los tipos de fluidos de perforación utilizados es el de fase continua aceite, el cual puede ser 100% aceite o emulsiones inversas (de distintas relaciones aceite-agua), unas de las ventajas que ofrece el fluido base aceite es su capacidad para tolerar la acción de los agentes contaminantes presentes durante la perforación, tolerar altas temperaturas e inhibir el hinchamiento de las arcillas presentes en la formación (Barberii, 1998).

En la formulación de los fluidos de perforación es necesario tener en cuenta las características y condiciones de la formación a perforar, para poder utilizar un material densificante tal como la Barita que permita ajustar esta propiedad en el fluido y así contribuir a la estabilidad de la columna hidrostática que forma el mismo en el hoyo a perforar.

En Venezuela, la Barita ha sido el material densificante comúnmente usado en los fluidos de perforación, siendo este altamente costoso para el país debido a que requiere ser importada. Aunado a esto, es importante destacar, que las reservas de dicho producto han venido disminuyendo considerablemente en los últimos años (Pernía, D; 2006). A causa de lo antes mencionado, se han realizado estudios para la sustitución de este material, por el producto ORIMATITA®. Este último presenta una serie de ventajas a la industria petrolera venezolana, tanto económica como técnica, ya que es posible obtener dicho producto a nivel nacional y a menor costo que importar Barita.

La hematita natural materia prima de la ORIMATITA®, presenta una serie de ventajas sobre el densificante tradicionalmente utilizado en la perforación, las cuales son: mayor gravedad específica que la Barita(4,7 vs. 4,2 aprox), incremento significativo en la tasa de penetración (ROP), facilita el control de las propiedades reológicas del fluido de perforación y se reducen los costos por tratamiento químico, y menor daño a la formación productora de hidrocarburo.

Aunque la ORIMATITA® cumple con la mayoría de los requerimiento para sustituir la barita, investigaciones anteriores han confirmado que el óxido de hierro es más erosivo que la Barita, a causa del tamaño y forma de las partículas dentro del sistema de fluido, entre otras (Belisario, 2001).

Considerando que trabajos de investigación antes realizados han demostrado que la disminución de la abrasión y erosión de los fluidos de perforación densificados con ORIMATITA®, se logra por la incorporación de co-polímeros al sistema del fluido de perforación, además de la reducción del tamaño de partículas de la Hematita, se enfoca el presente trabajo de investigación en determinar qué tipos de polímeros u otros aditivos podrían utilizarse como reductores de abrasión. Esto con la finalidad de disminuir daños causados por abrasión durante la perforación, tanto en las herramientas direccionales, como en los equipos de superficie.

El presente trabajo de investigación será presentado de manera esquemática en cinco (5) Capítulos; describiéndose a continuación cada uno de ellos:

Capítulo I. El Problema de la Investigación: En este capítulo se expresa de manera concreta la situación actual de los densificantes de origen nacional utilizados para fluidos de perforación base aceite, así como el objetivo general, los objetivos específicos y la justificación.

Capítulo II. Marco Teórico: Este capítulo comprende el marco referencial donde se plantean los conceptos básicos más importantes, tales como abrasión, fluidos de perforación, índice de abrasividad relativa, condiciones de mezclado, viscosidad, entre otros.

Capítulo III. Marco Metodológico: Se presenta el tipo de investigación realizada, la metodología aplicada y las técnicas e instrumentos de recolección de datos con los cuales se podrá cumplir con los objetivos planteados.

Capítulo IV. Resultados y Discusión: Se refiere a los resultados obtenidos de la evaluación y comparación de las diferentes propiedades fisicoquímicas y el índice de abrasividad relativa (IAR) de los fluidos de perforación utilizados en la matriz de ensayo.

Capítulo V. Conclusiones y Recomendaciones: Se refleja el aporte de esta Investigación y se enlaza con los objetivos específicos.

Se espera que el aporte de esta investigación sea complementario a estudios previos en reducción del índice de abrasividad relativa (IAR) y a su vez sirva de apoyo a futuras investigaciones.

CAPÍTULO I

EL PROBLEMA

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Los fluidos de perforación forman parte importante de la industria petrolera mundial, sin este sistema el taladro de perforación no lograría penetrar la formación, debido a la alta fricción que se produciría y por consiguiente aumentaría la temperatura ocasionando problemas operacionales. Los objetivos principales del fluido de perforación son: remover y transportar los ripios o residuos de rocas trituradas por la mecha, mantener en suspensión las partículas sólidas, enfriar y lubricar la sarta de perforación, formar la columna hidrostática del pozo, entre otros (Salas, R; 2000).

Durante la perforación es importante controlar las propiedades fisicoquímicas de los fluidos de perforación, para evitar complicaciones a medida que se realiza dicha actividad, y así lograr que esta genere un mínimo daño al ambiente, la formación productora de hidrocarburo y problemas operacionales.

Otro aspecto a considerar en los fluidos de perforación es el daño por la acción de partículas sólidas presentes en la zona del rozamiento, es decir, el desgaste por abrasión. El cual consiste en la eliminación de material debido a partículas duras, que penetran entre las superficies de interacción. Las consecuencias del desgaste por abrasión son rayas, surcos, microvirutas, cambios dimensionales, entre otros. Al igual que la fricción, el desgaste no es una propiedad del material, es una respuesta integral del sistema. Los análisis de los sistemas han demostrado que 75% de las fallas mecánicas se deben al desgaste de las superficies en rozamiento. Se deduce fácilmente que para aumentar la vida útil de un equipo se debe disminuir el desgaste al mínimo posible (Pernia, D; 2006).

Por otra parte, en Venezuela, la Barita ha sido el material densificante comúnmente usados en los fluidos de perforación. Las minas de Barita se encuentran ubicadas lejos de los centros de consumo (China, India, U.S.A., etc.), lo cual encarece su transporte y junto al alza de los precios de las materias primas, incrementa el costo final del mineral procesado para su uso como densificante. Debido a esto la industria petrolera venezolana a través de una serie de investigaciones determinó que una opción de reemplazo de la Barita en los fluidos de perforación es la tecnología ORIMATITA® (Hematita natural), tomando en cuenta la existencia de grandes reservas de minerales de hierro (200 MMMtm) en Venezuela, (Quercia y otros, 2009). Sin embargo, a pesar de que la ORIMATITA® como densificante, cumple con la mayoría de los requerimientos para sustituir a la Barita, en pruebas de laboratorio se ha confirmado que el óxido de hierro puede ser más erosivo que la Barita, siendo el tamaño y forma de las partículas dentro del sistema de fluido, uno de los causantes principales del efecto erosivo y abrasivo de la misma.

Por esta razón, se pretende brindar a través de este estudio la optimización de la formulación de los fluidos de perforación base 100% aceite densificado con la tecnología ORIMATITA® agregando aditivos alternativos al copolimero actualmente utilizado que permitan reducir el índice de abrasividad relativa (IAR) en el sistema de fluido, debido que al igual que la Barita este copolimero es la única opción actual para la disminución de la abrasión y es necesario en la industria petrolera venezolana ampliar la gama de productos de insumos químicos alternativos.

1.2 ALCANCE

El presente proyecto abarca la evaluación a escala experimental de aditivos (nacionales e internacionales) alternativos al copolimero utilizado actualmente, como reductores de la abrasividad producida por fluidos de perforación 100% aceite, densificados con ORIMATITA®. Esta investigación se efectúa con el fin de estimar las posibilidades de disminuir el índice de abrasión relativa (IAR) ocasionado a escala de laboratorio, cuando se utiliza en la formulación del fluido, el densificante antes mencionado. Este trabajo permite además optimizar el uso del producto tecnológico ORIMATITA® y ampliar la gama de posibilidades en cuanto a aditivos reductores de abrasión disponibles en el mercado actualmente. Los aditivos a evaluar en su mayoría son polímeros debido a que estudios anteriores han demostrado que los mismos tienen tendencia a reducir la fricción entre las partículas y los metales, y además se evaluara la efectividad del coque y otros aditivos como posibles reductores de abrasión.

1.3 OBJETIVOS

1.3.1 Objetivo General

Evaluar aditivos alternativos como posibles reductores de abrasión en fluidos densificados con ORIMATITA®.

1.3.2 Objetivos Específicos

- Formular fluidos de perforación 100% aceite a diferentes densidades utilizando ORIMATITA® como agente densificante y con aditivos alternativos como posibles reductores de la abrasividad.
- Evaluar la influencia de los aditivos de prueba en las propiedades reológicas, así como su comportamiento en cuanto a la reducción del índice de abrasión relativa (IAR).
- Optimizar las formulaciones dependiendo de los aditivos de mejor comportamiento como reductores del IAR, en fluidos 100% aceite de diferentes densidades densificados con ORIMATITA®
- Estimar el daño a la formación producido por el fluido optimizado con el aditivo reductor de abrasión de mejor comportamiento experimental.

1.4 JUSTIFICACIÓN

Los fluidos de perforación base aceite densificados con ORIMATITA® presentan desventajas significativas con respecto a los densificados con barita, por el efecto abrasivo y erosivo de las partículas sólidas de este mineral, por lo cual se puede producir un incremento drástico en los costos de mantenimiento de los equipos de perforación y bombeo; Es por esto que su aplicación en los fluidos de perforación se ha visto limitada, y se sigue utilizando la Barita como el material densificante por excelencia (Romero, 2008). Sin embargo, investigaciones antes realizadas indican, una disminución significativa en el índice de abrasividad y erosión en los fluidos de perforación base 100% aceite densificados con ORIMATITA®, cuando es añadido al sistema del fluido un copolímero de tipo Estireno-Butadieno (Villa, 2006).

Este estudio nos permite conocer que existe la posibilidad de reducir el índice de abrasividad añadiendo un copolímero al fluido, pero aun así, no se obtienen resultados completamente favorables, razón por la cual, se requiere realizar estudios de formulaciones de fluidos de perforación base 100% aceite densificado con ORIMATITA®, variando el tipo de polímero y la cantidad a utilizar, para analizar el comportamiento abrasivo de estos fluido hacia los equipos, además probar otros aditivos alternativos como reductores de abrasión. Así mismo, luego de optimizar la formulación con el aditivo que mejor se ajuste a los requerimientos de perforación, es necesario identificar el daño que esta puede ocasionar a la formación. Para cumplir con lo antes mencionado se realizan pruebas a escala de laboratorio para obtener los datos experimentales necesarios para identificar los aditivos alternativos como reductores de abrasión.

1.5 LIMITACIONES

La revisión biográfica de documentos importantes para el desarrollo de la investigación se encuentra en archivos confidenciales de la empresa, razón por la cual se hace difícil el acceso a la misma. Además no se cuenta con toda la información sobre las características de los aditivos alternativos como reductores de abrasión a utilizar.

Actualmente no se está produciendo las aspas estándar API de acero ASTM A526, la cual se utiliza para realizar los estudio del índice de abrasividad relativa (IAR), por esta razón se trabaja reutilizado las aspas sin exceder doscientos miligramos de desgaste.

1.6 ANTECEDENTES

Valles, C. y otros (1990), realizaron el trabajo titulado “Prueba de abrasividad en lodos base aceite densificado con hematita nacional”. En el cual concluyeron que el tamaño y el filo de la partícula tienen un significativo impacto en la abrasividad, siendo más crítico este efecto a medida que sea más afilada, angular y mayor de 45 micrones; esto comparado con partículas de menor tamaño y más redondeadas en sus aristas. Para los lodos base aceite de 14 lb/gal densificados con hematita, su índice de abrasividad estaba en 2.7 mg/min, lo cual está por debajo del máximo permitido por la Norma API 13A.

Tovar, J. y otros (1995), realizaron el trabajo titulado “Estudio sobre los efectos del densificante ORIMATITA™ en las propiedades de los lodos con base en aceite.” En el cual concluyeron que: la mayor ventaja observada en el uso del densificante ORIMATITA™ está en el incremento de la tasa de penetración, ya que, para obtener un fluidos de alta densidad se necesita menor cantidad de material densificante debido a su alta gravedad específica en relación a la barita, para alcanzar una densidad determinada de la

mezcla. Referente a la abrasividad del material se demuestra que en granos mayores a 75 micrones es muy alta y se sale del rango prescrito por API, la cual considera que el máximo nivel aceptable de abrasividad es 3 mg/min para densificante en base a hierro. Cuando se usa el rango entre 75 y 45 micrones de tamaño de partículas, la abrasividad disminuye drásticamente en un 80%. La abrasividad se reduce a un 60% cuando se usa material de granulometría menores a 45 micrones. Desde el punto de vista práctico y para efecto de la abrasividad del densificante sobre partes metálicas se aceptó la molienda de partículas menores a 45 micrones como la indicada para ser usada en este tipo de densificante.

En la decisión anterior se tomó en cuenta los siguientes elementos:

- Moler más fino el material aumenta la dispersión del tamaño de partícula y se pierde el control de la granulometría.
- Al tener más finos en la mezcla se podría invadir las arenas productoras y causar daños. Se tomó como máximo contenido de material menor a 6 micrones el valor de 10% en peso.
- Se descartó el intervalo de 75 a 45 micrones porque se consideró alto el nivel de abrasividad observado en las pruebas de laboratorio.

En las aplicaciones de campo no se ha observado problemas graves de abrasividad con los equipos de fondo de la sarta de perforación. En los equipos de superficie se han experimentados problemas de abrasión en los componentes metálicos tales como agitadores de lodo y algunos codos y válvulas, los que han sido solucionados reforzando con piezas de aleaciones más resistentes. Se recomienda profundizar los estudios de daño a las formaciones productoras con métodos dinámicos de contaminación.

Bello, D. (1996) realizó a escala laboratorio el trabajo titulado: “Evaluación de la erosividad de la ORIMATITA® en un circuito de laboratorio”. Este

trabajo concluyo que los fluidos densificados con ORIMATITA® producen aproximadamente 5 veces más abrasión que el densificado con Barita.

Reinaldo, G. y otros (1996), realizaron el trabajo titulado “Evaluación de polímeros como aditivos en fluidos de perforación 100% aceite”. En el cual se estableció: en el momento de seleccionar un polímero como agente viscosificante, se debe tener en cuenta que existe un compromiso entre capacidad viscosificante y resistencia a los esfuerzos de cortes. La capacidad viscosificante depende, entre otros factores, del peso molecular, la estructura química, la presencia de carga y el grado de solubilidad del polímero en un solvente dado y a una temperatura determinada. No obstante cabe destacar que los polímeros de estireno-butadieno son altamente resistentes al corte, de acuerdo a ensayos de estabilidad sónica, debido a sus moderados pesos moleculares.

En la ejecución del trabajo llegaron a las siguientes conclusiones:

- El efecto de la incorporación del polímero estireno-butadieno a los sistemas comerciales resulto altamente beneficioso al mantener las propiedades reológicas de punto cedente, geles a los 10” y 10’, así como las lecturas de 6 y 3 RPM en las formulaciones, una vez envejecido a 177 °C (350 °F) por 16 horas.
- La adición del polímero estireno-butadieno permitió el control del filtrado a 177 °C y 500 lb/pulg² después del envejecimiento.
- La sustitución parcial de la arcilla por el polímero estireno-butadieno hasta 6 lb/bbl se logró a expensas de un aumento de la viscosidad plástica para las formulaciones, actuando en ellas como controlador de filtrado.

Belisario, R. (2001), realizó experimentalmente el trabajo titulado “Estudio del Comportamiento Mecánico de Materiales Sometidos a la Acción Erosiva de Lodos de Perforación”. Belisario con sus estudios concluyó que: La tasa de erosión de los materiales ensayados con lodo hematita, se reportó en un orden de magnitud por encima de la tasa de erosión registrada con barita. Esto evidenciando la capacidad erosiva de la hematita por sobre la barita, basado en una morfología de partícula más angular, una mayor dureza y densidad, y una concentración de sólidos menor a la del lodo barita, lo que permite a las partículas obtener una mayor aceleración y elevadas energías de impacto.

Rengifo, R. y otros (2001), realizaron el trabajo titulado “Experiencias en el uso de la ORIMATITA® como Densificantes de Fluidos de Perforación en el Norte de Monagas, Venezuela.” concluyeron que:

- Los fluidos densificados con ORIMATITA® versión O38 más el aditivo INTOIL-P® no produce desgastes o daños a los componentes internos del motor, más allá de los que se pudiera obtener con cualquier otro fluido de perforación densificado con barita.
- La adición de un aditivo reductor de abrasividad como el INTOIL-P®, además de aportar su efecto reductor de abrasividad, incrementa las propiedades de limpieza de hoyo o acarreo de ripios de perforación, en comparación con fluidos convencionales.
- Se logró disminuir el costo asociado al reemplazo de componentes del sistema de bombeo del fluido de perforación en comparación con las aplicaciones de ORIMATITA® O48 en el año 2000 y los costos de los dos pozos anteriores, perforados por el taladro utilizado para la prueba piloto en Oriente.
- La ORIMATITA® Mejora las condiciones en el Ambiente de Trabajo (Higiene y Salubridad) e Higiene Personal de los trabajadores en el taladro GW-63.

Villa, F. (2006), realizó el trabajo titulado “Concentración del copolimero estireno-butadieno para reducir la abrasividad del óxido férrico en fluidos 100% aceite.” concluyeron que: El rango óptimo de concentración del copolimero estireno-butadieno está comprendido entre 2.5-3.5 (lb/bbl) para densidad de 10 a 16.5 (lpg). Para la densidades entre 13.5-15.5 (lpg) la concentración de copolimero es 3.5 lb/bbl. El porcentaje de limpieza para la formulación de 14 lpg es 93%, indicando uno de los mejores valores en comparación con las demás densidades y formulaciones estudiadas, al igual que su velocidad de asentamiento para recortes de diámetro promedio igual a 0.4 pulg. El exceso de concentración por parte del copolimero estireno-butadieno incrementa drásticamente las propiedades reológicas del fluido, obteniéndose valores fuera del rango permisible a la práctica operacional. Se observó que la abrasividad es máxima en todas las formulaciones sin polímero y disminuye al aumentar la concentración del copolimero estireno-butadieno en el sistema.

Pernía, D. (2006). Realizó el trabajo titulado “Evaluación del desgaste producido por fluidos densificados con ORIMATITA®”. En cual se concluyó que la ORIMATITA® requiere menos cantidad de sólidos (en comparación con el fluido densificado con barita) para lograr una misma densidad. Los ensayos de abrasividad arrojaron que los fluidos densificados con Barita produjeron mayor grado de desgaste por abrasión, en comparación con los fluidos preparados con ORIMATITA®. El fluido de perforación densificado con ORIMATITA® presentó propiedades reológicas estables a lo largo de las pruebas realizadas, requiriendo menos productos químicos para mejorar las mismas.

Romero, G. (2008), Realizó el trabajo titulado “Modificación de la tasa de mojabilidad en ORIMATITA® O-38 plus por adsorción del polímero INTOIL® y su efecto sobre la abrasividad del material”. Concluyó que: los fluidos base aceite formulados con INTOIL® como aditivo; presentan reducción considerable en la tasa de abrasión. Un incremento en la concentración del polímero; disminuye en un 23.6 % el índice de abrasión relativo a un fluido de densidad equivalente, sin aditivo polimérico.

CAPITULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 INTRODUCCIÓN A LA PERFORACIÓN

Una vez que se ha establecido la posible existencia de un yacimiento petrolífero, la única manera de confirmarlo es perforando. La perforación en busca de recursos naturales no es un concepto nuevo. En el año 1100 dc. Ya se perforaban pozos de salmuera en China con profundidades de hasta 3.500 pies, usando métodos similares a la perforación por percusión (Barberii, 1998).

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

Perforación por percusión: La industria petrolera comenzó en 1859 utilizando el método de perforación a percusión, llamado también “a cable”. Se identificó con estos dos nombres porque para desmenuzar las formaciones se utilizó una barra de configuración, diámetro y peso adecuado, sobre la cual se enrosca una sección adicional metálica fuerte para darle más peso, rigidez y estabilidad. Por encima de esta pieza se enrosca un percutor eslabonado para hacer efectivo el momento de impacto de la barra contra la roca. Al tope del percutor va conectado el cable de perforación. Las herramientas se hacen subir una cierta distancia para luego dejarlas caer libremente y violentamente sobre el fondo del hoyo. Esta acción repetitiva desmenuza la roca y ahonda el hoyo (Franco, 2003).

Perforación rotatoria: La perforación rotatoria se utilizó por primera vez en 1901, en el campo de Spindletop, cerca de Beaumont, Texas, descubierto por el capitán Anthony F. Lucas, pionero de la industria como explorador y sobresaliente ingeniero de minas y de petróleos (Franco, 2003).

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

Las innovaciones más marcadas fueron: el sistema de izaje, el sistema de circulación del fluido de perforación y los elementos componentes de la sarta de perforación (Franco, 2003).

Los equipos de perforación rotatoria se usan para distintos propósitos: perforación de pozos de petróleo, gas, agua, geotérmicos y de almacenamiento de petróleo; extracción de núcleos para análisis de minerales; y proyectos de minería y construcción. Sin embargo, la aplicación más importante es la perforación de pozos de petróleo y gas. Según el método rotatorio, la mecha queda suspendida de la extremidad de una columna de perforación tubular (tubería de perforación) sostenida por un sistema de cable/bloques que, a su vez, está sostenido por una torre de perforación. La perforación ocurre cuando se hace girar la columna de perforación y la mecha (Barberii, 1998).

Para enfriar y lubricar continuamente la mecha y retirar los recortes del agujero, se bombea un fluido de perforación (lodo) dentro de la columna de perforación. Al alcanzar la mecha, este lodo pasa a través de los chorros de la mecha, choca contra el fondo del agujero y luego sube por el espacio anular (el espacio entre la columna de perforación y la pared del pozo),

transportando los recortes que están suspendidos en él. En la superficie se eliminan los recortes mediante un sistema de control de sólidos, y se bombea de nuevo el lodo dentro del pozo. Los equipos usados en la perforación están ilustrados en la figura 2.1 (Franco, 2003).



Figura 2.1 Equipo perforador (Pernía, 2006)

2.2 FLUIDOS DE PERFORACIÓN

2.2.1 Antecedentes de los fluidos de perforación.

De acuerdo con los datos que se conocen, los fluidos de perforación se utilizaron por primera vez en 1901, lo cual coincide con el inicio de la perforación rotatoria en un campo petrolero del estado de Texas USA. El Fluido usado era solo una mezcla de agua con arcilla (Franco, 2003).

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

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

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

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

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

A partir de 1926, se conceden un grupo de patentes, como la concedida a B.K Staud para el uso de material densificante tales como sulfato de bario, óxido de hierro, óxido de plomo, etc., en fluidos de perforación, para impedir reventones de gas. En 1929 se le concede a P.E Harth la patente para el uso de bentonita, como agente de suspensión y gelificación en fluidos de perforación. A partir de 1931 se introdujo el uso del embudo Marsh y el viscosímetro Sformer, se desarrolló la técnica de preparar y mantener fluidos

de perforación, se iniciaron numerosos estudios sobre el uso de la bentonita como agente de control de las propiedades reológicas y del filtrado, y se introduce el uso del filtro prensa para determinar las propiedades de filtración. A partir de 1937 se desarrollan equipos para determinar las propiedades de los fluidos de perforación y de esta manera desarrollar y mejorar los aditivos para un mejor control de sus propiedades.

A partir de 1955 comienza un acelerado desarrollo de las técnicas de los fluidos. Se realizan amplias y profundas investigaciones que traen consigo un salto cualitativo de esta especialidad, que la sitúa en el campo mundial como una ciencia con un alto grado de desarrollo científico y tecnológico (Franco, 2003).

2.2.2 Definición de fluido de perforación.

Son fluidos circulantes que se utilizan en la perforación rotatoria, con características físicas y químicas apropiadas, las cuales les permiten adaptarse a una gran variedad de condiciones, para satisfacer las funciones más complejas en las operaciones de perforación. Los fluidos de perforación no deben ser tóxicos al medio ambiente aunque en el pasado lo eran, ni corrosivos ni inflamables, no deben ser susceptibles al desarrollo de bacteria, deben ser inertes a la contaminación de sales solubles o minerales y estables a las altas temperaturas y presiones existente en el fondo del pozo, además tienen que ser capaces de mantener sus propiedades según las exigencias de las operaciones de perforación. La definición del concepto de fluido de perforación puede ser mejor comprendida mediante la explicación de sus funciones (Viloria, 2000).

- **Sistema de circulación del fluido de perforación.**

Es el eje principal en el proceso de perforación. En la perforación rotatoria se bombea lodo a través de la tubería de perforación, se descarga por la mecha, y se devuelve a la superficie por los espacios anulares entre la formación y la tubería de perforación, o entre esta y la tubería de revestimiento.

La circulación del lodo en el sistema parte del tanque de succión, donde es extraído por la bomba y expulsado a gran presión a través del sistema con el siguiente recorrido:

Conexiones superficiales, tubo vertical, manguera de perforación, unión giratoria (Swivel), cuadrante (Kelly), tubería de perforación, lastra barrena, Barrena, espacio anular, línea de retorno, cernidor, tanques.

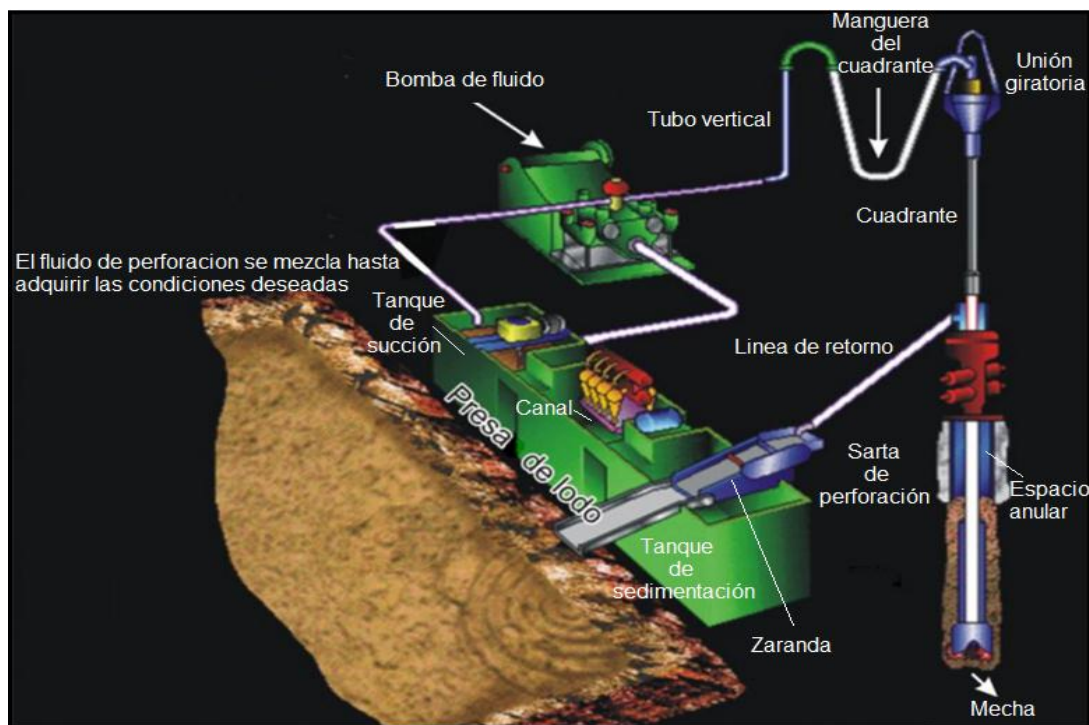


Figura 2.2 Representación del ciclo del fluido de perforación (PEMEX, 2003).

2.2.3 Funciones de los fluidos de perforación.

a) Transportar y remover los ripios de perforación: Las propiedades más importantes del fluido de perforación para cumplir esta función son la densidad, la viscosidad y la velocidad de circulación del fluido, las cuales, deben ser capaces de vencer la fuerza de gravedad que tiende hacer caer las partículas sólidas hacia el fondo del pozo (IMCO, s.f.).

b) Suspender las partículas cuando se interrumpe la circulación: El fluido de perforación debe ser capaz de formar una estructura tipo gel, bajo condiciones estáticas, que permita mantener en suspensión las partículas sólidas cuando se detiene la circulación para luego depositarlos en la superficie cuando esta se reinicia (IMCO, s.f.).

c) Controlar las presiones de las formaciones: La presión hidrostática (figura 2.3) ejercida por la columna y densidad del fluido de perforación debe controlar la presión de la formación. Para lograr esto se requiere que se agregue al fluido un material de alta gravedad específica como Barita, hematita, etc., con la finalidad aumentar la presión hidrostática y lograr un equilibrio con la presión de la formación (IMCO, s.f.).

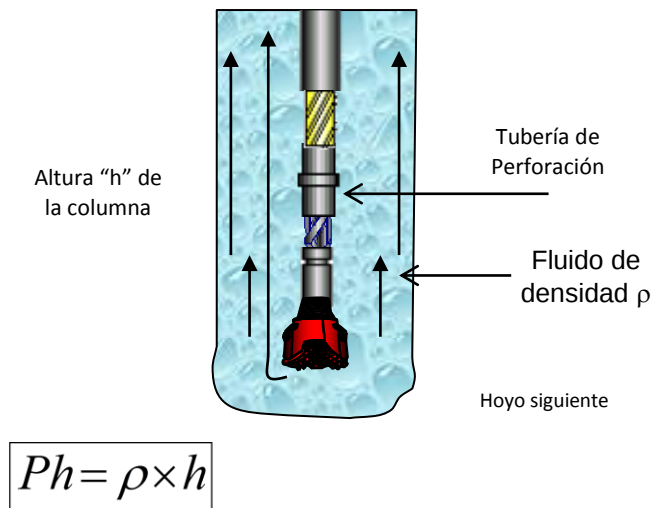


Figura 2.3 Presión hidrostática a una profundidad h (Pernía, 2006).

d) Enfriar y lubricar la mecha y la sarta de perforación: Los fluidos de perforación deben tener suficiente capacidad calorífica y conductividad térmica para permitir que el calor, generado por el roce de la mecha con el fondo y el de la sarta con las paredes del pozo, sea transferido a la superficie para luego ser disipado a la atmósfera. También debe ejercer un efecto lubricante que permita un menor desgaste por fricción en la sarta y en el revestimiento, prolongue la vida útil de la mecha, disminuya la torsión, arrastre y presión de bombeo.

e) Sostener las paredes del pozo: El fluido, a través de la presión hidrostática, debe ser capaz de reemplazar el apoyo lateral que pierden las paredes del pozo a medida que se va perforando.

f) Suspender la sarta y el revestimiento: Parte del peso de la sarta o del revestimiento debe ser sostenido por el empuje ascendente del fluido, para disminuir la tensión o esfuerzo sobre el equipo de superficie (IMCO, s.f.).

g) Transmitir potencia hidráulica sobre la formación a través de la mecha: La potencia hidráulica se refiere a la función dependiente de la tasa de circulación del fluido, su presión de bombeo y el diámetro de las boquillas de la mecha, con lo que se realiza el limpiado óptimo del hoyo. Durante la perforación, el fluido es expulsado a través de la boquilla de la mecha a gran velocidad, lo cual permite que la superficie por debajo de la mecha esté libre de recortes, si esto no ocurre, la mecha sigue perforando sobre los recortes viejos reduciendo la tasa de penetración (IMCO, s.f.).



Figura 2.4 Representación Ilustrada de Transmisión de energía hidráulica a través de la mecha (Pernía, 2006).

h) Proveer un medio adecuado para la toma de registros: Si bien el fluido de perforación perturba las características originales de la formación su presencia es necesaria para realizar muchos de los registros que se emplean para la evaluación de la formación (ob. cit.). Además de llevar a cabo todas las funciones anteriormente señaladas, el fluido debe minimizar los siguientes efectos colaterales:

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

2.2.4 Propiedades fundamentales de los fluidos de perforación.

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

a) Densidad del fluido.

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

La densidad máxima del fluido que se requiere en la perforación de un pozo, está determinada por el gradiente de presión de fractura de la formación. Esta densidad no debe ser excesiva, ya que un exceso de la misma produce una sobre presión del fluido que puede ocasionar la fractura de la formación (Viloria, 2000).

b) Propiedades reológicas.

Reología, es un término que denota el estudio de la deformación de materiales, incluyendo el flujo. La medición de las propiedades reológicas de un fluido es importante para calcular las pérdidas de presión por fricción, para determinar la capacidad de los fluidos de suspender y transportar los recortes y desprendimientos hasta la superficie. Variaciones en las propiedades reológicas pueden servir como un indicador del efecto de la contaminación del fluido por sólidos, sustancias químicas o temperatura; y para determinar los cambios de presión en el interior del pozo durante un viaje (Morales, 2004). Las propiedades reológicas fundamentales son:

• Viscosidad.

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

1. Viscosidad plástica.

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

Concentración de sólidos.

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

La fase sólida, denominada sólidos no reactivos, presente en los fluidos de perforación es la principal preocupación de los especialistas en fluidos. Un aumento en la viscosidad plástica, significa un aumento en el porcentaje

volumétrico de sólidos, una reducción en el tamaño de las partículas sólidas o un cambio en la forma de las mismas (IMCO, s.f.).

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

Para determinar la viscosidad plástica se utiliza la siguiente ecuación:

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

2. Viscosidad aparente.

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

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

• Resistencia de gel.

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

importante para saber si se presentarán dificultades en la circulación del fluido, después que este ha estado en reposo.

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

La formación del gel debe ser suficientemente baja para:

1. Permitir que los ripios de gran tamaño sean depositados en el tanque de decantación.
2. Permitir un buen funcionamiento de las bombas y una adecuada velocidad de circulación.
3. Minimizar el efecto de succión cuando se saca la tubería, y de pistón cuando se introduce la misma en el hoyo.
4. Permitir la separación del gas incorporado al fluido. Sin embargo, este valor debe ser suficiente para permitir la suspensión del densificante y los sólidos incorporados en los siguientes casos:
5. Cuando se está añadiendo el densificante.
6. Al estar el fluido estático.

• **Punto cedente.**

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

El punto cedente, bajo condiciones de flujo depende de:

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

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

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

Para determinar este valor se utiliza la siguiente fórmula:

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

c) Pérdida de filtrado.

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

Básicamente existen dos tipos de filtración:

1. Estática.
2. Dinámica.

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

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

La pérdida de fluido depende de:

1. La permeabilidad de la formación.
2. El diferencial de presión existente.
3. Composición y temperatura del fluido.

d) Contenido de sólidos.

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

Los sólidos de perforación o ripios, cuando no son controlados, es uno de los mayores problemas que presentan los fluidos de perforación. La acumulación de sólidos de perforación en el sistema causa la mayor parte de los gastos de mantenimiento del fluido. Un programa adecuado de control de sólidos ayuda enormemente a mantener un fluido de perforación en óptimas

condiciones, de manera que sea posible obtener velocidades de penetración adecuadas con un mínimo de deterioro para las bombas y demás equipos encargados de circular el lodo.

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

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

2.2.5 Clasificación de los fluidos de perforación.

El término fluido de perforación incluye a los líquidos y a los gases. Los fluidos que son formulados con aire o gas, se denominan fluidos neumáticos de perforación.

El fluido que incluye líquidos ya sea agua o aceite es conocido como fluido de perforación, mientras que los fluidos base agua o aceite que contengan aire para disminuir su densidad se denominan aireados o espuma según sus características. En cuanto a las emulsiones, ya sean agua en aceite o aceite en agua, la fase continua de esta, es la que contiene suspendida los sólidos y el agua o el aceite en forma de pequeñas gotas dispersas por la acción del surfactante. En La figura 2.5 muestra un esquema de la clasificación de los fluidos de perforación.

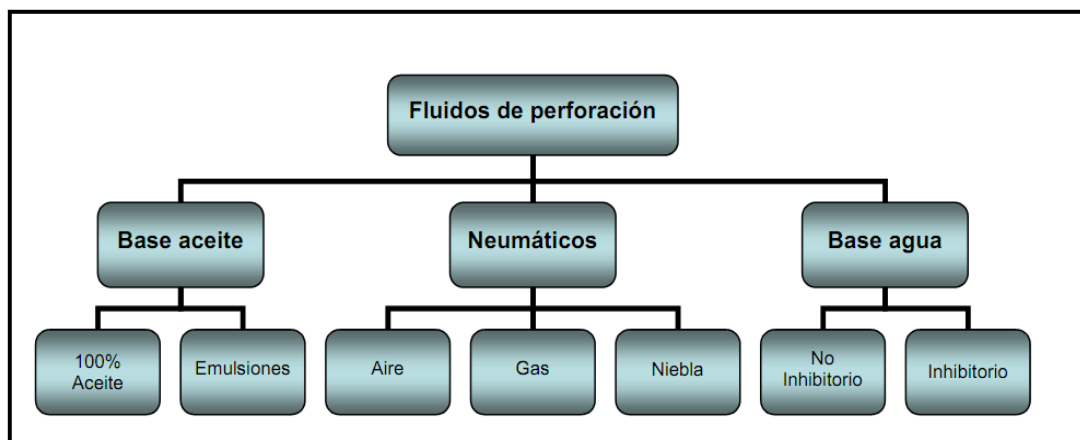


Figura 2.5 Clasificación de los fluidos de perforación (Martínez, 2004).

a) Fluidos de perforación base aceite.

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

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

- **Tipos de fluidos de perforación base aceite.**

- 1. Emulsión del tipo W/O.**

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

- 2. Fluido 100% aceite.**

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

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

- **Fluido base aceite con control de filtrado o sistema convencional**

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

- **Fluido base aceite sin control de filtrado o sistema relajado**

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

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

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

- 1. Aceite.**

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

- 2. Emulsificante.**

El emulsificante permite que el agua se emulsione con el aceite, formando un sistema estable entre el agua y el aceite, debido a que son dos fluidos inmiscibles. Para esto los emulsificantes utilizados en la preparación de los lodos base aceite deben ser afines tanto al agua como al aceite. Los emulsificantes se concentran en la interfase aceite/agua y separan ambas fases, manteniendo el agua dispersa en el aceite, evitando que las gotas de agua coalescan. La presencia del calcio soluble, el cual es suministrado por la cal, permite la activación de los surfactantes tipos ácidos grasos que emulsiona las gotas de agua en la fase continua. Por tal motivo los jabones a base de calcio son emulsificantes primarios que son usados con mucha frecuencia en los lodos base aceite.

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

3. Mojantes.

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

4. Cal Hidratada.

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

5. Arcilla organofílica.

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

propiedades reológicas y de control de filtrado a altas temperaturas (Prieto, 1997).

Los lodos base aceite poseen una baja capacidad suspensiva en comparación con los fluidos base agua. Esto es debido a que la arcilla no se hincha en esta base como ocurre en el agua. Esto contribuye a acelerar el asentamiento del material densificante, particularmente si está humedecido por agua (Prieto, 1997).

6. Controlador de filtrado.

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

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

7. Agua.

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

8. Material densificante.

Son sólidos no reactivos de alta gravedad específica, como el sulfato de bario, óxido de hierro o el carbonato de calcio entre otros, que sirven para darle la densidad requerida al fluido de perforación. La tabla 2.1 muestra algunos de los sólidos usados normalmente como material densificante.

Tabla 2.1 Principales agentes densificantes (Martínez, 2004).

Densificante	Gravedad específica
Hematita (Fe_2O_3)	5,1
Barita (BaSO_4)	4,2
Calcita (CaCO_3)	2,7

b) Fluidos para la perforación de la zona productora.

Los fluidos para la perforación de la zona productora o fluidos de perforación de yacimientos, están diseñados para proveer tanto un alto nivel de limpieza del pozo, en particular en el caso de la perforación horizontal, como un mínimo daño a la zona productora, logrando así la máxima producción del pozo (Franco, 2003).

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

Los fluidos de perforación utilizados en el hoyo intermedio pueden causar daños graves en la zona productora, debido al alto contenido de sólidos que poseen. Este impacto se puede minimizar utilizando un lodo nuevo y con un

mayor control en las propiedades reológicas y de control de filtrado. La facilidad de remoción del revoque sin recurrir a tratamientos de limpieza, es una forma de minimizar el daño a la formación (ob. cit.).

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

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

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

c) Sistema INTOIL®.

Es un sistema de fluidos de perforación base aceite (100% y emulsión inversa) para ser utilizado en pozos de alta presión y/o alta temperatura. Representa una excelente alternativa para perforación en yacimientos profundos presentando una excelente estabilidad hasta temperaturas de 400°F. También se recomienda su uso en formaciones sensibles al agua,

donde reduce los problemas de inestabilidad de hoyo y el daño a la formación (Ford, 2002).

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

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

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

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

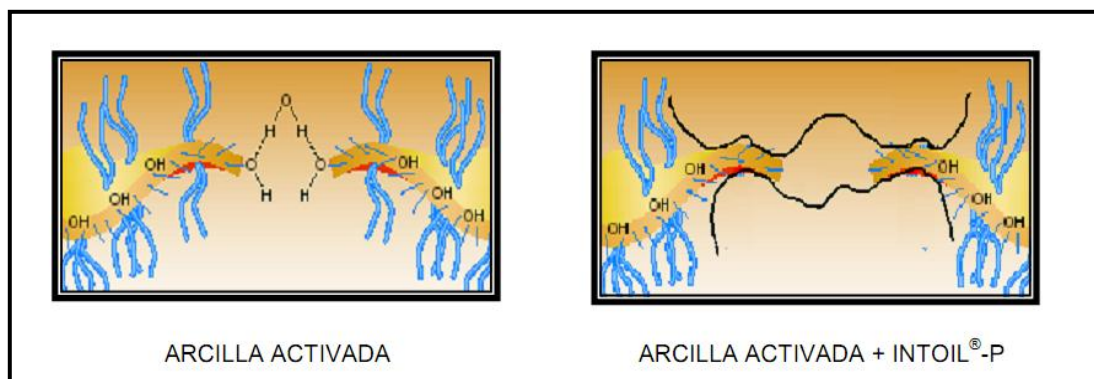


Figura 2.6 Efecto del polímero INTOIL[®]-P sobre las arcillas (Martínez, 2004).

2.2.6 Invasión de sólidos del lodo.

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

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

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

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

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

tomados en cuenta, para el buen desempeño de los agentes de sello, factores tales como uniformidad y arreglo de la distribución de tamaño de poros de la formación y características de la formación (Ismail y Peden, 1994).

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

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

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

2.2.7 Invasión del filtrado del lodo.

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

El objetivo de un control adecuado de la pérdida de filtrado es formar un revoque delgado y resistente sobre la superficie de las formaciones

permeables e impedir pérdidas masivas de filtrado. Además, el filtrado debe ser compatible con la formación y con los fluidos de la misma.

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

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

2.3 DAÑO A LA FORMACIÓN

2.3.1 Definición de daño a la formación.

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

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

2.3.2 Mecanismos de daño a la formación.

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

a.- Reducción física del tamaño de poro.

b.- Reducción de la permeabilidad relativa.

a) Reducción física del tamaño de poro.

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

1. Taponamiento por sólidos.
2. Interacción fluido/fluido.
3. Reducción de la presión/temperatura.
4. Procesos mecánicos.

• Taponamiento por sólidos.

➤ **Migración de finos:** los finos son pequeñas partículas que están adheridas a las paredes de los poros de la roca, las cuales son producidas in situ o por operaciones de campo. Las principales partículas finas que se hallan en el medio poroso son las arcillas autigénicas (caolinita, illita, esmectita y clorita), seguidas por el cuarzo, sílice amorfo, feldespatos y carbonatos (calcita, dolomita, siderita). Estas partículas pueden llegar a desprenderse de la superficie del grano, dispersarse y fluir a través del medio poroso hasta llegar a los cuellos porosos, donde son atrapadas, produciéndose un taponamiento severo que disminuye la permeabilidad del medio poroso en la región cercana al pozo, donde la velocidad de flujo es máxima. Este proceso se puede dividir en tres etapas:

➤ **El desprendimiento de las partículas:** se produce tanto por la incompatibilidad entre los fluidos de origen externo y los de la formación, los cuales tienden a reducir las fuerzas de adhesión entre partículas y las paredes de los granos, como por fuerzas hidrodinámicas que son capaces de desprender partículas con tamaños entre 2 y 40 micrones. Los factores que influyen en el efecto químico de desprendimiento son: la fuerza iónica del medio, el pH y la temperatura.

➤ **El transporte de las partículas:** ocurre por las fuerzas de arrastre producidas por el flujo de fluidos en el medio poroso. Los factores que influyen en este proceso son: La tasa de flujo, la viscosidad, la mojabilidad de superficies y partículas.

➤ **El depósito de las partículas:** depende del tamaño de las partículas y de la morfología de éstas. Se distinguen tres procesos de formación de depósitos: depósito uniforme, taponamiento por diferencia de tamaño y formación de sellos.

➤ **Hinchamiento de la arcilla:** se produce por la expansión de la estructura de los minerales de arcilla que reduce físicamente el tamaño de poro. La fuerte atracción de algunas arcillas por grandes volúmenes de agua es causada por los cationes intercambiables colocados entre las láminas de arcilla.

➤ **Invasión de sólidos:** sólidos alóctonos son introducidos dentro de la formación en diferentes circunstancias. Los ejemplos más comunes son el uso de fluidos de perforación, completación, reparación o estimulaciones cargados o contaminados con sólidos. El mayor daño inducido mecánicamente ocurre durante las operaciones de perforación. Dos tipos de sólidos son introducidos durante este proceso; los

adicionados deliberadamente al sistema, tales como: agente densificante, agentes controladores de filtrado, o agentes de sello adicionados para controlar la pérdida del fluido de un determinado sistema de fluidos. Para minimizar el daño a la formación en operaciones de perforación sobrebalance es necesario formar un sello filtrante, estable y de baja permeabilidad sobre la cara de la formación. Para obtener un sello apropiado es necesario seleccionar correctamente la distribución granulométrica de los agentes sellantes.

➤ **Adsorción:** una gran cantidad de aditivos utilizados en los fluidos de perforación y completación, tales como; polímeros, inhibidores de corrosión, surfactantes, etc. podrían tener características polares y ser físicamente propensos a ser adsorbidos por la superficie externa de los granos de la formación. La adsorción puede causar dos problemas:

- * Si el tamaño molecular del material es lo suficientemente grande puede significativamente la permeabilidad de la formación.
- * Cambios de humectabilidad.

● **Interacción fluido/fluido**

➤ Formación de incrustaciones: conocida también como precipitación inducida, puede ocurrir en diversas operaciones debido a la mezcla de fluidos incompatibles. Por ejemplo: cuando los iones externos de calcio se introducen en la formación durante la perforación, cementación, completación y reparación del pozo. También el ion calcio generado durante una acidificación matricial puede producir este mismo efecto. La mezcla de aguas incompatibles durante operaciones de inyección (inyección de agua, Inyección de vapor), también puede originar incrustaciones. Entre las Incrustaciones posible se encuentran la de

sulfato de calcio, de bario y de estroncio, sulfuro de hierro y óxido de hierro.

- Formación de emulsiones: la formación de emulsiones dentro del medio poroso es un fenómeno muy frecuente. Cuando ocurre, la permeabilidad de la formación cerca del pozo puede quedar reducida a cero debido a que una emulsión viscosa ocupa el espacio poroso cercano al pozo y bloquea el flujo hacia el mismo. La formación de una emulsión dentro del medio poroso requiere energía mecánica, la cual es proporcionada por el esfuerzo de corte que se produce cuando los fluidos fluyen. Existen factores externos que influyen en la formación de una emulsión, por ejemplo, la introducción de un crudo nuevamente al yacimiento, ya que, el crudo luego de ser almacenado en la superficie, sufre una oxidación capaz de producir la activación de sus surfactantes naturales, los cuales pueden estabilizar las emulsiones que dicho crudo llegase a formar con el agua de formación. De la misma manera, el agua de formación y el filtrado de fluido de perforación que se han saturado de oxígeno en la superficie, al filtrarse a la formación provoca la oxidación del petróleo, con las mismas consecuencias. La introducción de surfactantes con los filtrados de los fluidos de perforación y/o terminación/reparación, constituye un mecanismo de formación de emulsiones. En cuanto a la viscosidad, su influencia se ve más pronunciada debido al trabajo adicional que se requiere para mover una emulsión a través del medio poroso. Puesto que para pasar a través de las gargantas de los poros, con dimensiones capilares, cada gota de emulsión tendrá que deformarse modificando su área superficial, lo cual requerirá de una energía adicional en el sistema.

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

- **Reducción de la presión y la temperatura.**

- Formación de incrustaciones: la formación de incrustaciones producidas por la reducción de la presión y la temperatura se conoce también como precipitación natural. Este tipo de precipitación está asociada con la producción, puesto que a medida que va declinando la presión del yacimiento, los gases disueltos salen de solución. Es posible encontrar incrustaciones de carbonato de calcio, carbonato de hierro, sulfuro de hierro. Son más frecuentes que las incrustaciones formadas por mezcla de fluidos. Son relativamente comunes cuando los fluidos de los poros son de alta salinidad, también cuando la presión en el fondo del pozo es inferior al punto de burbujeo y se desprende CO₂.
- Precipitación de asfaltenos: si hay cambios de presión y/o temperatura, pueden separarse componentes de alto peso molecular del petróleo crudo, como los asfaltenos. Algunos tipos de petróleo son susceptibles a la separación de estos componentes y también puede producirse en sistemas de gas condensado. Depende del tipo de petróleo y de los cambios de presión/temperatura que ocurran.

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

- **Procesos mecánicos.**

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

b) Reducción de la permeabilidad relativa.

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

• Interacciones fluido/roca

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

• Interacciones fluido/fluido

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

• Reducción de la presión/temperatura

➤ Banco de condensado: al reducirse la presión cerca del pozo durante la producción, se alcanza la presión del punto de rocío del gas. La separación de hidrocarburos líquidos en la zona cercana al pozo reduce la permeabilidad relativa al gas. Una vez formada la acumulación de condensado se agravará porque originará a su vez mayor caída de la presión. Este efecto se observa solo en los yacimientos de gas con un

rendimiento significativo de condensado y presión de punto de rocío relativamente alta. Es un mecanismo de daño difícil de diagnosticar debido a los problemas de extraer muestras de fluido.

2.3.3 Geometría del medio poroso.

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

a) Tamaño de garganta de poro.

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

b) Métodos para obtener la distribución de tamaños de garganta poral.

- **Porosimetría de mercurio:** Se obtiene un estimado de la porosidad de poros interconectados mediante el desplazamiento de mercurio en el interior de la roca.

- **Microscopía electrónica de barrido (Electrón retrodispersado y rayos X por separación de energías):** Las imágenes obtenidas por esta vía son procesadas y analizadas digitalmente, generando la información sobre la composición mineralógica y de geometría de poros. Con estas imágenes del medio poroso se puede obtener área (diámetro de garganta), perímetro,

factor de forma (relación entre área y perímetro que indica irregularidad del poro) y porosidad efectiva.

- **Reglas empíricas:** En la forma empírica, de menos confiabilidad, el tamaño medio de poro va a ser la raíz cuadrada de la permeabilidad en milidarcies.

2.4 ORIMATITA®

2.4.1 Definición de ORIMATITA®.

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

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

2.4.2 Aplicaciones de la ORIMATITA®.

La ORIMATITA® puede ser utilizada como densificante en fluidos de perforación tanto base agua como base aceite, así como en lechadas de cemento. Las pruebas realizadas demuestran que para fluidos de hasta 18 lbs/gal, la ORIMATITA® puede ser utilizada en sustitución de la Barita. Como

densificante de lechadas de cemento, la ORIMATITA® ha demostrado con éxito su aplicabilidad en lechadas con densidades mayores que 17 lbs/gal (Vera y Camargo, 2001).

2.4.3 Ventajas de la ORIMATITA®.

La ORIMATITA® tiene una gravedad específica de 5,1, mientras que la de la Baritaes de 4,2. Esta diferencia, 22%, permite lograr la densidad deseada con menor cantidad de sólidos en el fluido de perforación, lo cual presenta ventajas desde el punto de vista de tasa de penetración, daño a la formación y propiedades reológicas; en particular en fluidos de perforación de alta densidad. Otras ventajas de la ORIMATITA® son su solubilidad en ácidos y su alta resistencia a la atrición (Vera y Camargo, 2001).

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

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

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

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

2.4.4 Características técnicas de la ORIMATITA®.

a) Especificaciones de la ORIMATITA®.

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

Tabla 2.2 Especificaciones técnicas de la ORIMATITA® (Martínez, 2004).

Requerimiento	Especificación
Oxido Férrico (Fe_2O_3)	95 - 98% por peso
Goetita (FeO.OH)	2 - 4% por peso
Cuarzo (SiO_2)	1% por peso, máximo
Magnetita (Fe_3O_4)	Cero (0)
Alcalinotérreos	100 ppm, máximo
Carbonatos Soluble	3000 ppm, máximo
Densidad	4,7 g/cc
Humedad	6% por peso, máximo
Abrasividad (Norma API 13 I)	3 mg/min, máximo

b) Efectos del densificante ORIMATITA® sobre las propiedades del fluido de perforación.

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

- **Viscosidad plástica:** debido a la mayor gravedad específica de la ORIMATITA® (5,1) en relación con la Barita(4,2), se requiere menor concentración de densificante para una misma densidad del fluido, lo cual incide en una reducción de viscosidad plástica entre un 10 al 15% (ob. cit.).
- **Estabilidad eléctrica:** los valores de esta propiedad en los fluidos de emulsión inversa con ORIMATITA® son significativamente menores a los fluidos con Barita, debido a la mayor conductividad eléctrica de las partículas de óxido de hierro (ob. cit.).
- **Atrición:** la ORIMATITA® presenta propiedades de atrición significativamente menores a la Barita, permitiendo mantener un mejor control de su granulometría con el tiempo. Ensayos de laboratorio demuestran que la degradación del tamaño de partículas medio de ORIMATITA® es despreciable después de 7 horas, mientras que la Barita presenta una reducción considerable del tamaño, correspondiente a una atrición entre 30 y 32 %.

c) Erosividad y abrasividad.

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

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

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

d) Calidad ambiental.

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

- **Toxicidad:** la ORIMATITA® no tiene efectos tóxicos en los bioindicadores evaluados ni como densificante puro ni como componente del fluido de perforación. Con relación a la presencia de metales pesados, la ORIMATITA® presenta contenidos significativamente menores que los reportados en Barita(ob. cit.).
- **Biodegradabilidad de aceites:** la presencia de ORIMATITA® no afecta el proceso de biodegradación del aceite, manteniendo la misma tasa de biodegradación del fluido densificado con Barita(ob. cit.).

- **Efecto en la físico-química del suelo:** la fertilidad natural (nitrógeno, fósforo, calcio, potasio y magnesio) del suelo en general no es afectada significativamente por la incorporación de ORIMATITA® en las dosis utilizadas (< 50%), por el contrario, hay una mejoría en los niveles de ion calcio intercambiable y pH del suelo. Igualmente, no se registraron problemas de salinidad ni sodicidad del suelo. Los problemas principales que podrían generarse en el caso de un derrame son más bien físicos. Por ejemplo, se determinó que la mezcla máxima permisible de ORIMATITA® y Barita en un suelo es de 12% p/p, con lo que se evita un excesivo aumento de la densidad aparente, así como un cambio desfavorable de la textura del suelo (ob. cit.).
- **Efecto del polvillo:** la deposición de polvillo de ORIMATITA®, al igual que el de Barita, sobre las hojas de la vegetación, interfiere con la fijación de luz, reduciendo la producción de biomasa en las plantas (ob. cit.).

2.5 DESGASTE

El desgaste es el daño de la superficie por remoción de material, de una o ambas superficies sólidas en movimiento relativo. Es un proceso en el cual las capas superficiales de un sólido, se rompen o se desprenden de la superficie (Belisario, 2001).

Al igual que la fricción, el desgaste no es una propiedad del material, es una respuesta integral del sistema. Los análisis de los sistemas han demostrado que 75% de las fallas mecánicas se deben al desgaste de las superficies en rozamiento. Para aumentar la vida útil de un equipo se debe disminuir el desgaste al mínimo posible (Belisario, 2001).

2.5.1 Tribología.

La tribología es la ciencia que estudia la fricción, el desgaste y la lubricación de superficies en contacto. El término deriva de la palabra griega *tribos*, "frotar o rozar", y es usado universalmente desde finales del siglo XX.

Para entender a la tribología se requiere de conocimientos de física, de química y de la tecnología de materiales. Las tareas del especialista en tribología (tribólogo) son las de reducir la fricción y desgaste para conservar y reducir energía, lograr movimientos más rápidos y precisos, incrementar la productividad y reducir el mantenimiento.

La Tribología podría parecer algo nuevo, pero es solo la percepción, solamente el término como tal lo es, ya que el interés en temas relacionados con la disciplina existe desde antes de que la historia se escribiera. Como un ejemplo, se sabe que las "brocas" realizadas durante el período Paleolítico para perforar agujeros o para producir fuego, eran "fijados" con rodamientos hechos de cornamentas o huesos (Belisario, 2001).

2.5.2 Mecanismos de desgaste

➤ Desgaste por abrasión:

Es el daño por la acción de partículas sólidas presentes en la zona del rozamiento (Figura 2.7). Consiste en la eliminación de material debido a partículas duras, que penetran entre las superficies de interacción. También puede estar causado por superficies excesivamente duras o afiladas y picos de rugosidad en alguna de las superficies. Las consecuencias del desgaste por abrasión son rayas, surcos, microvirutas, cambios dimensionales y puntos brillantes en útiles con superficie texturizada (Bello, 1996).



Figura 2.7 Desgaste por abrasión (Pernía, 2006).

- **Desgaste por adhesión:**

Es el proceso por el cual se transfiere material de una a otra superficie durante su movimiento relativo (Figura 2.8). Dicha transferencia de material; es producto del soldado en frío en puntos de interacción de asperezas. En algunos casos parte del material desprendido regresa a su superficie original o se libera en forma de virutas o rebaba.

En condiciones de lubricación y contacto poco favorables o cuando se trabaja en seco, las superficies en rozamiento se pueden adherir entre ellas, esto es especialmente probable, si los materiales son de una composición similar o presentan una afinidad particular entre sí.

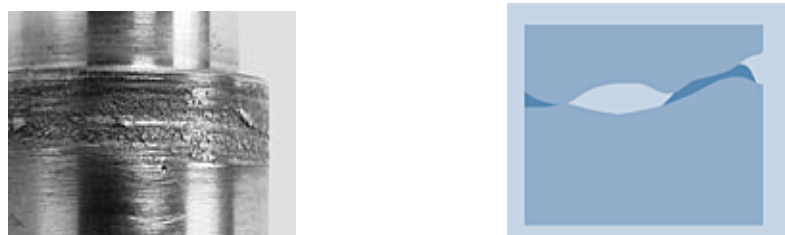


Figura 2.8 Desgaste por adhesión (Pernía, 2006).

- **Fatiga superficial:**

El desgaste por fatiga, surge por concentración de tensiones mayores a las que puede soportar el material, incluye las dislocaciones, formación de cavidades y grietas (Figura 2.9).



Figura 2.9 Desgaste por fatiga superficial (Pernía, 2006).

- **Reacción triboquímica (triboxidación):**

El contacto deslizante tribológico da como resultado una reacción química. Los productos de la reacción influyen en los procesos tribológicos en la superficie, por ejemplo las piezas en rozamiento con tolerancias estrechas pueden griparse (Figura 2.10).

El desgaste triboquímico en las operaciones de corte se deriva de la difusión. En general, el desgaste triboquímico aumenta a medida que se eleva la temperatura. Una causa frecuente de desgaste triboquímico es la oxidación.



Figura 2.10 Desgaste por reacción triboquímica (Pernía, 2006)

- **Desgaste por Corrosión:**

Originado por la influencia del medio ambiente, principalmente la humedad, seguido de la eliminación por abrasión, fatiga o erosión, de la capa del compuesto formado. A este grupo pertenece el desgaste por oxidación. El desgaste por corrosión es ocasionado principalmente por la acción del

oxígeno atmosférico, o disuelto en el lubricante, sobre las superficies en movimiento (Figura 2.11).

Se llama corrosión a la alteración que causa el ambiente en un objeto manufacturado. La corrosión se deriva de la reacción química o electroquímica entre un metal y las sustancias con las que entra en contacto, por ejemplo, soluciones electrolíticas, gases o líquidos. Las cargas mecánicas también pueden favorecer la corrosión.



Figura 2.11 Desgaste por Corrosión (Pernía, 2006).

- **Desgaste por frotación:**

Aquí se conjugan todas las formas de desgaste, en este caso los cuerpos en movimiento, tienen movimientos de oscilación de una amplitud menos de 100 μm . Generalmente se da en sistemas ensamblados.

- **Desgaste por erosión:**

La erosión es un fenómeno que ocurre cuando una corriente de partículas sólidas impacta sobre la superficie de un material y resulta en pérdida de dicho material por acción mecánica.

La erosión reduce sustancialmente la vida útil de las instalaciones y equipos industriales, especialmente aquellas utilizadas en la Industria del Carbón, Industria Aeronáutica, Industria de Generaciones de Potencia Eléctrica, Industria Petrolera. Este efecto ocasiona costos importantes por

mantenimientos, reparaciones correctivas y fallas imprevistas para estas industrias.

Algunos de los equipos que son afectados por la erosión son:

- En la Industria del Carbón: Los álabes de las turbinas del gas y agua, los tubos de los evaporadores, y las tuberías de transportación.
- En la Industria Aeronáutica: Los álabes del rotor de helicópteros, y los álabes compresores de las turbinas de gas.
- En la Industria de Generación de Potencia Eléctrica: Bombas, sistemas neumáticos, turbinas de agua y de vapor.
- En la Industria Petrolera; Válvulas, turbinas, bombas, así como otros equipos.

A pesar de considerarse generalmente indeseable, la erosión tiene aplicaciones industriales útiles, como por ejemplo; en procesos tales como el “sand blasting” o limpieza con chorro de arena y el granallado para limpiezas de superficies.

2.6 POLÍMEROS

Un polímero es una macromolécula (molécula de alto peso molecular) que se compone de pequeñas unidades repetidas idénticas.

Los polímeros se sintetizan por la unión de cientos de miles de moléculas pequeñas denominadas monómeros que forman enormes cadenas de las formas más diversas. Algunas parecen fideos, otras tienen ramificaciones. Algunas más se asemejan a las escaleras de mano y otras son como redes tridimensionales.

Existen polímeros naturales de gran significación comercial, como el algodón, formado por fibras de celulosas. La mayor parte de los polímeros que

usamos en nuestra vida diaria son materiales sintéticos con propiedades y aplicaciones variadas.

Lo que distingue a los polímeros de los materiales constituidos por moléculas de tamaño normal son sus propiedades mecánicas. En general, los polímeros tienen una excelente resistencia mecánica debido a que las grandes cadenas poliméricas se atraen. Las fuerzas de atracción intermoleculares dependen de la composición química del polímero y pueden ser de varias clases.

El número de veces que los monómeros se repiten constituye el grado de **polimerización**. Generalmente los polímeros tienen un grado de polimerización mayor a 1000.

2.6.1 Estructura de los Polímeros:

Las estructuras de los polímeros se clasifican como estructuras lineales, ramificadas o entrecruzadas a continuación se presentan ejemplos de polímeros según su estructura:

- Estructura lineal.
- Estructura Ramificada.
- Estructura Entrecruzada.

2.6.2 Clasificación de los Polímeros:

Los polímeros se pueden clasificar según su composición química es decir iónica o no iónica, según su función, viscosificantes y controladores de filtrado o según el origen para efectos de este informe se mostrara la clasificación según el origen ^[1] debido a que es la más general.

a) Polímeros Naturales

Son aquellos producidos en la naturaleza. Son derivados de fuentes naturales como plantas, animales y fermentación de bacterias. Estos polímeros deben ser sometidos a un tratamiento previo antes de ser utilizados.

Estos polímeros se caracterizan por:

- Tienen estructuras más complejas que las de los sintéticos.
- Pesos moleculares más altos.
- Son menos estables térmicamente.
- Toleran menos la degradación por actividad bacteriana.
- Los polímeros naturales usados en los fluidos de perforación pertenecen a una clase de compuestos llamados polisacáridos.
- Posee un enlace carbono oxígeno.

En los fluidos de perforación son comúnmente utilizados los polímeros naturales modificados, en especial derivados de La Celulosa y El Almidón son utilizados para producir polímeros naturales modificados tomando en cuenta que estas modificaciones afectan considerablemente las propiedades originales de los polímeros. Generalmente los polímeros naturales son solubles en agua y esta solubilidad es afectada por el pH debido a que este permite determinar el grado de ionización de los grupos funcionales a lo largo de la cadena del polímero.

b) Polímeros Sintéticos

Son aquellos polímeros que se sintetizan químicamente. Generalmente a partir de productos derivados del petróleo y de moléculas relativamente más pequeñas que las de los polímeros naturales. Los polímeros sintéticos presentan las siguientes características:

- Tienen una flexibilidad casi ilimitada, es decir que se pueden adaptar prácticamente a cualquier aplicación
- Generalmente son preparados a partir de una sustitución de etileno
- Posee un enlace carbono-carbono resistente a las bacterias y con una estabilidad térmica de 700°F (371°C), es probable que los grupos de sustitución no soporten temperaturas tan altas.

La mayor parte de los polímeros solubles en aceite son del tipo sintético, la solubilidad en aceite va a depender del grupo funcional de sustitución y la afinidad que el mismo tenga con el aceite, por ejemplo si el polímero pertenece a un aromático o un grupo metilo entonces es soluble en aceite aromático, como por ejemplo el metacrilato, el estireno, el butadieno son solubles en aceite aromático. Ahora bien si el grupo funcional de sustitución es una sal o un OH como por ejemplo el poliacrilato de sodio (SPA) entonces el polímero es soluble en agua.

2.6.3 Polímeros Solubles en Aceite

Las familias de polímeros estudiadas están compuestas por varios grupos funcionales que forman polímeros como el acrilato (acrílicos), estireno, butadieno, etc. Es por ello que a continuación se presenta las definiciones y características necesarias para conocer cada uno de estos tipos de polímeros.

a) Acrilatos

Son una familia de polímeros vinílicos, es decir están conformados por pequeñas moléculas que contienen doble enlace carbono-carbono, de la siguiente forma (Figura 2.12):

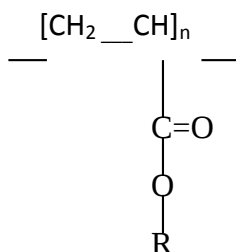


Figura 2.12 Estructura del Acrilato (Morales, 2004).

n: es el número de monómeros vinílicos presentes

R: es el radical o grupo de átomos de sustitución

De los monómeros de acrilato se derivan los poliacrilatos siendo el más común de estos el poli (metil metacrilato) también llamado PMMA es un, polímero formado por polimerización vinílica a partir del monómero metil metacrilato. Es un plástico claro usado como sustituto (de alta resistencia mecánica) del vidrio para realizar ventanas, acuarios, barreras de las pistas de hielo etc.

Algunos acrilatos poseen grupos de metilo extra enlazados en el primer carbono y se denominan metacrilatos (Figura 2.13).

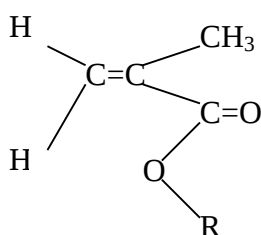


Figura 2.13 Estructura del Metacrilato (Morales, 2004).

Uno de los polímeros metacrílicos más comunes es el poli (metil metacrilato).

Este pequeño grupo metilo causa una gran diferencia en el comportamiento y las propiedades que tiene un metacrilato con respecto a las de los acrilatos, sobre todo entre el poli(acrilato de metilo) y el poli(metacrilato de metilo) (Figura 2.14), ya que el primero es un caucho blanco (a temperatura ambiente), mientras que el segundo es un plástico duro, resistente y transparente.

La flexibilidad o rigidez de un polímero a una temperatura dada están determinadas por lo que se llama movilidad de cadena, es decir, cuán eficientemente las cadenas del polímero se deslizan entre sí. Cuanto más puedan moverse, más flexible será el polímero, por ejemplo el poli (metil metacrilato) posee la particularidad de tener esos grupos metilos que inhiben el deslizamiento que las cadenas deseen realizar. Por su parte el poli (acrilato de metilo), no posee estos grupos por lo que sus cadenas se deslizan ampliamente unas sobre las otras.

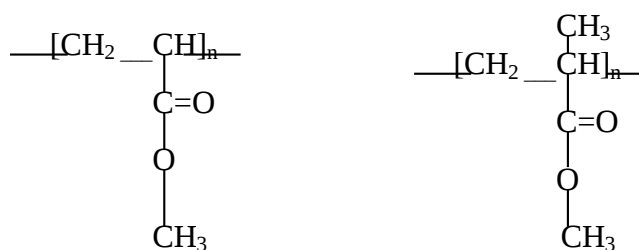


Figura 2.14 Estructura del poli (metil acrilato) izquierda, Estructura del poli (metil metacrilato) derecha (Morales, 2004).

b) Butadieno:

Es el principal producto de la fracción C₄ del Carbono. Es un compuesto químico sintético, nylon y pinturas de látex. Tiene gran aptitud para la homopolimerización y fácil copolimerización con numerosos monómeros saturados (**¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** 2.15).

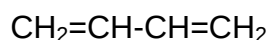


Figura 2.15 Estructura del Butadieno (Morales, 2004).

c) Estireno:

Es un producto manufacturado, se conoce también como feniletileno (Figura 2.16), es un líquido incoloro y muy volátil. El estireno se polimeriza lentamente a temperatura ambiente y la misma aumenta al aumentar la temperatura. Uno de los principales productos resultantes de la polimerización del estireno es el poliestireno (Figura 2.17), este es un plástico resistente con el cual se fabrican productos como cajas para computadoras, maquetas, juguetes, recipientes de uso doméstico e industrial, entre otros.

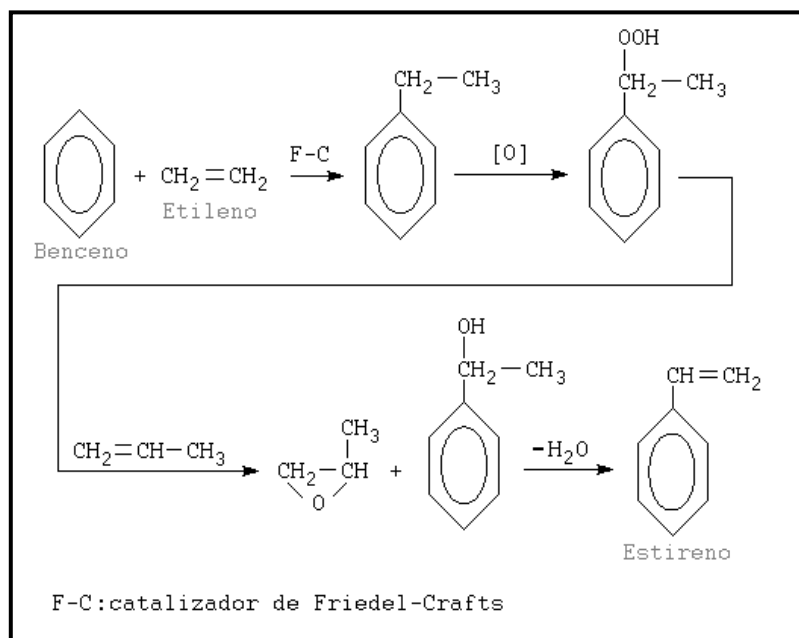


Figura 2.16 Formación de la estructura del estireno (Morales, 2004).

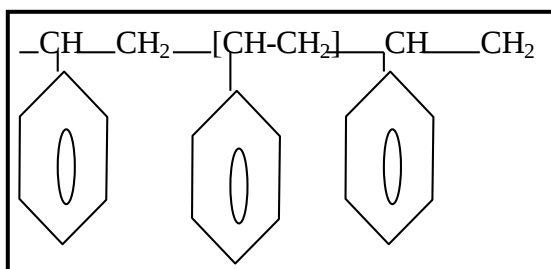


Figura 2.17 Estructura del poliestireno (Morales, 2004).

d) Copolímero (Estireno Butadieno Estireno):

Es un caucho duro, perteneciente a un grupo de copolímeros en forma de bloque (Figura 2.18). Su cadena está constituida por tres segmentos, el primero y el tercero son cadenas largas de poliestireno, mientras que el segundo es una cadena de polibutadieno. Este caucho es utilizado para realizar suelas de zapatos, cubiertas de neumáticos y otros plásticos donde la durabilidad sea un factor importante.

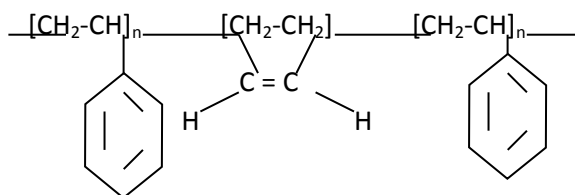


Figura 2.18 estructura del Poli (Estireno butadieno, estireno)

2.7 SOLVENTE ALIFÁTICO (ACEITE):

El aceite alifático utilizado es hidrotratado, no tóxico y biodegradable, en su composición sólo entran hidrocarburos saturados de mediano y alto peso molecular, es incoloro e insípido, pero posee un tenue olor, su densidad es de 0.815 gr/cc y su punto de inflamación es de 90°C.

2.8 ADITIVOS ALTERNATIVOS COMO POSIBLES REDUCTORES DE ABRASIÓN.

A1: Copolímero tipo estireno-butadieno, de peso molecular superior a 500.000 g/mol, utilizado como viscosificante y controlador de filtrado en los lodos base aceite. Este es utilizado como referencia, debido a que se quiere sustituir.

A2: Copolímero tipo estireno-butadieno, su forma física es en Gránulos, es un elastómero sintético obtenido mediante la polimerización de una mezcla de estireno y de butadieno (75% de butadieno en peso) se usa principalmente en cubiertas de automóviles livianos, puro o mezclado con goma natural. Este polímero es pre hinchado y dispersa más fácil que A1.

a) Propiedades

Mecánicas

- Moderada resiliencia
- Excelente resistencia a la abrasión
- Moderada resistencia al desgarró
- Excelente resistencia al impacto
- Moderada resistencia a la flexión

Físicas

- Temperatura de servicio: -10°C a 70°C
- Baja resistencia a la intemperie (oxidación, ozono, luz solar)
- Excelente resistencia eléctrica
- Muy baja permeabilidad a los gases

b) Usos

Entre otros usos se encuentran la fabricación de cinturones, mangueras para maquinarias y motores, juntas, y pedales de freno y embrague. En el hogar se encuentra en juguetes, masillas, esponjas, y baldosas. Entre los usos menos esperados se encuentra la producción de productos sanitarios, guantes quirúrgicos e incluso goma de mascar y cubiertas de neumáticos de tamaño pequeño y medio.

A3, A4, y A5: Producido mediante polimerización en solución con el uso de catalizadores organometálicos. El sistema del catalizador, que se caracteriza por un metal en particular (neodimio, cobalto, litio o titanio), influye en la microestructura y macro estructura de los polímeros y por lo tanto en sus propiedades.

Los Cauchos de polibutadieno, son altamente elásticos y tienen un muy alto grado de resistencia a la tensión dinámica, y conservar estas propiedades incluso a temperaturas extremadamente bajas. Mezclado con caucho natural o caucho de butadieno estireno, mejora la resistencia a la abrasión, resistencia al agrietamiento y la acumulación de calor bajo carga dinámica.

Principales características:

- Producto claro, inodoro y sin contaminación.
- Absorbe gran cantidad de carga y aceite.
- buena resistencia al envejecimiento y a la reversión
- excelente resistencia a la abrasión
- baja resistencia a la fatiga dinámica
- una buena flexibilidad a baja temperatura

Aplicaciones:

- Neumáticos
- cintas transportadoras
- los bloques de la banda de rodamiento de oruga
- suelas de calzado
- correas en V
- tampones
- recubrimientos de rodillos

A6: es un polímero reticulado que puede proporcionar control de la filtración en los sistemas de fluidos sintéticos basados en petróleo y a temperaturas de hasta 450 ° F (232 ° C).

A7: aditivo de control de filtración primaria se puede utilizar en todos los sistemas de lodo de aceite o base sintético. El producto está especialmente diseñado para complementar los emulsionantes de los sistemas de lodo de aceite y base sintético para proporcionar un estricto control de pérdida de fluido HTHP a una baja concentración de producto. También es muy eficaz en aplicaciones 100% a base de aceite y en muy altas temperaturas de hasta 500 ° F (260 ° C).

A8 y A9: son polímeros de tipo estireno que fueron explicados anteriormente en este capítulo (A parte 2.2.3).

A14: coque molido, es un sólido carbonoso derivado de las unidades de coquización en una refinería de petróleo o de otros procesos de craqueo.

A10, A11, A12, A13, A15, A16 y A17: por motivos de confidencialidad de la empresa no se conoce las especificaciones de estos aditivos.

CAPÍTULO III

MARCO METODOLÓGICO

La metodología representa la vía o camino utilizado por el investigador para responder a las interrogantes del estudio, con el fin de encontrar respuestas lógicas a los objetivos previamente formulados. La importancia de este capítulo radica en seleccionar técnicas, estrategias y procedimientos metodológicos para cumplir con la actividad planteada (Bavaresco, 2001).

Es importante conocer los procedimientos a seguir para el cumplimiento de los objetivos planteados, debido a que estos nos permiten tener una idea más detallada de los pasos requeridos para la adecuada ejecución del proyecto. Por esta razón, en este capítulo se describen las técnicas y los procedimientos que serán utilizados para llevar a cabo la investigación.

3.1 NIVEL DE INVESTIGACIÓN

El nivel de investigación se refiere al grado de profundidad con que se aborda un objeto o fenómeno (Arias, 1999). Ello significa definir si el estudio será de campo: Exploratorio, descriptivo, explicativo.

Debido a que se requiere definir el comportamiento del fluido de perforación base 100% aceite densificado con ORIMATITA®, al ser agregado a su formulación aditivos reductores de abrasión y evaluar su efectividad en la reducción de abrasión, y a su vez que efecto genera en las propiedades del fluido. Razón por la cual la investigación a emplear es de tipo explicativo ya que esta se encarga de buscar el porqué de los hechos mediante el establecimiento de relaciones causa-efecto.

3.2 DISEÑO DE INVESTIGACIÓN

El diseño de investigación es la estrategia que adopta el investigador para responder al problema planteado (Arias, 1999). Existen tres tipos documental, de campo y experimental.

En el caso de este proyecto se basa en un diseño de investigación de tipo experimental, ya que según Fidias G. Arias (1999): dice que “es un proceso que consiste en someter a un objeto o grupo de individuos a determinadas condiciones o estímulos (variable independiente), para observar los efectos que se producen (variable dependiente).

3.3 METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN

En este capítulo, se describirá la metodología necesaria para la realización de cada uno de los objetivos específicos a través de la explicación de las etapas, los procedimientos y herramientas utilizadas a lo largo del estudio, en la figura 3.1 se muestra un diagrama de la metodología empleada para la realización de esta investigación.

Es importante mencionar que los aditivos de prueba se seleccionaron con características parecidas al A1 para aumentar las posibilidades de que cumplan con las mismas funciones en el fluido, las cuales son:

- 1) Reducir abrasión
- 2) Viscosificar el fluido
- 3) Controlar filtrado

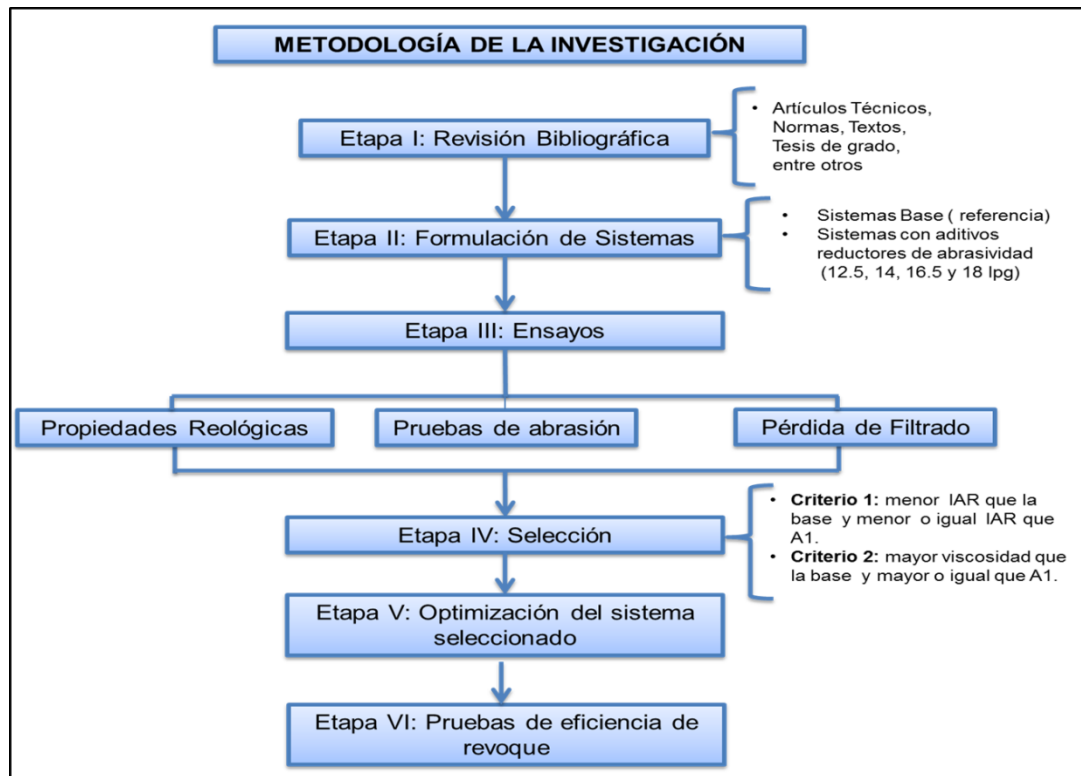


Figura 3.1 Diagrama de la metodología de la investigación (Velasquez, 2013)

3.3.1 Revisión bibliográfica

Aquí se efectuó una indagación acerca del tema, específicamente sobre: polímeros, fluidos de perforación, densificante, determinación de índice de abrasión, entre otros. Para afianzar los conocimientos sobre dichos temas y así obtener las bases necesarias para cumplir con los objetivos.

3.3.2 Formulación de los sistemas

Se planteó una matriz de pruebas que permitirá identificar y evaluar la influencia de los aditivos alternativos como reductores de abrasión en la viscosidad y en la reducción del Índice de abrasividad relativa (IAR), del fluido de perforación base 100% aceite densificado con ORIMATITA®. En los siguientes diagramas se puede observar los procesos realizados para llevar a cabo las formulaciones.

En la figura 3.2 se observa la matriz inicial del estudio, la cual fue realizada a 14 lpg variando la cantidad de producto utilizado, para evaluar el efecto causado por los aditivos de prueba en el sistema. En esta parte se selección los aditivos de mejores resultados para formar la segunda matriz de prueba que se observa en la figura 3.3.

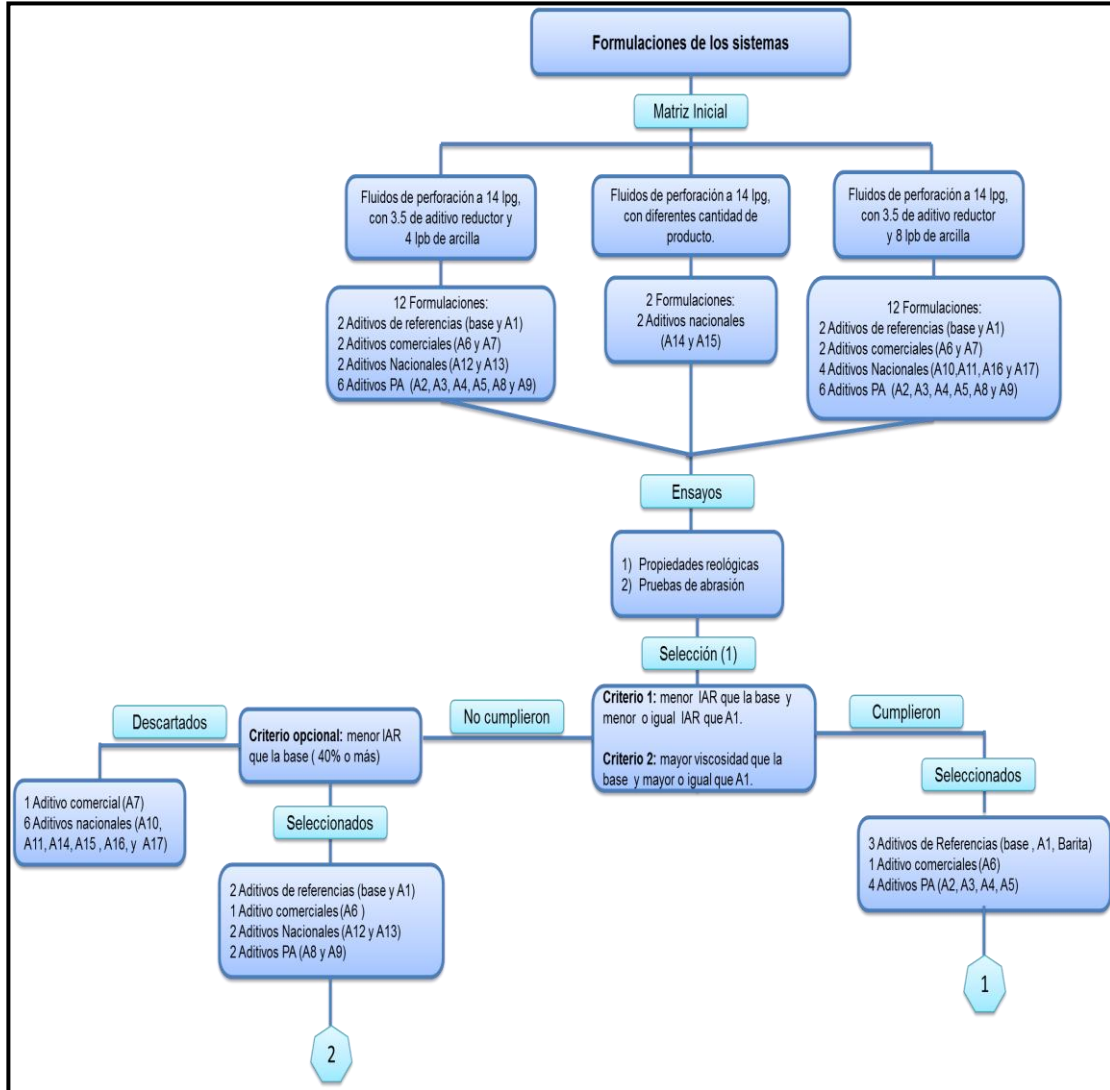


Figura 3.2 Diagrama de las formulaciones de los sistemas (Velasquez, 2013).

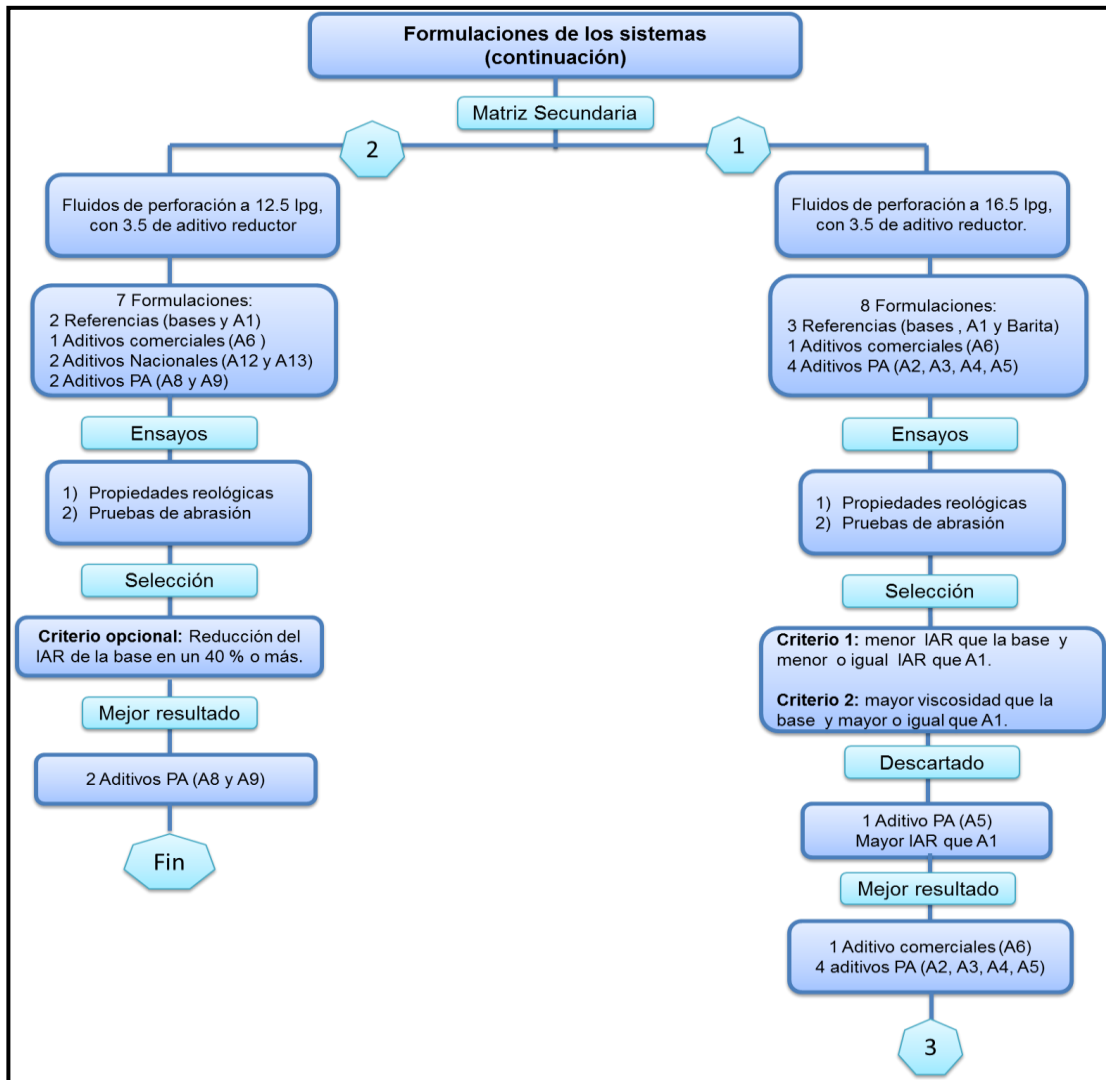


Figura 3.3 Diagrama de las formulaciones de los sistemas “continuación” (Velasquez, 2013).

La segunda matriz se divide en dos etapas, una a 12,5 lpg con los aditivos de prueba que tuvieron indicios de reducir abrasión, sin embargo no fue mayor al A1, y otra a 16,5 lpg con los aditivos de prueba de mejores resultados a 14 lpg. Luego se evaluaron las propiedades reológicas y se realizan pruebas de abrasión para seleccionar la tercera matriz de prueba como se observa en la figura 3.4.

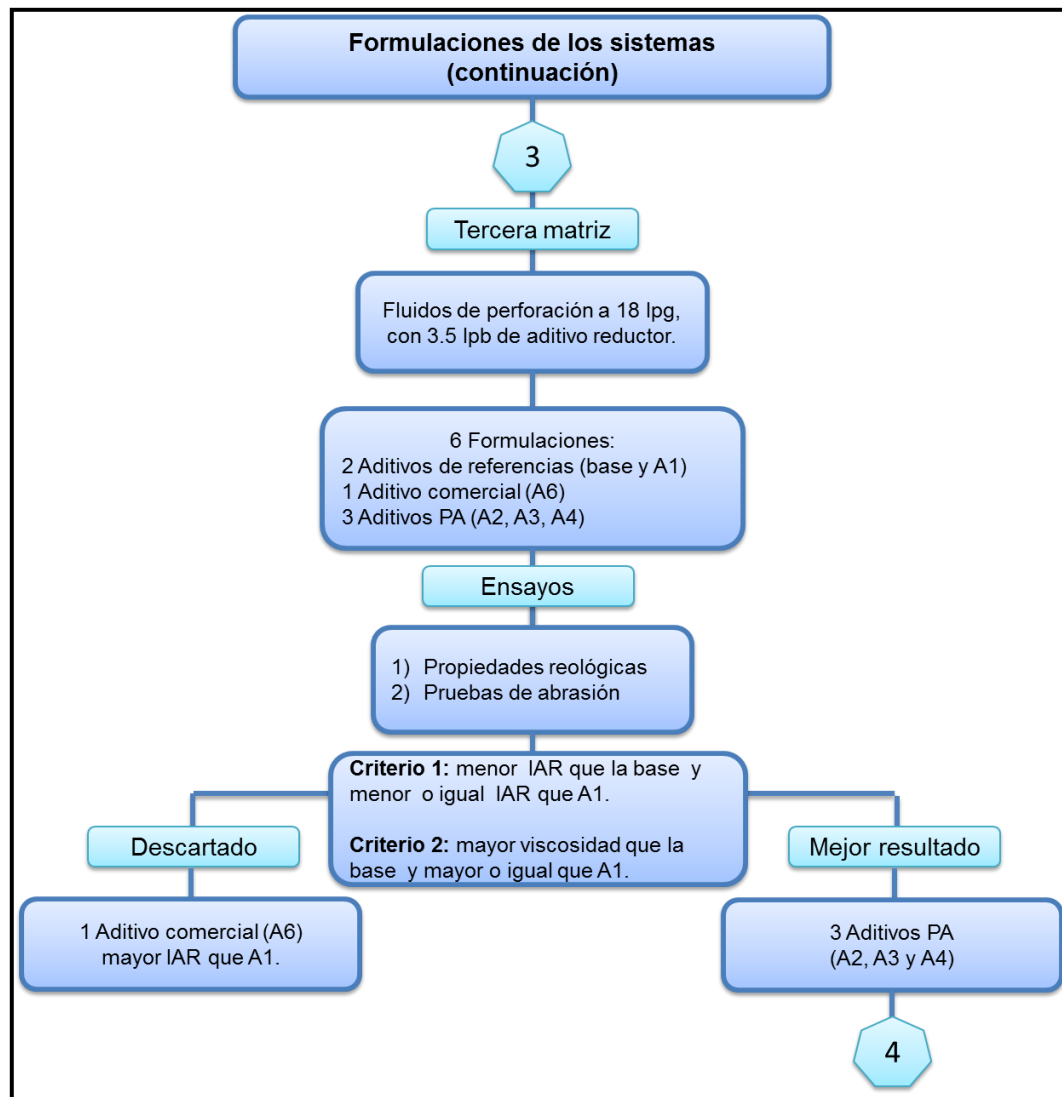


Figura 3.4 Diagrama de las formulaciones de los sistemas “continuación” (Velasquez, 2013).

La tercera matriz se formuló a 18 lpg, ya que tanto el aditivo A1 como la ORIMATITA® pueden ser utilizados a esta densidad, se tomaron únicamente los aditivos de mejores resultados a 16,5 lpg, y el aditivo A6 que aunque no tuviera menor IAR que el A1 por ser de empresas de servicio que operan en el país se utiliza como referencia. Se realiza la selección de los aditivos con mejores resultados a la densidad de 18 lpg para formar la cuarta matriz como se observa en la figura 3.5.

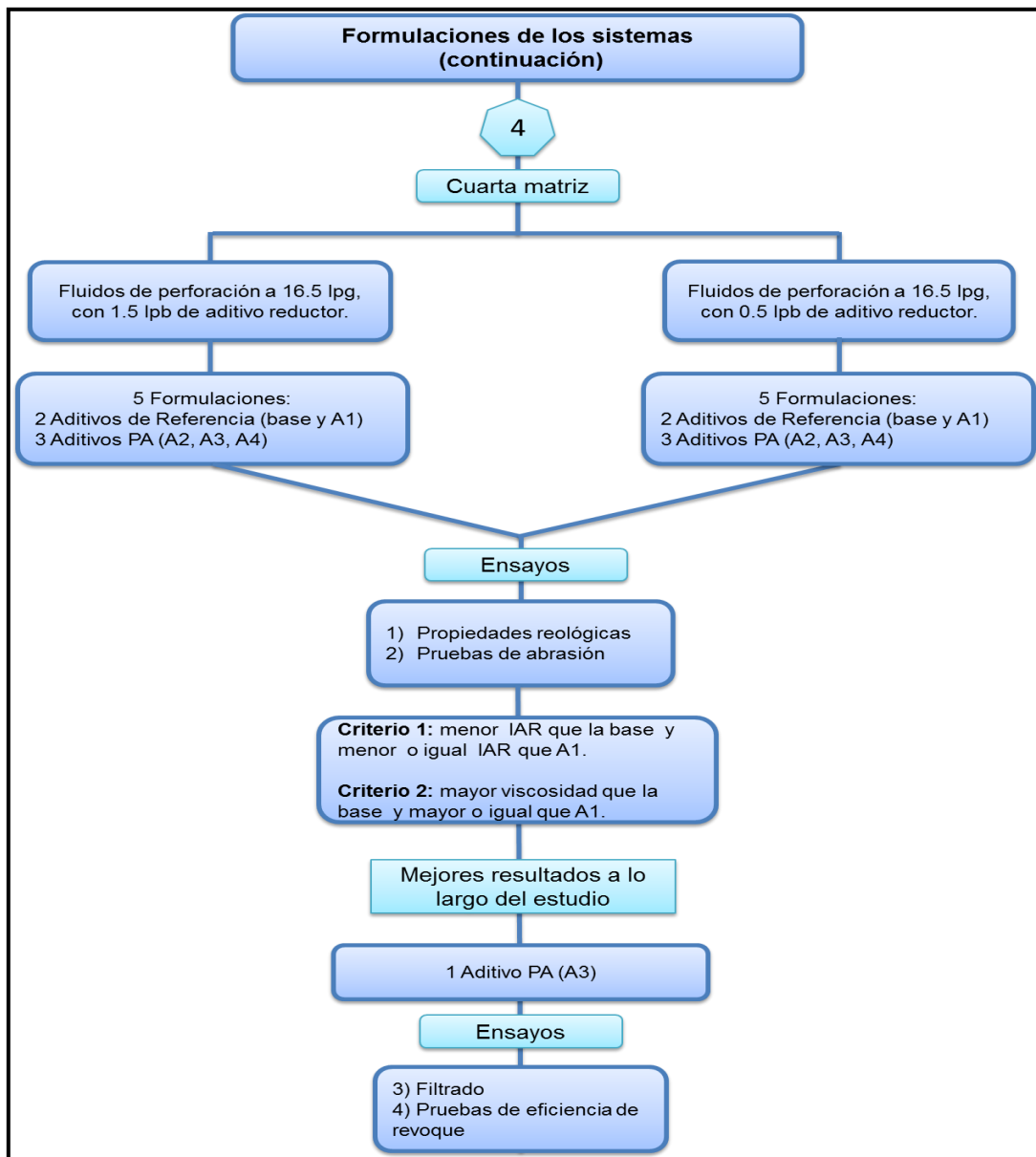


Figura 3.5 Diagrama de las formulaciones de los sistemas “continuación” (Velasquez, 2013).

La cuarta matriz consiste en la variación de la concentración de aditivo reductor de abrasión para su optimización, la cual se realiza en el fluido de perforación a 16.5 lpg para garantizar que a densidades menores también pueda funcionar esta disminución.

3.3.3 Ensayos.

Se ha demostrado que la reducción de la abrasión y erosión de los fluidos de perforación densificados con ORIMATITA® se ve influenciada por la aplicación de co-polímeros además de la reducción del tamaño de partículas de la hematita.

Actualmente, el polímero utilizado es el INTOIL-P®, sin embargo, es importante ampliar la línea de investigación en búsqueda de polímeros alternativos, por lo que se procedió a evaluar aditivos alternativos como posibles reductores de abrasión en formulaciones de fluidos base aceite 100% ORIMATITA® de 12, 14, 16,5 y 18 lpg.

La formulación utilizada está basada en propuesta para evaluar la nueva metodología de determinación del índice de abrasividad relativa publicada por Quercia y otros en el 2009, dicha formulación es la siguiente:

Tabla 3.1 Formulación de referencia para la investigación.

Producto	Concentración (lbm/barril)	
	ORIMATITA®	ORIMATITA® + Reductor
Aceite mineral	189.87	189.87
Controlador de filtrado (polvo de leonardita)	8	8
Humectante (ácido grasos poliaminados)	3	3
Controlador de pH(hidróxido de calcio)	2	2
Activador polar (Glicerina)	6	6
Arcilla organofílica (esmética sustituida)	8	8
Densificante	477.14	477.14
Aditivo reductor (polímero tipo SBR)	0	3.5

A la formulación de la tabla 3.1 se le realizaron modificaciones con el fin de llevarla a la densidad de trabajo, cumpliendo con la condición de equivalencia de campo a laboratorio, donde 1 barril de campo es igual a 350 ml en el laboratorio; y una libra equivale a 1 gramo en condiciones de laboratorio.

Las formulaciones sin aditivo de prueba (se llamara “base”) fueron realizadas a todas las densidades en estudio (12, 14, 16.5 y 18 lpg), como referencia para la comparación de los valores de viscosidad, e índice de abrasividad relativa (IAR) de las formulaciones con aditivos de prueba a las mismas densidades, dichas formulaciones son las siguientes:

Tabla 3.2 Formulación base a 12.5 lpg.

Concentración (lbm/barril)				
Orden	Tiempo de agitación (min)	Función	Base 1	Base 2
1	-----	Fase continua	223.68	220.74
2	-----	Reductor de abrasión	0	0
3	20	viscosificante	4	8
4	5	Activador Polar	4	6
5	10	Controlador de filtrado	6	6
6	10	Humectante	6	6
7	5	controlador de pH	2	2
8	10	Densificante	279.53	276.47

Tabla 3.3 Formulación base a 14 lpg.

Concentración (lbm/barril)				
Orden	Tiempo de agitación (min)	Función	Base 1	Base 2
1	-----	Fase continua	210.43	208.64
2	-----	Reductor de abrasión	0	0
3	20	viscosificante	4	8
4	5	Activador Polar	4	4
5	10	Controlador de filtrado	6	6
6	10	Humectante	6	6
7	5	controlador de pH	2	2
8	10	Densificante	355.80	353.59

Tabla 3.4 Formulación base a 16.5 lpg.

Concentración (lbm/barril)			
Orden	Tiempo de agitación (min)	Función	Base
1	-----	Fase continua	187.47
2	-----	Reductor de abrasión	0
3	20	viscosificante	6
4	5	Activador Polar	4
5	10	Controlador de filtrado	6
6	10	Humectante	6
7	5	controlador de pH	2
8	10	Densificante	481.81

Tabla 3.5 Formulación base a 18 lpg.

Concentración (lbm/barril)			
Orden	Tiempo de agitación (min)	Función	Base
1	-----	Fase continua	175.12
2	-----	Reductor de abrasión	0
3	20	viscosificante	4
4	5	Activador Polar	4
5	10	Controlador de filtrado	6
6	10	Humectante	6
7	5	controlador de pH	2
8	10	Densificante	559.18

El balance de masa realizado para el cálculo de la cantidad de densificante y aceite es el siguiente:

1) Datos:

- Densidad fluido (pt) = 16.5 lpg
- Gravedad específica (Ge) ORIMATITA® = 4.7
- Gravedad específica (Ge) aceite = 0.82
- Volumen total (Vt) = 350 ml

2) Equivalencia:

1 barril = 42 galones = 350 cm³; 1galon = 35 libras

1gr = 1 lb

3) Ecuaciones:

$$mt = \frac{\rho_t \cdot V_t}{8.33} \quad (\text{Ec. 3.1})$$

Despejando la masa:

$$m_t = \frac{16.5 * 350}{8.33}$$

$$m_t = 693.28 \text{ gr}$$

Se plantea el siguiente sistema de ecuaciones para determinar la masa de vassa y de densificante:

$$m_t - m(\text{aditivos}) = m(\text{vassa}) + m(\text{densificante}) \quad (\text{Ec. 3.2})$$

La masa total de aditivos se obtiene de la suma de la masa de cada aditivo, las cuales son conocidas.

$$\frac{m(\text{vassa})}{\rho(\text{vassa})} + \frac{m(\text{densificante})}{\rho(\text{densificante})} = v_t - v(\text{aditivos}) \quad (\text{Ec. 3.3})$$

El volumen total de aditivos se obtiene sumando el volumen de cada aditivo, los cuales son conocidos.

$$m(\text{vassa}) + m(\text{densificante}) = 669.28 \text{ gr}$$

$$\frac{m(\text{vassa})}{0.82} + \frac{m(\text{densificante})}{4.7} = 332.25 \text{ cc}$$

Resolviendo el sistema:

$$m(\text{vassa}) = 187.47 \text{ gr}$$

$$m(\text{densificante}) = 481.81 \text{ gr}$$

Este procedimiento se realiza para todas las formulaciones efectuadas en esta investigación.

Para el cumplimiento de los objetivos específicos de la investigación fue necesario realizar una serie de ensayos a los diferentes fluidos de perforación utilizados a lo largo del estudio.

Los principales ensayos fueron:

- Densidad
- Propiedades reológicas
- Pruebas de abrasión
- Filtrado
- Prueba de eficiencia de revoque

3.3.4 Selección

El principal objetivo de la investigación es encontrar aditivos alternativos al A1 que sirvan como reductores de abrasión en el fluido de perforación base aceite densificado con ORIMATITA®. Además se sabe por estudios anteriores que el A1 sirve como viscosificante, por esta razón se decide que los aditivos alternativos cumplan también con esta función.

Para poder determinar que aditivos de prueba cumplen con lo antes mencionado fue necesario determinar los criterios de selección a utilizar, los cuales son:

- **Criterio 1:** menor IAR que la base y menor o igual IAR que A1.
- **Criterio 2:** mayor viscosidad que la base y mayor o igual que A1.

El criterio uno tiene mayor importancia que el dos, debido a que se requiere principalmente es reducir abrasión.

Para los aditivos que no cumplan estos dos criterios se emplea un criterio opcional, el cual es:

- **Criterio opcional:** Reducción del IAR de la base en un 40 % o más.

Se denomina opcional debido a que no todos los aditivos de pruebas son evaluados con este criterio. Los aditivos que se seleccionados mediante este criterio fueron aquellos que mostraron indicio de reducir abrasión pero no más que el A1, esto con el fin de conocer su comportamiento a una menor densidad (12.5 lpg), la cual contiene una menor cantidad de sólidos.

3.3.5 Prueba de eficiencia de revoque.

La estimación del daño a la formación se realiza luego de realizar la prueba de eficiencia de revoque, mediante el cálculo de la movilidad inicial y final de crudo mediante la prueba, para ello se utilizó un crudo del norte de Monagas, agua de formación sintética, núcleos de berea, unas series de aparatos y procedimientos descritos a lo largo de este capítulo.

3.4 TÉCNICAS E INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN Y ANÁLISIS DE DATOS

A lo largo de este capítulo se presentará de manera detallada cada una de las pruebas aplicadas a los fluidos de perforación en estudio. Conjuntamente a esto se mostraran los procedimientos, equipos e instrumentos utilizados para el desarrollo de dichas pruebas.

Es importante aclarar que de acuerdo al Vocabulario Internacional de Metrología (2008) establece que:

- **Instrumento de medida:** Es todo dispositivo utilizado para realizar mediciones, sólo o asociado a uno o varios dispositivos suplementarios.
- **Principio o técnica de medida:** Fenómeno que sirve como base de una medición.

3.4.1 Técnica de densimetría

Esta técnica consiste en determinar el cociente de la masa con respecto al volumen de los cuerpos, también llamada masa volúmica, cuya unidad en el sistema Internacional de Unidades (SI) es el kilogramo por metro cúbico (kg/m^3) (CENAM, 2011).

a) Densidad de sólidos

Se obtiene utilizando un picnómetro digital (figura 3.6 parte izquierda), el cual consta de una celda construida en acero inoxidable (vaso y tapa) (figura 3.6 parte derecha), con un peso total de 200 g y capacidad de 100 ml. El principio de medición consiste la determinación de la densidad aparente (D_{AP}), que es la relación existente entre la masa de una porción de suelo (M_S) y el volumen total de la masa (V_T) contándose, en este caso, con el volumen de poros existente en la porción de suelo como se muestra en la ecuación 3.4.

$$V_T = V_{\text{Sólidos}} + V_{\text{Poros}} \quad (\text{Ec. 3.4})$$

$$D_{AP} = \frac{M_S}{V_T} \quad (\text{Ec. 3.5})$$

Dónde:

V_{Poros} : Volumen de poros.

$V_{\text{Sólidos}}$: Volumen de sólidos.

Para obtener la densidad aparente en g/mL (D_{AP}), es necesario incluir el volumen de poros; es imprescindible que la muestra analizada sea lo más

uniforme posible, que procure mantener la distribución natural de poros en masa de suelo, o sea, mantener la estructura original.



Figura 3.6 Picnómetro y celda (Morales, 2012).

3.4.2 Técnica de difracción láser

Se obtiene bajo los principios de medición de partículas sólidas por difracción láser establecido en la norma ISO 13320. La determinación de las distribuciones de tamaño de partícula se realizan por el método de difracción con un láser de He-Ne con una $\lambda=632,8$ nm sobre muestra húmeda (en agua o en disolventes orgánicos), normalmente añadiendo un defloculante y facilitando la dispersión en baño de ultrasonidos (Malvern, 1992).

a) Tamaño de partícula

La medición de tamaño de partículas, es muy importante en la caracterización de aditivos para el diseño de fluidos de perforación, en el caso de los densificantes el tamaño de partículas es relacionado con el desgaste o abrasión que pueden ocasionar los sólidos en las herramientas de perforación.

En el sistema de medición de tamaño de partícula se expresan los resultados en micrómetros (μm). Los resultados son enviados directamente a un software que reporta en el computador lo mostrado en la figura 3.7.

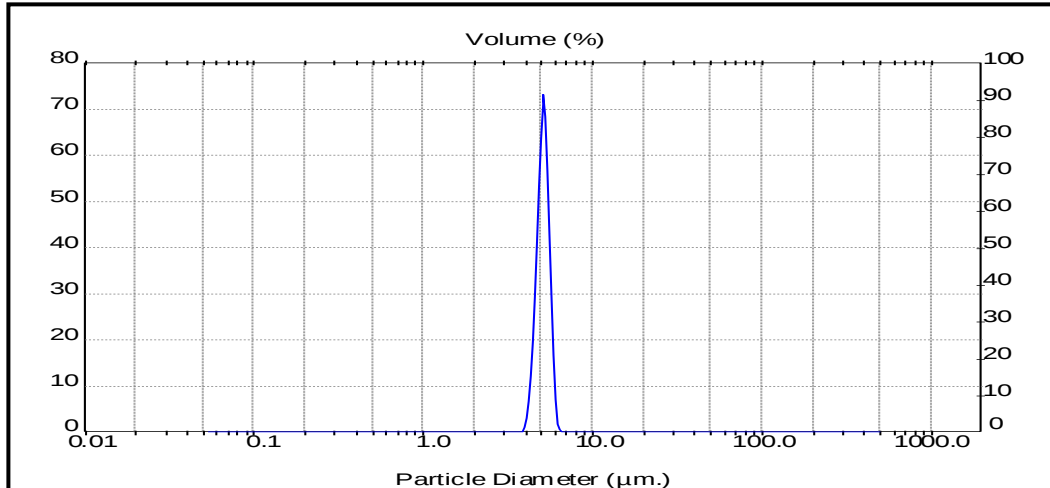


Figura 3.7 Gráfica de porcentaje de volumen (%) en función del diámetro (Morales, 2012).

El Instrumento de medición utilizado para el análisis de tamaño de partícula es un transductor de medición (dispositivo que suministra una magnitud de salida teniendo una determinada relación con la magnitud de entrada) este transforma una señal de difracción láser según la distribución de las partículas a medir y las reporta en un computador como diámetro de partícula existente en porcentaje de volumen. Los analizadores de tamaño de partículas Malvern (figura 3.8) están estructurados en 6 subsistemas que interactúan entre sí:

- 1.- Fuentes de poder internas.
- 2.- Unidad de transmisión.
- 3.- Unidad óptica.
- 4.- Unidad de detección.
- 5.- Unidad de manejo de la muestra.
- 6.- Software de análisis

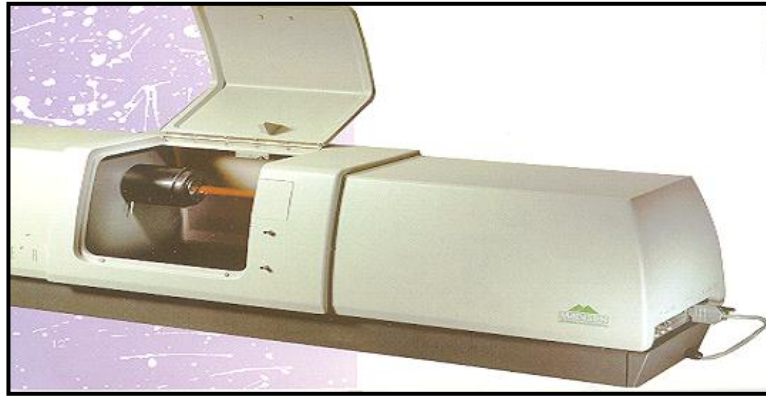


Figura 3.8 Analizador de tamaño de partículas (Pernía, 2006).

En la norma ISO 13500 (Antigua API 13 A) se establece que para los densificantes comerciales se debe obtener tamaños de partículas bajo los siguientes valores:

- Sulfato de bario (Barita): el porcentaje en volumen de partículas mayores a 75 μm y las partículas menores a 6 μm no deben exceder el 3%.
- Hematita (Materia prima de la ORIMATITA®): el porcentaje en volumen de partículas mayores a 75 μm las mayores y las menores 6 μm . no deben exceder 1,5%.

3.4.3 Dispersión de los aditivos de pruebas

La dispersión de los aditivos de prueba en el aceite es importante para la efectividad de los mismos como viscosificante, controlar de filtrado o reductor de abrasión en el fluido de perforación. Es necesario mencionar que la dispersión depende de cada aditivo de prueba, además que no se conocía el método de dispersión que cada uno requería, esto es algo que se fue determinando a lo largo de la investigación.

El método de dispersión que mejor se ajusta a los aditivos en general es el siguiente:

- Se agrega aproximadamente 50ml de aceite en un vaso del agitador, luego se añade la concentración de aditivo a utilizar para la formulación, se deja remojando durante unas horas (depende del aditivo), posteriormente se agita con altas revoluciones, y se observa si se dispersó completamente.

3.4.4 Rolado de las muestras de fluidos de perforación

El rolado de los fluidos de perforación se realizó para evaluar las incidencias de la temperatura en los aditivos que componen dichos fluidos; el envejecimiento del fluido de perforación demuestra los efectos térmicos sobre sus propiedades. Para ello se utilizó un horno rolator marca OFITE (figura 3.9), el cual está diseñado para proveer una función dual de calentamiento y rolado a las muestras simultáneamente, simulando de tal manera las condiciones del hoyo. El procedimiento de rolado del fluido se encuentra en el anexo A.



Figura 3.9 Horno de envejecimiento rotativo (Martínez, 2004)

3.4.5 Densidad del fluido de perforación

Una de las principales propiedades del fluido de perforación es la densidad, cuya función es mantener los fluidos contenidos dentro del hoyo en el yacimiento durante la perforación. Adicionalmente, mantiene las paredes del hoyo al transmitir la presión requerida por las mismas.

a) Equipo

La densidad puede estar expresada en libras por galón (lb/gal), libras por pie cúbico (lb/pie³), gramos por centímetro cúbico (g/cm³), Gravedad Específica (SG) o gradiente de presión. Se puede usar cualquier instrumento que tenga una precisión suficiente para permitir mediciones con un margen de error de $\pm 0,1$ lb/gal o $\pm 0,5$ lb/pie³ ($\pm 0,01$ g/cm³). La balanza de lodo (figura 3.10) es el instrumento que se suele usar. El peso de un vaso de lodo colocado en un extremo del brazo es compensado en el otro extremo por un contrapeso fijo y un caballero que se desplaza libremente a lo largo de una escala graduada. Un nivel de burbuja está montado sobre el brazo. Accesorios pueden ser usados para extender la capacidad de pesada de la balanza.

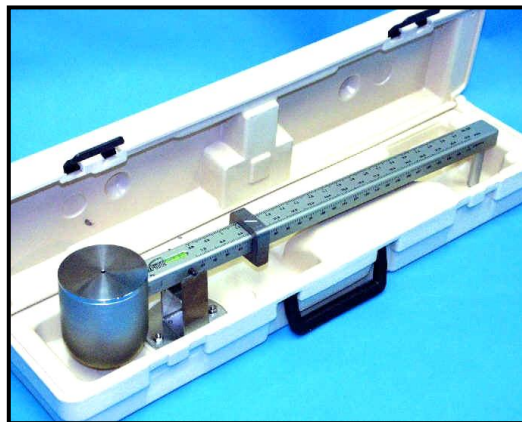


Figura 3.10 Balanza para lodos OFITE de 4 escalas (Santiago E; 1999)

3.4.6 Evaluaciones reológicas

a) Equipo

La principal función de los fluidos de perforación está relacionada con el transporte de ripio por lo que es imprescindible la caracterización reológica del fluido, en este caso la misma se realiza según procedimientos establecidos en la norma internacional ISO 10414-2; 2002 (antigua API 13-B2) y se utiliza un viscosímetro de medición directa (tipo rotacional), modelo OFITE 800 (figura 3.11).

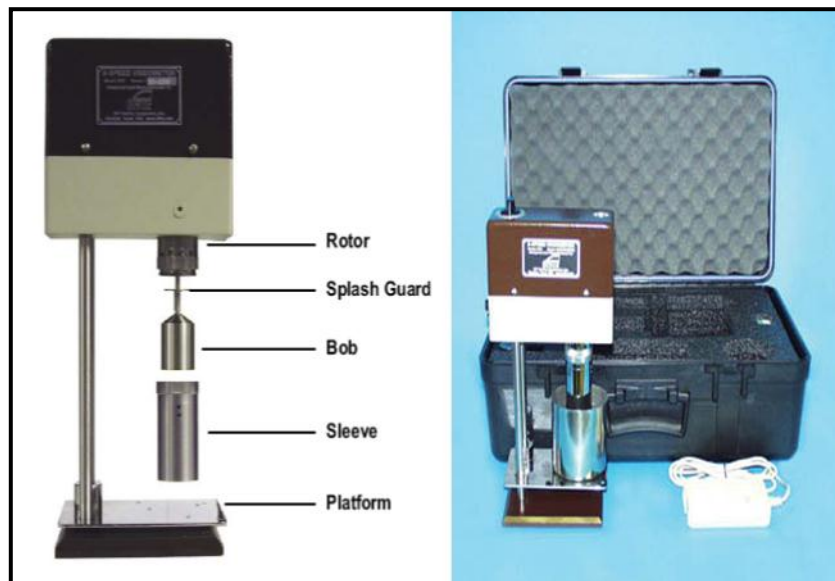


Figura 3.11 Equipo de medición OFITE 800 (PDVSA Intevep, 2006)

El viscosímetro electrónico de 8 velocidades, es aplicable tanto en campo como en el laboratorio para las mediciones precisas de propiedades reológicas de los fluidos de perforación base aceite y base agua. Además las velocidades son fácilmente cambiables mediante un botón de control, por otra parte contiene un dial iluminado para facilitar las lecturas.

El regulador electrónico de velocidades “OFITE” provee 8 velocidades de ensayo que pueden ser reguladas a través de una perrilla giratoria. Estas velocidades son: 6, 30, 60, 100, 200, 300 y 600 rpm. El regulador eléctrico de velocidades monitorea continuamente y ajusta automáticamente la velocidad rotacional para mantener una velocidad de corte constante bajo condiciones variables de tensión de corte del fluido y variaciones de entrada de energía.

- **Termómetro**

El termómetro (figura 3.12) es utilizado para medir la temperatura del fluido y debe ser sumergido en el mismo. Debe poseer rango de trabajo de 0 °C a 105 °C (≈ 32 °F a 220 °F).



Figura 3.12 Termómetro (PDVSA Intevep, 2006)

3.4.7 Pruebas de viscosidad del aceite más aditivos de prueba

El análisis de la influencia de los aditivos de prueba en la viscosidad del aceite es importante para corroborar el efecto que causan en la viscosidad del fluido de perforación, para ello se efectuaron soluciones de aceite más aditivos de prueba llevando la concentración de 14 lpg a un volumen de 50 ml con la siguiente ecuación:

$$C_1 * V_1 = C_2 * V_2 \quad (\text{Ec. 3.6})$$

Dónde:

C_1 =Concentración inicial

C_2 = Concentración requerida o final

V_1 =Volumen inicial

V_2 =Volumen final

Las pruebas de viscosidad se realizaron en el Réometro “PHYSICA” MCR 301 cuyo procedimiento se encuentra descrito en el anexo A.

3.4.8 Prueba de abrasividad.

a) Equipos e instrumentos usados para la prueba:

- **Agitador:** El agitador (ver figura 3.13) debe operar a una velocidad de 11000 r.p.m., cumpliendo con la fusión de homogeneizar la muestra de fluido.



Figura 3.13 Vista de los agitadores automáticos (PDVSA Intevep ,2006)

- **Balanza:** Se requieren dos balanzas; una que tenga una resolución de +/- 0.0001 g y la otra, con resolución de +/- 0,1 g.

- **Aspa estándar de prueba de abrasión:** Esta aspa debe ser de acero ASTM-A526 con diámetro $1\frac{1}{2}$ pulg. ($1\frac{7}{16}$ pulg. (36,5 mm) de lados lisos), grosor 0,056 pulg. (1,4 mm), dureza 16 en la escala de *rockwell*, cuatro ondulaciones de profundidad $\frac{1}{4}$ pulg (6,4 mm) y ancho 0,6 pulg. (152 mm) centro hueco $\frac{9}{32}$ pulg (7,1 mm) y recubierto de G-90. Cada hoja puede ser usada hasta alcanzar una pérdida de peso acumulativo de 200 mg (aproximadamente 4 corridas).

- **Tornillo:** El tornillo debe tener las siguientes características: $\frac{1}{2}$ pulg. (13 mm) tamaño 10, cabeza redonda, 32 enroscar/pulgada. Usado para ajustar el aspa de prueba al mezclador automático.

- **Tacómetro:** El tacómetro debe tener la capacidad de medir 11000 r.p.m. Se usa para monitorear las revoluciones del mezclador durante la prueba.

- **Cilindro graduado:** El cilindro graduado debe tener una capacidad de 500 +/-2,5 ml para medir el volumen (Agua o aceite) y de suspensión de arcilla.

- **Instrumentos auxiliares:** Además de los equipos e instrumentos mencionados anteriormente, se requiere una pinza para agarrar las aspas, un cepillo pequeño, una espátula, un ultrasonido, acetona, nafta, y un cronómetro digital, con resolución de 0,01 seg.

b) Generalidades:

Los materiales densificantes para fluidos de perforación pueden variar considerablemente en su abrasividad relativa. Esta prueba de laboratorio ha sido diseñada para medir y evaluar esta abrasividad relativa.

La prueba se realiza utilizando un aspa de prueba estándar conectada a una mezcladora de alta velocidad, que se usará para mezclar un fluido de perforación base el cual, contiene el material densificante. La pérdida de peso del aspa se utiliza para calcular la abrasividad del material densificante en mg/min.

Esta prueba solamente tiene como objeto producir un índice relativo de desgaste para los materiales densificantes y no se debería utilizar para inferir si estos materiales causarían o no problemas de abrasión en un sistema de fluidos de perforación de campo.

c) Preparación del fluido (Suspensión base):

Preparar un barril de laboratorio (350ml) del fluido de perforación formulado según requerimientos y envejecer a 300 °F durante 16 horas. Evaluar comportamiento reológico utilizando el FANN 35A, según la norma API. El comportamiento reológico debe estar dentro del rango requerido para una formulación de campo semejante.

d) Fórmula utilizada para el cálculo de la abrasión:

Calcula la abrasión producida por los densificantes en estudio, haciendo uso de la siguiente fórmula:

$$\text{Abrasión} = \frac{W_1 - W_2}{40} \quad (\text{Ec. 3.7})$$

Dónde:

Abrasión [mg/min].

W_1 : peso inicial de la hoja [mg].

W_2 : peso final de la hoja [mg].

3.4.9 Filtración. Prueba a Alta Presión / Alta Temperatura.

a) Descripción.

El filtrado HP-HT: indica la cantidad relativa de líquido que se filtra a través del revoque hacia las formaciones permeables, cuando el fluido de perforación es sometido a una presión diferencial.

b) Equipos necesarios para la prueba:

No todos los equipos son capaces de trabajar a altas temperaturas y presiones requeridas durante el procedimiento de prueba. Es esencial conocer y seguir las recomendaciones del fabricante relacionadas con las máximas temperaturas y presiones de operación. También es necesario conocer los volúmenes de muestra para la ejecución de dicha prueba. Los equipos necesarios durante la prueba son:

- El filtro prensa de alta temperatura/alta (ver figura 3.14) presión consiste en: Una celda de filtro que soporta presiones de trabajo de hasta 1300 psi (8970 kPa) a temperatura y una fuente de gas presurizado, tal como dióxido de carbono o nitrógeno, con reguladores.
- Un sistema de calentamiento, que soporte hasta 350 °F (177 °C), con un recipiente para recolección de filtrado mantenido a la contra presión adecuada para evitar “flashing” o la evaporación de filtrado.
- Celda del filtro: la celda del filtro contiene un pozo termómetro. Es ajustado con un extremo removible, un soporte para el medio filtrante y con sellos resistentes al aceite. Los vástagos de las válvulas que se encuentran en cada extremo de la celda pueden abrirse o cerrarse durante la prueba.

- Medio filtrante: papel de filtro Whatman N° 50 o su equivalente.
- Regla: usada para medir el espesor del revoque.
- Cronómetro, termómetro, receptores, mezclador, entre otros.



Figura 3.14 Filtro Prensa HP- HT (Monografias.com)

3.4.10 Prueba de Viscosidad y Gravedad API del crudo del norte de Monagas.

La prueba de viscosidad del crudo se efectuó con el Réometro “PHYSICA” MCR 301, cuyo procedimiento es el mismo que se realizó para determinar la viscosidad de las soluciones de aceite más aditivos de prueba, descrito en este capítulo.

La gravedad API del crudo se determinó mediante el método de prueba estándar para determinar la gravedad API del petróleo crudo y productos derivados del petróleo (método del hidrómetro), descrito en la norma ASTM D287 - 12b.

- Método del Hidrómetro:

Este método está basado en el principio que la gravedad o densidad de un líquido varía directamente con la profundidad de inmersión de un cuerpo flotante en este. El cuerpo flotante, el cual está graduado en unidades de gravedad API, es llamado hidrómetro API.

La gravedad API es leída observando el hidrómetro flotando libremente y notando la graduación más cercana a la intersección aparente del plano horizontal del líquido con la escala vertical del hidrómetro, después que se ha alcanzado un equilibrio en la temperatura. La temperatura de la muestra puede ser leída en un termómetro exacto ASTM sumergido en la muestra o desde el termómetro que es parte integral del hidrómetro (termohidrómetro).

3.4.11 Pruebas de eficiencia de revoque con los núcleos previamente caracterizados.

a) Equipo de Retorno de Permeabilidad.

Este equipo consta de un sistema de tuberías de acero inoxidable, manómetros, traductores, acumuladores, una estufa para el calentamiento, bombas de agua y aceite hidráulico. Se encuentra diseñado para realizar pruebas de desplazamiento de crudo en forma longitudinal a flujo o a presión constante.

En la figura 3.15 se puede visualizar los componentes del equipo de retorno a la permeabilidad:

(1) bomba de desplazamiento positivo, (2)(3)(4) sistema de acumuladores de fluidos: agua de formación, crudo o aceite mineral, fluido de perforación, (5) sistema de distribución del fluido, (6) Manómetro contrador de la presión de confinamiento, (7) manómetro que mide la presión lado producción, (8) manómetro que mide la presión lado inyección (cara del núcleo), (9) placas del transductor de presión, (10) controlador Validyne de los transductores de presión, (11) horno de calentamiento, (12) Celda convencional de acero inoxidable, (13) dirección producción, (14) dirección inyección, (15) salida del sistema.

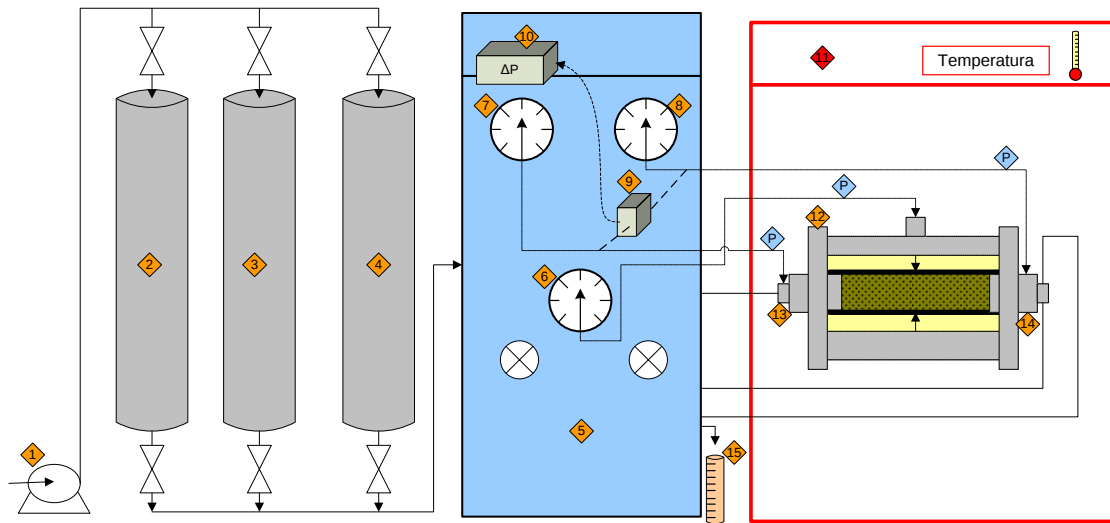


Figura 3.15 Componentes del equipo de retorno a la permeabilidad (PDVSA Intevep ,2013)

b) Materiales:

- **Núcleos de Berea (figura 3.16):** son núcleos cilíndricos sintéticos, de aproximadamente una pulgada y media de largo y una pulgada de diámetro



Figura 3.16 Núcleo de Berea (Martínez, 2004)

- **Crudo:** para realizar las pruebas de eficiencia de revoque se utilizó el crudo proveniente del pozo SBC 94 ubicado en el norte de estado Monagas.
- **Fluido de perforación:** 100% aceite densificado con ORIMATITA®, con una densidad de 12 lpg.
- **Agua de formación:** preparada con agua destilada a 3% cloruro de potasio.

c) Procedimiento:

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

Antes de iniciar la prueba, se debió saturar el núcleo de Berea con agua de formación sintética (3% de KCl) previamente filtrada a través de un papel filtro de 0,45 micrones. Esta saturación se realizó colocando el núcleo dentro de un recipiente (beaker) con la salmuera, de tal forma de que el nivel de la solución sobrepasara el núcleo. Luego el recipiente con el núcleo y la salmuera se colocó dentro de un desecador de vidrio (figura 3.17), el cual tiene una salida en la tapa superior a la que se conectó una bomba de vacío por dos horas continuas. Después se giró la tapa del desecador para cerrarla y mantener la presión interna de vacío por 16 horas antes de realizar la prueba.



Figura 3.17 Desecador de vidrio Pirex (Martínez, 2004).

La muestra preparada para la evaluación se colocó dentro de la manga de aprisionamiento del núcleo (figura 3.18), capaz de soportar una presión neta de confinamiento y una temperatura que simulen las condiciones del yacimiento, luego se introduce en una celda de confinamiento del núcleo (figura 3.19).



Figura 3.18 Manga de aprisionamiento del núcleo (Martínez, 2004).

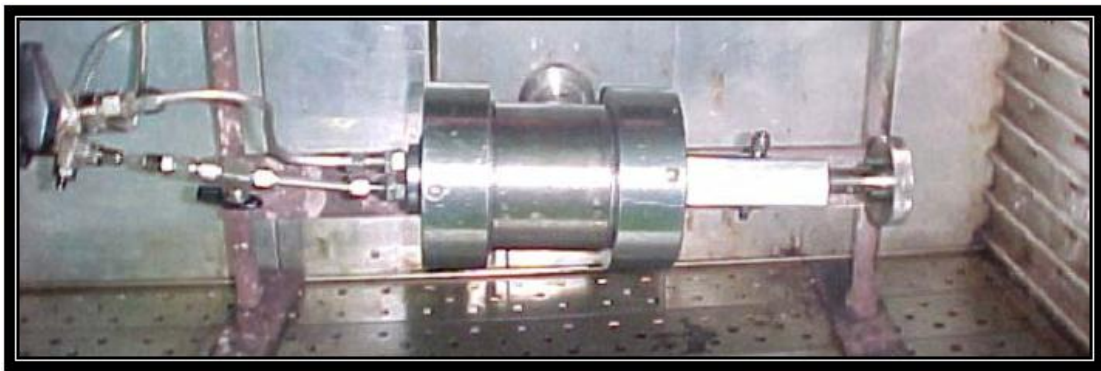


Figura 3.19 Celda de confinamiento del núcleo (Martínez, 2004).

El Horno de calentamiento Memmert (figura 3.20) y la muestra debieron ser calentados previamente hasta la temperatura de trabajo (280 °F). Durante el calentamiento, el esfuerzo de confinamiento debió ser ajustado para mantener las condiciones iniciales (1500 lpc). El seguimiento del valor de la temperatura y la presión de confinamiento aplicada durante este proceso, fue requerido para determinar el momento en el cual las condiciones de trabajo fueron alcanzadas.



Figura 3.20 Horno de calentamiento (Martínez, 2004).

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

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

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

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

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

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

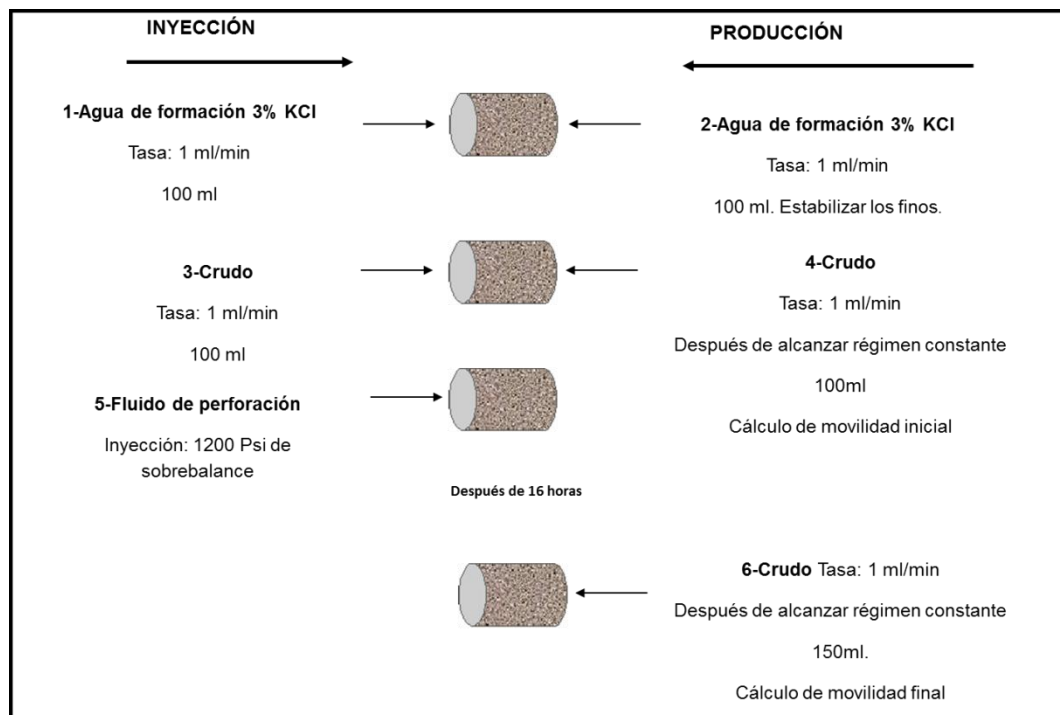


Figura 3.21 Prueba de eficiencia de revoque (Martínez, 2004)

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

$$\lambda = \frac{K}{\mu} = \frac{Q * L}{A * \Delta P} \quad (\text{Ec.3.8})$$

Dónde:

λ = Movilidad (D/cp)

K = Permeabilidad (D)

μ = Viscosidad (cp)

Q = Tasa de flujo (cc/seg)

L = Longitud del núcleo (cm)

A = Área transversal del núcleo (cm²)

ΔP = Caída de presión (atm)

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

$$\% \text{Daño} = \frac{\lambda_{inicial} - \lambda_{final}}{\lambda_{final}} * 100 \quad (\text{Ec. 3.9})$$

Finalmente se determina el retorno a la permeabilidad mediante la siguiente ecuación:

$$\% \text{ Retorno} = 100 - \% \text{ Daño} \quad (\text{Ec. 3.10})$$

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS DE RESULTADOS

4.1 PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS DE LAS MUESTRAS DE ESTUDIO.

4.1.1 Caracterización física de los agentes densificantes

a) Densidad de solidos

En la tabla 4.1 se observa que la ORIMATITA® es de mayor densidad que el densificantes de referencia (Barita), la alta gravedad específica de los compuestos de hierro tiene grandes beneficios, fundamentalmente porque, para alcanzar una cierta densidad del fluido de perforación, se necesita menor cantidad de ORIMATITA® que de Barita. Lo anterior, resulta en una menor concentración de sólidos en el fluido de perforación, aumentando la tasa de penetración y permitiendo un mejor control de las propiedades reológicas con una menor cantidad de aditivo (Menzel, D; 1978).

Tabla 4.1 Densidad promedio de las muestras de los densificantes

Propiedad	ORIMATITA®	Barita
Densidad (g/ml)	4,7942	4,2972

b) Tamaño de partícula

El tamaño y forma de las partículas dentro del sistema de fluido, es uno de los causantes principales del efecto abrasivo de la ORIMATITA®.

El tamaño del producto **ORIMATITA®** en el fluido de 14 lpg se presenta en la Tabla 4.2, observándose que el 90% de las partículas son menores o iguales a 40,271µm, el 50% representativo de la mediana de la población de la

muestra se encontró en 12,894 μm , y el 10% de las partículas son menores o iguales a 1,916 μm .

Tabla 4.2 Comportamiento distribución tamaño de partícula fluido preparado usando como densificante ORIMATITA®.

producto y/o densidad	D(v, 0,9) μm	D(v, 0,5) μm	D(v, 0,1) μm
ORIMATITA® 14 lpg	40,271	12,894	1,916

El tamaño del producto **BARITA** en el fluido de 14 lpg se presenta en la Tabla 4.3, observándose que el 90% de las partículas son menores o iguales a 58,215 μm , el 50% representativo de la mediana de la población de la muestra se encontró en 21,003 μm , y el 10% de las partículas son menores o iguales a 3,17 μm .

Tabla 4.3 Comportamiento distribución tamaño de partícula fluido preparado usando como densificante BARITA.

producto y/o densidad	D(v, 0,9) μm	D(v, 0,5) μm	D(v, 0,1) μm
BARITA14 lpg	58,215	21,003	3,17

Se observa que el tamaño de partícula promedio de la ORIMATITA® es menor que el de la Barita, y además contiene mayor cantidad de finos. Es una variable importante ya que se conoce que a mayor tamaño de partícula se tiene tendencia a mayor abrasión (Quercía, G; 2009).

4.1.2 Dispersión de los aditivos alternativos como posibles reductores de abrasión.

El aditivo de referencia (A1) presenta como principal limitación el tiempo de dispersión, razón por la cual se compara el mismo con el tiempo de todos los aditivos evaluados con el fin de observar si los posibles sustitutos presentan la misma limitación o si mejoran los tiempos de dispersión.

Los aditivos de prueba estarán separados a lo largo de la investigación en tres grupos, los cuales son:

- 1) Provenientes de empresas de servicios que operan en el país (se llamaran comerciales).
- 2) Provenientes del país Venezuela (se llamaran nacionales)
- 3) Provenientes de países aliados a Venezuela (se denominaran PA)

Tabla 4.4 Tiempo de dispersión de los aditivos de prueba

Aditivos	Tiempo de dispersión (horas)	Proveniente
A1	24	Referencia
A2	8	PA
A3	3	PA
A4	5	PA
A5	6	PA
A6	1	Comercial
A7	24	Comercial
A8	24	PA
A9	24	PA
A10	1	Nacional
A11	1	Nacional
A12	1	Nacional
A13	1	Nacional
A14	0,17	Nacional
A15	0,17	Nacional
A16	0,17	Nacional
A17	1	Nacional

Como se puede observar en la tabla 4.4 y la figura 4.1 se evaluaron aditivos de origen nacional, de empresas de servicios y provenientes de países aliados a Venezuela, cuyos tiempos de dispersión son menores en los aditivos de origen nacional, seguido de los aditivos provenientes de países aliados, y por último los aditivos comerciales, a excepción de A6 y A9 que no entran en ese orden.

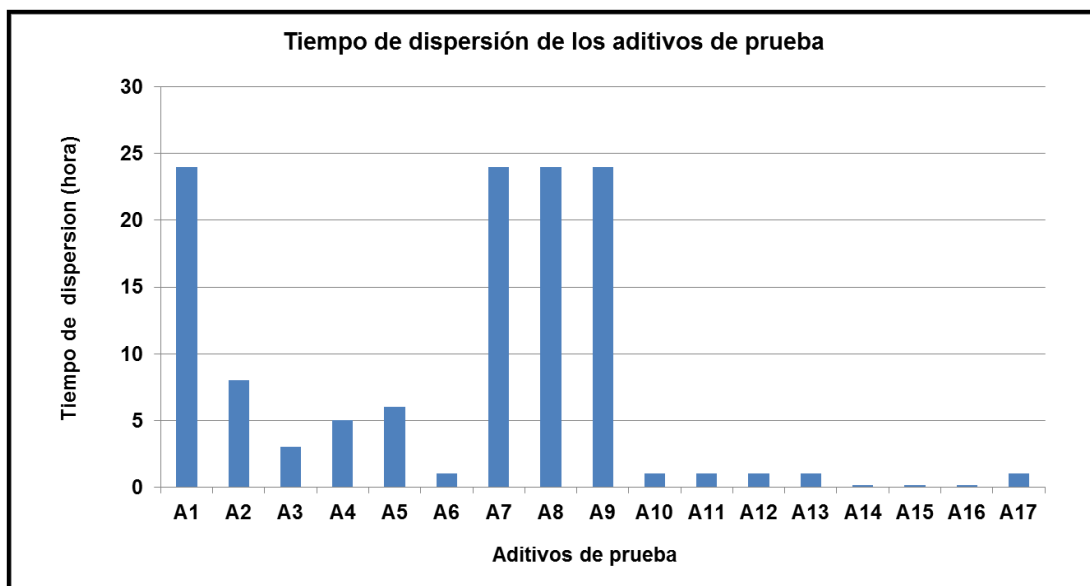


Figura 4.1 Tiempo de dispersión de los aditivos de prueba

Los aditivos A2, A3, A4, A5, A8 y A9 en el aceite vassa dispersan más rápido cuando se dejan remojar en un volumen menor al requerido para la formulación, ya que esto facilita su hinchamiento y mejora su dispersión.

Cabe destacar que, para el buen desempeño del A6 debe ser dispersado de la siguiente forma agregar el aceite, luego el aditivo y posteriormente el humectante, para general un fluido homogéneo y así el polímero permanezca disperso en el aceite.

La dispersión del A7 en el tipo de aceite utilizado se realiza de forma parcial, necesita altas revoluciones por minutos (RPM) y más 24 horas de agitación, lo que evidencia que su efectividad en la formulación no será completa, debido a que este requiere de otro tipo de aceite para dispersar totalmente.

Los aditivos nacionales como se observa en la figura 4.1 tienen menor tiempo de dispersión que los demás aditivos, esto se debe a que ya vienen predispersos, y esto permite que se forme un fluido homogéneo más rápido, la única excepción de este caso es el A12.

El A12 no dispersa en el aceite, se decidió aplicarle temperatura para verificar si de ese modo mejora su dispersión, se mantuvo en el horno a 40°C durante 20 min, y efectivamente luego de ese tiempo se logró su dispersión en el aceite.

4.2 EVALUACIÓN DE LA INFLUENCIA DE LOS ADITIVOS DE PRUEBA EN LAS PROPIEDADES REOLÓGICAS A DIFERENTES DENSIDADES.

Una vez preparados los fluidos de perforación es necesario determinar sus propiedades, con la finalidad de constatar que presenten las características requeridas para lograr un buen desempeño en el proceso de perforación.

Por medio de la reología se puede tener una idea del comportamiento del flujo de los fluidos. A los sistemas de fluidos preparados se les evaluaron sus propiedades antes y después de haber sido sometidos a 300 °F de temperaturas, con la finalidad de evaluar el efecto del calentamiento sobre las propiedades de los mismos.

El estudio de las propiedades reológicas de las formulaciones realizadas (12.5, 14, 16.5, y 18 lpg) con diferentes aditivos reductores de abrasión indican la influencia de los mismos en la viscosidad del sistema, esta variable es importante debido a que el aditivo de referencia (A1), que se desea sustituir, tiene como función secundaria viscosificar el sistema por ende, el aditivo sustituto debería tener igual o mejor comportamiento que el aditivo de referencia.

Es importante mencionar que generalmente los incrementos de sólidos tales como material densificante, arcillas y sólidos perforados (a escala de taladro) traen como resultado un aumento de la viscosidad, también uno de los mecanismos de acción del aditivo como controlador de filtrado es aumentando la viscosidad plástica del fluido, como consecuencia de un incremento en las fuerzas electroquímicas o de atracción en el mismo, es decir, un aumento en el punto cedente (IMCO, s.f.).

Al igual que el punto cedente, el esfuerzo de gel es una medida de las fuerzas de atracción en un sistema de fluido sólo que éste mide dichas fuerzas en estado estático, mientras que el punto cedente las mide en condiciones dinámicas.

La concentración de aditivo reductor de abrasión que se utilizara en la matriz inicial del estudio es 3.5 lpb, la cual fue determinada por Villa en el 2006 mediante el estudio titulado “concentración del copolímero estireno-butadieno para reducir la abrasividad del óxido férrico en fluidos 100% aceite”, es importante mencionar que este estudio únicamente se evaluó el INTOIL® como reductor de abrasión.

4.2.1 Propiedades reológicas de los fluidos a 14 lpg

La matriz inicial del estudio se efectúa a 14 lpg, debido a que se considera un valor intermedio de densidad, que permite conocer el comportamiento o tendencia de los aditivos de prueba.

En primer lugar se realizan las formulaciones sin aditivos de prueba como formulación base (A parte 3.4 del capítulo III), para establecer un esquema de comparación del fluido de perforación con y sin aditivo de prueba, y con el aditivo a sustituir.

En las formulaciones base se pudo observar que a mayor cantidad de arcilla organofílica se obtiene un valor más alto de viscosidad, razón por la cual se decide realizar variaciones en la cantidad a utilizar de este producto, dependiendo de la capacidad para viscosificar de los aditivos de prueba. En las tabla 4.5 y 4.6 se puede observar la cantidad de productos utilizados para estas formulaciones a 14 lpg.

Tabla 4.5 Formulación del fluido a 14 lpg con 4 lpb de arcilla organofílica

Producto	Concentración (lbm/barril)	Tiempo de agitación (min)
Aceite	207,37	----
Aditivo de prueba	3,5	----
Arcilla organofílica	4	20
Activador polar	4	5
Controlar de filtrado	6	10
Humectante	6	10
Cal Hidratada	2	5
ORIMATITA®	355,36	10

Tabla 4.6 Formulación del fluido de 14 lpg con 8 lpb de arcilla organofílica

Producto	Concentración (lbm/barril)	Tiempo de agitación (min)
Aceite	204,43	----
Aditivo de prueba	3,5	----
Arcilla organofílica	8	20
Activador polar	6	5
Controlar de filtrado	6	10
Humectante	6	10
Cal Hidratada	2	5
ORIMATITA®	352,3	10

a) Propiedades reológicas de los fluidos a 14lpg utilizando aditivos de pruebas comerciales.

En esta parte se explica únicamente las formulaciones con los aditivos comerciales los cuales son A6, y A7, variando la concentración de arcilla.

• Aditivos de prueba comerciales formulados con 4 lb de arcilla organofílica.

Se utiliza 4 lb de arcilla organofílica para minimizar el efecto de la misma en la viscosidad, y poder observar únicamente la influencia de los aditivos evaluados.

En la tabla 4.7 se puede observar que las formulaciones con el A6 y A7 muestran propiedades reológicas muy similares a la base, aunque hay un incremento mínimo en la viscosidad, es decir que con una cantidad más alta de arcilla organofílica su influencia en este parámetro puede mejorar.

Tabla 4.7 Propiedades reológicas a 14 lpg de los aditivos comerciales con 4lb de arcilla organofílica.

Propiedades	Base	FA1	FA6	FA7
Viscosidad Plástica (cp)	15	25	18	18
Punto cedente (lb/100 pie ²)	5	5	6	3
Gel 10"/10' (lb/100 pie ²)	4/4	5/5	4/10	3/5

Se demuestra en la Figura 4.2 que la capacidad para viscosificar del A6 y A7 es menor que la del A1, aun así cumplen con esta función en el fluido.

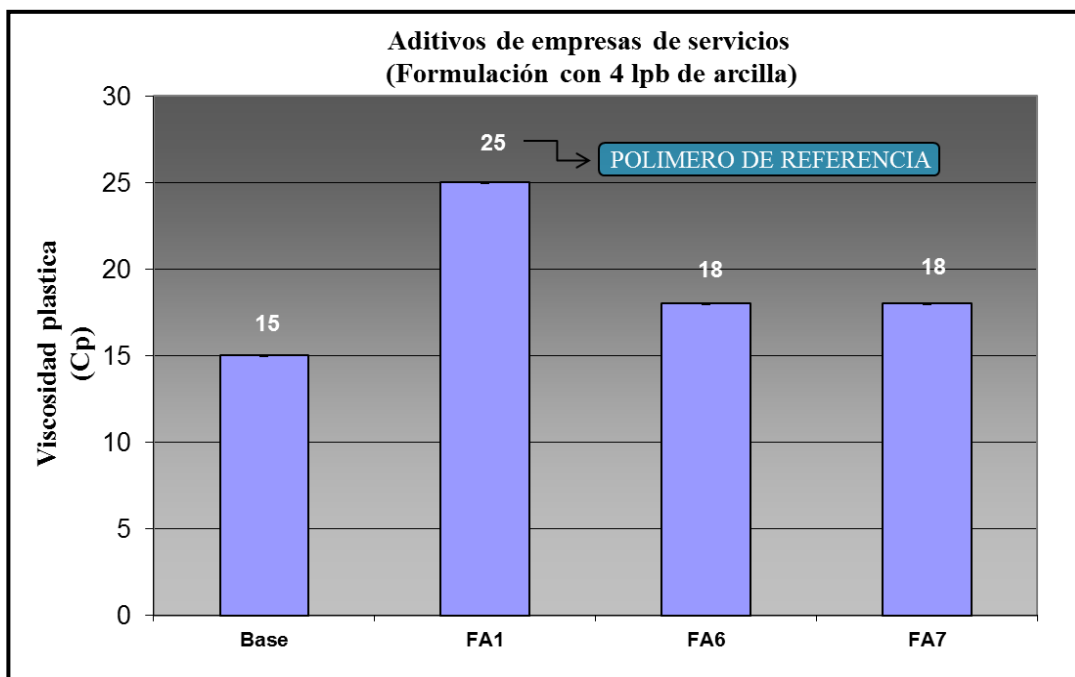


Figura 4.2 Valores de viscosidad plástica del fluido a 14lpg con aditivos comerciales y 4 lb de arcilla organofílica.

• **Aditivos de prueba comerciales formulados con 8 lb de arcilla organofílica.**

Se utiliza 8 lb de arcilla organofílica para evaluar el comportamiento de los aditivos de prueba con un alta cantidad de viscosificante, es decir, que tanto me aumenta la viscosidad.

Al efectuar la evaluación de los aditivos A6 y A7 con una cantidad de arcilla mayor que la utilizada anteriormente, fue visible el cambio en las propiedades reológicas (ver tabla 4.7), aunque se debería optimizar la cantidad de arcilla para la formulación.

Tabla 4.8 Propiedades reológicas a 14 lpg de los aditivos comerciales con 8 lb de arcilla organofílica.

Propiedades	Base	FA1	FA6	FA7
Viscosidad Plástica (cp)	19	33	27	27
Punto cedente (lb/100 pie ²)	25	13	12	9
Gel 10"/10' (lb/100 pie ²)	23/26	6/8	5/13	4/8

En la Figura 4.3, se puede ver de forma clara que la viscosidad del A6 y A7 es mayor que la base, pero menor que el A1, lo que indica, que estos poseen capacidad para viscosificar, pero no es superior que la del A1.

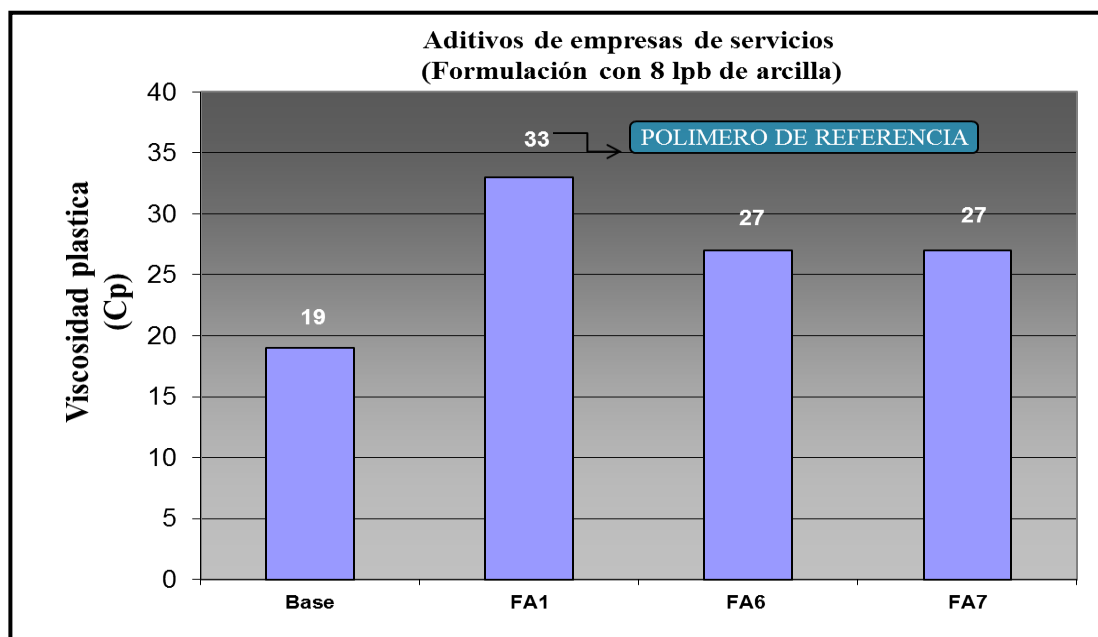


Figura 4.3 Valores de viscosidad plástica del fluido a 14 lpg con aditivos comerciales y 8 lb de arcilla organofílica.

b) Propiedades reológicas de los fluidos a 14 lpg utilizando aditivos de prueba de origen nacionales.

En esta parte se explica únicamente las formulaciones con los aditivos nacionales los cuales son A10, A11, A12, A13, A14, A15, A16 y A17 variando la concentración de arcilla.

• Aditivos de prueba nacionales formulados con 4 lb de arcilla organofílica.

Los aditivos nacionales A12 y A13 tienden a disminuir las propiedades reológicas del fluido base, como se puede observar en la tabla 4.9, y en la Figura 4.4 la capacidad para viscosificar de estos aditivos es casi nula, sin embargo es importante verificar la dispersión del A12 debido a que luego de la formulación se notó que el mismo no se encontraba totalmente disperso, y esto puede afectar los resultados. Es importante mencionar que de estos aditivos no se conoce la cantidad de materia activa, por ende es posible que se deba ajustar la formulación para obtener la concentración de aditivo deseada en el sistema.

Con 4lb de arcilla solo se formularon dos aditivos (A12 y A13) porque se notó que no tienen capacidad para viscosificar, y se decidió aumentar la arcilla en las próximas formulaciones con aditivos de origen nacional.

Tabla 4.9 Propiedades reológicas a 14 lpg de los aditivos nacionales con 4 lb de arcilla organofílica.

Propiedades	Base	FA1	FA12	FA13
Viscosidad Plástica (cp)	15	25	11	10
Punto cedente (lb/100 pie ²)	5	5	1	1
Gel 10"/10' (lb/100 pie ²)	4/4	5/5	2/2	2/2

La viscosidad de la formulación con A1 (FA1) es mayor que la formulación sin aditivo de prueba, lo que indica que tiene una influencia significativa en este parámetro.

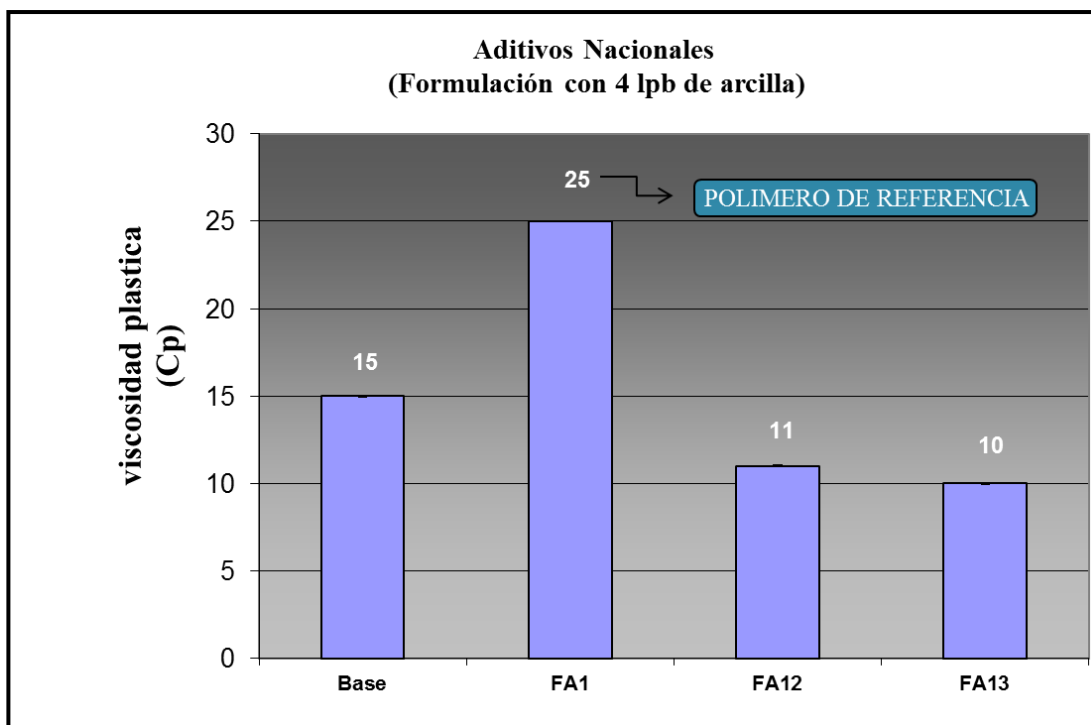


Figura 4.4 Valores de viscosidad plástica del fluido a 14 lpg con aditivos nacionales y 4 lb de arcilla organofílica.

• **Aditivos de prueba nacionales formulados con 8 lb de arcilla organofílica.**

En esta parte únicamente se formularon los aditivos A10, A11, A16 y A17, ya que para los aditivos A14 y A15 se utilizó otra formulación que será explicada más adelante.

El aditivo 10 (A10) no refleja ninguna influencia en las propiedades reológicas del fluido (ver tabla 4.10). El valor de la viscosidad se mantiene igual a la base a pesar de haber agregado este aditivo a la formulación, lo que indica que no posee capacidad para viscosificar en comparación al A1,

el cual tiene una mayor influencia a medida que se aumenta la cantidad de arcilla organofílica.

Las formulaciones con A11 y A16 no mantienen los valores de las propiedades reológicas de la base, sino que tienen un efecto poco favorable, ocasionando una disminución de las mismas. Además el valor de la viscosidad es bajo con respecto a la base y el polímero de referencia (A1), lo que indica que estos no pueden ser utilizados como viscosificante en el fluido de perforación.

El A17 tiene propiedades reológicas inferiores que la base, por lo tanto no puede ser utilizado para viscosificar.

Tabla 4.10 Propiedades reológicas a 14 lpg de los aditivos nacionales con 8 lb de arcilla organofílica.

Propiedades	Base	FA1	FA10	FA11	FA16	FA17
Viscosidad Plástica (cp)	19	33	19	17	17	14
Punto cedente (lb/100 pie ²)	25	13	23	12	8	9
Gel 10"/10' (lb/100 pie ²)	23/26	6/8	25/30	14/22	5/9	3/4

• **Propiedades reológicas de los fluidos con los aditivos nacionales A14 y A15.**

Los aditivos A14 y A15 son formulados sin controlador de filtrado, debido a que se conoce su eficiencia para cumplir con esta función. El aditivo A15 es la unión del A14 y un surfactante, cuya formulación se observa en la tabla 4.11.

Tabla 4.11 Formulación de los aditivos A14 y A15 a 14 lpg.

Producto	Concentración (lbm/barril)	Tiempo de agitación (min)
Aceite	204,79	----
Aditivo de prueba	14	----
Arcilla organofílica	8	20
Activador polar	6	5
Controlador de filtrado	0	----
Humectante	6	10
Cal Hidratada	2	5
ORIMATITA®	347,45	10

Por políticas de la empresa únicamente se revela el nombre del aditivo A14 el cual es coque.

Al evaluar los esfuerzos de gel del fluido de perforación formulado con el A14 se observa que (ver tabla 4.12) al realizar la comparación de las medidas tomadas a los 10 s y 10 min, que dentro de este periodo de tiempo hay un incremento significativo, lo que evidencia un mejor comportamiento tixotrópico, es decir, formaron una estructura de gel mientras se mantuvieron en estado estático.

Tabla 4.12 Propiedades reológicas de los aditivos A14 y A15 a 14 lpg.

Propiedades	Base	FA1	FA14	FA15
Viscosidad Plástica (cp)	19	33	28	28
Punto cedente (lb/100 pie ²)	25	13	36	36
Gel 10"/10' (lb/100 pie ²)	23/26	6/8	28/36	28/36

Las propiedades reológicas mejoraron con el aditivo A14, lo que evidencia que tiene una alta influencia en las mismas, como se ve en la Figura 4.5 genera un aumento en la viscosidad con respecto a la base, lo que indica que puede ser utilizado como viscosificante. Se le agrego luego de estar formulado un volumen de surfactante, el cual fue de 0.5 ml, y no genero ningún cambio en las mismas.

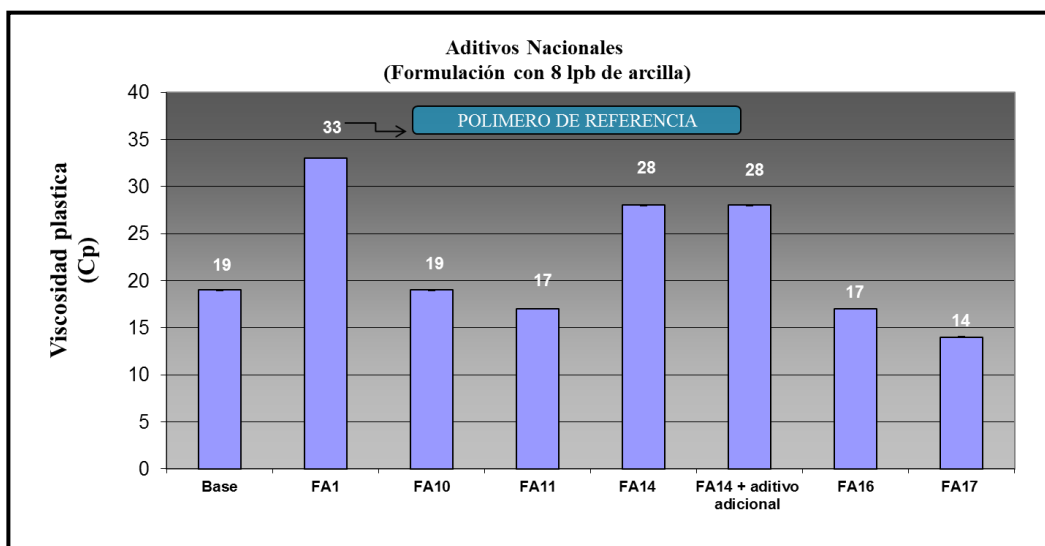


Figura 4.5 Valores de viscosidad plástica del fluido a 14 lpg con aditivos nacionales y 8 lb de arcilla organofílica.

c) Propiedades reológicas de los fluidos a 14lpg utilizando aditivos de prueba provenientes de países aliados a Venezuela (PA).

En esta parte se explica únicamente las formulaciones con los aditivos de países aliados a Venezuela, los cuales son A2, A3, A4, A5, A8, y A9 variando la concentración de arcilla.

• **Aditivos de prueba de países aliados formulados con 4 lb de arcilla organofílica.**

Los resultados reflejan que los aditivos A2, A3, A4, A5, A8, y A9 tienen una gran influencia en la viscosidad del fluido, ya que con una cantidad mínima de arcilla organofílica son capaces de aumentar significativamente esta propiedades del fluido (ver tabla 4.13), demostrando que poseen características muy parecidas al A1, ya que este es un copolímero de tipo estireno-butadieno al igual que el A2, A8, y A9, y estudios han comprobado que este tipo de polímero puede ser utilizado como viscosificante en fluidos de perforación, también con estos resultados se demuestra que los polímeros de tipo poli butadieno como es el caso de A3, A4, y A5 pueden ser usados como viscosificante en los fluidos de perforación base 100% aceite.

Tabla 4.13 Propiedades reológicas del fluido a 14 lpg con los aditivos de países aliados y 4 lb de arcilla organofílica.

Propiedades	Base	FA1	FA2	FA3	FA4	FA5	FA8	FA9
Viscosidad Plástica (cp)	15	25	26	23	39	24	29	29
Punto cedente (lb/100 pie²)	5	5	6	3	7	3	12	12
Gel 10"/10' (lb/100 pie²)	4/4	5/5	3/3	2/4	5/5	3/3	5/5	4/5

La formulación con el A4 fue la que presento el valor más alto de viscosidad, como se puede ver en la Figura 4.6, el menor valor lo presento el A3, sin embargo su comportamiento está cercano al A1, y genera un aumento considerable en comparación a el valor de la base.

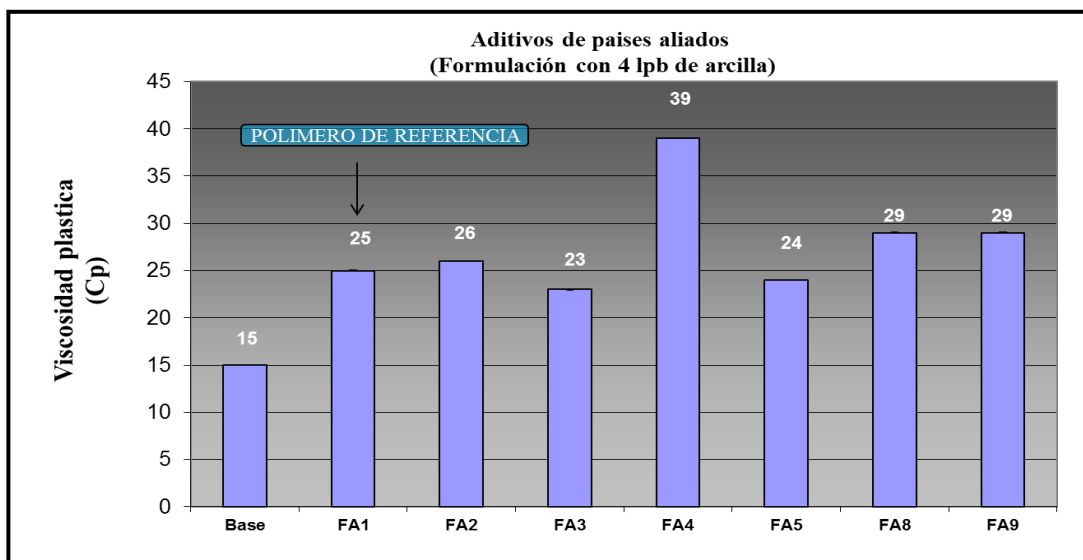


Figura 4.6 Valores de viscosidad plástica del fluido a 14 lpg con aditivos de países aliados y 4 lb de arcilla organofílica.

• **Aditivos de prueba de países aliados formulados con 8 lb de arcilla organofílica.**

Los valores de viscosidad de los fluidos con los aditivos de la tabla 4.14, aumentaron de manera considerable, lo que comprueba que este tipo de polímero tienen un efecto sobre la arcilla organofílica mejorando su función en la formulación, y que además su alto peso molecular influye en este parámetro.

Tabla 4.14 Propiedades reológicas a 14 lpg de los aditivos de países aliados con 8 lb de arcilla organofílica.

Propiedades	Base	FA1	FA2	FA3	FA5	FA9
Viscosidad Plástica (cp)	19	33	48	78	37	50
Punto cedente (lb/100 pie ²)	25	13	19	18	12	33
Gel 10"/10' (lb/100 pie ²)	23/26	6/8	8/12	11/13	7/8	9/10

La formulación con el aditivo A3 fue la que presentó mejores propiedades reológicas en comparación a la base, y también con respecto al A1, demostrando que su comportamiento en el fluido mejora con una mayor cantidad de arcilla organofílica, ya que con 4 lb de este último presentó propiedades bajas con respecto a los demás aditivos de prueba. Algo semejante ocurre con el A9, pero este no solo aumenta la viscosidad sino también aumenta notablemente el punto cedente, lo que indica que mejora la capacidad de suspensión de los sólidos del fluido de perforación.

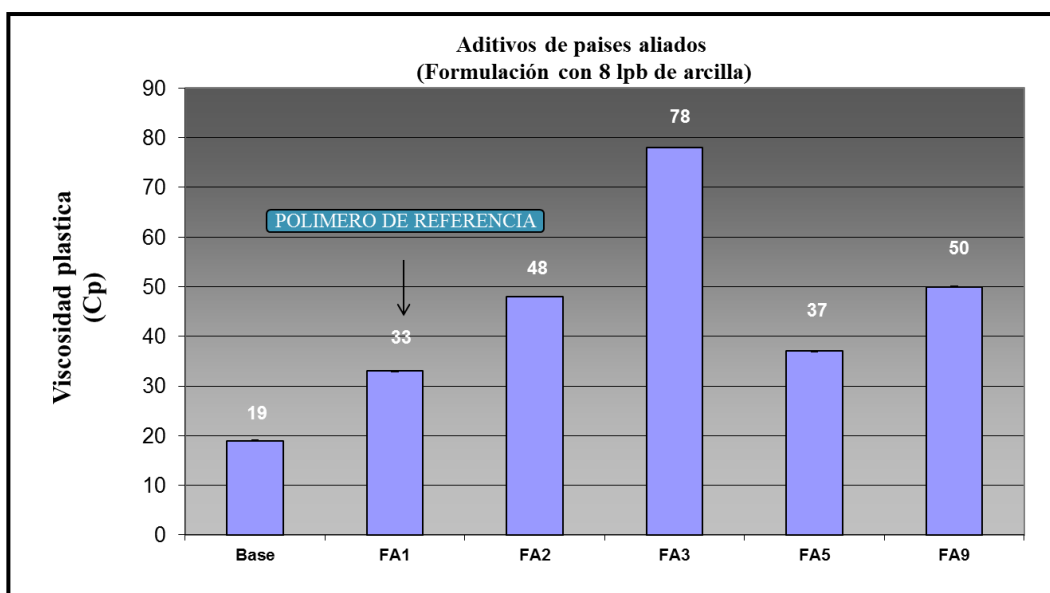


Figura 4.7 Valores de viscosidad plástica del fluido a 14 lpg con los aditivos de países aliados y 8 lb de arcilla organofílica.

En cuanto a A2 y A5 también aumentan su capacidad para viscosificar con respecto al A1 y la base (ver Figura 4.7), las demás propiedades se mantienen bajas, lo que indica que la capacidad de suspensión de los sólidos y limpieza del fluido no mejoran al ser agregado estos aditivos en la formulación.

d) Comparación general de las propiedades reológicas de los fluidos a 14 lpg utilizando aditivos de prueba.

En la tabla 4.15 se observar que los aditivos provenientes de países aliados a Venezuela, generan un mayor aumento en las propiedades reológicas que los nacionales y comerciales, a pesar de que únicamente se agregó a la formulación 4 lpb de arcilla, lo que evidencia que la mayor capacidad para viscosificar los fluidos de perforación a 14 lpg la poseen estos aditivos.

En la tabla 4.16 se observa que por el aumento de arcilla organofílica hay un incremento en la viscosidad, lo que era de esperarse porque esa es la función que ella cumple en el sistema, además se sigue observando que los aditivos de países aliados a Venezuela son los que tienen las mayores viscosidades.

Cabe destacar que, los aditivos A14 y A15 no se encuentran en las tablas generales debido a que fueron formulados con otras cantidades de aditivos (ver tabla 4.11).

Tabla 4.15 Comparación general de las propiedades reológicas de los aditivos de prueba con 4 lb de arcilla.

Aditivos	Cantidad de aditivo para 1bbl (gr)	Propiedades	Referencia		Comerciales		Nacionales		Países aliados a Venezuela					
			Base	A1	A6	A7	A12	A13	A2	A3	A4	A5	A8	A9
Aceite	207,37	L600	35	55	42	39	23	21	58	49	85	51	70	70
Polimero	3,5	L300	20	30	24	21	12	11	32	26	46	27	41	41
Arcilla organofica	4	L200	13	22	18	15	9	7	22	18	33	19	30	30
Baractive	4	L100	9	13	11	9	5	4	13	10	19	11	18	18
Duratone	6	L6	3	3	4	3	2	2	3	3	4	3	4	4
EZ-Mul	6	L3	2	3	4	3	2	1	3	2	3	2	3	3
Cal	2	VP	15	25	18	18	11	10	26	23	39	24	29	29
ORIMATITA®	355,36	PC	5	5	6	3	1	1	6	3	7	3	12	12
		geles (10seg/10min)	4/4	5/5	4/10	3/5	2/2	2/2	3/3	2/4	5/5	3/3	5/5	4/5

Tabla 4.16 Comparación general de las propiedades reológicas de los aditivos de prueba con 8 lb de arcilla.

Aditivos	Cantidad de aditivo para 1bbl (gr)	Propiedades	Referencia		Comerciales		Nacionales				Países aliados a Venezuela			
			Base	A1	A6	A7	A10	A11	A16	A17	A2	A3	A5	A9
Aceite	204,43	L600	63	79	66	63	61	46	42	37	115	168	86	133
Polimero	3,5	L300	44	46	39	36	42	29	25	23	67	93	49	83
Arcilla organofica	8	L200	38	34	27	27	35	23	19	17	50	71	36	63
Baractive	6	L100	31	21	20	17	28	17	12	10	30	44	23	40
Duratone	6	L6	27	7	11	7	22	10	4	4	9	12	7	10
EZ-Mul	6	L3	26	6	11	6	22	10	3	3	8	11	6	9
Cal	2	VP	19	33	27	27	19	17	17	14	48	78	37	50
ORIMATITA®	352,3	PC	25	13	12	9	23	12	8	9	19	18	12	33
		geles (10seg/10min)	23/26	6 / 8	5 / 13	4 / 8	25/30	14/22	5 / 9	3 / 4	8 / 12	11 / 13	7 / 8	9 / 10

4.2.2 Propiedades reológicas de los fluidos a 16,5 lpg.

Los aditivos de prueba que generaron mejores resultados con respecto a su influencia en la viscosidad del fluido fueron los que se formularon a esta densidad, para conocer su comportamiento con un mayor porcentaje de sólidos en el sistema. Las cantidades de productos utilizados para su formulación se encuentran en la tabla 4.17, se decidió bajar la cantidad de arcilla organofílica debido a que se demostró en la etapa anterior, la cual fue a 14 lpg, que los polímeros A1, A2, A3, A4, A5, y A6 tienen una alta capacidad para viscosificar.

Tabla 4.17 Formulación de fluido base aceite de 16,5 lpg

Producto	Concentración (lbm/barril)	Tiempo de agitación (min)
Aceite	184,41	----
Aditivo de prueba	3,5	----
Arcilla organofílica	6	20
Activador polar	4	5
Controlador de filtrado	6	10
Humectante	6	10
Cal Hidratada	2	5
ORIMATITA®	481,37	10

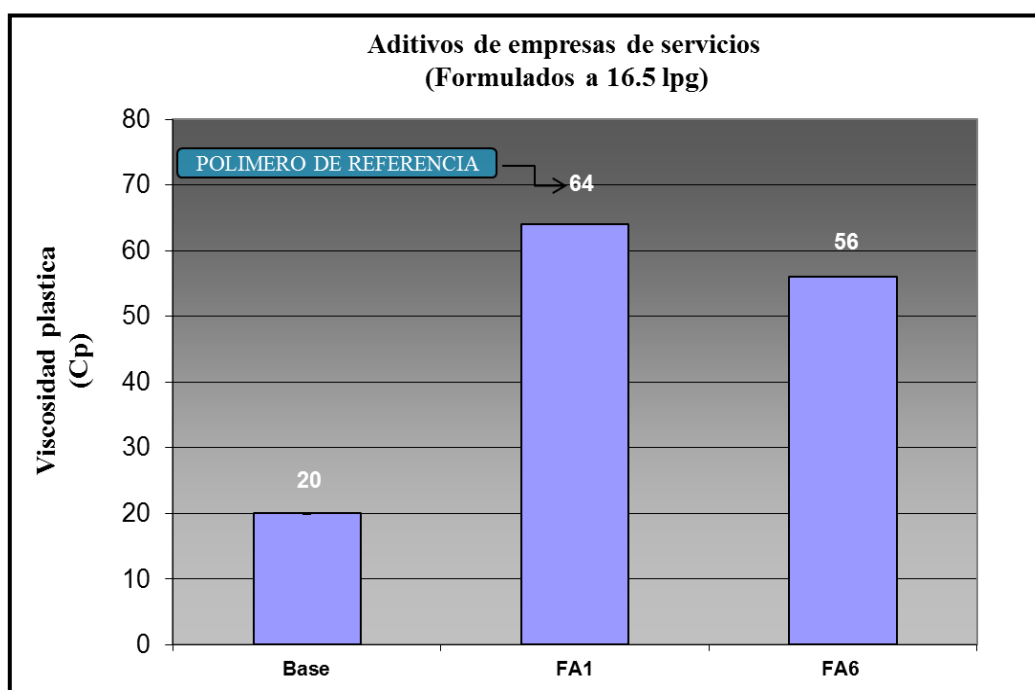
a) Propiedades reológicas de los fluidos a 16,5 lpg utilizando aditivos de pruebas comerciales.

El aditivo A6 sigue demostrando que posee una alta capacidad para viscosificar, como se observa en la tabla 4.18, además el punto cedente y los geles aumentaron significativamente, esto se debe a que se tiene mayor cantidad de sólidos en el fluido.

Tabla 4.18 Propiedades reológicas de los aditivos comerciales formulados a 16,5 lpg.

Propiedades	Base	FA1	FA6
Viscosidad Plástica (cp)	20	64	56
Punto cedente (lb/100 pie ²)	10	43	53
Gel 10"/10' (lb/100 pie ²)	6/8	18/35	38/55

En la figura 4.8 se observa la diferencia que existe entre la viscosidad de la base, el aditivo A1 y A6. Notándose un aumento del doble de la viscosidad de la base.

**Figura 4.8** Valores de viscosidad plástica de los fluidos a 16.5 lpg utilizando aditivos comerciales.

b) Propiedades reológicas de los fluidos a 16,5 lpg utilizando aditivos de prueba provenientes de países aliados.

Se puede observar que la capacidad de viscosificar de estos aditivos no varía con la densidad. Sin embargo los valores del punto cedente aumentan en comparación a la base, lo que comprueba que la arcilla influye conjuntamente con los aditivos de prueba en este parámetro, al igual que en los resultados de los geles. Hay que mencionar además, que el comportamiento de los geles con el tiempo refleja que se tienen geles de tipo progresivo (fuerte), los cuales comienza bajos, pero aumenta consistentemente con el tiempo, lo que no es favorable ya que pueden crear problemas como tasas de bombeo (caudales) excesivas para romper la circulación, pérdida de circulación, suabeo del agujero, etc. En la tabla 4.19 se puede observar las propiedades reológicas de los aditivos de prueba de países aliados a 16,5 lpg.

Tabla 4.19 Propiedades reológicas de los aditivos de países aliados a 16,5 lpg.

Propiedades	Base	FA1	FA2	FA3	FA4	FA5
Viscosidad Plástica (cp)	20	64	56	76	95	53
Punto cedente (lb/100 pie²)	10	43	24	29	40	15
Gel 10"/10' (lb/100 pie²)	6/8	18/35	8/14	7/12	12/30	8/10

El aditivo 4 (A4) tiende a incrementar la viscosidad de forma significativa cuando se tiene pocas cantidades de arcilla organofílica en el fluido, lo que es favorable para el estudio debido al que se requiere de un aditivo con propiedad viscosificante, además de otras exigencias para sustituir al A1. El valor de la viscosidad del fluido cuando son agregados los aditivos A2, A3, A4, A5 se observa en la Figura 4.9.

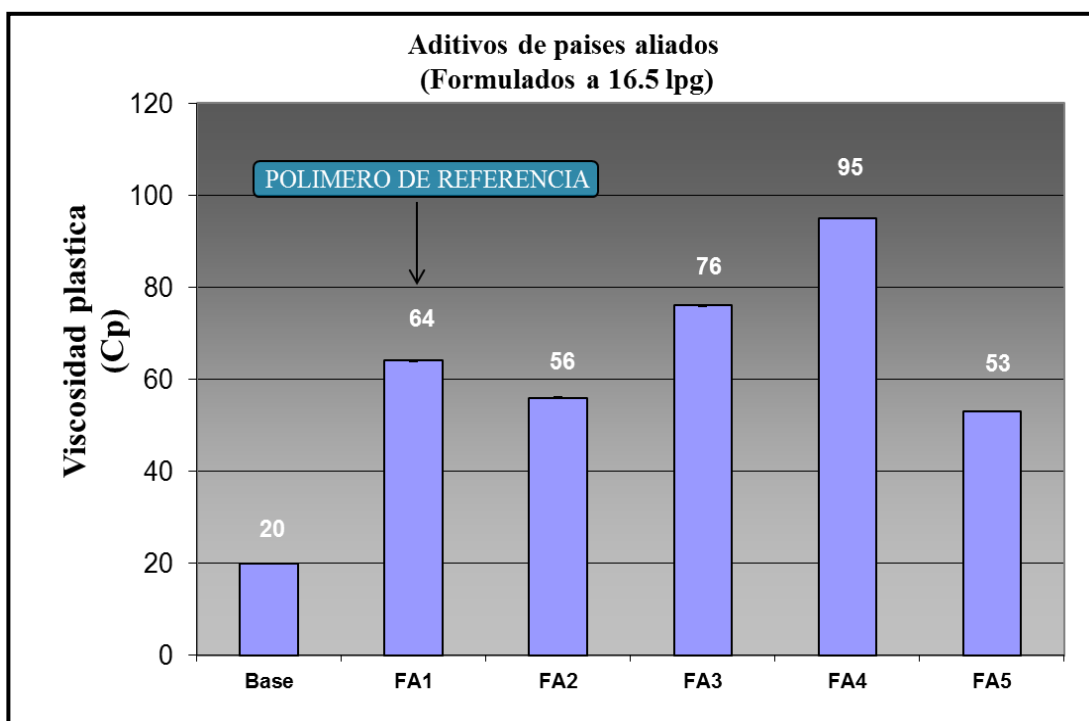


Figura 4.9 Valores de viscosidad plástica de los fluidos a 16,5 lpg utilizando aditivos de países aliados.

c) Comparación general de las propiedades reológicas de los fluidos a 16,5 lpg utilizando aditivos de prueba.

En la tabla 4.19 se observa que tanto el aditivo comercial como los aditivos PA tienen capacidad para viscosificar el fluido, el aditivo A4 refleja no necesitar de altas cantidades de arcilla para aumentar considerablemente la viscosidad, al igual que los demás aditivos PA pero en menor proporción.

Tabla 4.20 Propiedades reológicas de los fluido a 16,5 lpg utilizando aditivos de prueba.

Aditivos	Cantidad de aditivo para 1bbl (gr)	Propiedades	Referencia		Comecial	Paises aliados a Venezuela			
			Base	A1	A6	A2	A3	A4	A5
Aceite	184.41	L600	50	171	165	136	181	230	120
Polimero	3.5	L300	30	107	109	80	105	135	68
Arcilla organofica	6	L200	24	83	89	60	77	100	50
Baractive	4	L100	16	57	65	37	45	61	30
Duratone	6	L6	6	21	36	10	10	12	8
EZ-Mul	6	L3	5	21	36	8	7	7	6
Cal	2	VP	20	64	56	56	76	95	53
ORIMATITA®	481.37	PC	10	43	53	24	29	40	15
		geles (10seg/10min)	6 / 8	18 / 35	38 / 55	8 / 14	7 / 12	12 / 30	8 / 10

4.2.3 Propiedades reológicas de los fluidos a 18 lpg

Se decidió evaluar los fluidos a 18 lpg debido a que la ORIMATITA® puede ser aplicada como material densificante en fluidos de perforación 100% aceite a la misma. Y además se conoce que el aditivo a sustituir funciona de una manera eficiente a 18 lpg. Se decidió bajar la concentración de arcilla porque los valores de viscosidad a 16,5 lpg fueron muy elevados, y por lo tanto su incremento será mayor a esta densidad, porque hay mayor cantidad de sólidos en sistema del fluido. La concentración de producto utilizado para la formulación a esta densidad se encuentra en la tabla 4.21.

Tabla 4.21 Formulación de fluido base aceite de 18 lpg

Producto	Concentración (lbm/barril)	Tiempo de agitación (min)
Aceite	172,06	----
Aditivo de prueba	3,5	----
Arcilla organofílica	4	20
Activador polar	4	5
Controlador de filtrado	6	10
Humectante	6	10
Cal Hidratada	2	5
ORIMATITA®	558,74	10

a) Propiedades reológicas de los fluidos a 18 lpg utilizando aditivos comerciales.

Se formuló con este aditivo porque es un producto comercial, y puede ser utilizado como una alternativa en el caso de no poder adquirir el A1 en el mercado, y no por tener los mejores resultados a la densidad de 16,5 lpg.

En la tabla 4.22 se pueden verificar las propiedades reológicas del fluido formulado con el A6, el mismo es viscosificante, mantiene el valor del punto cedente, pero no posee la facultad para conservar la propiedad gelificante del fluido, lo que pudiese influir negativamente en su capacidad para mantener en suspensión los sólidos.

Tabla 4.22 Propiedades reológicas de los aditivos comerciales formulados a 18 lpg.

Propiedades	Base	FA1	FA6
Viscosidad Plástica (cp)	30	64	53
Punto cedente (lb/100 pie ²)	23	30	25
Gel 10"/10' (lb/100 pie ²)	25/34	15/18	17/19

En la Figura 4.10 se puede notar con más claridad que el A6 aumenta la viscosidad del fluido con respecto al valor de la base, aunque no en la proporción que lo hace el A1. Sin embargo se sabe que este puede ser aplicado para cumplir con las funciones de viscosificante y controlador de filtrado al igual que el aditivo de referencia.

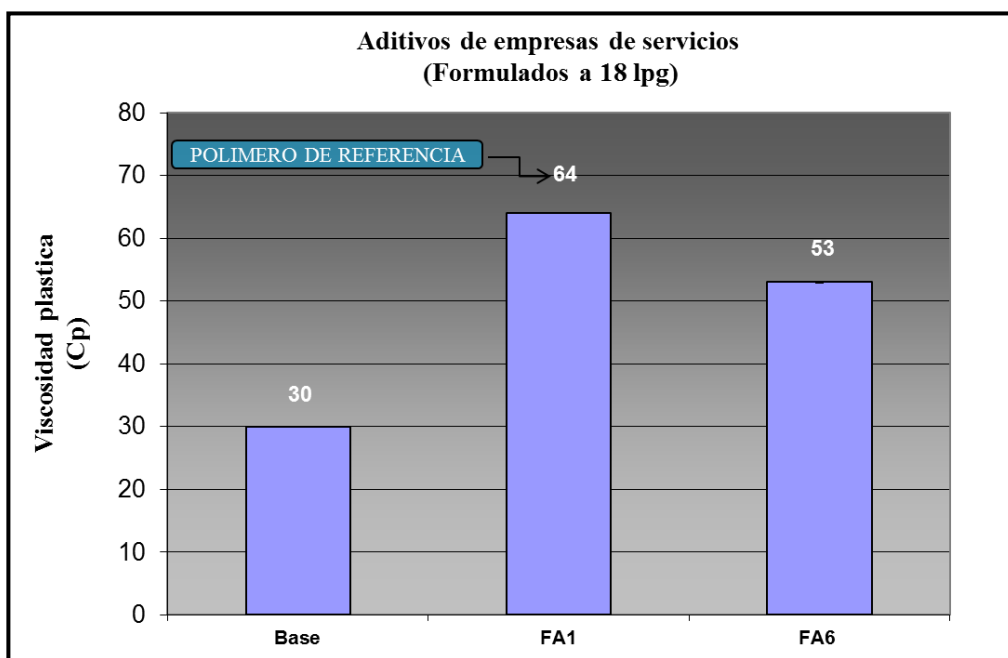


Figura 4.10 Valores de viscosidad plástica de aditivos de empresas de servicios formulados a 18 lpg.

b) Propiedades reológicas de los fluidos a 18 lpg. utilizando aditivos provenientes de países aliados.

Hay un incremento considerable en los valores de viscosidad y punto cedente del fluido (ver figura 4.11), al ser agregados los aditivos de prueba de la tabla 4.23, estos valores pueden optimizarse disminuyendo la concentración de aditivo de prueba o la cantidad de arcilla organofílica en la formulación, para evitar complicaciones al bombear el fluido a través del sistema de circulación en campo.

Tabla 4.23 propiedades reológicas de los aditivos de países aliados a 18 lpg.

Propiedades	Base	FA1	FA2	FA3	FA4
Viscosidad Plástica (cp)	30	64	74	97	105
Punto cedente (lb/100 pie²)	23	30	29	31	33
Gel 10"/10' (lb/100 pie²)	25 / 34	15 / 18	15 / 22	15 / 24	15 / 23

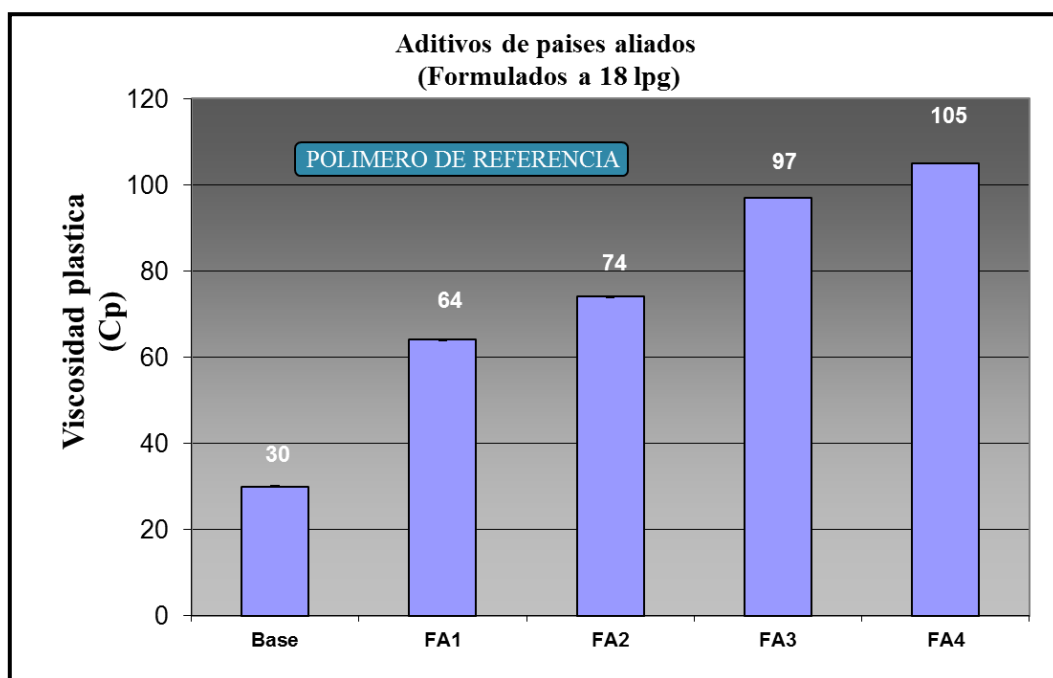


Figura 4.11 Valores de viscosidad plástica de los fluidos a 18 lpg utilizando aditivos de países aliados.

c) Comparación general de las propiedades reológicas de los fluidos a 18 lpg utilizando aditivos de prueba.

Los fluidos formulados con los aditivos de países aliados a 18 lpg con 4lb de arcillas tienen dificultad para agitarse, lo indica que el aumento de viscosidad es muy alto, por lo que se debe controlar esta propiedad. A diferencia del

aditivo comercial que tiene capacidad para viscosificar, sin embargo su valor es más bajo que el de los demás.

Tabla 4.24 Propiedades reológicas de los fluido a 18 lpg utilizando aditivos de prueba.

Aditivos	Cantidad de aditivo para 1bbl (gr)	Propiedades	Referencia		Comercial	Países aliados a Venezuela		
			Base	A1	A6	A2	A3	A4
Aceite	172,06	L600	83	158	131	177	225	243
Polimero	3,5	L300	53	94	78	103	128	138
Arcilla organofica	4	L200	42	71	60	75	98	105
Baractive	4	L100	31	44	39	46	60	64
Duratone	6	L6	17	15	15	15	17	19
EZ-Mul	6	L3	18	13	13	13	15	15
Cal	2	VP	30	64	53	74	97	105
ORIMATTA®	558,74	PC	23	30	25	29	31	33
		geles (10seg/10min)	25 / 34	15 / 18	17 / 19	15 / 22	15 / 24	15 / 23

4.2.4 Propiedades reológicas de los fluidos a 12.5 lpg.

A la densidad de 14 lpg los aditivos que resultaron tener un comportamiento general poco favorable para el estudio, se decidió formularlos a una densidad menor, para verificar si su comportamiento mejora en el sistema del fluido con menor cantidad de sólidos. Además se formulan con la más alta cantidad de arcilla organofílica (8 lb) utilizada en esta investigación para garantizar la mejora de las propiedades reológicas. La cantidad de producto utilizada para la formulación se encuentra en la tabla 4.25.

Tabla 4.25 Formulación de fluido base aceite de 12.5 lpg

Producto	Concentración (lbm/barril)	Tiempo de agitación (min)
Aceite	217,67	----
Aditivo de prueba	3,5	----
Arcilla organofílica	8	20
Activador polar	6	5
Controlador de filtrado	6	10
Humectante	6	10
Cal Hidratada	2	5
ORIMATITA®	276,04	10

a) Propiedades reológicas de los fluidos a 12.5 lpg utilizando aditivos de comerciales.

Con el aditivo A7 no se observaron cambios significativos en las propiedades reológicas del fluido como se visualiza en la tabla 4.26 estas no varían en comparación a la formulación base a 12.5 lpg, y con respecto al A1 no tiene capacidad para mejorar estas propiedades.

Tabla 4.26 Propiedades reológicas de los aditivos comerciales a 12.5 lpg.

Propiedades	Base	FA1	FA7
Viscosidad Plástica (cp)	19	28	19
Punto cedente (lb/100 pie ²)	4	17	5
Gel 10"/10' (lb/100 pie ²)	3/8	5/13	4/10

En el caso de la viscosidad se observa (ver Figura 4.12) que el aditivo 7 no tiene ninguna influencia sobre este parámetro, a diferencia del A1 que afecta de forma eficiente a la misma, por lo tanto no cumple con una de las característica necesaria para sustituir a este aditivo.

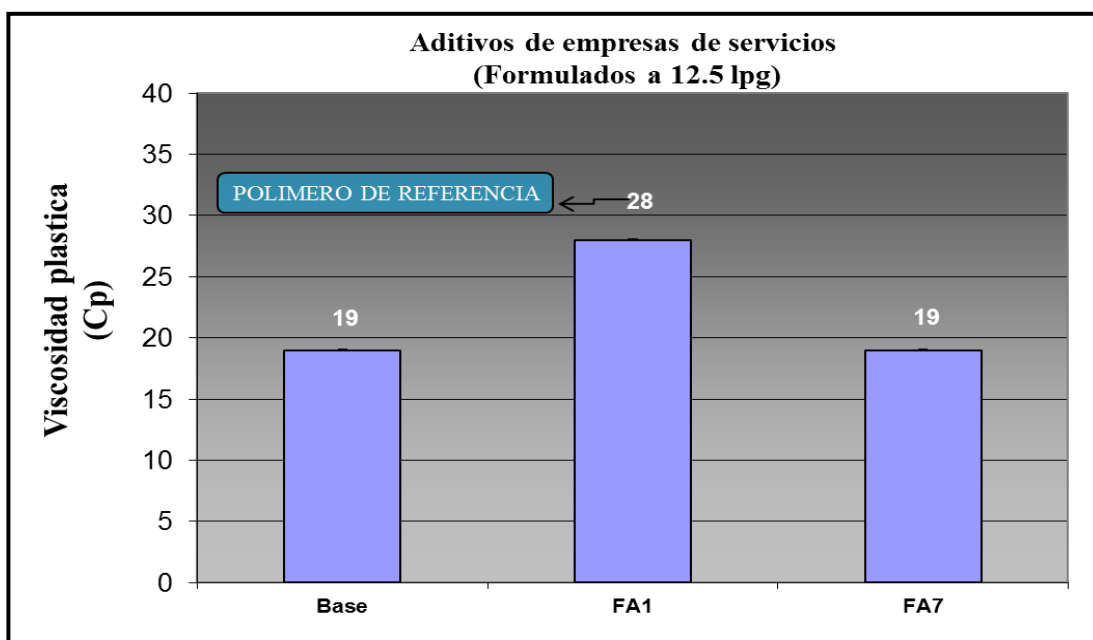


Figura 4.12 Valores de viscosidad plástica de los fluidos a 12,5 lpg utilizando aditivos comerciales.

b) Propiedades reológicas de los fluidos a 12.5 lpg utilizando aditivos de prueba de origen nacionales.

Después de optimizar el mezclado se logró la dispersión del aditivo A12, y se puede notar en la tabla 4.27 que mejora su capacidad de viscosificar con respecto a la base, pero no mejora los valores de punto cedente y geles del fluido.

Tabla 4.27 Propiedades reológicas de los aditivos nacionales a 12,5 lpg.

Propiedades	Base	FA1	FA12	FA13
Viscosidad Plástica (cp)	19	28	23	19
Punto cedente (lb/100 pie ²)	4	17	1	1
Gel 10"/10' (lb/100 pie ²)	3/8	5/13	3/6	3/5

El fluido con A13 no genero cambio en la viscosidad (ver Figura 4.13), pero si disminuye el punto cedente y los geles, lo que pudiese treaerconsigo una baja limpieza del hoyo y poca suspension de los solidos en condiciones estaticas.

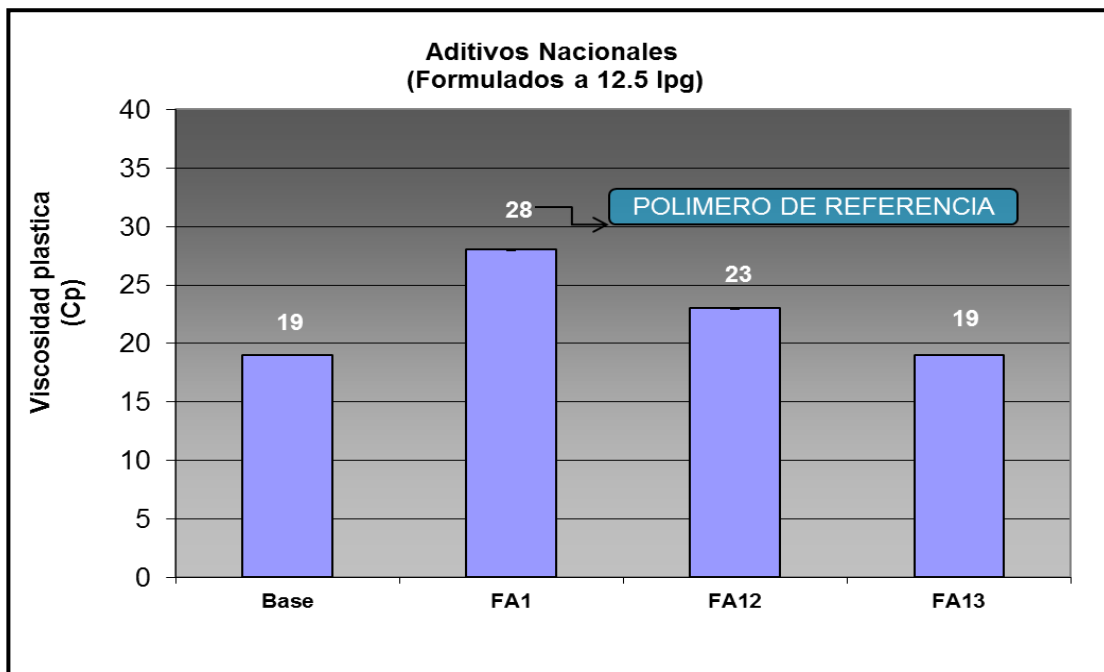


Figura 4.13 Valores de viscosidad plástica de los fluidos a 12.5 lpg utilizando aditivos nacionales.

c) Propiedades reológicas de los fluidos a 12.5 lpg utilizando aditivos de pruebas de provenientes de países aliados.

En comparación al fluido base se tiene que tanto el A8 y A9 mejoran las propiedades reológicas, el primero en mayor proporción que el segundo, lo que indica que el A8 actúa como viscosificante, y a su vez mejora la facultad del fluido para mantener la limpieza del hoyo. Como se nota en la tabla 4.28 ambos posee un comportamiento tixotrópico, ya que los geles aumentan a lo largo del tiempo. Pero aun así estos valores se consideran bajos en relación al fluido base, lo que refleja que estos no tienen una buena capacidad para mantener en suspensión los sólidos en condiciones estáticas (IMCO, s.f.).

Tabla 4.28 Propiedades reológicas de los aditivos de países aliados a 12.5 lpg.

Propiedades	Base	FA1	FA8	FA9
Viscosidad Plástica (cp)	19	28	36	22
Punto cedente (lb/100 pie²)	4	17	14	6
Gel 10"/10' (lb/100 pie²)	3/8	5/13	4/5	5/7

El mayor aumento de viscosidad se genera agregando el A8 a la formulación con se puede ver en la Figura 4.14, lo que indica que a esta densidad su influencia en este parámetro es alta, ya que se tiene poca cantidad de sólidos y aun así su incremento es significativo.

El incremento del valor del punto cedente se debe a la cantidad de arcilla organofílica presente en el sistema del fluido, ya que este es causado por la interacción entre las partículas sólidas tales como las arcillas, que poseen capacidad viscosificante. Esta interacción es ocasionada por las cargas negativas y positivas localizadas en la superficie y las aristas de las láminas de arcilla (IMCO, s.f.).

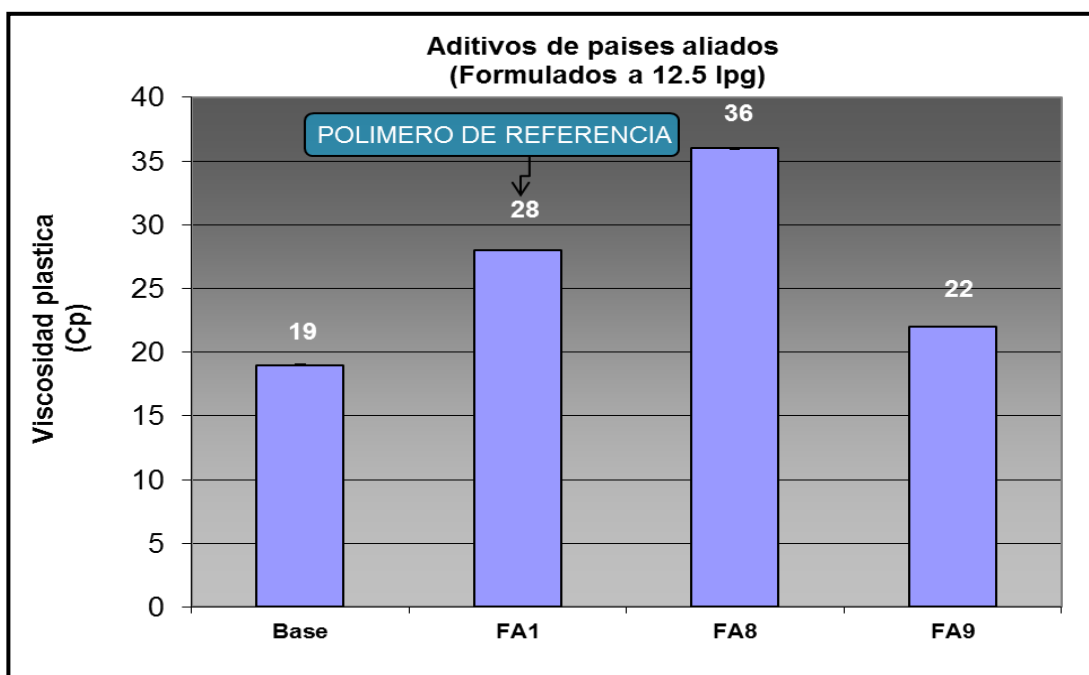


Figura 4.14 Valores de viscosidad plástica de los fluidos a 12,5 lpg utilizando aditivos de países aliados.

a) Comparación general de las propiedades reológicas de los fluidos a 12,5 lpg utilizando aditivos de prueba.

El aditivo nacional A12 tiene mayor viscosidad que el comercial A7, sin embargo su valor no es mayor al A1, ni que los aditivos de países aliados, lo que indica que A8 y A9 pueden viscosificar (Tabla 4.29).

Tabla 4.29 Propiedades reológicas de los fluidos a 12.5 utilizando aditivos de prueba.

Aditivos	Cantidad de aditivo para 1bbl (gr)	Propiedades	Referencia		Comercial	Nacionales		Países aliados a Venezuela	
			Base	A1	A7	A12	A13	A8	A9
Aceite	217.67	L600	42	73	43	47	39	86	50
Polimero	3.5	L300	23	45	24	24	20	50	28
Arcilla organofica	8	L200	18	34	18	20	15	38	21
Baractive	6	L100	11	21	10	11	10	22	12
Duratone	6	L6	3	6	4	3	3	5	3
EZ-Mul	6	L3	3	4	3	3	3	3	3
Cal	2	VP	19	28	19	23	19	36	22
ORIMATITA®	276.04	PC	4	17	5	1	1	14	6
geles (10seg/10min)			3/8	5/13	4/10	3/6	3/5	4/5	5/7

4.2.5 Propiedades reológicas de los fluidos a 16.5 lpg con 1,5 lpb de aditivo reductor de abrasión.

En esta etapa de la investigación se formulan solo los aditivos que resultaron tener la mayor influencia en las propiedades reológicas del fluido a lo largo del estudio, los cuales fueron el A2, A3, y A4 todos provenientes de países aliados. La cantidad de producto utilizado para la formulación a 16.5 lpg con 1.5 lb de aditivo de prueba se observa en la tabla 4.30.

Con la reducción de la concentración de aditivo de prueba se desea conocer su rango mínimo de aplicación para el control de las propiedades reológicas del fluido. Además permite determinar si con poca cantidad de aditivo aun ejercen la función de viscosificar el sistema.

Tabla 4.30 Formulación de fluido de perforación a 16.5 lpg, con 1.5 lpb de aditivo de prueba.

Producto	Concentración (lbm/barril)	Tiempo de agitación (min)
Aceite	186,16	----
Aditivo de prueba	1,5	----
Arcilla organofílica	6	20
Activador polar	4	5
Controlador de filtrado	6	10
Humectante	6	10
Cal Hidratada	2	5
ORIMATITA®	481,62	10

El A2 es un polímero tipo estireno-butadieno, que presenta características similares al A1, además poseen altos pesos moleculares lo que permite que actúen como viscosificante en el fluido. Esto último se comprueba con los resultados de la tabla 4.31, los cuales refleja que a pesar de la disminución de la concentración del mismo aún sigue aumentando las propiedades reológicas del fluido.

Tabla 4.31 Propiedades reológicas a 16.5 lpg con 1.5 lb de aditivo de prueba.

Propiedades	Base	FA1	FA2	FA3	FA4
Viscosidad Plástica (cp)	20	26	27	34	36
Punto cedente (lb/100 pie²)	10	21	12	19	18
Gel 10"/10' (lb/100 pie²)	6/8	10/12	7/10	10/12	10/14

Los polímeros A3 y A4 de tipo poli butadieno demuestran tener mayor influencia en la viscosidad del fluido (ver Figura 4.15) que los estireno-butadieno como es el caso del A1, esto también se observó en el estudio a 16.5 lpg con 3.5 lb de arcilla organofílica (ver tabla 4.19).

El valor del punto cedente del A1 es mayor que el de los demás aditivo de prueba, debido a que el polímero se absorbe sobre la arcilla, aumentado la interacción entre las partículas sólidas, y por ende aumenta el valor de este parámetro. Este fenómeno no se observa en gran magnitud en los polímeros A3 y A4, sin embargo tienen la capacidad de controlar esta propiedad.

Por lo que se refiere a los geles siguen manteniendo un comportamiento tixotrópico. El valor de este parámetro aumenta con respecto al tiempo, pero no de forma considerable como para presentarse problemas de circulación, una vez el lodo haya estado en reposo en el hoyo (IMCO, s.f.).

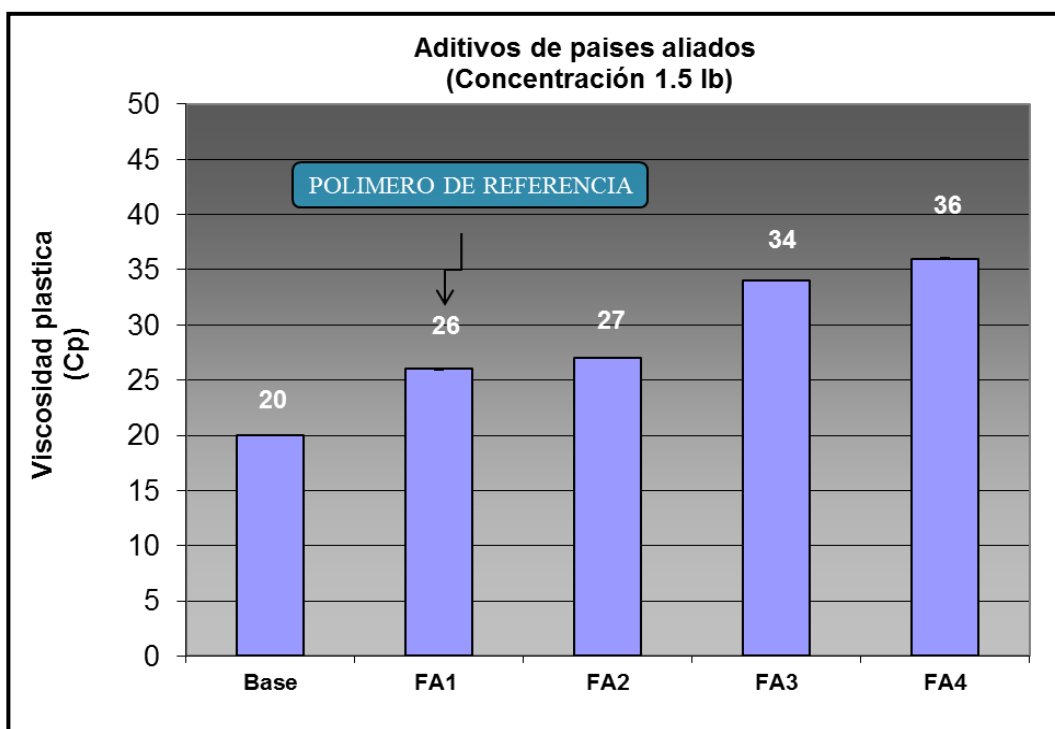


Figura 4.15 Valores de viscosidad plástica a 16.5 lpg con 1.5 lb de aditivo de prueba.

4.2.6 Propiedades reológicas a 16.5 lpg.

El aditivo A1 ya se ha probado en fluidos de perforación utilizados en campo a la concentración de 0,5 lb, y ha generado buenos resultados, razón por la cual se decide evaluar los aditivos de prueba a la misma. La cantidad de producto utilizado para la formulación se encuentra en la tabla 4.32.

Tabla 4.32 Formulación de fluido de perforación a 16.5 lpg, con 0.5 lpb de aditivo de prueba.

Producto	Concentración (lbm/barril)	Tiempo de agitación (min)
Aceite	187,03	----
Aditivo de prueba	0,5	----
Arcilla organofílica	6	20
Activador polar	4	5
Controlador de filtrado	6	10
Humectante	6	10
Cal Hidratada	2	5
ORIMATITA®	481,75	10

Sigue reflejando un aumento en la viscosidad, el punto cedente y aumento de los geles en el fluido (ver tabla 4.33), lo que indica que estos aditivos influyen propiedades reológicas. Esto es beneficioso para la perforación ya que se requiere que los rípios de gran tamaño sean depositados en el tanque de decantación, además tener un fluido con buenas propiedades garantiza el buen funcionamiento de las bombas y una adecuada velocidad de circulación.

Tabla 4.33 Propiedades reológicas a 16.5 lpg con 0.5 lpb de aditivo de prueba.

Propiedades	Base	FA1	FA2	FA3	FA4
Viscosidad Plástica (cp)	20	19	21	23	22
Punto cedente (lb/100 pie²)	10	13	11	15	14
Gel 10"/10' (lb/100 pie²)	6/8	8/10	10/10	10/12	10/11

Con respecto a la viscosidad se puede notar en la Figura 4.16 que el A1 a esta concentración pierde su capacidad para viscosificar el fluido, aun así la disminución en comparación a la base no es significativa, en el caso del A2, A3, y A4 siguen aumentando esta propiedad pero ya no en gran magnitud, sin embargo esto refleja la eficiencia de estos aditivos como viscosificante.

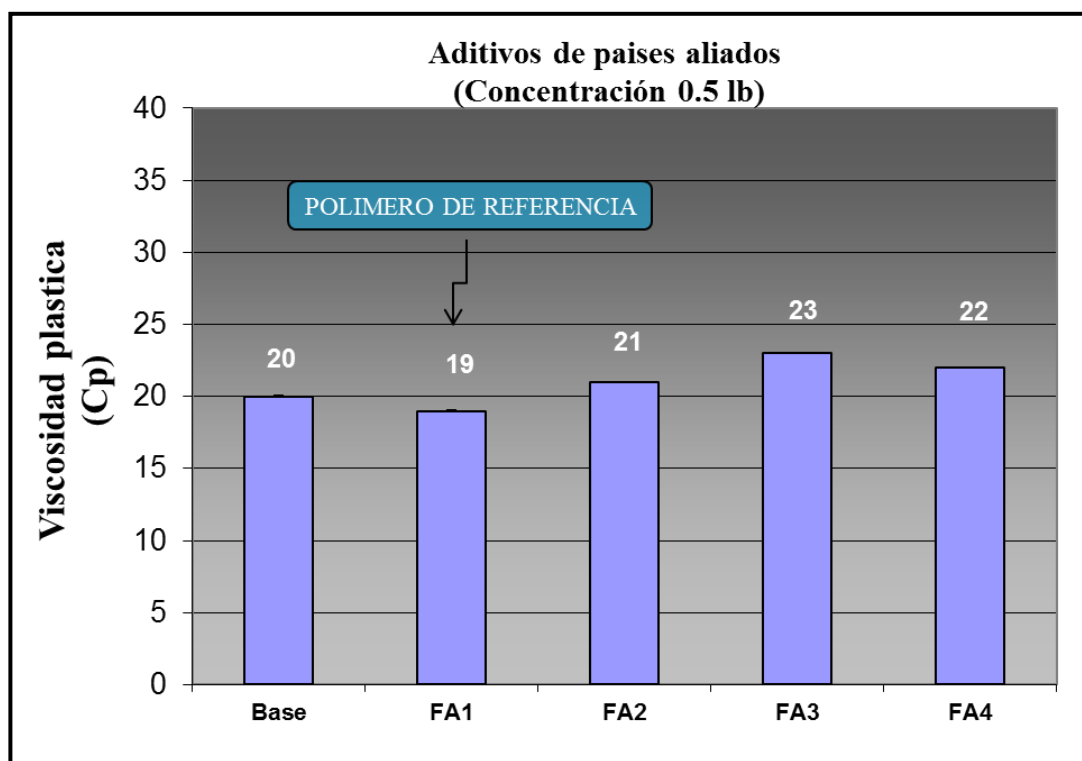


Figura 4.16 Valores de viscosidad plástica a 16.5 lpg con 0.5 lb de aditivo de prueba.

4.2.7 Propiedades Reológicas del fluido de perforación densificado con Barita, sin aditivo de prueba a 16.5 lpg.

La evaluación de las propiedades reológicas de la Barita en el fluido de perforación es necesaria para realizar la comparación de las mismas con las del fluido densificado con ORIMATITA®, con el fin de establecer diferencias entre los distintos densificantes.

Tabla 4.34 Propiedades reológicas del fluido sin aditivo de prueba a 16.5 lpg, con Barita y ORIMATITA®.

Propiedades	ORIMATITA®	Barita
Viscosidad Plástica (cp)	20	25
Punto cedente (lb/100 pie ²)	10	2
Gel 10"/10' (lb/100 pie ²)	6/8	3/3

Como se observa en la tabla 4.34 el fluido con el densificante tradicional (Barita) presenta mayor valor de viscosidad, debido al aumento del porcentaje de sólidos en el sistema, ya que se requiere mayor cantidad de Barita que de ORIMATITA® para llegar a la misma densidad.

El punto cedente, es comúnmente relacionado con la capacidad que tiene el fluido para realizar las labores de limpieza en el hoyo mientras está circulando (IMCO, s.f.). Se puede decir que el fluido con ORIMATITA® presenta mayor capacidad de limpieza del hoyo, que el fluido con barita, sin embargo esto depende de las condiciones del pozo en el cual se decida aplicar este fluido.

4.2.8 Comportamiento reológico de soluciones aceite/aditivo.

Luego de observar la influencia en la viscosidad de la arcilla y los aditivos evaluados en los fluidos formulados a diferentes densidades (12.5, 14, 16.5 y 18 lpg), se realizó la dispersión de cada uno a una concentración de 3.5 lpb en aceite, con el fin de observar el comportamiento reológico, verificando así la influencia de los mismos en el aceite, estas soluciones fueron comparadas con el aceite mineral.

Se observa en la figura 4.17 que A1 y A6 tienen influencia en la viscosidad del aceite, produciendo el aumento de la misma, a diferencia del A7 que no generó ningún cambio en el comportamiento reológico del aceite.

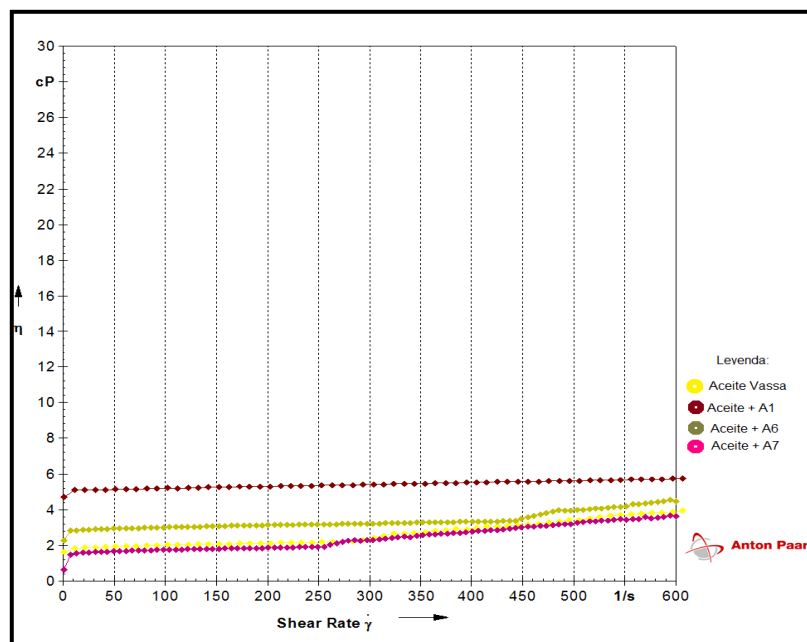


Figura 4.17 Comportamiento reológico de solución aceite / aditivo comerciales.

Los aditivos nacionales no presentan influencia en la viscosidad del aceite, ya que el comportamiento es similar al del aceite sin aditivo (figura 4.18).

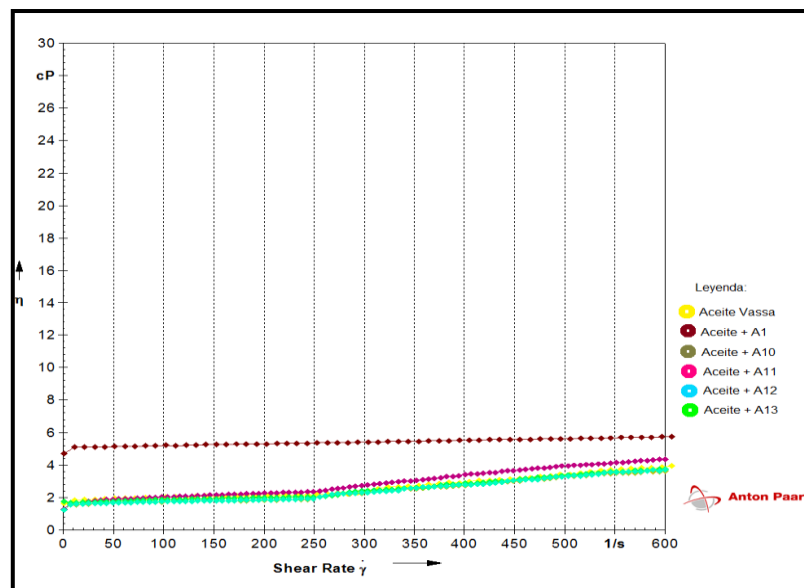


Figura 4.18 Comportamiento reológico de solución aceite / aditivo nacional.

Los aditivos de países aliados presentan mayor influencia en viscosidad incluso que el aditivo A1, como se observa en la figura 4.19, el aditivo que muestra mayor viscosidad es el A4.

Se comprueba que los resultados del comportamiento reológico de las soluciones aceite/aditivo de prueba concuerda con los resultados del estudio realizado (en la parte 4.2.1) a la densidad de 14 lpg en el cual se observa que los aditivos de países aliados tienen una alta capacidad para viscosificar el fluido de perforación base aceite.

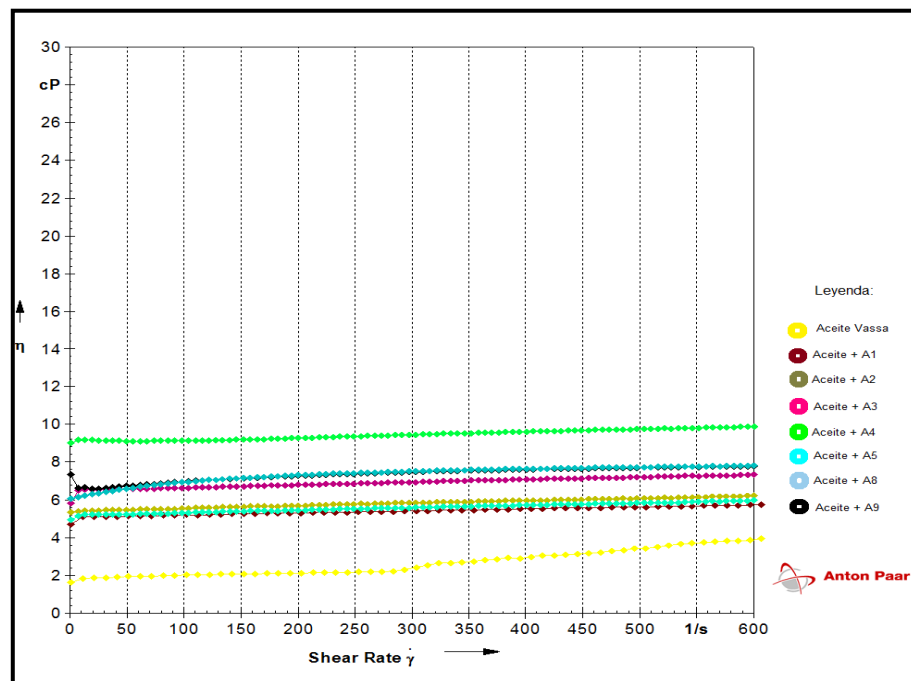


Figura 4.19 Comportamiento reológico de solución aceite / aditivo PA.

4.3 ÍNDICE DE ABRASIVIDAD RELATIVA (IAR) DE LOS FLUIDOS UTILIZANDO ADITIVOS ALTERNATIVOS COMO POSIBLES REDUCTORES DE ABRASIÓN.

El principal obstáculo técnico en la incorporación del óxido de hierro (hematita) como material densificante en los fluidos de perforación ha sido el efecto de abrasividad de sus partículas sobre los equipos de perforación de pozos.

La abrasión corresponde a la pérdida de material o desgaste producido por partículas que penetran en una superficie ocasionando deformación plástica y/o arrancando virutas (Belisario, 2001).

El estudio del IAR de los fluidos de perforación densificados con ORIMATITA® utilizando aditivos de prueba como posibles reductores de abrasión permite tener alternativas tecnológicas para la disminución del desgaste que ocasionan los mismos en los equipos de perforación.

La evaluación experimental tuvo como base el índice de abrasión relativa reportado por cada formulación densificada con ORIMATITA®, agentes densificantes manufacturados según condiciones de molienda específicas. Con ello se buscó establecer un criterio de comparación entre los índices de abrasión aportados por el fluido sin ningún aditivo de prueba (base), con el aditivo de referencia (A1), y con los diferentes aditivos de prueba evaluados en esta investigación en un rango de densidad específico.

Se calculó la abrasividad del material densificante en mg/min, fundamentándose en las bases referidas en la Norma API 13I modificada por INTEVEP, y por la propuesta para evaluar la nueva metodología de determinación del índice de abrasividad relativa publicada por Quercia y otros en el 2009.

Es importante mencionar que el IAR según lo establecido en la norma API 13I (actual ISO 10416:2002) debe ser menor a 3 mg/ min. Cabe destacar que en este estudio no se obtuvo ningún valor de IAR superior a lo establecido en la norma, incluso en los fluidos sin aditivo reductor, las cuales serán tomadas como referencias.

4.3.1 IAR de los fluidos de perforación a 14lpg

Se tomó la densidad de 14 lpg como matriz inicial del estudio, la cual permitirá conocer el comportamiento del índice de abrasividad relativa (IAR) de cada uno de los aditivos de prueba, y así poder realizar un primer descarte.

a) IAR de los fluidos a 14 lpg utilizando aditivos comerciales.

• Aditivos de prueba comerciales formulados con 4 lb de arcilla organofílica

Los aditivos de la tabla 4.35 también son tomados como referencia debido a que pertenecen a empresas de fluidos de perforación que prestan servicio a PDVSA.

El porcentaje de reducción del IAR con el A6 en la formulación resulto ser de un 75, 52% el cual es muy aproximado a el valor con A1, lo que refleja su alta capacidad para reducir abrasión. Ya que funciona a 14 lpg se garantiza su aplicación como reductor de abrasión a densidades menores como 12,5 lpg, por esta razón se formulara a una densidad mayor para ver su comportamiento con una mayor cantidad de sólidos en el fluido.

Tabla 4.35 Valor del IAR de los fluidos a 14 lpg utilizando aditivos comerciales y 4lb de arcilla organofílica.

Propiedades	Base	FA1	FA6	FA7
IAR (mg/min)	0,4342	0,0692	0,1063	0,3033
Porcentaje de reducción del IAR (%)	Referencia	84,06	75,52	30,15

A7 posee capacidad para reducir abrasión, sin embargo no es un valor mayor a 50%, lo que indica que se debe optar por reformular a una densidad menor o aumentar la concentración de aditivo de prueba. En la Figura 4.20 se observa la diferencia entre los valores de IAR de las formulaciones con los distintos aditivos.

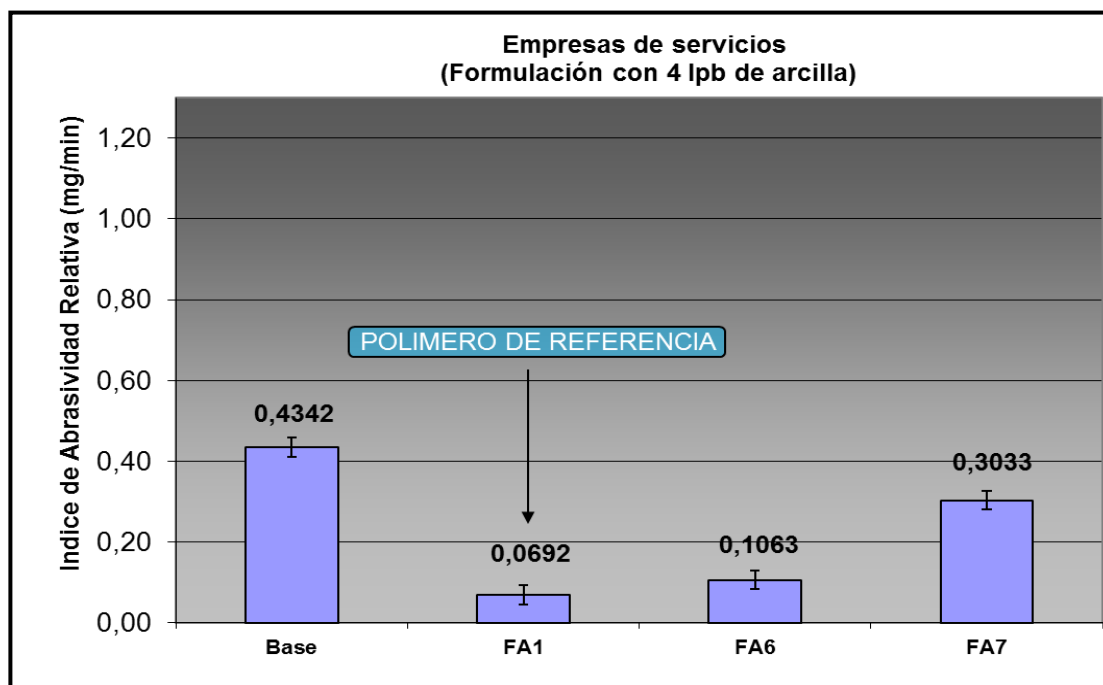


Figura 4.20 Valor del IAR de los fluidos a 14 lpg utilizando aditivo comerciales y 4lb de arcilla organofílica.

• **Aditivos de prueba comerciales formulados con 8 lb de arcilla organofílica**

En la formulación a 14 lpg con A7 y 8lb de arcilla organofílica se comprueba lo expuesto anteriormente de que la arcilla tiene un efecto considerable en los resultados del IAR, ya que se produjo un aumento en el porcentaje de reducción del IAR de este aditivo.

El A6 también presento mejoras al ser aumentada la cantidad de arcilla (tabla 4.36), haciendo que el mismo reduzca un 80,50% el cual resulta mayor que el A1, adema en la etapa anterior se comprobó que actúa como viscosificante colocándolo hasta el momento con uno de los posibles candidatos como sustituto del A1, pero aún debe ser estudiado el comportamiento a densidades mayores para poder concluir sobre esto.

Tabla 4.36 Valor del IAR de los fluidos a 14 lpg utilizando aditivos comerciales y 8lb de arcilla organofílica.

Propiedades	Base	FA1	FA6	FA7
IAR (mg/min)	0,3975	0,095	0,0775	0,1975
Porcentaje de reducción del IAR (%)	Referencia	76,10	80,50	50,31

En la comparación del IAR de los diferente aditivos comerciales mediante la Figura 4.21 se determina que el mejor comportamiento con respecto al A1 lo tiene el A6, el cual presenta un IAR de 80.50% mientras que A1 presenta un IAR de 76,1% respecto a la base.

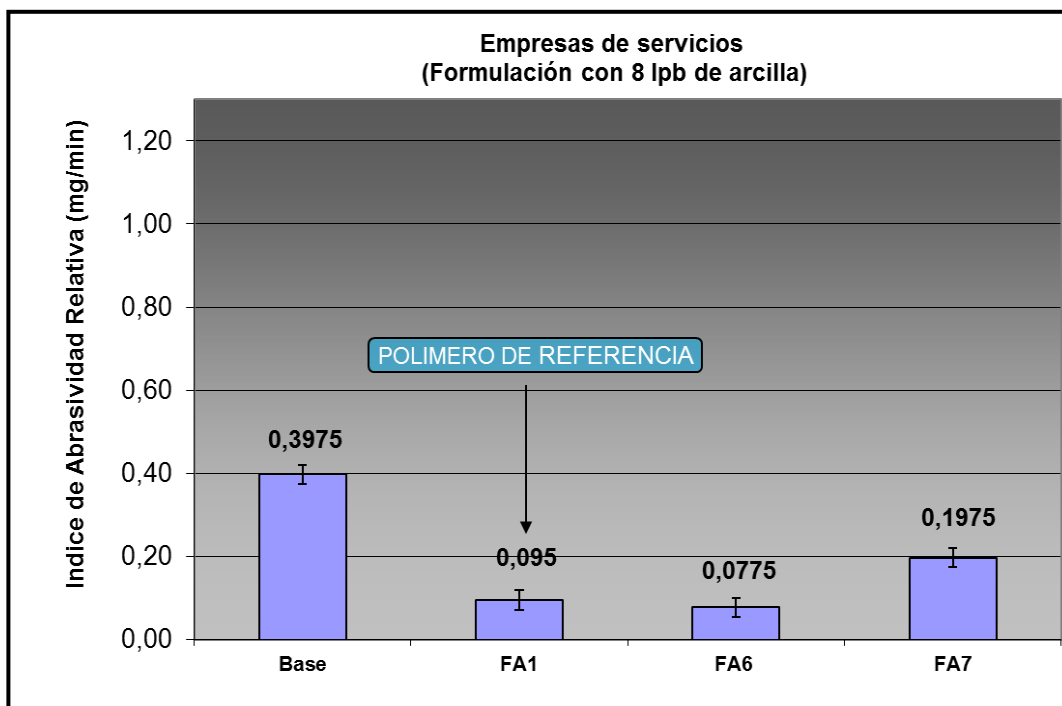


Figura 4.21 Valor del IAR de los fluidos a 14 lpg utilizando aditivo comerciales y 8 lb de arcilla organofílica.

b) IAR de los fluidos a 14 lpg utilizando aditivos de pruebas de origen nacionales.

Se decide variar la concentración de arcilla organofílica para verificar la influencia de la misma en el IAR del fluido.

• Aditivos de prueba nacionales formulados con 4 lb de arcilla organofílica.

El porcentaje de reducción de IAR de las formulaciones se realiza mediante la comparación con el valor de la base, la cual no contiene ningún aditivo reductor.

Como se observa en la tabla 4.37 el aditivo a sustituir (A1) tiene un porcentaje de reducción de 84,06% con respecto a la base, este valor es referencia para efectuar las comparaciones con los demás aditivos de

prueba, los cuales deben reducir igual o mayor que este aditivo para poder sustituirlo.

Tabla 4.37 Valor del IAR de los fluidos a 14 lpg utilizando aditivo nacionales y 4lb de arcilla organofílica.

Propiedades	Base	FA1	FA12	FA13
IAR (mg/min)	0,4342	0,0692	0,2413	0,3183
Porcentaje de reducción del IAR (%)	Referencia	84,06	44,43	26,69

De los aditivos nacionales formulados con 4lb de arcilla se tiene que el mayor porcentaje de reducción lo genera la formulación con A12 (FA12), a pesar de que su dispersión no fue completa en el aceite, por lo tanto se decide realizar este aditivo a una densidad de 12,5 lpg para evaluar su desempeño con una mejor dispersión y menor cantidad de sólidos en el fluido.

En la Figura 4.22 se puede notar que el valor más alto de IAR lo tiene la formulación con A13, sin embargo debe ser evaluado a una densidad de 12,5 lpg para determinar si puede ser utilizado a menores densidades, y arrojar mejores resultados.

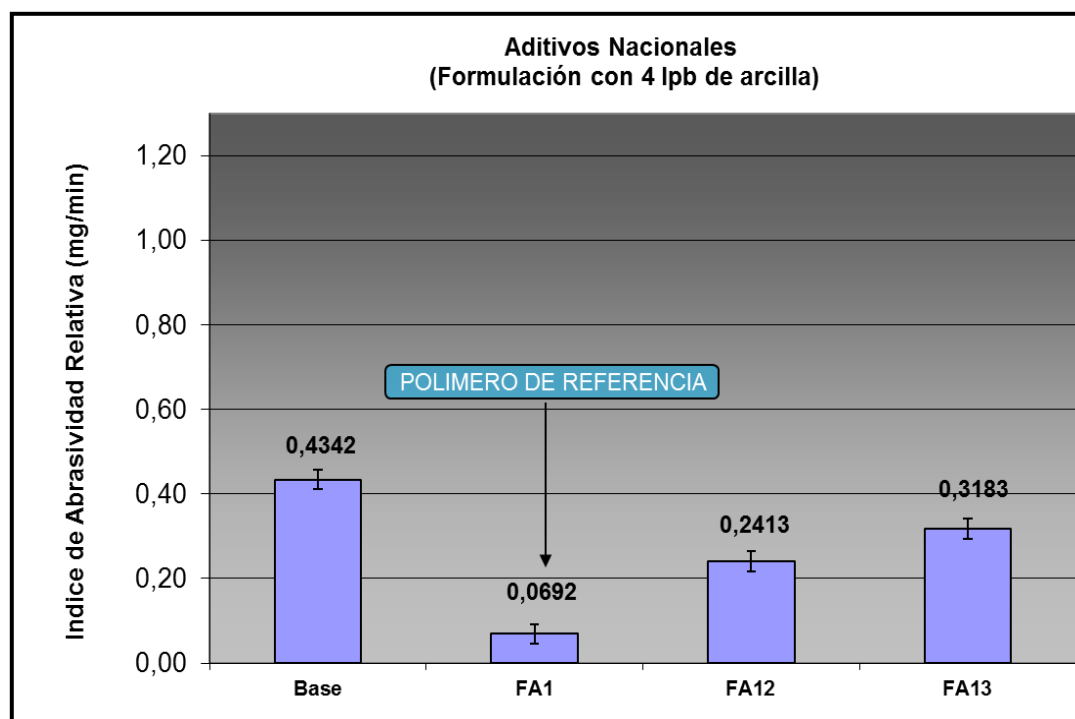


Figura 4.22 Valor del IAR de los fluidos a 14 lpg utilizando aditivo nacionales y 4lb de arcilla organofílica.

• **Aditivos de prueba nacionales formulados con 8 lb de arcilla organofílica.**

Al realizar la formulación sin aditivo reductor (base) se observó que con una mayor cantidad de arcilla organofílica se genera una disminución del IAR, lo que demuestra que la arcilla tiene una influencia positiva en la disminución de la abrasividad del fluido de perforación sobre el materia de los equipos, es por esto que se decide realizar variaciones de la concentración de esta a lo largo del estudio.

Mediante la evaluación de los aditivo nacionales se observa (ver tabla 4.38) que su capacidad para reducir abrasión es nula, con excepción del A11 que logra reducir un 9,12% del valor del IAR de la base, pero en comparación al A1 su reducción no es significativa para el estudio, por lo tanto se decide

culminar su investigación referente a los aditivos nacionales en esta primera etapa.

Tabla 4.38 Valor del IAR de los fluidos a 14 lpg utilizando aditivo nacionales y 8lb de arcilla organofílica.

Propiedades	Base	FA1	FA10	FA11	FA15	FA16	FA17
IAR (mg/min)	0,3975	0,0950	0,4225	0,3613	0,4625	0,4975	0,5325
Porcentaje de reducción del IAR (%)	Referencia	76,10	----	9,12	----	----	----

Otro aditivo evaluado es el A14, cuyo valor de IAR se encuentra en la tabla 4.39, el cual género un porcentaje de reducción de 19, 50% al ser agregado a la formulación, pero al incorporar otro aditivo como lo fue el surfactante (A15) cuyo volumen añadido fue de 0.5 ml se produjo una reducción del IAR de un 37,11%, lo que refleja que este aditivo adicional mejora su eficiencia como reductor de abrasión, estos se debe a que el surfactante tiende a colocarse en la interface entre un líquido y un sólido generando una película sobre la partícula solidas que disminuye el roce de las mismas con el material.

Tabla 4.39 Valor del IAR de los fluidos a 14 lpg utilizando A14 y A15.

Propiedades	Base	FA1	FA14	FA15
IAR (mg/min)	0,3975	0,0950	0,3200	0,2500
Porcentaje de reducción del IAR (%)	Referencia	76,10	19,50	37,11

El mejor resultado se produjo con el aditivo A14 más el volumen de surfactante (A15) agregado a la formulación (ver Figura 4.23), pero aun así no se estudiara este aditivo en etapas posteriores, ya que la disminución del IAR no supera a la del A1, además se requiere de un estudio más detallado de estos dos aditivos para poder ser utilizado o en su defecto poder remplazar al A1.

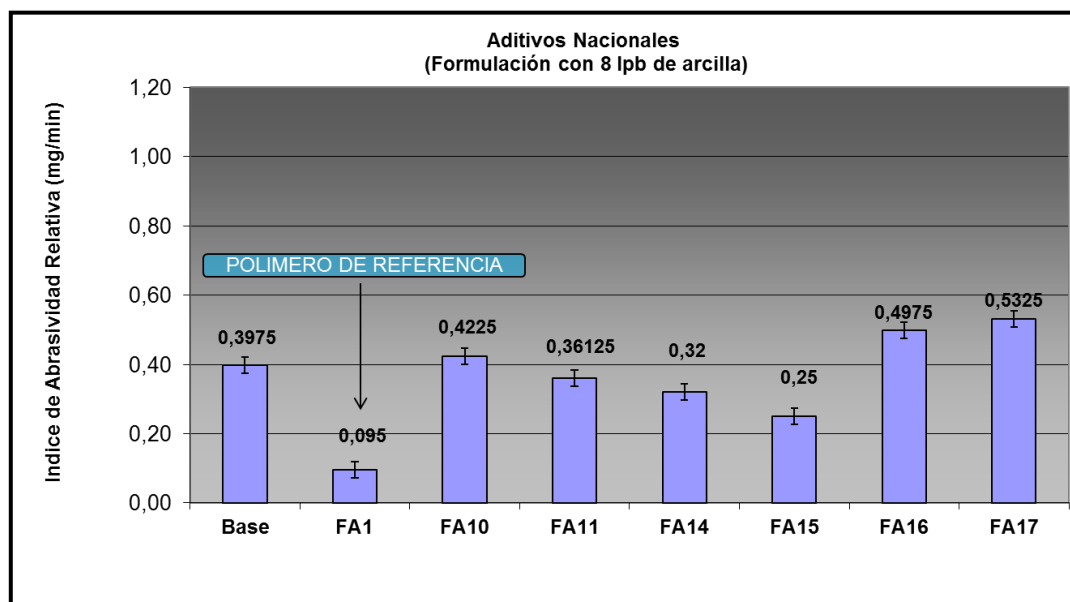


Figura 4.23 Valor del IAR de los fluidos a 14 lpg utilizando aditivo nacionales y 8lb de arcilla organofílica.

c) IAR de los fluidos a 14 lpg utilizando aditivos de prueba de países aliados a Venezuela.

En cuanto a viscosidad los aditivos de países aliados resultaron tener una gran influencia en esta propiedad, actuando como viscosificante en el fluido. En esta parte se desea determina su efectividad como reductores de abrasión a esta densidad.

• **Aditivos de prueba de pises aliados formulados con 4 lb de arcilla organofílica**

Los resultados de IAR de los fluidos con aditivos de países aliados (ver Figura 4.24) reflejaron que poseen una alta capacidad para reducir abrasión, con porcentajes de reducción del IAR mayores que el A1, con excepción del A8 y A9 cuyos valores son considerados bajos en comparación al A1 y a la base, por esta razón no se estudiarán en etapas posteriores.

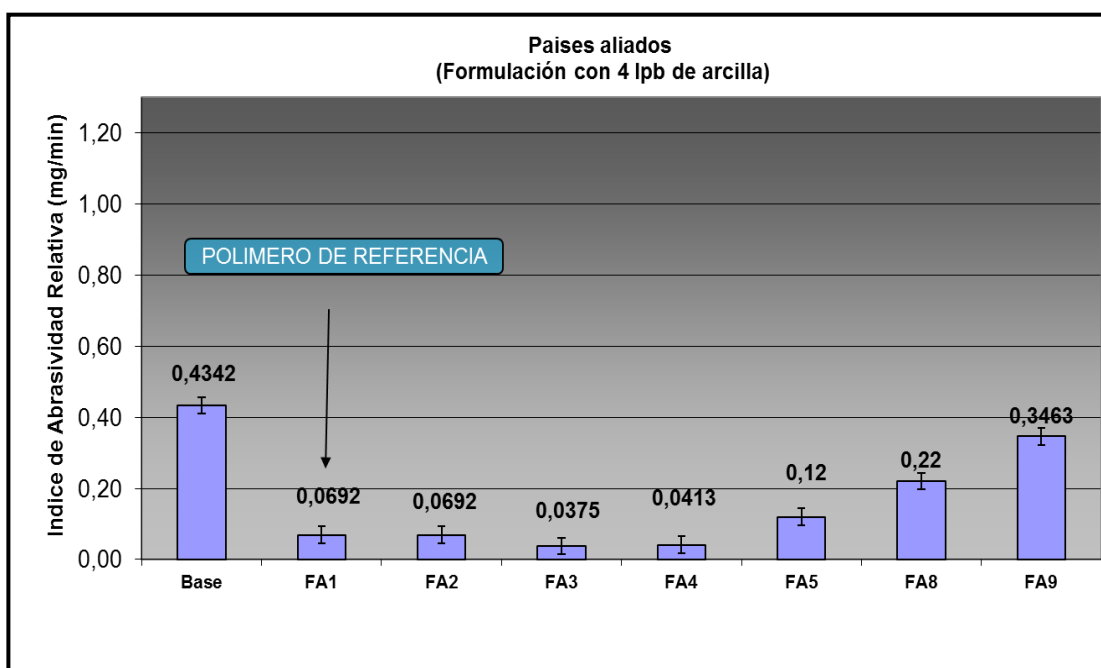


Figura 4.24 Valor del IAR de los fluidos a 14 lpg utilizando aditivo de países aliados y 4lb de arcilla organofílica.

El A3 generó el porcentaje de reducción más alto con un 91,36% el cual lo coloca en primer lugar para sustituir al A1 como reductor de abrasión en fluidos de perforación base en aceite densificados con ORIMATITA®, el segundo lugar se encuentra el A4 con un 90,49%, posteriormente A2 cuyas características son similares al A1, por último el A5 con un 72,36% de reducción, a pesar de que este menor que el porcentaje del A1 la diferencia

entre uno y otro no es significativa. Estos resultados pueden ser visualizados en la tabla 4.40.

Al igual que los demás aditivos estos deben ser estudiados a densidades mayores para observar su comportamiento con mayor cantidad de sólidos, además de que se conoce que el aditivo que se requiere sustituir tiene un rango de aplicación amplio, y puede ser utilizado a concentraciones bajas (Rengifo, 2001).

Tabla 4.40 Valor del IAR de los fluidos a 14 lpg utilizando aditivos de países aliados y 4 lb de arcilla organofílica.

Propiedades	Base	FA1	FA2	FA3	FA4	FA5	FA8	FA9
IAR (mg/min)	0,4342	0,0692	0,0692	0,0375	0,0413	0,12	0,22	0,3463
Porcentaje de reducción del IAR (%)	Referencia	84,06	84,06	91,36	90,49	72,36	49,33	20,26

• **Aditivos de prueba de países aliados formulados con 8 lb de arcilla organofílica**

El valor del porcentaje de reducción del IAR de los aditivos de la tabla 4.41 disminuye al aumentar la cantidad de arcilla organofílica en el fluido, pero no de forma significativas, ya que siguen siendo mayores que el A1, a excepción del A9 el cual mejora notoriamente su capacidad para reducir abrasión sin embargo no es mayor que el A1.

En el caso del A2 y A3 la disminución del porcentaje de reducción del IAR puede deberse a las altas viscosidades que estos generan en el fluido, es importante mencionar que si existe un aumento en la temperatura del fluido el IAR aumenta, lo que no resulta favorable.

En relación con el A5 aumento su capacidad para reducir abrasión, con un porcentaje de 76,73%, valor que resulta similar al A1, por lo tanto puede ser evaluado en etapas posteriores.

Tabla 4.41 Valor del IAR de los fluidos a 14 lpg utilizando aditivos de países aliados y 8 lb de arcilla organofílica.

Propiedades	Base	FA1	FA2	FA3	FA5	FA9
IAR (mg/min)	0,3975	0,095	0,0463	0,045	0,0925	0,135
Porcentaje de Reducción del IAR (%)	Referencia	76,10	88,36	88,68	76,73	66,04

La comparación entre los aditivos de prueba y la base se observa en la Figura 4.25, la cual sigue reflejando que el mejor comportamiento en cuanto a reducción del IAR lo presenta las formulaciones con los aditivos A2 y A3, obteniéndose un porcentaje mayor a 88 %.

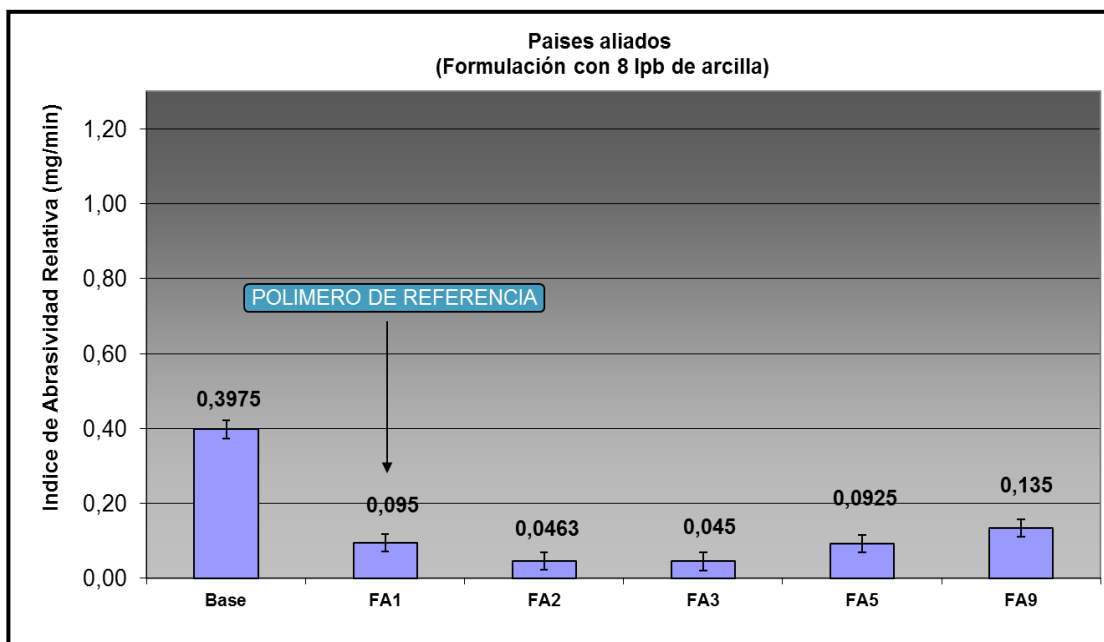


Figura 4.25 Valor del IAR de los fluidos a 14 lpg utilizando aditivo de países aliados y 8 lb de arcilla organofílica.

d) Comparación de los valores de IAR de los fluidos a 14 lpg utilizando los aditivos de prueba.

El aditivo comercial A6 tiene mejores resultados que los aditivos nacionales como se observa en las tablas 4.42 y 4.43, sin embargo los aditivos de países aliados a Venezuela tienen menor IAR que los nacionales y comerciales.

Los aditivos A2, A3 y A4 tienen el valor del IAR igual y mayor al A1, lo que refleja su mayor capacidad de reducir abrasión, en comparación a los nacionales y comerciales.

TABLAS COMPARATIVAS

Tabla 4.42 Comparación de los valores de IAR de los fluidos a 14 lpg utilizando los aditivos de prueba y 4 lb de arcilla.

	Referencia		Comerciales		Nacionales		Países aliados a Venezuela					
Propiedades	Base	A1	A6	A7	A12	A13	A2	A3	A4	A5	A8	A9
IAR (mg/min)	0,4342	0,0692	0,1063	0,3033	0,2413	0,3188	0,0692	0,0375	0,0413	0,12	0,22	0,3463

Tabla 4.43 Comparación de los valores de IAR de los fluidos a 14 lpg utilizando los aditivos de prueba y 8 lb de arcilla.

	Referencia		Comerciales		Nacionales				Países aliados a Venezuela			
Propiedades	Base	A1	A6	A7	A10	A11	A16	A17	A2	A3	A5	A9
IAR (mg/min)	0,3975	0,095	0,0775	0,1975	0,4225	0,36125	0,4975	0,5325	0,04625	0,045	0,0925	0,135

4.3.2 IAR de los fluidos de perforación a 16.5 lpg

En la etapa anterior a 14 lpg (A parte 4.3.1) se decidió formular a 16.5 lpg de densidad solo utilizando los aditivos de prueba que presentaron igual o mejor comportamiento que A1 en cuanto a reducción de abrasión, a excepción del A5 y A6 los cuales no cumple con lo dicho anteriormente sin embargo sus valores son aceptables para la investigación.

a) IAR de los fluidos a 16.5 lpg utilizando aditivos de pruebas comerciales.

El aditivo A6 fue formulado en esta parte de la investigación porque es considerado como referencia, ya que este es un aditivo comercial utilizado en fluidos de perforación base aceite como controlador de filtrado, y puede proveer de viscosidad como función secundaria. Además el valor del porcentaje de reducción del IAR en comparación a la base es de un 59.85 % para esta densidad (ver tabla 4.44), este valor es considerado aceptable en comparación a los aditivos nacionales, los cuales a la concentración de prueba no presentaron tendencia a reducir abrasión.

En la Figura 4.26 se puede observar que el IAR de A6 a pesar de ser mayor a A1 tiene tendencia a reducir abrasión respecto a la base, razón por la cual se decide formularlo a una densidad de 18 lpg para conocer su comportamiento.

Tabla 4.44 Valor del IAR de los fluidos a 16.5 lpg utilizando aditivos comerciales.

Propiedades	Base	FA1	FA6
IAR (mg/min)	0,5075	0,1475	0,20375
Porcentaje de reducción del IAR (%)	Referencia	70,94	59,85

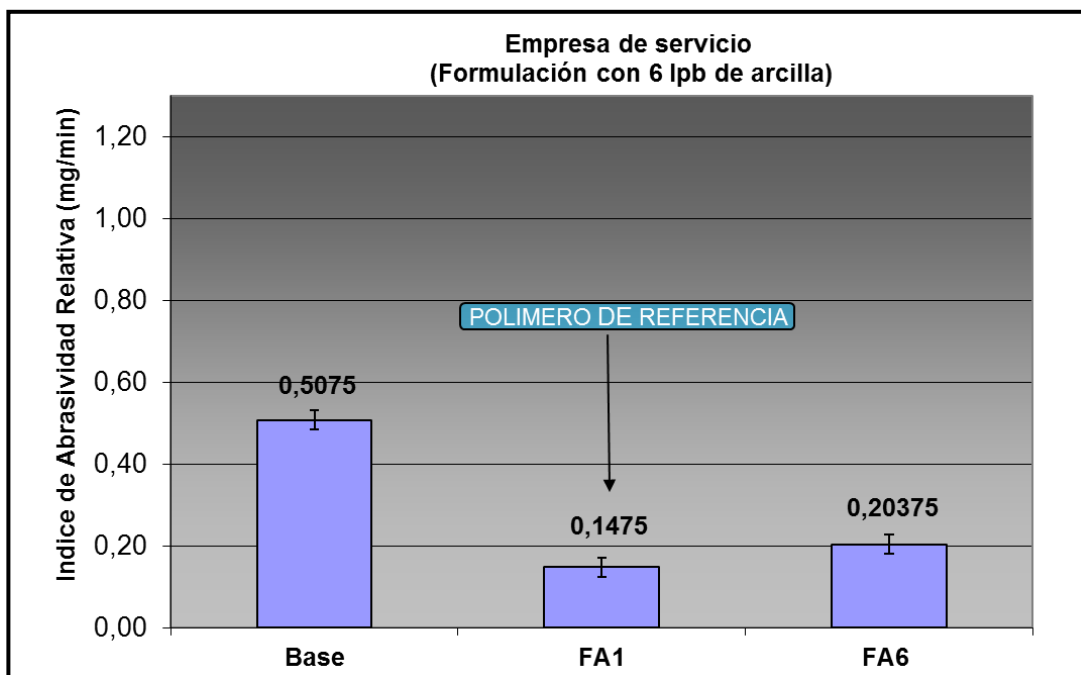


Figura 4.26 Valor del IAR de los fluidos a 16.5 lpg utilizando aditivo comerciales.

b) IAR de los fluidos a 16.5 lpg utilizando aditivos de pruebas provenientes de países aliados.

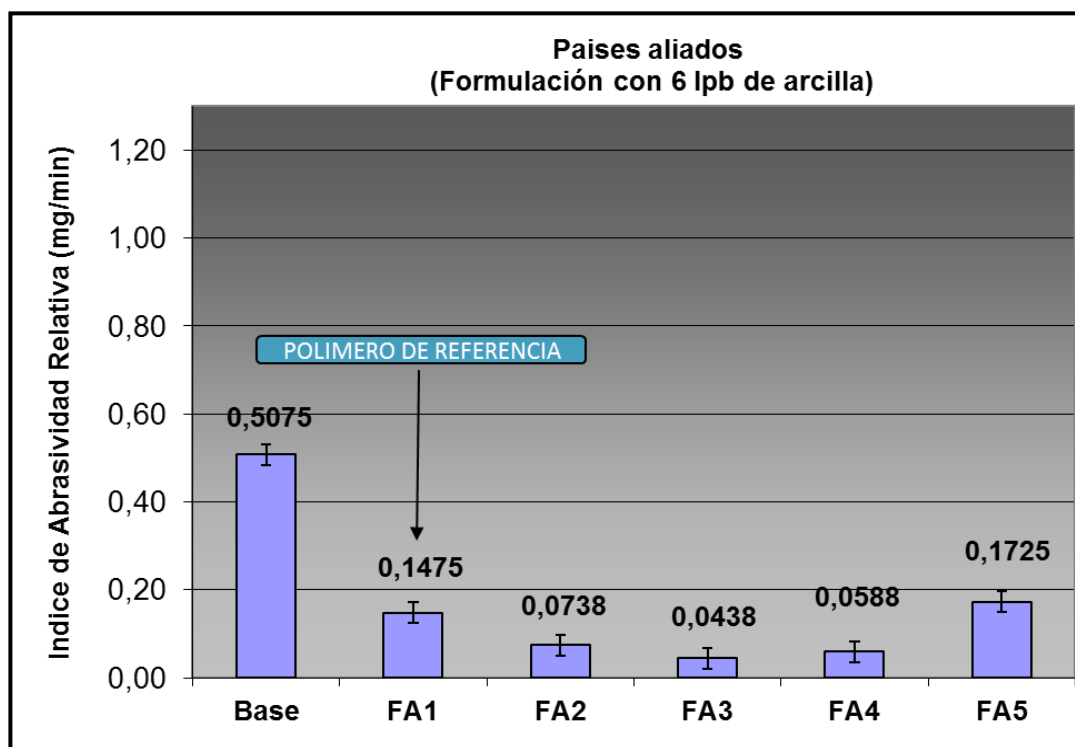
Al realizar las formulaciones a 16.5 lpg con los aditivos de países aliados se puede notar en la tabla 4.45 que a pesar de aumentar la cantidad de sólidos en el fluido estos mantienen la tendencia de reducir abrasión.

En el caso del A3 posee el mayor porcentaje de reducción con un 91.37 % el cual es mayor que el A1, por lo tanto se formulara a 18 lpg, en conjunto con el A2 y A4 cuyos valores son menores al A3 pero en comparación al A1 tienen mayor capacidad de reducir el IAR del fluido.

Tabla 4.45 Valor del IAR de los fluidos a 16.5 lpg utilizando aditivos países aliados

Propiedades	Base	FA1	FA2	FA3	FA4	FA5
IAR (mg/min)	0,5075	0,1475	0,0738	0,0438	0,0588	0,1725
Porcentaje de reducción del IAR (%)	Referencia	70,94	85,46	91,37	88,41	66,01

Al comparar el A5 con el resto de los aditivos de países aliados se puede observar en la Figura 4.27 que este posee la menor capacidad para reducir abrasión, a pesar de que su resultado de IAR es cercano al valor de A1, sin embargo no se formulara a la densidad de 18 lpg.

**Figura 4.27** Valor del IAR de los fluidos a 16.5 lpg utilizando aditivo de países aliados

c) Comparación de los valores de IAR de los fluidos a 16,5 lpg utilizando los aditivos de prueba.

Como se puede observar en la tabla 4.46 los aditivos de países aliados siguen teniendo mejores resultados incluso que el polímero A1, a excepción del A5 cuyo valor es mayor.

El aditivo comercial sirve como alternativa únicamente porque pertenece a empresas que prestan servicio para PDVSA, más no por tener menor IAR que A1.

Tabla 4.46 Comparación de los valores de IAR de los fluidos a 16.5 lpg utilizando los aditivos de prueba.

	Referencia		Comercial	Países aliados a Venezuela			
Propiedades	Base	A1	A6	A2	A3	A4	A5
IAR (mg/min)	0.5075	0.1475	0.20375	0.07375	0.04375	0.05875	0.1725

4.3.3 IAR de los fluidos de perforación a 18 lpg utilizando aditivos de prueba.

Para realizar las formulaciones a la densidad de 18 lpg, se efectuó un descarte para reducir la matriz experimental, y seleccionar los aditivos de mejor comportamiento a lo largo del estudio hasta la densidad 16,5 lpg. De este estudio se escogieron tres aditivos de países aliados y un aditivo comercial, para compararlos con el aditivo A1 y una base sin aditivo reductor de abrasión.

a) IAR de los fluidos a 18 lpg utilizando aditivos de pruebas comerciales.

En la formulación base a 18 lpg se observa un valor elevado de IAR en comparación a densidades menores (12,14, y 16,5 lpg). Esto es debido al aumento de las partículas sólidas en el fluido, ocasionando una mayor

interacción entre ellas, y a su vez produciendo aumento de temperatura, mayor roce con el material, y por ende mayor IAR.

En cuanto a la formulación con A6 mantiene la capacidad de reducir abrasión (ver tabla 4.47), lo que prueba su eficiencia para cumplir con esta función en los fluidos base aceite.

Tabla 4.47 Valor del IAR de los fluidos a 18 lpg utilizando aditivos comerciales.

Propiedades	Base	FA1	FA6
IAR (mg/min)	0,9663	0,1363	0,255
Porcentaje de reducción del IAR (%)	Referencia	85,89	73,61

El valor del IAR de la formulación con A6 se aleja del valor del A1 (ver Figura 4.28), lo que refleja que este último tiene mayor capacidad de reducir abrasión, a menor concentración del mismo su rendimiento como reductor disminuye, por lo tanto no se realizaron estudios de este aditivo con concentraciones menores.

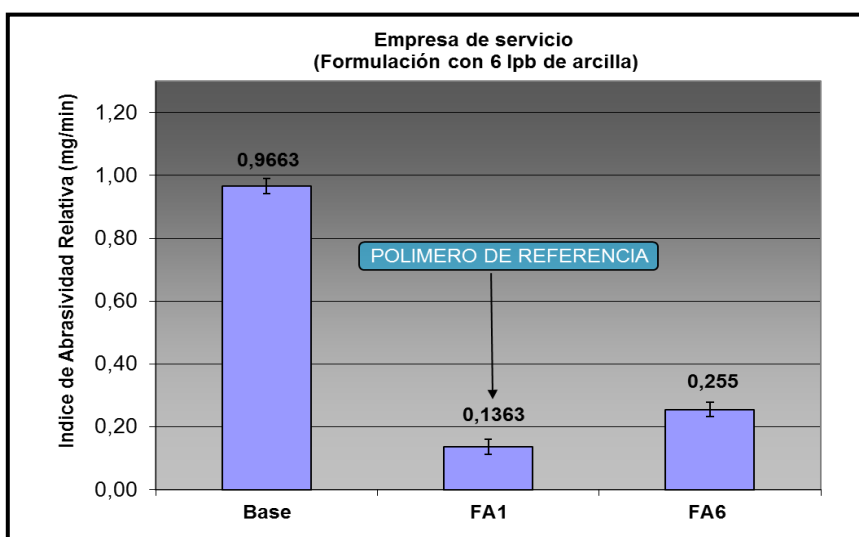


Figura 4.28 Valor del IAR de los fluidos a 18 lpg utilizando aditivos comerciales.

b) IAR de los fluidos a 18 lpg utilizando aditivos de pruebas de países aliados.

En etapas anteriores (A parte 4.3.1 y 4.3.2) del estudio el aditivo A2 se mantuvo con un porcentaje de reducción del IAR mayor al A1, sin embargo a esta densidad se nota una disminución de su eficiencia para reducir abrasión, lo que manifiesta que este aditivo puede ser afectado de forma negativa por la temperatura y el aumento de la cantidad de sólidos en el sistema. Igualmente ocurre con los aditivos A3 y A4, sin embargo sus valores son similares al valor de A1 (ver Figura 4.29).

En la tabla 4.48, el porcentaje de reducción más alto lo generó el A4 con un 84,74% mejorando su comportamiento en comparación al obtenido a las demás densidades de estudio en las cuales el mayor valor de IAR se obtenía con A3.

Tabla 4.48 Valor del IAR de los fluidos a 18 lpg utilizando aditivos de países aliados.

Propiedades	Base	FA1	FA2	FA3	FA4
IAR (mg/min)	0,9663	0,1363	0,1888	0,1563	0,1475
Porcentaje de reducción del IAR (%)	Referencia	85,89	80,46	83,82	84,74

Sin embargo todos los aditivos de países aliados evaluados a 18 lpg presentaron un porcentaje de reducción de IAR mayor a 80%.

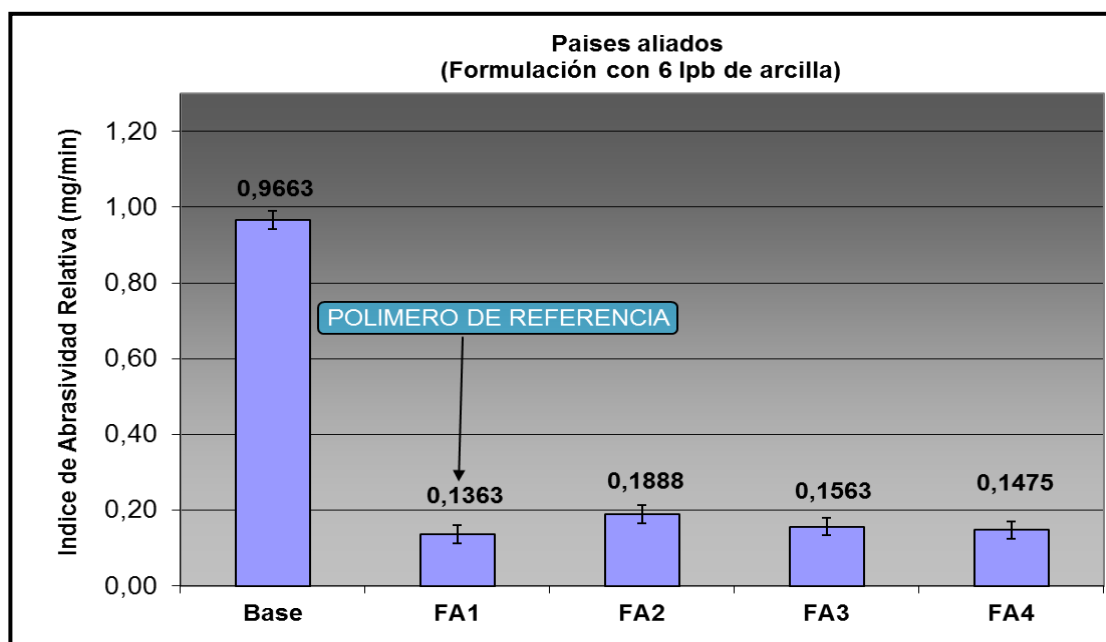


Figura 4.29 Valor del IAR de los fluidos a 18 lpg utilizando aditivo de países aliados.

Todos los aditivos de la tabla 4.47 serán evaluados a la densidad de 16,5 lpg con concentraciones menores del mismo, para determinar su rango de efectividad como reductores de abrasión en los fluidos de perforación base 100% aceites densificados con ORIMATITA®.

c) Comparación de los valores de IAR de los fluidos a 18 lpg utilizando los aditivos de prueba.

Los aditivos de países aliados siguen reduciendo abrasión en mayor proporción que el aditivo comercial, sin embargo a esta densidad no mantienen la capacidad de reducir más que el A1, aun así sus valores son muy cercanos (tabla 4.49).

Tabla 4.49 Comparación de los valores de IAR de los fluidos a 18 lpg utilizando los aditivos de prueba.

	Referencia		Comercial	Países aliados a Venezuela		
Propiedades	Base	A1	A6	A2	A3	A4
IAR (mg/min)	0,96625	0,13625	0,255	0,18875	0,15625	0,1475

4.3.4 IAR de los fluidos de perforación a 12,5 lpg utilizando aditivos de prueba.

Los aditivos que fueron capaces de reducir abrasión pero no con la misma efectividad que el A1, se formularon a la densidad de 12.5 lpg para verificar si al disminuir la cantidad de material densificante aumenta su porcentaje de disminución del IAR, y pueden ser utilizados para densidades menores a 14 lpg.

a) IAR de los fluidos a 12,5 lpg utilizando aditivos de pruebas comerciales.

En la tabla 4.50 y la figura 4.30 se observa que el aditivo A7 reduce menos del 50% del valor del IAR de la base, lo que implica menor eficiencia al reducir IAR que A1.

Tabla 4.50 Valor del IAR de los fluidos a 12.5 lpg utilizando aditivos comerciales.

Propiedades	Base	FA1	FA7
IAR (mg/min)	0,367	0,035	0,23
Porcentaje de reducción del IAR (%)	Referencia	90,46	37,33

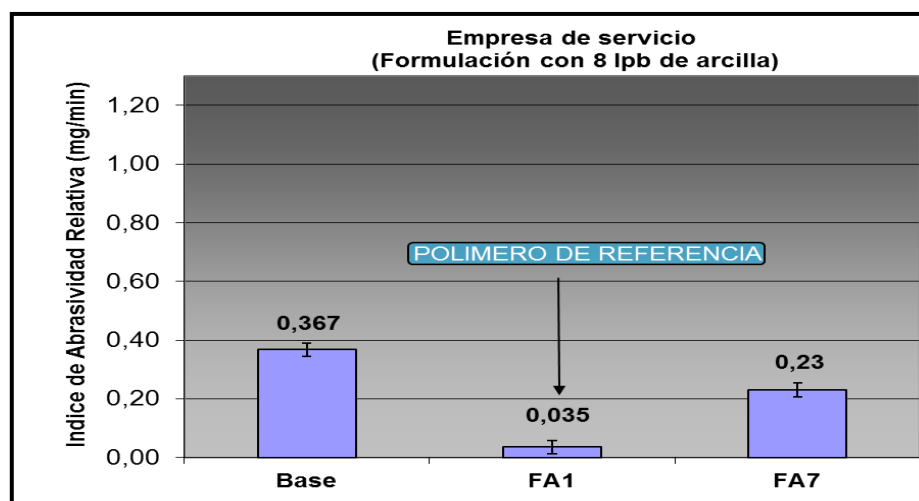


Figura 4.30 Valor del IAR de los fluidos a 12,5 lpg utilizando aditivos comerciales.

b) IAR de los fluidos a 12,5 lpg utilizando aditivos de pruebas de origen nacionales.

Según los resultados obtenidos mediante la evaluación de IAR de los aditivos de la tabla 4.51 se puede observar que no logran reducir abrasión de forma significativa en comparación al A1, por lo que se puede decir que su efectividad es baja para cumplir con esta función en los fluidos de perforación a diferentes densidades. En la Figura 4.31 se puede observar que los valores del IAR del fluido sin aditivo, y con los aditivos nacionales de prueba, son cercanos entre sí.

Tabla 4.51 Valor del IAR de los fluidos a 12,5 lpg utilizando aditivos nacionales.

Propiedades	Base	FA1	FA12	FA13
IAR (mg/min)	0,367	0,035	0,3425	0,28
Porcentaje de reduccion del IAR (%)	Referencia	90,46	6,68	23,71

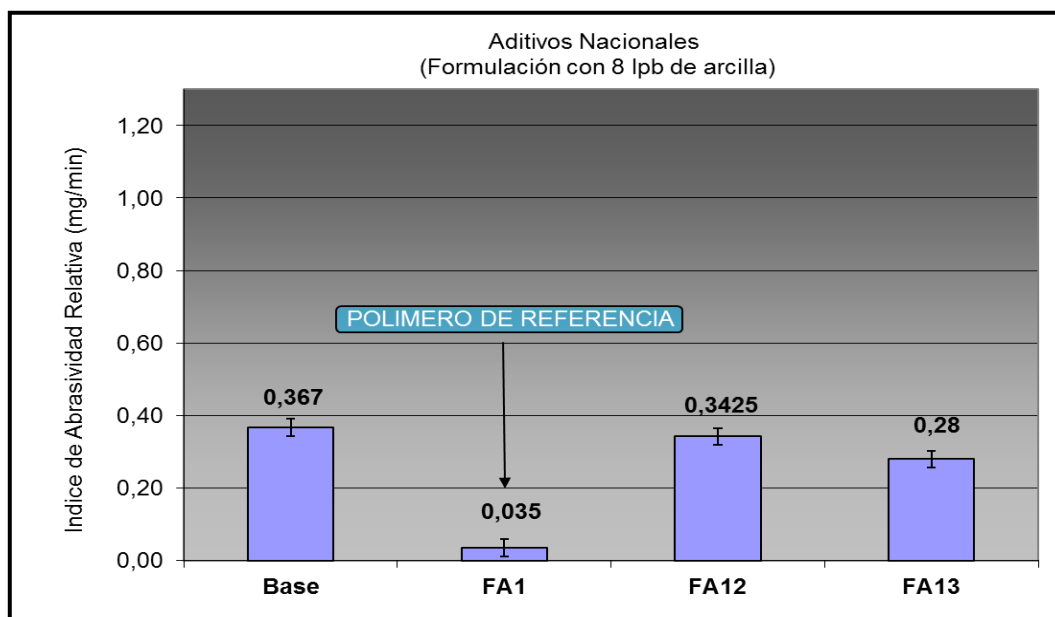


Figura 4.31 Valor del IAR de los fluidos a 12,5 lpg utilizando aditivos nacionales.

c) IAR de los fluidos a 12,5 lpg utilizando aditivos de pruebas provenientes de países aliados.

El valor del IAR de los aditivos A8 y A9 disminuyo en comparación a la base, no igualan al valor del porcentaje de reducción del A1 (ver tabla 4.52) sin embargo se evidencia que a densidades menores mejoran su comportamiento en cuanto a reducción del índice de abrasividad relativa del fluido.

Tabla 4.52 Valor del IAR de los fluidos a 12.5 lpg utilizando aditivos de países aliados.

Propiedades	Base	FA1	FA8	FA9
IAR (mg/min)	0,367	0,035	0,1925	0,1963
Porcentaje de reducción del IAR (%)	Referencia	90,46	47,55	46,51

En la figura 4.32 se observa que los valores de IAR de los aditivos A8 y A9 son aproximadamente iguales, lo que indica que su capacidad para reducir abrasión es igual.

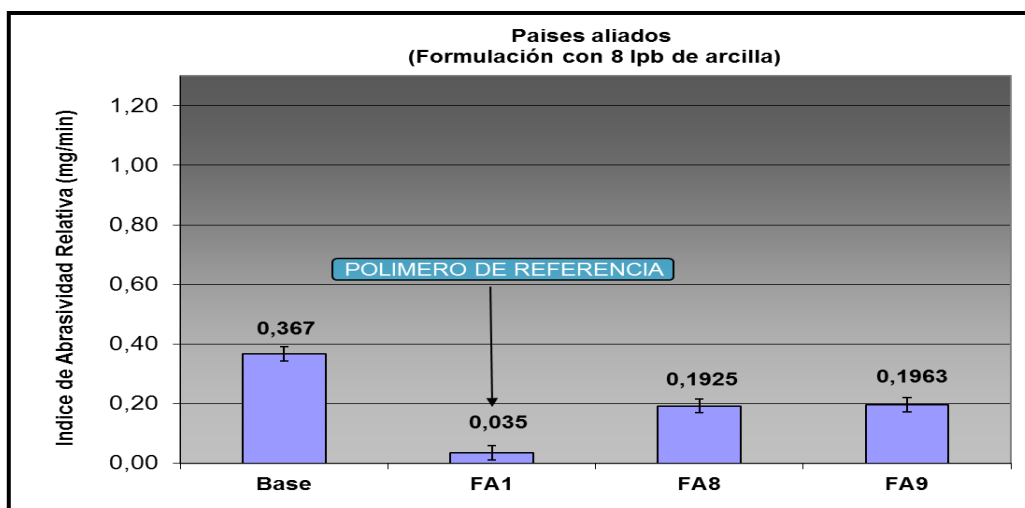


Figura 4.32 Valor del IAR de los fluidos a 12.5 lpg utilizando aditivo de países aliados.

d) Comparación de los valores de IAR de los fluidos a 12,5 lpg utilizando los aditivos de prueba.

Los aditivos de países aliados en términos generales son los que reflejan tener mejores facultades para reducir abrasión en comparación a los aditivos nacionales y comerciales estudiados a esta densidad (tabla 4.53).

Tabla 4.53 Comparación de los valores de IAR de los fluidos a 12,5 lpg utilizando los aditivos de prueba.

	Referencia		Comercial	Nacionales		Países aliados a Venezuela	
Propiedades	Base	A1	A7	A12	A13	A8	A9
IAR (mg/min)	0,367	0,035	0,23	0,3425	0,28	0,1925	0,19625

4.3.5 IAR de los fluidos de perforación a 16,5 lpg utilizando aditivos de prueba a una concentración de 1,5 lb.

Se decide disminuir la concentración de los aditivos de prueba de los que se obtuvo mejores resultados a lo largo del estudio hasta 18 lpg, debido a que el aditivo a sustituir tiene capacidad de reducir abrasión con menores concentraciones, por lo tanto se requiere estimar la tendencia del rango de aplicación de los posibles sustitutos del mismo.

En esta etapa de la investigación la matriz de estudio se redujo a tres aditivos de prueba (ver tabla 4.54), los cuales provienen de países aliados, y el aditivo a remplazar (A1).

Tabla 4.54 Valor del IAR de los fluidos a 16.5 lpg utilizando 1.5 lb de aditivos PA.

Propiedades	Base	FA1	FA2	FA3	FA4
IAR (mg/min)	0,5075	0,1725	0,3175	0,1466	0,1613
Porcentaje de reducción del IAR (%)	Referencia	66,01	37,44	71,11	68,22

La efectividad del A2 disminuyó de forma significativa al ser reducida la concentración del mismo. En el caso del A3 y A4 tienen un porcentaje de reducción de 71,11% y 68,22% respectivamente, los cuales son mayores al obtenido con A1. En la Figura 4.33 se visualiza la diferencia entre los valores de IAR de los aditivos formulados con esta concentración.

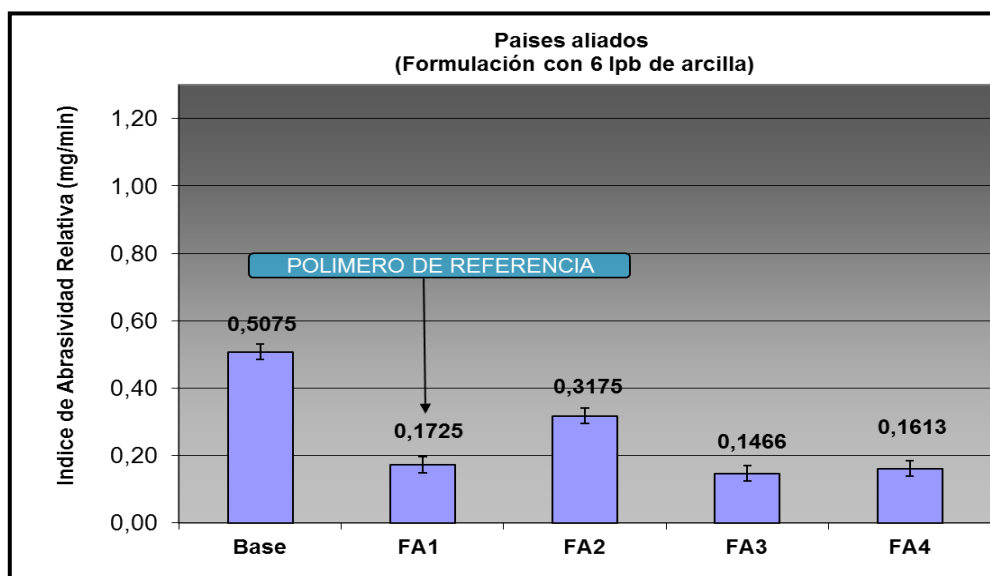


Figura 4.33 Valor del IAR de los fluidos a 16.5 lpg utilizando 1.5 lb de aditivo PA.

4.3.6 IAR de los fluidos de perforación a 16,5 lpg utilizando aditivos de prueba a una concentración de 0,5 lb.

El aditivo de mejor comportamiento a esta concentración es el A3 (ver tabla 4.55) cuyo porcentaje de reducción fue de 46,31% en comparación a la base, el cual supera al valor del A1, lo que indica que este polímero es el principal candidato a la sustitución del A1. Aun se le debe realizar prueba de filtrado para garantizar que este cumple con todos los requerimientos de sustitución. Los cuales son; reductor del IAR, controlador de filtrado y viscosificante.

Tabla 4.55 Valor del IAR de los fluidos a 16,5 lpg utilizando 0,5 lb de aditivos PA.

Propiedades	Base	FA1	FA2	FA3	FA4
IAR (mg/min)	0,5075	0,2983	0,3413	0,2725	0,3063
Porcentaje de reducción del IAR (%)	Referencia	41,22	32,75	46,31	39,65

En la figura 4.34 se observa que A4 tiende a reducir el IAR de la base, y su valor de IAR es cercano al A1, con un porcentaje de reducción de 39,65%, el cual lo coloca como segunda opción para sustituir al A1.

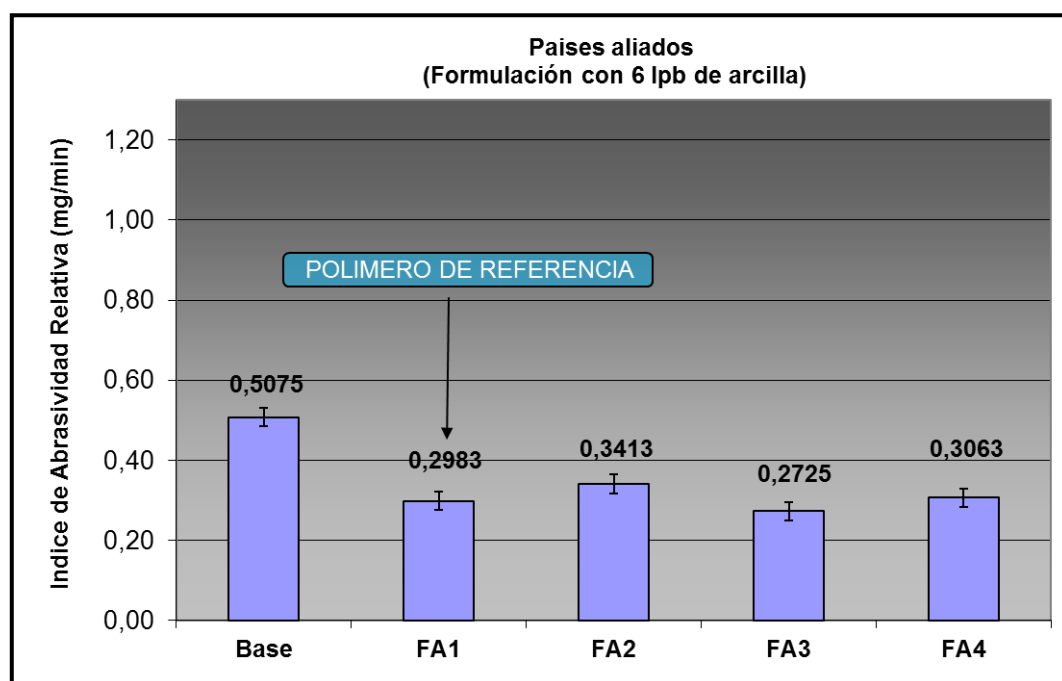


Figura 4.34 Valor del IAR de los fluidos a 16,5 lpg utilizando 0,5 lb de aditivo PA.

4.3.7 IAR del fluido de perforación densificado con Baritaa 16.5 lpg.

En la tabla 4.56 se observa que se mantiene la tendencia encontrada con la metodología desarrollada para los fluidos base aceite (Quercia y otros, 2009), en la cual la ORIMATITA® es más abrasiva que la Barita sin el uso de aditivos reductores, sin embargo, los valores encontrados se encuentran por debajo de los índices de abrasividad especificados por la API (IAR menor que 3 mg/min).

Tabla 4.56 Valor del IAR del fluido a 16,5 lpg utilizando Barita.

Propiedad	ORIMATITA®	Barita
IAR (mg/min)	0,5075	0,4338

4.4 EVALUACIÓN DE LA INFLUENCIA DE LOS ADITIVOS DE PRUEBA EN EL CONTROL DE LA PÉRDIDA DE FILTRADO A ALTA PRESIÓN/ALTA TEMPERATURA (AP/AT) A 12 LPG.

La evaluación del comportamiento de la pérdida de filtrado permite evaluar la capacidad que tienen los aditivos de prueba para el control de esta propiedad. Y se escogieron para esta evaluación los aditivos que presentaron menor IAR, en este caso el fluido base (tabla 4.57) se formuló con un aditivo controlador de filtrado y en las formulaciones con los aditivo de prueba no se adiciono este aditivo.

Los aditivos de prueba seleccionados para realizar las pruebas de filtrado fueron el A3 y A4, los cuales provienen de países aliados a Venezuela, además se evaluara el aditivo de referencia y la base para realizar las comparaciones.

Tabla 4.57 formulación para la prueba de filtrado del fluido base a 12 lpg.

Producto	Concentración (lbm/barril)	Tiempo de agitación (min)
Aceite	225,15	----
Aditivo de prueba	0	----
Arcilla organofílica	8	20
Activador polar	6	5
Controlador de filtrado	6	10
Humectante	6	10
Cal Hidratada	2	5
ORIMATITA®	251,05	10

La concentración de aditivo de prueba utilizada para evaluar la pérdida de filtrado fue de 3,5 lbm/barril (ver tabla 4.58) la cual es considerada como la cantidad óptima para que los mismo tenga mayor efectividad, además se decide no utilizar controlador de filtrado para observar únicamente el efecto de los mismo.

Tabla 4.58 formulación para pruebas de filtrado de los fluidos a 12 lpg con aditivo reductor.

Producto	Concentración (lbm/barril)	Tiempo de agitación (min)
Aceite	224,12	----
Aditivo de prueba	3,5	----
Arcilla organofílica	8	20
Activador polar	6	5
Controlador de filtrado	0	10
Humectante	6	10
Cal Hidratada	2	5
ORIMATITA®	254,58	10

Los valores de pérdida de filtrado (ver Figura 4.35) de la base y de la formulación con A3 no reportaron valores dentro de los rangos óptimos en los fluidos de perforación base aceite, los cuales deben estar por debajo de 10 ml; los resultados obtenidos estuvieron por encima con un valor de 14 ml para ambos, lo que refleja que el polímero A3 tiene capacidad para disminuir filtrado de forma similar al aditivo controlador de filtrado utilizado para formular la base, sin embargo aun así se debe optimizar la cantidad de producto utilizado para obtener resultados dentro de los parámetros recomendados. El espesor del revoque medido fue de 3 mm, el cual es un valor tolerable para una densidad de 12 lpg.

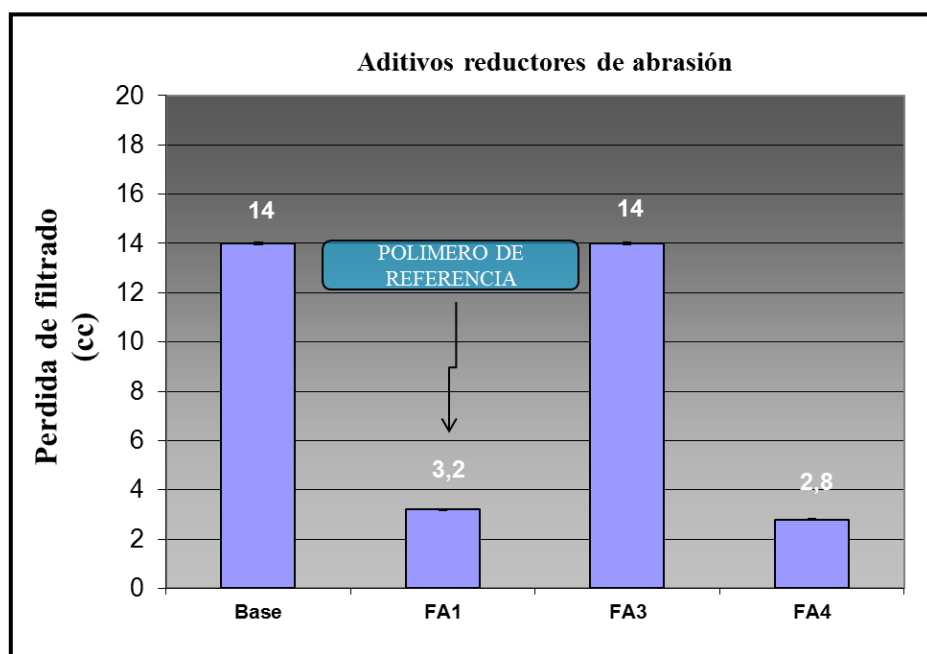


Figura 4.35 Comportamiento de la pérdida de filtrado de los fluidos con los aditivos reductores de abrasión.

Los resultados obtenidos de las formulaciones con A1 y A4 fueron de 3,2 ml y 2,8 ml respectivamente, lo que puede ser explicado por la formación de un revoque liso, poco permeable y compresible, constituido por partículas del controlador del filtrado en concentración adecuada, y demás partículas sólidas de tamaño coloidal que permitieron un mejor arreglo, cuando estuvieron sometidas al diferencial de presión en la prueba de alta temperatura y alta presión (ATAP). El espesor del revoque medido fue de 2 mm, que es un valor aceptable para lodos con densidades equivalentes a 12 lpg.

4.5 EVALUACIÓN DE LAS PRUEBAS DE EFICIENCIA DE REVOQUE

La formulación utilizada está basada en la tesis titulada “ensayos de daño a la formación productora con fluidos de perforación densificados con ORIMATITA® O38” realizada por Antonio E. Martínez S. en el 2004, a la cual se le cambio la cantidad y tipo de carbonato utilizado, la misma se observa en la tabla 4.59.

Tabla 4.59 Formulación para la prueba de eficiencia de revoque

Producto	Concentración (lbm/barril)	Tiempo de agitación (min)
Aceite	214,78	----
Aditivo de prueba	3,5	----
Arcilla organofílica	8	20
Activador polar	6	5
Controlador de filtrado	0	10
Humectante	6	10
Cal Hidratada	40	5
Intercarb 10-15	20	10
Intercarb 20-25	2	10
ORIMATITA®	203,92	10

4.5.1 Propiedades petrofísicas de las muestras de núcleos de Berea.

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

Tabla 4.60 Propiedades físicas de los núcleos de Berea.

Núcleo	Longitud (cm)	Área Transversal (cm ²)	Volumen poroso (cc)	Porosidad (%)	Permeabilidad (mD)
1	5,483	11,685	12,53	21,17	196,55
2	5,235	11,92	12,03	20,78	195,07

4.5.2 Resultados de la selección del tipo de agente sellante (CaCO_3).

Para la elaboración del lodo densificado con ORIMATITA® el software "BRIDGE-WISESM Calculator" recomendó el uso de carbonato de calcio (40 lpb de Intercarb 10-15 y 20 lpb de Intercarb 20-25) para ambos núcleos.

Al observar la curva (color rojo) de kaeuffer/DT garganta de poro y compararla con (la curva de color azul) la distribución del tamaño de partícula (DTP) mezcla de carbonato (Figura 4.36), se aprecia que la mezcla de carbonato propuesta abarca todo el rango de valores de los tamaños de los canales de flujos, con lo cual se verifica que efectivamente esta combinación es la más apropiada para formar un buen sello.

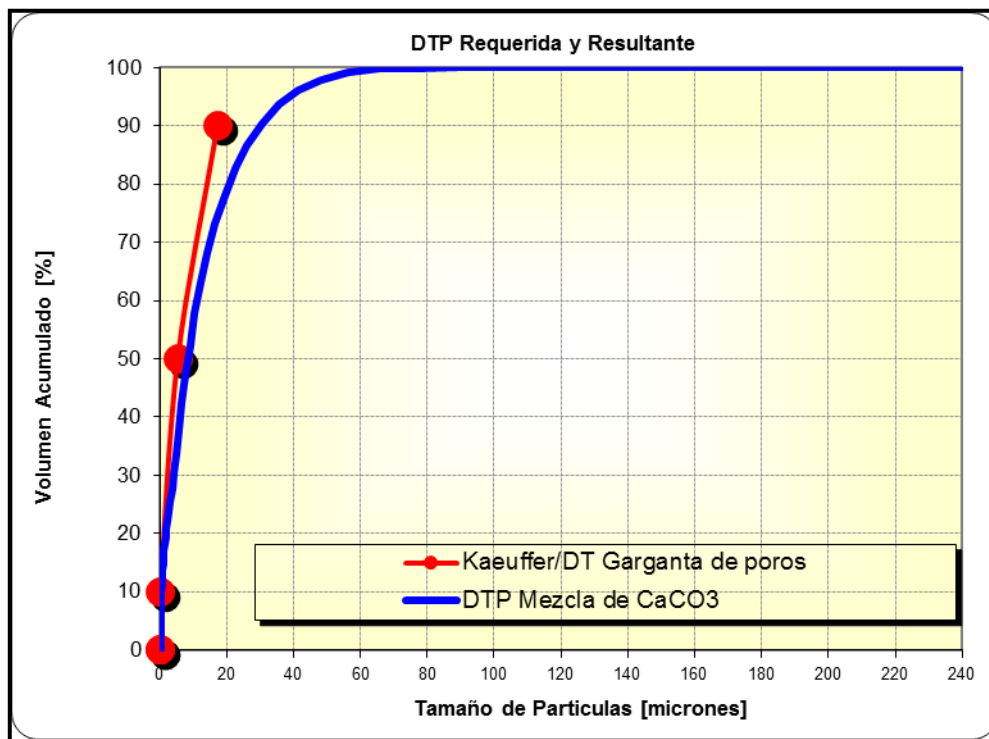


Figura 4.36 Curva de mezcla de CaCO_3 del lodo con ORIMATITA®, Intercarb 10-15 y Intercarb 20-25.

4.5.3 Evaluación de la Viscosidad y Gravedad API del crudo.

Para realizar las pruebas de eficiencia de revoque se utilizó el crudo proveniente del pozo SBC 94 ubicado en el norte del estado Monagas

La medición realizada en el Réometro “PHYSICA” MCR 301, determino que el valor de la viscosidad del crudo a la temperatura de la prueba, la cual es 280 °F (137,8 °C), se encuentra entre 1,2 y 1,5 cp dependiendo de la tasa de corte (ver figura 4.37).

La Gravedad API fue determinada por el método del hidrómetro según la norma ASTM D287, la cual es de 36 °API a 60 °F, clasificado como crudo liviano.

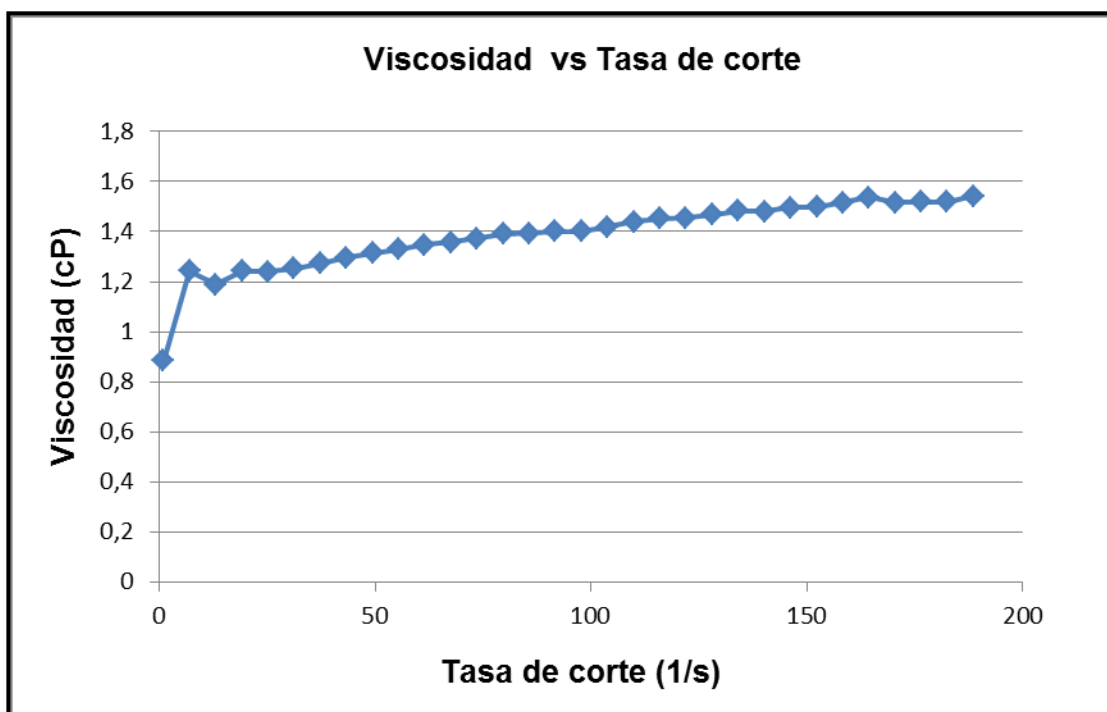


Figura 4.37 Viscosidad del crudo vs tasa de corte

4.5.4 Resultados de las pruebas de eficiencia de revoque.

Para la evaluación de la eficiencia del revoque y la estimación del porcentaje de daño a la formación se decide formular los aditivos A1 y A3, los cuales presentaron los valores más bajos de IAR mediante el estudio realizado en las etapas anteriores de la investigación.

a) Prueba de eficiencia de revoque con el fluido que contiene A1

En la realización de esta prueba se utilizó un fluido de perforación base aceite densificado con ORIMATITA® cuyo único controlador de filtrado es el polímero A1, crudo del norte de Monagas con 36 °API, agua de formación sintética (3% de KCl), y un núcleo de 20,78% de porosidad como se observa en el esquema de la figura 4.38.

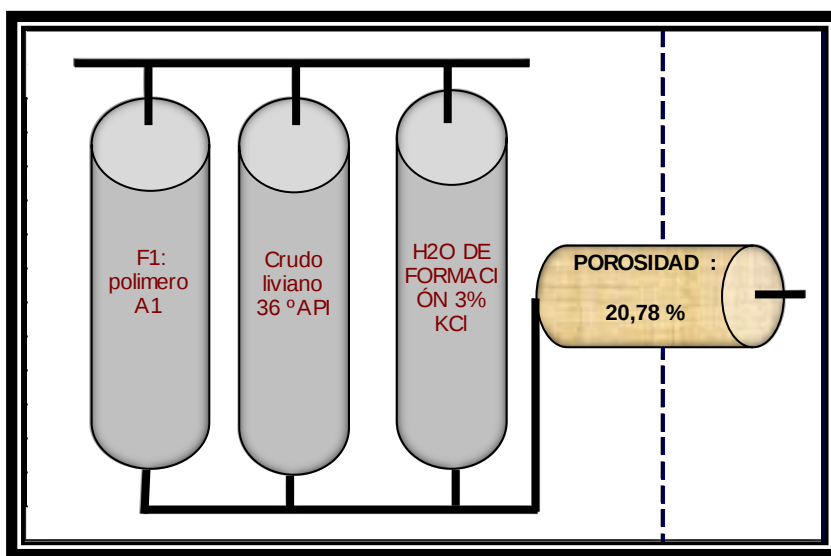


Figura 4.38 Esquema de los materiales utilizados para la prueba de eficiencia de revoque.

En la tabla 4.61 se muestran los resultados del comportamiento de la movilidad del crudo dentro del núcleo 2, antes y después de inyectar el fluido de perforación. Los valores de movilidad que se utilizaron para determinar el porcentaje de daño causado por la muestra, son los que se obtienen cuando la caída de presión dentro del núcleo se hace constante. Esto se realiza para

garantizar que el crudo desplazara por completo los fluidos que se encontraban dentro del núcleo.

Tabla 4.61 Valores de la movilidad de los fluidos dentro del núcleo N° 2, antes y después de inyectar el fluido que contiene A1

		Crudo (antes de inyectar lodo)	Crudo (después de inyectar lodo)
ΔP inicial (atm):	ΔP final (atm):	Movilidad Inicial (D/cp)	Movilidad Final (D/cp)
2,16	3,65	0,003396	0,002005
2,12	3,63	0,003462	0,002020
2,01	3,62	0,248299	0,137687
1,96	3,65	0,254286	0,136667

La diferencia entre la movilidad inicial y la movilidad final se puede observar en la figura 4.39, la cual resulta menor luego de inyectar el fluido de perforación debido al daño ocasionado por el mismo.

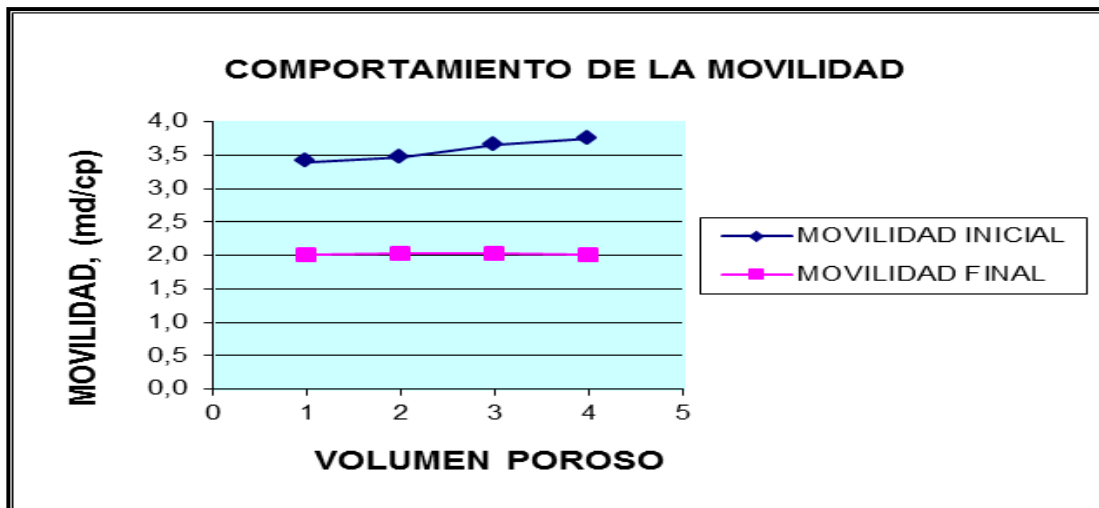


Figura 4.39 comportamiento de la movilidad de los fluidos dentro del núcleo 2, antes y después de inyectar el fluido que contiene A1.

Los resultados del porcentaje de daño causado al núcleo de Berea por efecto del fluido de perforación se muestran en la tabla 4.62, junto con la presión que se le aplicó al revoque, formando por el lodo, para lograr su desprendimiento de la cara de los núcleos de Berea.

Tabla 4.62 Porcentaje de daño y presión de levantamiento de revoque causado por el fluido.

Propiedades	Lodo densificado con ORIMATITA®
	Con A1
ΔP inicial (atm)	2,06
ΔP final (atm)	3,636
Movilidad Inicial (D/cp)	0,003562
Movilidad final (D/cp)	0,002014
Presión de levantamiento de revoque (psi)	70
% de Daño a la formación	43,44
% de Retorno de Permeabilidad	56,56

El porcentaje de daño a la formación causado por el fluido de perforación con A1 es considerado alto, ya que en campo se considera que mayor a 20 % genera problemas en la producción del pozo, debido a la disminución de la permeabilidad de la zona productora. Se requiere de la formación de un revoque casi instantáneo que impida la entrada de partículas dentro del núcleo de Berea, para evitar una reducción del espacio poroso del mismo, y por lo tanto ocasionar un menor daño.

El revoque formado por este lodo es una película delgada que se desprende de la cara del núcleo de Berea con una presión de 70 psi, esto es bueno debido a que la mayoría de las formaciones productoras poseen una presión de poros superior a 50 psi, que le permitirá remover más fácilmente el revoque.

b) Prueba de eficiencia de revoque con el Fluido que contiene A3

Para la realización de la prueba se utilizó un núcleo de Berea de 21,17% de porosidad, y un fluido de perforación con el polímero A3 como único controlador de filtrado, y agua de formación sintética (ver figura 4.40).

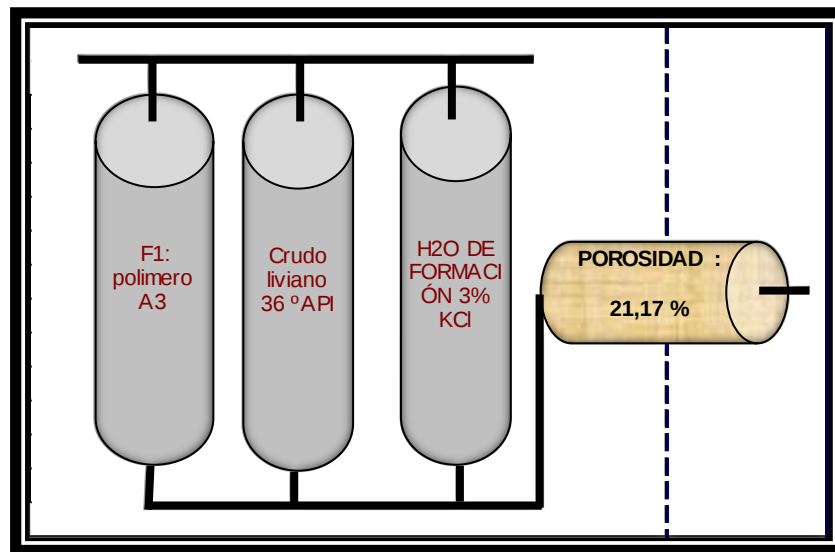


Figura 4.40 Esquema de los materiales utilizados para la prueba de eficiencia de revoque.

La tasa de flujo fue de 1 ml/min (0,016667 cc/ seg), la cual fue igual tanto para la prueba anterior como para esta, y constante durante el transcurso de las mismas. La movilidad se ve afectada luego de que se inyecta el fluido de perforación como se puede visualizar en la tabla 4.63.

Tabla 4.63 Valores de la movilidad de los fluidos dentro del núcleo N° 1, antes y después de inyectar el fluido que contiene A3.

ΔP inicial (atm):	ΔP final (atm):	Crudo (antes de inyectar lodo)	Crudo (después de inyectar lodo)
		Movilidad Inicial (D/cp)	Movilidad Final (D/cp)
2,56	4,00	0,003057	0,001955
2,54	3,98	0,003073	0,001965
2,55	4,01	0,003065	0,001948
2,55	4,01	0,003065	0,001948

La diferencia entre la movilidad inicial y la final del fluido con A3 (ver figura 4.41) es un poco menor que la observada al inyectar el fluido con A1, sin embargo la diferencia no es significativa debido a los errores experimentales que se generan en el transcurso de la prueba. Aun así este parámetro afecta el valor de los resultados finales de la estimación del porcentaje de daño del fluido. Se puede observar en los resultados que a mayor diferencial de presión menor será la movilidad de los fluidos dentro del núcleo de Berea.

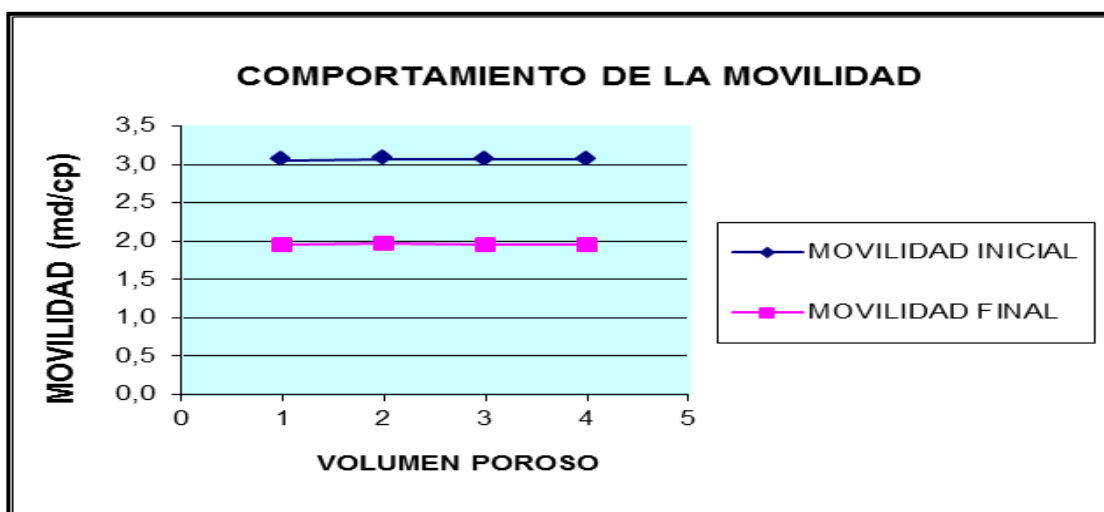


Figura 4.41 comportamiento de la movilidad de los fluidos dentro del núcleo 1, antes y después de inyectar el lodo que contiene A3.

La presión de levantamiento de revoque aumento en comparación a el resultado obtenido en prueba anterior, es decir hay que aplicar una mayor fuerza para poder remover el revoque de la cara del núcleo de berea, el daño a la formación es de 36,25 % (tabla 4.64), valor que es considerado alto para la perforación de zonas productora.

Tabla 4.64 Porcentaje de daño y presión de levantamiento de revoque causado por el fluido.

Propiedades	Lodo densificado con ORIMATITA®
	Con A3
ΔP inicial (atm)	2,551
ΔP final (atm)	4,002
Movilidad Inicial (D/cp)	0,003065
Movilidad final (D/cp)	0,001954
Presión de levantamiento de revoque (psi)	200
% de Daño a la formación	36,25
% de Retorno de Permeabilidad	63,75

c) Comparación del porcentaje de daño originado por los fluidos utilizando los aditivos A1y A3 en las pruebas de eficiencia de revoque.

Según los resultados obtenidos de la prueba de filtrado (A parte 4.4) realizada al fluido de perforación con A3, se puede observar que tiende a tener mayor pérdida de filtrado que el polímero A1, esto se debe a que en la realización de esta prueba, en la cual se separan los sólidos de los líquidos, el polímero se mantiene en suspensión unido a diminutas partículas que difícilmente se separan de la líquida. Este efecto de la invasión del polímero, es reducido considerablemente durante la perforación de la formación productora mediante la formación de un revoque efectivo, el cual impide que tanto las partículas sólidas como el polímero invadan, tal como se demuestra en la prueba de eficiencia de revoque realizada al fluido con A3, la cual arroja un menor porcentaje de daño a la formación en comparación al A1 (observar tabla 4.65).

Tabla 4.65 Comparación del Porcentaje de daño causado por los fluidos con los aditivos de prueba.

Propiedades	Lodo densificado con ORIMATITA®	Lodo densificado con ORIMATITA®
	Con A1	Con A3
% de Daño a la formación	43,44	36,25
% de Retorno de Permeabilidad	56,56	63,75

Los resultados de las pruebas de eficiencia de revoque demuestran que los fluidos de perforación base aceite densificados con ORIMATITA® invaden una gran parte del núcleo de Berea ocasionando disminución de la movilidad de los fluidos, debido a una disminución de permeabilidad, lo que origina un alto porcentaje de daño a la formación, lo cual demuestra que este tipo de fluido no puede ser utilizado en zonas productoras.

CONCLUSIONES

- 1.** Se realizaron 52 formulaciones de fluido de perforación utilizando ORIMATITA® y 17 aditivos posibles reductores de abrasión.
- 2.** De los 17 aditivos reductores que fueron evaluados, 5 (A6, A2, A3, A4 y A5) cumplieron el criterio de disminución del IAR y el de mantener o mejorar las propiedades reológicas.
- 3.** Los aditivos obtenidos de países aliados (A2, A3, A4, A5), fueron los de mejor comportamiento con respecto a los nacionales y comerciales, tanto para IAR, reología y filtrado.
- 4.** La efectividad de los aditivos nacionales, en los fluidos de perforación a diferentes densidades, resultó ser baja para reducir abrasión en comparación al A1 (referencia),
- 5.** Los aditivos A2, A3 y A4 cumplen con los requisitos para sustituir al A1 como reductores de abrasión, ya que estos reducen el IAR de fluido en aproximadamente 90%, en comparación al fluido sin aditivo reductor de abrasión.
- 6.** En las primeras etapas del estudio el aditivo A2 se mantuvo con un porcentaje de reducción del IAR mayor al A1, sin embargo a 18 lpg se observa una disminución de su eficiencia para reducir abrasión con cantidades altas de partículas sólidas en el sistema del fluido, y altas temperatura debido al roce. Lo que manifiesta que este aditivo puede ser afectado de forma negativa a medida que aumenta la temperatura. Igualmente ocurre con los aditivos A3 y A4.

- 7.** Al optimizar la concentración de aditivos reductores de abrasión a 1, 5 y 0,5 lpb se observa que los aditivos A3 y A4 mantienen su capacidad para reducir abrasión, mientras que el A2 a 1.5 lpb reduce su efectividad para cumplir con esta función.
- 8.** Se comprueba que los resultados del comportamiento reológico de las soluciones aceite/aditivo de prueba mantienen una tendencia similar a los resultados del estudio reológico de la formulación a la densidad de 14 lpg, en el cual se observa que los aditivos de países aliados tienen alta capacidad para viscosificar el fluido de perforación base aceite.
- 9.** Los resultados de las pruebas de filtrado muestran que el aditivo A4 tiene mayor capacidad de controlar filtrado que los aditivos A1 y A3.
- 10.** Las pruebas de eficiencia de revoque muestran que el fluido formulado con A3 genera menor porcentaje de daño a la formación que el sistema de referencia (A1), sin embargo, ambos valores de daño son considerados altos para ser utilizado en la perforación de zonas productoras. Aun así, el sistema diseñado puede ser utilizado en para perforar hoyos superficiales e intermedios.
- 11.** Mediante el estudio se determina que los posibles sustitutos del aditivo A1 son los aditivos A2, A3, y A4, los cuales cumplen con todos los criterios de selección y pueden ser usados en un rango de 12lpg a 18 lpg

RECOMENDACIONES

- 1.** Evaluar la influencia de los aditivos reductores de abrasión en la viscosidad del aceite (curva de viscosidad vs tasa de corte) utilizando diferentes concentraciones de aditivo (1,5 y 0,5 lpb).
- 2.** El estudio debe ampliarse a diferentes temperatura (200, 250 y 400 °F) de envejecimiento del fluido, para observar el efecto de la temperatura en efectividad de los aditivos como reductores de abrasión.
- 3.** Ampliar el estudio del coque molido como posible reductor de abrasión y controlador de filtrado en los fluido de perforación 100% aceite. Optimizando las concentraciones del mismo.
- 4.** Realizar un análisis económico para evaluar la factibilidad de sustitución del aditivo A1, por los demás aditivos evaluados que presentaron un comportamiento igual o mejor que el aditivo de referencia en las propiedades de estudio.
- 5.** En cuanto los aditivos nacionales puede ampliarse el estudio, aumentando la concentración de los aditivos evaluados para observar si logran reducir abrasión.
- 6.** Realizar la caracterización a nivel molecular de los aditivos evaluados para establecer el análisis químico correspondiente y evaluar cuál es la variable de cada aditivo que influye en la reducción del IAR.

BIBLIOGRAFÍA

1. Arias, F. (1999) El proyecto de investigación. Guía para su elaboración. 3era Edición. Editorial Episteme Orial Ediciones. Caracas Venezuela
2. Barberii, E. (1998). El pozo ilustrado (4^a. ed.). Caracas: FONCIED
3. BAVARESCO DE PRITO, Aura M. (2001). Proceso Metodológico en la Investigación. Maracaibo – Venezuela, Editorial de la Universidad Del Zulia.
4. BELISARIO TOCUYO, Rafael A. (2001). Estudio del Comportamiento Mecánico de Materiales Sometidos a la Acción Erosiva de Lodos de Perforación. Los Teques, PDVSA Intevep.
5. BELLO DE JESUS, David E. (1996). Evaluación de la Erosividad de la ORIMATITA™ en un Circuito de Laboratorio. Los Teques, PDVSA Intevep.
6. Chacón, O. (2004). Experiencias en el uso de la ORIMATITA® como densificante de fluidos de perforación en el Norte de Monagas. V SEFLU, Venezuela.
7. FANN. Manual de instrucciones del filtro prensa de alta temperatura y alta presión. FANN.
8. Ford, M. (2002). Productos tecnológicos. Presentación realizada en el Departamento de Construcción de Pozos de PDVSA INTEVEP, Los Teques.
9. FRANCO, Rubén M. (2003). Gerencia de perforación. Técnicas Aplicadas a los Lodos. Maracaibo, LUZ.

10. HERNÁNDEZ, Jaime. (2004). Estudios Comparativos de Abrasividad de Fluidos de Perforación Base Agua Densificados con Barita Y ORIMATITA®. Los Teques, PDVSA Intevep.
11. IMCO (s.f.). Tecnología aplicada de lodos.
12. Ismail, A. y Peden, J. (1994). The effect of solids concentration and formation characteristics on formation damage and permeability recovery (SPE paper N° 28762). Melbourne, Australia: Society of Petroleum Engineers.
13. M-I L.L.C. (2001). Manual de ingeniería de fluidos de perforación (Versión 2.0) [DC]. Disponible: M-I Drilling Fluids de Venezuela C.A.
14. Martínez, A. (2004). Ensayos de daño a la formación productora con fluidos de perforación densificados con ORIMATITA® O38. Los Teques, PDVSA Intevep.
15. Menzel, D. (1978). An Alternative weighting material for Barite properties and experiences, Drilling Technology Conference of International Association of Drilling Contractors, Texas, USA.
16. MORALES, Mayerling V. (2004). Evaluación de las Propiedades Reológicas de Diferentes Polímeros Solubles en Aceite Alifático Variando Concentraciones y Temperaturas. Los Teques, PDVSA Intevep.

17. Morales M., y otros. (2012). Evaluación de la abrasividad producida por un densificante alternativo en herramientas de perforación de pozos petroleros a escala de laboratorio. Tesis de Grado. Intevep, Los Teques, Venezuela.
18. Pernia, Domingo (2006). Evaluación del desgaste producido por los fluidos densificados con ORIMATITA. Tesis de Grado, Universidad del Zulia. Los Teques, PDVSA Intevep.
19. Prieto, A. (1997). Tecnología aplicada a los fluidos de perforación. Caracas: CIED.
20. Quercia G., y otros. (2009). Nueva metodología de determinación del índice de abrasividad relativa (IAR) en fluidos de perforación con base en aceite. Visión Tecnológica PDVSA Intevep. Volumen 11 Numero 1.
21. Recommended Practice for Laboratory Testing of Drilling Fluids. API, Recommended Practice 13I, ANSI/API 13I/ISO 10416, (Séptima Edición, Julio de 2004).
22. Recommended Practice for Laboratory Testing of Drilling Fluids Oil Based, API Recommended Practice 13B2, ANSI/API 13B2/ISO 10414:2, (2002).
23. Reinaldo G., y otros. (1996). Evaluación de polímeros como aditivos en fluidos de perforación 100% aceite. Trabajo especial de grado. Intevep, Los Teques, Venezuela.

24. Rengifo R., y otros. (2001). Experiencias en el uso de la ORIMATITA® como Densificantes de Fluidos de Perforación en el Norte de Monagas, Venezuela. Los Teques, PDVSA INTEVEP.
25. Romero, G. (2008). Modificación de la tasa de mojabilidad en ORIMATITA® O-38 plus por adsorción del polímero INTOIL® y su efecto sobre la abrasividad del material. Los Teques, PDVSA INTEVEP.
26. Tovar J., y otros. (1995). Estudio sobre los efectos del densificante ORIMATITA™ en las propiedades de los lodos con base en aceite. Trabajo especial de grado. INTEVEP, Los Teques, Venezuela.
27. Valles C., y otros (1990). Prueba de abrasividad en lodos base aceite densificado con hematita nacional. Trabajo especial de grado. Los Teques, Venezuela.
28. Vera, J. y Camargo, W. (2001). Ventana operacional para la aplicación en campo de ORIMATITA® como material densificante en fluidos de perforación (INT-8356). Los Teques: INTEVEP.
29. Villa, F. (2006). Concentración del copolímero estireno-butadieno para reducir la abrasividad del óxido férrico en fluidos 100% aceite. Los Teques, PDVSA INTEVEP.
30. VILORIA, Marilyn. "Curso Perforación Básica" Maracaibo, 2000.

ANEXOS

8.1 Anexo A

Procedimientos experimentales

a) Densidad.

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

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

b) Propiedades reológicas.

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

1. Se colocó la muestra de lodo en el cilindro exterior.
2. Se sumergió la camisa rotatoria en la muestra de lodo hasta la marca indicada.

3. Con la camisa rotando a 600 rpm y la temperatura de 120 °F, se registró la lectura del dial, una vez que se estabilizó.
4. Se cambió la velocidad de rotación a 300 rpm y se registró la lectura del dial, una vez que se estabilizó.
5. De la misma manera se obtuvieron las lecturas a 200, 100, 6, 3.
6. Se mantuvo la muestra de lodo por 10 segundos a una alta velocidad y luego se mantuvo en reposo por 10 segundos. La resistencia de geles se determinó usando velocidades de 3 rpm.
7. Se mantuvo la muestra de lodo por 10 segundos a una alta velocidad y luego se mantuvo en reposo por 10 minutos. La resistencia de geles se determinó usando velocidades de 3 rpm.

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

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

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

c) Filtrado HPHT.

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

1. Se conectó la camisa de calentamiento al voltaje correcto para la unidad. Se colocó el termómetro en el receptáculo correspondiente en el exterior de la camisa.
2. Se dejó la camisa a 10 °F por encima de la temperatura ajustando el termostato.

3. Se agitó la muestra de lodo durante 10 minutos y se transfirió a la cámara, asegurándose que la válvula interior estuviera cerrada.
4. Se colocó un papel filtro sobre la pestaña.
5. Se asentó la tapa de la cámara apropiadamente y se apretaron los tornillos Allen. Con un movimiento giratorio se encajó la cámara en la camisa.
6. Se transfirió el termómetro de la camisa al receptáculo correspondiente en el cuerpo de la cámara.
7. Se colocó la unidad de presión sobre la válvula superior y se aseguró colocando el perno correspondiente.
8. Se colocó la unidad receptora de baja presión sobre la válvula inferior y se aseguró colocando el perno correspondiente.
9. Se aplicó 100 lpc a ambas unidades de presión y se abrió la válvula superior $\frac{1}{4}$ de vuelta en la dirección contraria a las manecillas de un reloj.
10. Al alcanzar la temperatura de prueba, se aumentó la presión de la unidad superior a 600 lpc y se abrió la válvula inferior, $\frac{1}{4}$ de vuelta en dirección contraria a las manecillas del un reloj, para comenzar la filtración. El filtrado se recolectó en una probeta graduada por un periodo de 30 minutos.
11. Mientras la prueba transcurría, la temperatura debió ser mantenida dentro de un rango de ± 5 °F. El filtrado debió ser drenado cuidadosamente de la cámara receptora cuando la contrapresión excediera los 100 lpc.
12. Después de 30 minutos se cerraron ambas válvulas y se aflojó el tornillo del regulador de presión. Se recolectó todo el filtrado y se liberó toda la presión de la unidad interior y del regulador superior. Se removió la cámara de la camisa de calentamiento y se dejó enfriar a temperatura ambiente en posición vertical.

13. Se midió la cantidad de fluido recolectado y se multiplicó por dos.

14. Una vez enfriada la cámara se despresurizó a través de la válvula opuesta al papel filtro. Se cerró esa válvula y luego se abrió la otra en el extremo opuesto para liberar cualquier presión que aún existiera dentro de la celda.

d) Densidad de solidos

1. Se cierra la válvula de alimentación de helio en el equipo.
2. Se tara el peso de la celda en una balanza analítica y se agrega la muestra hasta la marca de la celda.
3. Se coloca la celda con su tapa en el equipo y se cierra.
4. Se abre la bombona de Helio.
5. Se regula el paso de helio al equipo hasta 24 psi.
6. En el controlador digital se presiona la opción de analizar y luego se coloca el peso de la muestra.
7. Luego, se espera el resultado en el equipo el cual reporta la densidad en g/mL.

e) Viscosidad de soluciones aceite/aditivo.

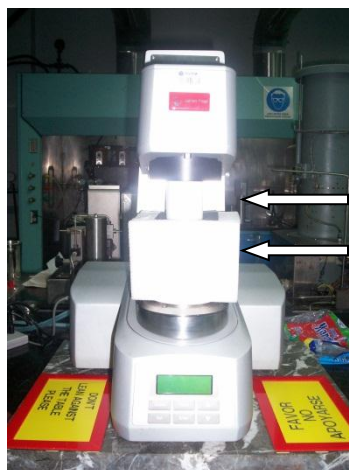
Las pruebas de viscosidad se realizaron en el Réometro “PHYSICA” MCR 301 cuyo procedimiento se encuentra descrito a continuación:

1. Procedimiento para uso de reómetro Anton – Paar

1. Encender el compresor de aire oprimiendo el botón verde y esperar que se estabilice la presión en 7 bar, que se indica en el panel de control del equipo, retirar la protección del rotor.

2. Realizar una pulga en los filtros de aire, abriendo las válvulas debajos de ellos, por unos 10 s.
3. Encender el baño térmico.
4. Encender la computadora, conectada al reómetro.
5. Encender el reómetro, con el botón de encendido ubicado del lado izquierdo.
6. Inicializar en la computadora el programa RHEOPLUS
7. Quitar el protector del rotor en el reómetro.
8. Con ayuda del software RHEOPLUS realizar las pruebas de inercia del equipo sin colocar el usillo (tool-master).
9. Seleccionar el tool-master CC-27 con su respectiva copa y elementos, y colocarlos en el reómetro, realizar la prueba de inercia del respectivo elemento de medida.
10. Establecer la temperatura de inicio (la ambiental) en 25°C
11. Colocar la muestra aproximadamente 20ml en la copa
12. Poner el elemento de medida en la posición de medida y resetear la Fuerza Normal (Normal Force).
13. Determinar los parámetros deseados para la medición (gradiente de velocidad, esfuerzo cortante y viscosidad).
14. Oprimir el icono start test para empezar el ensayo.
15. Finalizada la medición, limpiar los materiales utilizados y guardarlo.
16. Procedimiento para apagar el reómetro Anton – Para
17. Desconectar el sistema de medición utilizado, limpiarlo y guardarlo en la caja correspondiente.
18. Colocar el reómetro a temperatura ambiente (22 °C), a través del panel de control del software RHEOPLUS.

19. Colocar el protector a la conexión de los rotores (figura 8.1).



Protección de plástico

Protección de anime

Figura 8.1 Protectores de los rotores.

20. Apagar el baño térmico (figura 8.2).

Botón de
apagado 1



Botón de
apagado 2

Figura 8.2 Baño de Calentamiento.

21. Apagar el reómetro con el interruptor del lado izquierdo (figura 8.3).



Figura 8.3 Parte lateral izquierda del Réometro “PHYSICA” MCR 301.

22. Apagar el compresor de aire, oprimiendo el botón de color verde (figura 8.4).

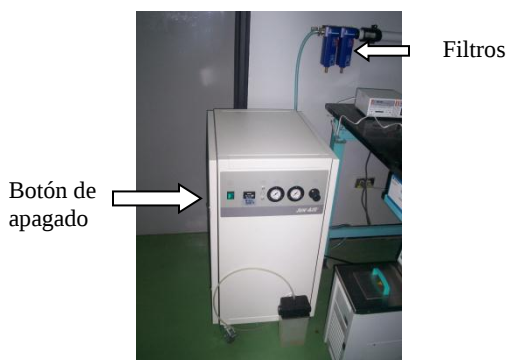


Figura 8.4 Compresor

23. Abrir los filtros de aire, para sacar el aire que aún queda dentro del sistema.

f) Prueba de abrasión.

• Preparación de la prueba:

1. Preparar el fluido de perforación según los requerimientos de la empresa.
2. Limpiar las aspas lavándolas con detergente y un cepillo pequeño. Enjuagar a fondo y secar.

3. Introducir el aspa de prueba en el ultrasonido (marca "Buehler", modelo: Ultramet 2003) durante 10 min.
4. Transcurrido los 10 min en el ultrasonido, extraerla utilizando pinzas y secarla usando un secador (Marca "VARITEMP®", modelo: VT-750C).
5. Pesar el aspa de prueba de abrasión recientemente lavado y secado con una precisión de 0,1 mg. Registrar su peso como W1 en miligramos (mg).

• **Ejecución de la prueba:**

1. Coloca al mezclador automático el papel que permite una mejor apreciación de las de las RPM por parte del tacómetro.
2. Controla las revoluciones por minuto (RPM) a las que se requiere ejecutar la prueba de abrasividad (11000 +/- 300 r.p.m), haciendo el debido uso del tacómetro.
3. Coloca inicialmente la muestra de fluido de perforación preparada en agitación (Sin el aspa de prueba) durante 40 minutos, esto con el objeto de producir un calentamiento del fluido inicial hasta aproximadamente 65 °C por fricción. Esto último depende del tipo y densidad del fluido estudiado. Es importante que durante este calentamiento se lleve un control de las RPM y Temperatura.
4. Coloca el aspa de prueba de abrasión con las ondulaciones hacia abajo. Centrar y asegurar dicha aspa con el tornillo utilizando un destornillador adecuado. Todo esto se realiza con el mezclador apagado.

5. Instalada el aspa en el mezclador, coloca el recipiente de mezcla en su posición correcta, de tal manera que el borde encaje con el interruptor de disparo.
6. Poner en funcionamiento el agitador cambiando rápidamente el interruptor de su posición de encendido a apagado y viceversa, varias veces, para que el eje alcance su velocidad de manera progresiva, ya que un arranque repentino puede hacer que parte de la suspensión salga del vaso que contiene el fluido de perforación.
7. Correr la prueba por $40 \pm 0,1$ min., supervisando cada 10 min (con el uso del tacómetro) que el mezclador esté funcionando a una velocidad de 11000 ± 300 r.p.m. Por otra parte, monitorear la temperatura del fluido ensayado en el sistema.
8. Una vez transcurrido los 40 min de la prueba, apagar el agitador y desconectar el cable de la fuente, remover el vaso de mezclado y el aspa de prueba de abrasión.
9. Desmonta y limpia el aspa utilizada durante la prueba de abrasión. Pesarlo con una aproximación de 0.1 mg y registra el valor como W2 en miligramos (mg). No manipular los aspas con las manos cuando se esté limpiando. Utilizar una pinza para ello, ya que afectan los resultados del ensayo.
10. Desecha el contenido del vaso de mezclado, y limpiar con agua, jabón y solvente mona el vaso.
11. Calcula la abrasión producida por los densificantes en estudio.

8.2 Anexo B

Cálculo tipo.

Cálculo de la movilidad del crudo dentro del núcleo N°2 antes de inyectar el lodo densificado con ORIMATITA® y que contiene A1.

Núcleo N°2

$L = 5,235 \text{ cm.}$

$A = 11,92 \text{ cm}^2$

Sabiendo además que:

$Q = 0,01667 \text{ cc/seg.}$

$\Delta P = 2,06 \text{ atm.}$

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

Sustituyendo los valores en la ecuación anterior se tiene:

$$\lambda = \frac{0,01667 * 5,235}{11,92 * 2,06}$$

$$\lambda = 0,0035 \text{ (D/cP)}$$

Con el mismo procedimiento se calcula la movilidad final, pero utilizando el diferencial de presión después de inyectar el lodo (final).

Cálculo del porcentaje de daño ocasionado por el lodo, densificado ORIMATITA® y que contiene A1, al núcleo de Berea N°2.

Sabiendo que:

$\lambda_{inicial} = 0,003562$ D/cp.

$\lambda_{final} = 0,002014$ D/cp.

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

Sustituyendo los valores en la ecuación anterior se tiene:

$$\%Daño = \frac{0,003562 - 0,002014}{0,003562} * 100$$

$$\%Daño=43,44 \%$$