



UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE MONAGAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
MATURÍN / MONAGAS / VENEZUELA

**EVALUACIÓN DE UN COPOLÍMERO DE ESTIRENO-BUTADIENO
COMO REDUTOR DE ABRASIVIDAD EN UN FLUIDO BASE ACEITE
DENSIFICADO CON ORIMATITA® DE APLICACIÓN EN EL CAMPO
MULATA**

REALIZADO POR:
PEDRO ALEJANDRO MARTÍNEZ LÓPEZ

Trabajo Especial de Grado Presentado Como Requisito Parcial Para Optar al

Título de:
INGENIERO DE PETRÓLEO

MATURÍN, MARZO DE 2013



UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE MONAGAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
MATURÍN / MONAGAS / VENEZUELA

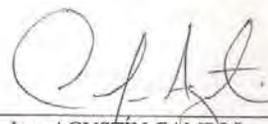
**EVALUACIÓN DE UN COPOLÍMERO DE ESTIRENO-BUTADIENO
COMO REDUTOR DE ABRASIVIDAD EN UN FLUIDO BASE ACEITE
DENSIFICADO CON ORIMATITA® DE APLICACIÓN EN EL CAMPO
MULATA**

REALIZADO POR:

PEDRO ALEJANDRO MARTÍNEZ LÓPEZ
C.I. 18.765.109

REVISADO POR:


Ing. JESÚS OTAHOLA
Asesor Académico


Ing. AGUSTÍN CAMPOS
Asesor Industrial

MATURÍN, MARZO DE 2013



UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE MONAGAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
MATURÍN / MONAGAS / VENEZUELA

**EVALUACIÓN DE UN COPOLÍMERO DE ESTIRENO-BUTADIENO
COMO REDUTOR DE ABRASIVIDAD EN UN FLUIDO BASE ACEITE
DENSIFICADO CON ORIMATITA® DE APLICACIÓN EN EL CAMPO
MULATA**

REALIZADO POR:

PEDRO ALEJANDRO MARTÍNEZ LÓPEZ
C.I: 18.765.109

APROBADO POR:


Ing. JESÚS OTAHOLA
Asesor Académico


Ing. HORTENSIA CALZADILLA
Jurado Principal


Ing. ALFREDA CORDOVA
Jurado Principal

MATURÍN, MARZO DE 2013

RESOLUCIÓN

De acuerdo al Artículo 41 del reglamento de Trabajos de Grado: “Los Trabajos de Grado son de la exclusiva propiedad de la Universidad de Oriente, y sólo podrán ser utilizados a otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, quién deberá participarlo previamente al Consejo Universitario, para su autorización”



DEDICATORIA

A mis padres, Damaris López Zerpa y Jesús Alberto Martínez y a mi abuela María Josefina Zerpa Vargas.



AGRADECIMIENTOS

A papá y mamá. Por aconsejarme, apoyarme, motivarme en todo momento, brindándome la fuerza necesaria para poder continuar.

A mi abuela por darme su amor y su apoyo desde el momento de mi nacimiento y por quererme como un hijo.

A mis hermanas y hermanos quienes estuvieron conmigo desde el principio de mi carrera profesional.

A ESVENCA por haberme dado la oportunidad de realizar mi Trabajo de Grado.

A mi tutor académico, Ing. Jesús Otahola, quien me ayudo desde el inicio del presente trabajo y me asesoró en cada etapa del mismo.

A mi tutor industrial Agustín Campos, quien me ha orientado en todo momento en la realización de este proyecto.

A mi tía Mariela López y a mi tío Manfred Martín por abrirme las puertas de su casa y permitir mi estadía.

A mis amigos y hermanos Alberto Medina, Gabriel Peraza, Francisco Arévalo, José Luis García, José Velásquez, Gabriel Quijada, José Farias, Cesar Madrid y Andrés Acosta.

ÍNDICE

RESOLUCIÓN	iv
DEDICATORIA	v
AGRADECIMIENTOS	vi
ÍNDICE	vii
LISTA DE FIGURAS	x
LISTA DE GRÁFICOS	xi
LISTA DE TABLAS	xii
LISTA DE TABLAS	xii
RESUMEN	xiii
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I	2
1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	2
1.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN.....	3
1.2.1 Objetivo General.....	3
1.2.2 Objetivos Específicos.....	3
1.3 JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN.....	3
CAPÍTULO II	5
2.1 ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN.....	5
2.2 UBICACIÓN O DESCRIPCIÓN DEL ÁREA EN ESTUDIO.....	6
2.3 BASES TEÓRICAS.....	7
2.3.1 Fluidos de perforación.....	7
2.3.2 Funciones de los fluidos de perforación.....	8
2.3.1.1 Retirar los recortes del pozo.....	8
2.3.1.2 Controlar las presiones de la formación.....	8
2.3.1.3 Suspender y descargar los recortes.....	9
2.3.1.4 Obturar las formaciones permeables.....	9
2.3.1.5 Mantener la estabilidad del agujero.....	10
2.3.1.6 Minimizar los daños al yacimiento.....	10
2.3.3 Propiedades físicas de los fluidos de perforación.....	10
2.3.3.1 Densidad o peso del fluido.....	11
2.3.3.2 Viscosidad plástica.....	11
2.3.3.3 Punto cedente.....	11
2.3.3.5 Filtrado API y AP-AT (alta presión-alta temperatura).....	12
2.3.3.6 Estabilidad eléctrica.....	12
2.3.3.7 Porcentaje de sólidos y líquidos.....	12
2.3.4 Clasificación de los fluidos de perforación.....	12
2.3.4.1 Fluidos base agua.....	13
2.3.4.2 Fluidos base aceite.....	13
2.3.4.3 Fluidos base gaseosa.....	13

2.3.5 Composición de los fluidos de perforación base aceite.....	14
2.3.5.1 Aceite mineral.....	14
2.3.5.2 Emulsificante	14
2.3.5.3 Cal.....	14
2.3.5.4 Humectante	15
2.3.5.5 Agua.....	15
2.3.5.6 Arcilla organofílica.....	15
2.3.5.7 Controlador de filtrado	16
2.3.5.8 Sal	16
2.3.5.9 Material densificante	16
2.3.6 ORIMATITA®.....	17
2.3.6.1 Aplicaciones de la ORIMATITA®	18
2.3.6.2 Ventajas de la ORIMATITA®	18
2.3.6.3 Especificaciones de la ORIMATITA®	19
2.3.6.4 Efectos del densificante ORIMATITA® sobre las propiedades del fluido de perforación	19
2.3.6.5 Erosividad y abrasividad.....	20
2.3.7 Polímero	21
2.3.8 Clasificación de los polímeros.....	21
2.3.8.1 De acuerdo a su origen	21
2.3.8.2 De acuerdo a su estructura	22
2.3.8.3 De acuerdo a su carga eléctrica	24
2.3.9 Aditivo reductor de desgaste	25
2.3.10 Prueba de abrasividad.....	25
2.4 DEFINICIÓN DE TÉRMINOS BÁSICOS	26
CAPÍTULO III.....	28
3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN.....	28
3.2 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN	28
3.3 POBLACIÓN Y MUESTRA	29
3.4 PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO	29
3.4.1 Formulación de fluidos 100% base aceite mineral densificados con Barita y ORIMATITA®, con la adición de un copolímero reductor de desgaste.....	29
3.4.2 Caracterización de las propiedades físicas de los fluidos formulados, antes y después de someterlos a envejecimiento dinámico	31
3.4.3 Determinación de la factibilidad técnica de la aplicación de un copolímero de estireno-butadieno como reductor de abrasividad en fluidos 100% base aceite densificados con ORIMATITA®	32
3.4.4 Evaluación de la factibilidad económica de aplicar el copolímero reductor de desgaste en el campo Mulata	33
3.5 TÉCNICAS E INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE DATOS	34
3.5.1 Técnicas	34
3.5.2 Instrumentos	34

3.6 RECURSOS	35
3.6.1 Recursos humanos	35
3.6.2 Recursos materiales	35
3.6.3 Recursos económicos	35
CAPÍTULO IV	36
4.1 FORMULACIÓN DE FLUIDOS 100% BASE ACEITE MINERAL DENSIFICADOS CON BARITA Y ORIMATITA®, CON LA ADICIÓN DE UN COPOLÍMERO REDUCTOR DE DESGASTE	36
4.1.1 Formulación de las muestras de fluidos de perforación base aceite.....	37
4.2 CARACTERIZACIÓN DE LAS PROPIEDADES FÍSICAS DE LOS FLUIDOS FORMULADOS, ANTES Y DESPUÉS DE SOMETERLOS A ENVEJECIMIENTO DINÁMICO.....	38
4.2.1 Densidad del fluido.....	40
4.2.2 Determinación de las propiedades reológicas de las formulación mediante el uso de un viscosímetro OFITE-800.....	41
4.2.2.1 Viscosidad plástica	41
4.2.2.2 Punto cedente.....	43
4.2.2.3 Fuerza de gel.....	44
4.2.3 Determinación del filtrado por medio del filtro prensa AP-AT	47
4.2.4 Determinación del porcentaje de sólidos, aceite y activador polar	48
4.2.5 Determinación de la estabilidad eléctrica.....	51
4.3 DETERMINACIÓN DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICA DE LA APLICACIÓN DE UN COPOLÍMERO DE ESTIRENO- BUTADIENO COMO REDUCTOR DE ABRASIVIDAD EN FLUIDOS 100% BASE ACEITE DENSIFICADOS CON ORIMATITA®	52
4.4 EVALUACIÓN DE LA FACTIBILIDAD ECONÓMICA DE APLICAR EL COPOLÍMERO REDUCTOR DE DESGASTE EN EL CAMPO MULATA	54
4.4.1 Evaluación de costo-beneficios a los sistemas de fluidos formulados	56
CAPÍTULO V.....	58
5.1 CONCLUSIONES	58
5.2 RECOMENDACIONES	60
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	61
HOJA DE METADATOS	99

LISTA DE FIGURAS

Pág.

Figura 2.1 Columna estratigráfica del área Norte de Monagas.....	7
Figura 2.2 Polímero de estructura lineal	22
Figura 2.3 Polímero de estructura ramificada.....	23
Figura 2.4 Polímero de estructura entrecruzada.....	23
Figura 2.5 Polímero de estructura reticular.....	24



LISTA DE GRÁFICOS

	Pág.
Gráfica 4.1 Viscosidad plástica antes y después de someter las formulaciones a envejecimiento dinámico.	41
Gráfica 4.2 Punto cedente antes y después de someter las formulaciones a envejecimiento dinámico.	43
Gráfica 4.3 Esfuerzo de gel de las formulaciones antes de envejecimiento dinámico.	45
Gráfica 4.4 Esfuerzo de gel de las formulaciones después de envejecimiento dinámico.	46
Gráfica 4.5 Tasa de filtración antes y después de someter las formulaciones a envejecimiento dinámico.	47
Gráfica 4.6 Porcentaje de activador polar, sólidos y aceite obtenidos AED.	49
Gráfica 4.7 Porcentaje de activador polar, sólidos y aceite obtenidos DED.	50
Gráfica 4.8 Estabilidad eléctrica antes y después de someter las formulaciones a envejecimiento dinámico.	51
Gráfica 4.9 Abrasividad de las formulaciones antes de envejecimiento dinámico.	53
Gráfica 4.10 Abrasividad después de envejecimiento dinámico.	54

LISTA DE TABLAS

Pág.

Tabla 2.1 Material utilizado como agente densificante.	17
Tabla 2.2 Especificaciones técnicas de la ORIMATITA®.	19
Tabla 3.1 Aditivos utilizados para la formulación de los fluidos base aceite.	30
Tabla 3.2 Distribución del material densificante y copolímero.	31
Tabla 4.1 Balance de masa empleado en las formulaciones evaluadas.	36
Tabla 4.2 Propiedades físicas de las formulaciones antes y después de ser sometidos a envejecimiento dinámico.	39
Tabla 4.3 Costo total por barril de cada una de las formulaciones.	55





UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE MONAGAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
MATURÍN / MONAGAS / VENEZUELA

RESUMEN

EVALUACIÓN DE UN COPOLÍMERO DE ESTIRENO-BUTADIENO COMO REDUTOR DE ABRASIVIDAD EN UN FLUIDO BASE ACEITE DENSIFICADO CON ORIMATITA® DE APLICACIÓN EN EL CAMPO MULATA

AUTOR

BR. PEDRO A. MARTÍNEZ L.

C.I: 18.765.109

Noviembre 2012

ASESORES

ING. JESÚS OTAHOLA

ING. AGUSTÍN CAMPOS

Buscando posibles sustitutos del densificante universal para fluidos de perforación, se introduce desde hace varios años en el mercado de densificantes venezolano la ORIMATITA®, producto neto nacional, pero conociendo sus múltiples problemas de abrasividad relacionada a su elevada dureza en comparación a la barita (5.0-6.0 Mohs) ésta resulto ser poco aplicable por múltiples problemas con los equipos de perforación. En torno a esto ESVENCA se propone en evaluar un copolímero de dos hidrocarburos como posible aditivo reductor de abrasividad. Se evaluaron en laboratorio tres muestras con una distribución de material densificante distinto (100% Barita, 70% Barita-30% ORIMATITA® y 70% Barita-30% ORIMATITA® con la adición del aditivo en estudio). La investigación estuvo fundamentada en la observación directa de los datos arrojados por las pruebas físicas (densidad, reología, tasa de filtración, entre otras) efectuadas a las formulaciones, además del coeficiente de abrasividad y el costo por barril de cada formulación. La muestra que contiene el copolímero reductor de abrasividad resultó la opción menos atractiva a nivel de costo pero la más viable y factible a nivel operativo por los beneficios que proporciona.

INTRODUCCIÓN

En la búsqueda de mejoras en el mercado de densificantes para la industria petrolera venezolana, se ha venido trabajando con fluidos de perforación densificados con ORIMATITA®, sin embargo ésta registra severos problemas de abrasividad, causando daños a componentes de la sarta y equipos del sistema de circulación. Este densificante tiene un gran potencial de beneficios si se logra controlar los efectos abrasivos y los diseños de fluidos, de acuerdo a las exigencias particulares de cada pozo.

Dentro de las soluciones para minimizar los problemas operacionales asociados por la capacidad abrasiva que tiene la ORIMATITA®, originada por presentar una mayor dureza (5.0 a 6.0 Mohs) con respecto a la Barita (3.0 a 3.5 Mohs), se encuentra la aplicación de reductores de desgaste, los cuales son aditivos que se agregan al fluido de perforación a fin de disminuir su abrasividad. Por ello la empresa ESVENCA, se ha interesado en evaluar un copolímero a base de estireno-butadieno como posible reductor de abrasividad en fluidos de perforación base aceite mineral densificados con ORIMATITA® y Barita, para ser aplicado en el campo Mulata con la finalidad de evitar problemas futuros en los sistemas de circulación.

La concentración adecuada del reductor de desgaste para fluidos densificados con ORIMATITA®, fue seleccionada mediante la implementación de pruebas físicas de laboratorio, antes y después del envejecimiento dinámico; además, la capacidad abrasiva del mineral densificante se evaluó a través de la norma ISO-10416, y la eficiencia de cada fluido a formular dependió de su abrasividad.

CAPÍTULO I

EL PROBLEMA Y SUS GENERALIDADES

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La sustitución de equipos por desgaste o daño durante la perforación de pozos, bien sea bombas de circulación, equipos de control de sólidos, codos, restricciones, incrementa de manera excesiva el costo final de la perforación, esto se minimiza con una formulación de fluidos de perforación que cumpla con las propiedades adecuadas. Los problemas planteados están atribuidos directamente a la cantidad de materiales densificantes con valores de dureza comprendido entre 3.0 a 6.0 Mohs que contiene el fluido de perforación.

En el campo Mulata al norte del estado Monagas, se desea perforar con fluidos formulados con Barita como densificante principal, y ORIMATITA® en distintas proporciones. La idea de utilizar la ORIMATITA® surgió, debido a que en estudios anteriores se presentaron excelentes ventajas técnicas y económicas, siempre que se logre controlar los problemas relacionados con su abrasividad.

Para solventar los problemas asociados a la abrasividad de la ORIMATITA®, la empresa ESVENCA propone la aplicación de un copolímero a base de hidrocarburo (estireno-butadieno) como un posible reductor de abrasividad en fluidos de perforación base aceite mineral, que permita disminuir considerablemente el desgaste que genera el mineral de hierro, buscando así alargar la vida útil de los equipos del sistema de circulación, evitando el incremento económico por remplazo de equipos, como también las paradas no deseadas en el proceso de perforación de pozos, para ello se recurrió a la formulación de fluidos densificados con Barita y

ORIMATITA® simultáneamente, con distintas proporciones, evaluando el desgaste que genera cada aditivo, y como puede ser disminuido este efecto con la adición del copolímero antes mencionado.

1.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN

1.2.1 Objetivo General

- Evaluar un copolímero de estireno-butadieno como reductor de abrasividad en un fluido base aceite densificado con ORIMATITA® de aplicación en el campo Mulata.

1.2.2 Objetivos Específicos

- Formular fluidos 100% base aceite mineral densificados con Barita y ORIMATITA®, con la adición de un copolímero reductor de desgaste.
- Caracterizar las propiedades físicas de los fluidos formulados, antes y después de someterlos a envejecimiento dinámico.
- Determinar la factibilidad técnica de la aplicación de un copolímero de estireno-butadieno como reductor de abrasividad en fluidos 100% base aceite densificados con ORIMATITA®.
- Evaluar la factibilidad económica de aplicar el copolímero reductor de desgaste en el campo Mulata.

1.3 JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN

La perforación de los pozos de petróleo y/o gas no solo significan crear la comunicación entre el yacimiento y la superficie, pues la industria petrolera enfrenta nuevos retos como la disminución de los tiempos y costos de operación y

adicionalmente enfrentar problemas operacionales como desgaste o daño de equipos a nivel de fondo y/o superficie, que pueden traer como consecuencia la paralización parcial o total de las actividades. ESVENCA como empresa especialista en brindar servicios de fluidos de perforación y control de sólidos, está comprometida a plantear mejoras en las actividades y a emplear nuevas formulaciones y propuestas, a fin de satisfacer la demanda y los desafíos presentados en los diversos tipos de pozos existentes.

En la actualidad, uno de los desafíos más importantes en el mercado de densificantes de fluidos de perforación de la industria petrolera a nivel nacional y mundial, radica en el incremento año tras año en la demanda de Barita, al hecho de que las reservas mundiales de este material están en franco descenso tanto en volumen como en calidad, sin contar que las minas de este mineral se encuentran ubicadas lejos de los centros de consumo, lo cual debido al transporte y posterior molienda, incrementa el costo final del material. En Venezuela, dentro de la industria petrolera nacional, como opción al reemplazo de la Barita en la formulación de fluidos de perforación, tomando en cuenta la existencia de grandes reservas de mineral de hierro y la estrategia de promoción del capital local, surge la tecnología ORIMATITA®, sin embargo las experiencias iniciales con el producto, no fueron muy satisfactorias por sus problemas de abrasividad.

Por lo anterior expuesto, surgió la necesidad de proponer la evaluación de un copolímero a base de estireno-butadieno como un aditivo reductor de abrasividad en fluidos de perforación base aceite mineral, densificados con Barita y ORIMATITA®, a fin de evitar problemas operacionales asociados a la abrasividad del mineral de hierro, como el desgaste o daño en el equipos de control de sólidos, codos, bombas, líneas de circuito de fluidos, herramientas de fondo, entre otros. Todo esto con la finalidad de sustituir parcialmente la Barita que ha sido predominantemente el material densificante usado en fluidos de perforación hasta la actualidad.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN

Díaz, N. (2002), en el trabajo de grado para la Universidad de Oriente, Núcleo de Monagas, titulado “**Uso de la ORIMATITA® en sustitución de Barita como densificante de los fluidos de perforación**”, realizó un estudio de la erosividad del densificante para fluidos de perforación cuyo nombre comercial es ORIMATITA® y lo comparó con la erosividad del densificante utilizado tradicionalmente que es la Barita. Los resultados de la investigación confirmaron que la erosividad de este densificante puede ser disminuida si se fabrica con una distribución de partículas apropiada. Por otra parte la estabilidad eléctrica de los fluidos base aceite, presentaron lecturas menores si se comparan con mezclas similares densificadas con Barita. La mayor ventaja del uso de este mineral se evidencia en el aumento de la tasa de penetración, dado que la ORIMATITA® posee mayor gravedad específica (5.1), y por tanto, se necesita menor concentración de sólidos para formar una mezcla determinada, en comparación con la Barita.

Martínez, A (2004), en su trabajo de investigación para la Universidad Central de Venezuela, titulado “**Ensayos de daño a la formación productora con fluidos de perforación densificados con ORIMATITIA® 038**”, evaluó fluidos de perforación densificados con ORIMATITIA® 038 para ser utilizados en la perforación de la zona productora. Realizando pruebas de eficiencia de revoque y de invasión de filtrado con sistema de fluidos 100% aceite mineral, según la formulación del sistema INTOIL® de Baker Hughes Inteq (BHI), para las condiciones de operación donde se requieran sistemas de fluidos de alta densidad y completaciones a hoyo desnudo.

Desarrollando una caracterización petrofísica y morfológica de muestras de núcleos de Berea, a través del análisis de imágenes tomadas de los núcleos por medio de microscopía electrónica de barrido. Mediante las recomendaciones suministradas por el software OPTI-BRIGE de la M-I ajustando la distribución granulométrica de los fluidos, para adecuarlos a las características morfológicas de los núcleos evaluados. Obteniendo como conclusión principal que la selección de una distribución apropiadas de partículas en los fluidos de perforación densificados con ORIMATITA® 038, en combinación con un buen controlador de filtrado, contribuyen a la formación de un revoque efectivo, reduciendo significativamente el riesgo de daño a la formación productora.

2.2 UBICACIÓN O DESCRIPCIÓN DEL ÁREA EN ESTUDIO

El distrito Norte del estado Monagas está localizado al Este de Venezuela. Comprende una superficie aproximada de 390 km² situada a 50 km del Oeste de la ciudad de Maturín. Está integrada por tres (3) grandes bloques: Santa Bárbara, Carito-Mulata y El Furrrial.

El área en estudio pertenece al bloque Carito-Mulata ubicado en la parte Occidental de dicho bloque, a su vez este bloque se subdivide en tres (3) partes: Carito Norte, Carito Central y Carito Oeste. Cabe destacar que la zona Norte del estado Monagas está orientada básicamente a pozos profundos que oscilan en el rango de 15.000 a 21.473 pies, donde se utilizan fluidos de perforación con alta densidad (16-17 lb/gal), con la finalidad de controlar las presiones de formación.

Geológicamente, esta zona presenta una estructura compleja manteniéndose a lo largo de toda la sección. La parte superior está conformada por arenas de grano fino, poco consolidadas. La sección intermedia consta con una zona lutítica presurizada y

la sección inferior (arenas productoras) la conforman areniscas consolidadas con intercalaciones de lutitas (ver figura 2.1).

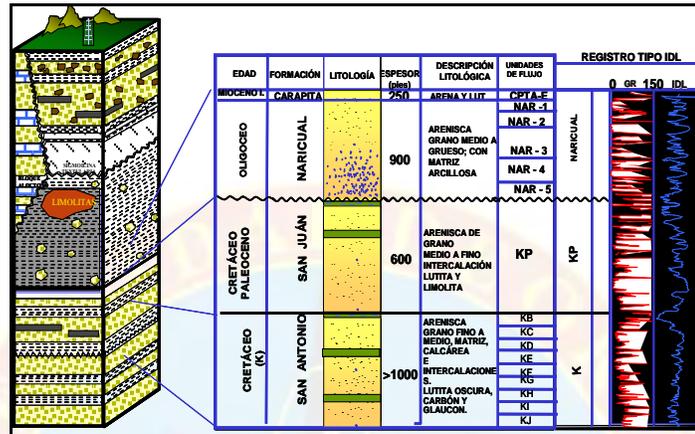


Figura 2.1 Columna estratigráfica del área Norte de Monagas.

Fuente: Ortega, L. (2008).

2.3 BASES TEÓRICAS

2.3.1 Fluidos de perforación

ESVENCA. (2010), expresa que los fluidos de perforación son todos aquellos fluidos utilizados durante las labores de perforación de un pozo que son circulados a través del hoyo y cumplen con los requisitos mínimos de eficiencia de limpieza y seguridad durante la perforación del mismo.

Estos fluidos de perforación incluyen una variedad de sustancias como el gas, aire, petróleo, agua, y suspensión coloidal. Los fluidos usados en la perforación rotatoria, que inicialmente fueron tomados como medio para transportar los cortes de rocas a la superficie, son unos de los responsables para evitar los problemas y fallas en las operaciones de perforación. Además de su cualidad de transportar ripios a la superficie, los fluidos de perforación deben cumplir con otras funciones de igual

importancia y directamente relacionada con la eficiencia, economía y diseños de la operación de perforación. Por esta razón la composición de los fluidos de perforación y sus propiedades resultantes están sujetas a muchos estudios y análisis.

2.3.2 Funciones de los fluidos de perforación

Las funciones del fluido de perforación describen las tareas que el fluido de perforación es capaz de desempeñar, aunque algunas de éstas no sean esenciales en cada pozo. La remoción de los recortes del pozo y el control de las presiones de la formación son funciones sumamente importantes. Aunque el orden de importancia sea determinado por las condiciones del pozo y las operaciones en curso, según MIDRILLING. (2001), las funciones más comunes del fluido de perforación son las siguientes:

2.3.1.1 Retirar los recortes del pozo

Los recortes de perforación deben ser retirados del pozo a medida que son generados por la mecha. A este fin, se hace circular el fluido de perforación dentro de la columna de perforación y a través de la mecha el cual arrastra y transporta los recortes hasta la superficie, subiendo por el espacio anular. La remoción de los recortes (limpieza de hoyo) depende del tamaño, forma y densidad de los recortes, unido a la velocidad de penetración (ROP); de la rotación de la columna de perforación y de la viscosidad, densidad y velocidad anular del fluido.

2.3.1.2 Controlar las presiones de la formación

Una función básica del fluido de perforación es controlar las presiones de la formación para garantizar una operación de perforación segura. Típicamente, a medida que la presión de la formación aumenta, se aumenta la densidad del fluido de

perforación agregando Barita para equilibrar las presiones y mantener la estabilidad del hoyo. Esto impide que los fluidos de la formación fluyan hacia el pozo y que los fluidos de formación presurizados causen un reventón.

La presión ejercida por la columna de fluido de perforación mientras está estática (no circulando) se llama presión hidrostática y depende de la densidad del fluido y de la profundidad vertical verdadera del pozo (TVD). Si la presión hidrostática de la columna de fluido de perforación es igual o superior a la presión de la formación, los fluidos de formación no fluirán dentro del pozo.

2.3.1.3 Suspender y descargar los recortes

Los fluidos de perforación deben suspender los recortes de perforación, los materiales densificantes y los aditivos bajo una amplia variedad de condiciones, sin embargo deben permitir la remoción de los recortes por el equipo de control de sólidos. Los recortes de perforación que se sedimentan durante condiciones estáticas pueden causar puentes y rellenos, los cuales, por su parte, pueden producir el atascamiento de la tubería o la pérdida de circulación. Se debe mantener un equilibrio entre las propiedades del fluido de perforación que suspenden los recortes y las propiedades que facilitan la remoción de los recortes por el equipo de control de sólidos.

2.3.1.4 Obturar las formaciones permeables

Cuando la presión de la columna de fluido es más alta que la presión de la formación, el filtrado invade la formación y un revoque se deposita en la pared del pozo. Los sistema de fluido de perforación deberían estar diseñados para depositar sobre la formación un delgado revoque de baja permeabilidad con el fin de limitar la

invasión de filtrado. Esto mejora la estabilidad del pozo y evita numerosos problemas de perforación y producción.

2.3.1.5 Mantener la estabilidad del agujero

La estabilidad del pozo constituye un equilibrio completo de factores mecánicos (presión y esfuerzo) y químicos. La composición química y las propiedades del fluido deben combinarse para proporcionar un pozo estable hasta que se pueda introducir y cementar la tubería de revestimiento. Independientemente de la composición química del fluido y otros factores, el peso del fluido debe estar comprendido dentro del intervalo necesario para equilibrar las fuerzas mecánicas que actúan sobre el pozo

2.3.1.6 Minimizar los daños al yacimiento

La protección del yacimiento contra daños que podrían perjudicar la producción es muy importante. Cualquier reducción de la porosidad o permeabilidad natural de una formación productiva es considerada como daño a la formación. Estos daños pueden producirse como resultado de la obturación causada por el fluido o sólidos de perforación de las interacciones químicas (fluido) y mecánicas (conjunto de perforación) con la formación. El daño es generalmente indicado por un valor de daño superficial o por la caída de presión cuando el pozo está produciendo.

2.3.3 Propiedades físicas de los fluidos de perforación

Durante las operaciones de perforación de un pozo, es de vital importancia mantener la calidad del fluido, esto se logra manteniendo sus propiedades dentro de valores preestablecidos para cada tipo de formación atravesada. Según PDVSA CIED. (2002), las propiedades físicas a mantener del fluido son:

2.3.3.1 Densidad o peso del fluido

Es la propiedad del fluido que tiene por función principal mantener en sitio los fluidos de la formación. La densidad se expresa por lo general en lb/gal, y es uno de los factores de los cuales depende de la presión hidrostática ejercida por la columna de fluido.

2.3.3.2 Viscosidad plástica

Es la viscosidad que resulta de la fricción mecánica entre: sólidos y líquidos, líquidos y líquidos. Esta viscosidad depende de la concentración, tamaño y forma de los sólidos presentes en el fluido y se controla con equipos mecánicos de control de sólidos. La viscosidad plástica se expresa en centiPoise (cP).

2.3.3.3 Punto cedente

Es una medida de la fuerza de atracción entre las partículas bajo condiciones dinámicas o de flujo. Es la fuerza que ayuda a mantener el fluido una vez que entra en movimiento. El punto cedente está relacionado con la capacidad de limpieza del fluido en condiciones dinámicas, y se expresa en lb/100 pie².

2.3.3.4 Resistencia o fuerza de gel

Es una medida de la atracción física y electroquímica bajo condiciones estáticas y se controla, en la misma forma, como se controla el punto cedente, puesto que la origina el mismo tipo de sólido (reactivo). Las mediciones comunes de esta propiedad se toman a los 10 segundos, 10 minutos y 30 minutos está relacionada con la capacidad de suspensión de los recortes de perforación del fluido, la limpieza del hoyo a condiciones estáticas y a bajas tasas de penetración (ROP).

2.3.3.5 Filtrado API y AP-AT (alta presión-alta temperatura)

El filtrado indica la cantidad relativa de líquido que se filtra a través del revoque hacia las formaciones permeables cuando el fluido es sometido a una presión diferencial. Esta característica es afectada por los siguientes factores: presión, grado de dispersión, temperatura y tiempo. Este valor se reporta por los mililitros de filtrado que se atraviesan un papel de filtro, durante 30 minutos.

2.3.3.6 Estabilidad eléctrica

Es un indicativo de que tan bien emulsionada se encuentra el agua en el aceite. Esta prueba no indica necesariamente que la emulsión esté en buenas o malas condiciones, pero si indica la tendencia que tiene la emulsión a mejorar o a empeorar, y su unidad es milivoltios.

2.3.3.7 Porcentaje de sólidos y líquidos

Se determina con una prueba de retorta. Los resultados obtenidos permiten conocer a través de un análisis de sólidos, el porcentaje de sólidos de alta y baja gravedad específica, mientras que los líquidos pueden incluir agua, aceite o glicerina si ésta se está utilizando en la formulación, como activador polar.

2.3.4 Clasificación de los fluidos de perforación

Según PDVSA CIED. (1997), los fluidos de perforación pueden ser de agua, aceite, gas, suspensiones coloidales de agua y arcilla o combinaciones de agua y aceite con diferentes contenidos de sólidos, por lo tanto, se puede establecer una clasificación general de los mismos basada en la constitución de la fase continua de su formulación:

2.3.4.1 Fluidos base agua

El fluido de perforación base agua tiene como base continua el agua en el cual están suspendidos los materiales, tal como, las arcillas y otros sólidos reactivos y no reactivos para obtener propiedades especiales, como densificantes, controladores de filtrado. De acuerdo al efecto de los fluidos de perforación sobre los sólidos de perforación y sobre las arcillas de formación, se pueden clasificar a los fluidos base agua en lodos no dispersos y dispersos. Estos a su vez, pueden o no estar inhibidos. En un lodo no disperso, no se utilizan adelgazantes o desfloculantes y las arcillas comerciales agregadas y/o incorporadas van a encontrar su propia condición de equilibrio en el sistema de una forma natural.

2.3.4.2 Fluidos base aceite

Son aquellos donde el aceite constituye la fase continua y el agua la fase dispersa, formando una emulsión mediante el uso de emulsificantes y jabones, que permite que el aceite rodee cada gota de agua, evitando el contacto entre ellas y su coalescencia. El agua no se disuelve o se mezcla con aceite sino que permanece suspendida, actuando cada gota como una partícula sólida. En una buena emulsión no debe haber tendencia de separación de fases. Existen principalmente dos tipos, los fluidos 100% base aceite y los de emulsión inversa.

2.3.4.3 Fluidos base gaseosa

Son fluidos de perforación cuya fase continua está constituida por gas o aire, es utilizado en áreas donde las pérdidas de circulación son severas (zonas depletadas) y también en zonas extremadamente duras o altamente consolidadas, ya que este tipo de fluido permite obtener altas tasas de penetración.

2.3.5 Composición de los fluidos de perforación base aceite

En la formulación de los fluidos base aceite se utilizan diversos aditivos químicos, cada uno de los cuales cumple una función específica. PDVSA CIED. (1997), indica que estos productos deben ser agregados de acuerdo al siguiente orden:

2.3.5.1 Aceite mineral

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.

2.3.5.2 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 fluidos 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.

2.3.5.3 Cal

Tiene como función primaria hacer más efectiva la acción del emulsificante, y como función secundaria actuar como secuestrador de H₂S y CO₂. Siempre que se

adicione un emulsificante se debe agregar cal en una proporción de 2:1. Se debe evitar el exceso de cal en el sistema, debido a que la cal siendo un sólido, causa un aumento indeseable en la viscosidad del fluido de perforación.

2.3.5.4 Humectante

Los productos químicos humectantes en aceite son las poliamidas, las aminas, los fosfatos orgánicos, los hidrocarburos sulfanados; los cuales se utilizan en los fluidos de perforación para mantener humedecidos los sólidos con aceite. Por lo general estos productos son también efectivos como emulsificadores.

2.3.5.5 Agua

Esta forma parte de los fluidos base aceite, consiste en pequeñas gotas que se hallan dispersas y suspendidas en el aceite, actuando cada una de ella como una partícula sólida. La adición de emulsificadores hace que el agua se emulsifique en el aceite, formando un sistema estable. La dilución con agua en los fluidos base aceite invertidos ayuda a aumentar la viscosidad y la fuerza gel así como también controlar el filtrado.

2.3.5.6 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 fluido de perforación los activadores polares más comunes entre los que se encuentran el agua, metanol,

carbonato de propileno y la glicerina, siendo la glicerina 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

2.3.5.7 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 fluido de perforación es sometido a cierta presión diferencial, también ayuda a la suspensión de sólidos y provee estabilidad a altas temperatura. 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.

2.3.5.8 Sal

Se utilizan para desarrollar fuerzas osmóticas en los fluidos base aceite, buscando así balancear formaciones sensibles al agua. Este fenómeno ocurre cuando la salinidad del fluido de perforación es cercana a la de la formación. Es un hecho bien conocido que el agua migra de una solución menos salina hacia otra de mayor salinidad, si esta una membrana semipermeable. Para ello se utilizan sales de cloruro de sodio y/o cloruro de calcio.

2.3.5.9 Material densificante

Son materiales que se utilizan con la finalidad de darle peso o aumentar la densidad del fluido de perforación, a fin de controlar la presión de la formación y

para controlar el derrumbe en áreas que han sido tectónicamente activas. Entre el material densificante comúnmente usado en la industria petrolera, se tiene:

Tabla 2.1 Material utilizado como agente densificante.

MATERIAL	FÓRMULA QUÍMICA	GRAVEDAD ESPECÍFICA
Galena	SPb	7.4-7.7
Hematita	Fe ₂ O ₃	4.9-5.3
Magnetita	Fe ₃ O ₄	5.0-5.2
Baritina	SO ₄ Ba	4.2-4.5
Siderita	CO ₃ Fe	3.7-3.9
Dolomita	CO ₃ Ca CO ₃ Mg	2.8-2.9
Calcita	CO ₃ Ca	2.6-2.8

Fuente: CIED PDVSA. (1997).

2.3.6 ORIMATITA®

Vera y Camargo. (2001), describen a la ORIMATITA® como un producto desarrollado por PDVSA, a partir de hematita natural (gravedad específica 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, 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. 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.

2.3.6.1 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.

2.3.6.2 Ventajas de la ORIMATITA®

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

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

2.3.6.3 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.

Tabla 2.2 Especificaciones técnicas de la ORIMATITA®.

REQUERIMIENTO	ESPECIFICACIÓN
Oxido Férrico (FeO)	95-98% por peso
Goetita (FeO.OH)	2-4 por peso
Cuarzo (SiO)	1% por peso máximo
Magnetita (FeO)	Cero (0)
Alcalinotérreos	100 ppm, máximo
Carbonatos soluble	3000 ppm, máximo
Densidad	5,0 a 5,2 g/cc
Humedad	6% por peso, máximo

Fuente: Vera y Camargo. (2001)

2.3.6.4 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:

- **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%.
- **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.
- **Atrición:** la ORIMATITA® presenta propiedades de atrición significativamente menores a la Barita, permitiendo mantener un mejor control de su granulometría con el tiempo.

2.3.6.5 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®. 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. Además de las especificaciones de granulometría, se recomienda incorporar el uso de agentes reductores de abrasividad, tanto para fluidos de perforación base aceite, como base agua.

2.3.7 Polímero

Ford. (2004), define a los polímeros como una molécula enorme generada por la repetición de unidades más pequeñas llamadas monómeros. Un polímero contiene muchísimos monómeros, razón por la cual hablamos de macromoléculas. La polimerización ocurre cuando los monómeros se juntan para formar la molécula de polímero de gran tamaño. Los polímeros pueden tener pesos moleculares de varios millones o pueden componerse simplemente de algunas unidades repetidas

Las propiedades de los polímeros dependerá de:

- El tipo de monómero o monómeros utilizados.
- El numero de monómeros utilizados para formar el polímero (peso molecular).
- El número de grupos degradados o ramificados en la cadena.
- El tipo y extensión de cualquier modificación química subsiguiente.

2.3.8 Clasificación de los polímeros

PDVSA CIED. (1997), clasifica a los polímeros usados en los fluidos de perforación de tres maneras. Los clasifica de acuerdo a su química, es decir iónica o no iónica; de conformidad con su función, tal como viscosificadores o aditivos de control de filtración; o simplemente de acuerdo con su origen.

2.3.8.1 De acuerdo a su origen

- **Naturales:** estos materiales se derivan de fuentes naturales como plantas, animales y la fermentación bacteriana. El producto final debe ser sometido a cierto tratamiento antes de ensacado. Estos poseen por lo general estructuras más complejas y pesos moleculares más altos que los polímeros sintéticos.

- **Naturales modificados:** son muy comunes en los fluidos de perforación. La celulosa y el almidón son dos polímeros naturales frecuentemente usados para producir polímeros naturales modificados. La versión modificada puede tener propiedades considerablemente diferentes de las de los polímeros naturales originales.
- **Sintéticos:** son sintetizados químicamente, generalmente a partir de productos derivados del petróleo. A diferencia de los polímeros naturales y los naturales modificados, los polímeros sintéticos son desarrollados a partir de moléculas relativamente más pequeñas.

2.3.8.2 De acuerdo a su estructura

- **Lineales:** en un polímero lineal las unidades monoméricas se unen unas a otras formando cadenas sencillas. Estas largas cadenas son flexibles y se comportan como una masa de fideos, esquematizada en la figura 2.2, donde cada círculo representa una unidad monomérica. CMC (carboximetilcelulosa), PHPA (poliacrilamida parcialmente hidrolizada) y HEC (hidroxietilcelulosa) son algunos polímeros de estructura lineal.



Figura 2.2 Polímero de estructura lineal

Fuente: PDVSA CIED. (1997).

- **Ramificadas:** la cadena principal está conectada lateralmente con otras cadenas. Ejemplo: Almidón y goma xantana (ver figura 2.3).

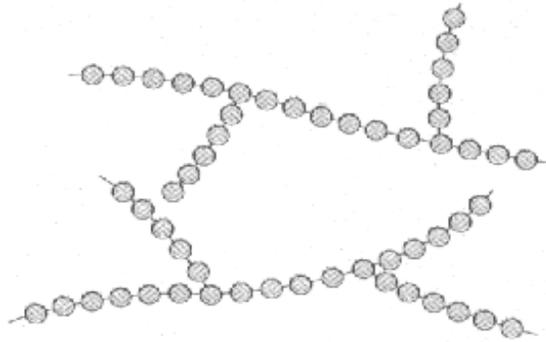


Figura 2.3 Polímero de estructura ramificada

Fuente: PDVSA CIED. (1997).

- **Entrecruzada:** son cadenas lineales adyacentes que se unen transversalmente en varias posiciones mediante enlaces covalentes. Ejemplo: goma xantana entrecruzada (ver figura 2.4).

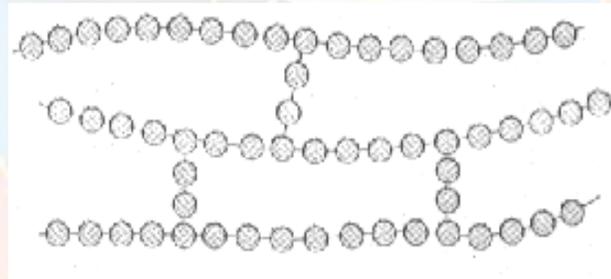


Figura 2.4 Polímero de estructura entrecruzada

Fuente: PDVSA CIED. (1997).

- **Polímeros reticulados:** están formados por macromoléculas con cadenas y ramificaciones entrelazadas en las tres direcciones del espacio (ver figura 2.5).

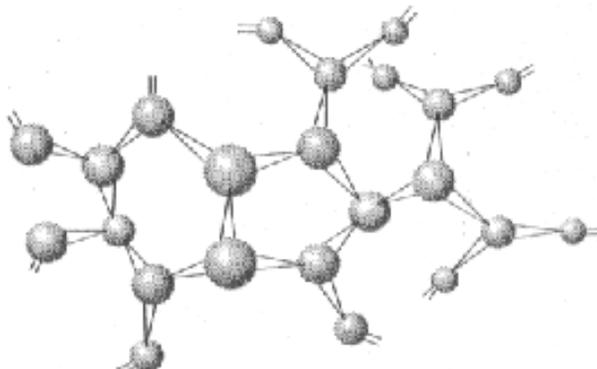


Figura 2.5 Polímero de estructura reticular

Fuente: PDVSA CIED. (1997).

2.3.8.3 De acuerdo a su carga eléctrica

- **Aniónico:** son moléculas orgánicas, cargadas de una forma negativa. Por lo general se forman por la disociación de un ácido (-C-O-O-H-). Un ion metálico de carga positiva, generalmente Na^+ se asocia para formar una sal de sodio. Sulfonatos y fosfatos son algunos de los grupos funcionales de estos polímeros. La mayoría de los polímeros utilizados por la industria petrolera pertenecen al grupo aniónico.
- **Catiónico:** son moléculas orgánicas cargadas positivamente. Estos polímeros presentan alta adsorción a las arcillas, pero se usa rara vez debido a su incompatibilidad con los materiales aniónicos. También tienden a ser más tóxicos. Con frecuencia son del tipo amina.
- **No aniónico:** son moléculas orgánicas que no poseen carga eléctrica alguna, son menos sensibles a la interacción con sales. Estos materiales no se ionizan pero se dispersan con facilidad en agua
- **Anfotéricos:** son moléculas orgánicas con cargas positivas y negativas. La carga general de la molécula se halla gobernada por el pH del medio ambiente. En pH bajos funcionan como catiónicos, y en pH altos como aniónicos.

2.3.9 Aditivo reductor de desgaste

Ford. (2004), explica de manera técnica que este aditivo es un copolímero de hidrocarburo (estireno butadieno) de alto peso molecular con cadenas carbonadas de enlaces múltiples caracterizados como alcanos, alquenos y alquinos solubles en aceite. El mismo genera a los sistemas base aceites viscoelasticidad y reducción de filtrado, contribuyendo a reducir las concentraciones o eliminación de productos como la arcilla organofílica, lignito organofílico y modificadores reológicos. Dicho aditivo presenta las siguientes ventajas técnico-económicas:

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

2.3.10 Prueba de abrasividad

Esta prueba tiene como función principal medir y evaluar la abrasividad relativa de materiales con altos valores de dureza utilizados como densificantes en fluidos de perforación (carbonato de calcio, sulfato de bario, óxido de hierro).

Esta prueba se realiza siguiendo los pasos y reglamentos que indica la norma ISO-10416, la cual establece la medición de la abrasividad de cualquier material, que se le agregue a una formulación base, siendo sometido a agitación durante un periodo de tiempo de 30 minutos, por un aspa especial de abrasividad.

2.4 DEFINICIÓN DE TÉRMINOS BÁSICOS

Balanza de fluido: una balanza de balancín usada para determinar la densidad del fluido. Se compone principalmente de una base, un balancín graduado con un vaso de volumen constante, una tapa, un caballero, un cuchillo y un contrapeso. (MI-DRILLING. 2001, p.2.1).

Barita: sulfato de bario natural usado para aumentar la densidad de los fluidos de perforación. Cuando se requiere, normalmente se mejora a una gravedad específica de 4,20. (MI-DRILLING. 2001, p.2.5).

Butadieno: es un alqueno que se produce en la destilación del petróleo. Es un gas incoloro de olor levemente parecido a la gasolina. (Morrison y Boyd. 1998, p. 84).

Copolímero: una sustancia formada cuando dos o más sustancias se polimerizan al mismo tiempo para generar un producto que no constituye una mezcla de polímeros separados, sino un complejo cuyas propiedades son diferentes de las propiedades individuales de cualquiera de estos polímeros. (MI-DRILLING. 2001, p.6.1).

Densificante: son materiales no tóxicos ni peligrosos de manejar, que cuando son disueltos o suspendidos en un fluido de perforación, incrementa la densidad del mismo. Estos se utilizan para controlar la presión de la formación y para controlar el derrumbe en áreas que han sido tectónicamente activas. Cualquier sustancia que posee una densidad más alta que el agua y se puede agregar a un sistema, sin afectar en forma adversa sus propiedades, puede ser utilizado como un densificante. (PDVSA CIED. 1997, p.43).

Estireno: es un hidrocarburo aromático de fórmula C_8H_8 , un anillo de benceno con un sustituyente etileno, manufacturado por la industria química. Este compuesto molecular se conoce también como vinilbenceno, etenilbenceno, cinameno o feniletileno. Es un líquido incoloro de aroma dulce que se evapora fácilmente. A menudo contiene otros productos químicos que le dan un aroma penetrante y desagradable. (Morrison y Boyd. p.70).

Gravedad específica: es el peso de un volumen determinado de cualquier sustancia comparado con el peso de un volumen igual de agua a la temperatura de referencia. Para los gases, se suele usar el aire como sustancia de referencia. (MIDRILLING. 2001, p.4.1).

Hematita: es la más importante mena de hierro y consiste básicamente en un óxido férrico (Fe_2O_3) y se encuentra originalmente en grandes yacimientos de origen sedimentario. (Ferrer y Marfisi. 2008, p.22).

Monómeros: es una molécula de pequeña masa molecular que unida a otros, a veces cientos o miles, por medio de enlaces químicos, generalmente covalentes, forman macromoléculas llamadas polímeros. (Ford. 2004, p.15).

CAPÍTULO III

MARCO METODOLÓGICO

3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN

La investigación que se llevó a cabo fue de tipo explicativa, debido a que enfocado en resultados y análisis de pruebas a nivel de laboratorio, se evaluó un copolímero a base de la mezcla de dos hidrocarburos (estireno-butadieno) como reductor de abrasividad, tratando así de evitar problemas futuros de daños y/o desgaste de equipos de perforación, cuando este sea aplicado en el campo Mulata. En tal sentido Arias, F. (2006), expresa que:

La investigación explicativa se encarga de buscar el por qué de los hechos mediante el establecimiento de relación causa-efecto. En este sentido, los estudios explicativos pueden ocuparse tanto de la determinación de la causa (investigación post facto), como de los efectos (investigación experimental), mediante la prueba de hipótesis, Sus resultados y conclusiones constituyen el nivel más profundo de conocimientos. (p.26)

3.2 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN

El diseño de investigación que se llevó a cabo fue de tipo experimental, debido a que se manipuló las variables independientes (las proporciones de aditivos y densificantes), para luego evaluar el comportamiento que generó sobre las variables dependientes (las propiedades físicas y abrasividad). Con respecto dicha investigación Arias, F. (2006), señala que:

“La investigación experimental es un proceso que consiste en someter a un objeto o grupo de individuos a determinadas condiciones, estímulos o tratamiento

(variables independientes), para observar los efectos o reacciones que se producen (variables dependientes)”. (p.33).

3.3 POBLACIÓN Y MUESTRA

Arias, F. (2006), define claramente la población como: “un conjunto finito o infinito de elementos con características comunes para los cuales serán extensivas las conclusiones de la investigación.” (p.81) y la muestra como: “un Subconjunto representativos y finito que se extrae de la población accesible.” (p.83).

Según lo antes mencionado la población considerada para realizar el trabajo fue equivalente al número de muestras que están representadas por las distintas formulaciones de fluido base aceite mineral que para efectos de la investigación se formularon 9 muestras variando de las concentraciones de los agentes densificantes Barita y ORIMATITA® (100% Barita y 70% Barita- 30 ORIMATITA®).

3.4 PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO

3.4.1 Formulación de fluidos 100% base aceite mineral densificados con Barita y ORIMATITA®, con la adición de un copolímero reductor de desgaste

En esta etapa fue necesario un minucioso análisis de los aditivos que conformaron el sistema de fluidos propuesto por la empresa operadora ESVENCA para la perforación del área en estudio, mediante la revisión de la información de las hojas técnicas de cada aditivo y el manejo de cada uno de ellos, a fin de establecer las concentraciones para formular los fluidos que cumplieran con las exigencias de la empresa Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA) para la perforación del campo Mulata, en las cuales se encuentran: una formulación de fluido con una densidad de

17 lb/gal, una relación de material densificante de 70% Barita-30% ORIMATITA® y por último una concentración máxima de reductor de desgaste de 1.5 lb/bbl.

En base a las exigencias establecidas anteriormente para la perforación del campo Mulata, se formularon los diferentes sistemas de fluidos a partir de un fluido base, empleando las concentraciones de aditivos comúnmente usadas en las operaciones de perforación de dicho campo. La tabla 3.1 muestra los aditivos utilizados comúnmente para la formulación de fluidos base aceite.

Tabla 3.1 Aditivos utilizados para la formulación de los fluidos base aceite.

ORDEN DE AGREGADO	ADITIVO	FUNCIÓN	GRAVEDAD ESPECÍFICA	CONCENTRACIÓN (lb/bbl)
1	ACEITE MINERAL	Fase continua	0,815	-
2	CAL HIDRATADA	Alcalinizante	2,120	9,00
3	HUMECTANTE	Humectante de sólidos	0,950	6,00
4	EMULSIFICANTE	Emulsificante	0,950	4,00
5	GILSONITA ORGANOFÍLICA	Controlador de filtrado	1,700	10,00
6	ARCILLA ORGANOFÍLICA	Viscosificante	1,700	10,00
7	GLICERINA	Activador polar	1,190	12,50
8	COPOLÍMERO DE ESTIRENO-BUTADIENO	Reductor de desgaste	1,500	1,50
9	ORIMATITA®	Densificante	5,100	-
10	BARITA	Densificante	4,200	-

Fuente: ESVENCA (2010).

La concentración de la fase continua y del material densificante se ajustó a la densidad requerida al momento de realizar la formulación del fluido de perforación. Para realizar las pruebas de laboratorio se formularon 3 sistemas de fluidos base

aceite, donde las variantes fueron el material densificante y la adición del copolímero. La tabla 3.2 muestra la distribución de material densificante y del copolímero aplicado en cada formulación.

Tabla 3.2 Distribución del material densificante y copolímero

FLUIDO	MATERIAL DENSIFICANTE		COPOLÍMERO (lb/bbl)
	BARITA	ORIMATITA®	
A	100%	0	0
B	70%	30%	0
C	70%	30%	1.50

3.4.2 Caracterización de las propiedades físicas de los fluidos formulados, antes y después de someterlos a envejecimiento dinámico

En esta etapa, primero se obtuvo un adiestramiento adecuado del manejo de los equipos de laboratorio para la realización de las pruebas físicas y del proceso de envejecimiento dinámico, además, se analizaron los resultados que se obtuvieron de las diferentes pruebas que se realizaron al fluido antes y después de someterlo al proceso de envejecimiento dinámico durante un periodo de tiempo de 16 horas a una temperatura de 300°F, a fin de conocer las propiedades físicas de las muestras de fluidos formulados.

Para caracterizar las muestras de fluido de perforación se le determinaron sus propiedades reológicas mediante la aplicación de un viscosímetro de lectura directa a fin de obtener la viscosidad plástica y punto cedente de las muestras formuladas. La tasa de filtrado a alta presión y alta temperatura se estimó a través del filtro prensa

AP-AT a una temperatura de 300 ° F y con un diferencial de presión de 500 lpcm, de igual manera el porcentaje sólidos y líquidos por medio de la retorta de 10 ml. También se determinó la estabilidad de la emulsión a través de la aplicación del medidor de estabilidad eléctrica y, por último, se determinó la densidad de las muestras por medio de la balanza de fluido. Los procedimientos para la determinación de las propiedades antes mencionadas, se llevaron a cabo bajo lo establecido por el Instituto Americano de Petróleo (API) en su norma API 13B-2 (procedimiento estándar para la determinación de las propiedades de los fluidos de perforación base aceite).

3.4.3 Determinación de la factibilidad técnica de la aplicación de un copolímero de estireno-butadieno como reductor de abrasividad en fluidos 100% base aceite densificados con ORIMATITA®

Para la determinación de la factibilidad técnica del copolímero de estireno-butadieno se hizo una comparación de la capacidad abrasiva del fluido de perforación base aceite formulado en la etapa anterior densificado con una relación de 70% Barita-30% ORIMATITA® incluyendo la adición de dicho aditivo, con formulaciones densificadas con una relación de 70% Barita-30% ORIMATITA® sin el copolímero y por ultimo una formulación densificada con 100% Barita (fluido A, B y C). La capacidad de desgaste de las formulaciones fueron determinadas por medio de un ensayo o prueba de abrasividad según la norma ISO-10416, que consiste en someter a una muestra determinada a una agitación constante durante un periodo de tiempo de 30 minutos, utilizando un mezclador con un aspa especial de abrasividad, donde se secó y pesó el aspa luego de transcurrido el tiempo reglamentario, obteniendo una diferencia de masa que representó el grado abrasivo de las formulaciones (ver la sección C.2 del apéndice C).

Una vez obtenido los resultados de la prueba de abrasividad se procedió a realizar un análisis de varianza bajo un diseño de bloques al azar de matriz $n \times m$, donde “n” representó el número de tratamientos evaluados y constituidos por las formulaciones de los fluidos A, B y C. Por otro lado, “m” constituye el número de repeticiones realizadas, que para efecto de esta investigación fue de tres repeticiones para cada tratamiento, considerando como patrón el fluido densificado con 100% Barita.

Una vez establecida la matriz de bloque al azar, se realizó un análisis de varianza a fin de comprobar variaciones entre los resultados obtenidos y posteriormente se aplicó una prueba de rango múltiple o diferencia mínima significativa (DMS) mediante el cual habiendo comportamientos estadísticamente diferentes entre el número de repeticiones o tratamientos, se denotó con un ámbito “I” al valor que estuvo dentro del rango de DMS según el mejor comportamiento de abrasividad, asignándole un ámbito “II” como el segundo mejor comportamiento aquel tratamiento con un valor mayor al de la DMS y un ámbito “III”, al tercer mejor comportamiento aquel tratamiento que exceda el valor de la DMS en la relación al ámbito anterior (II). Todo esto a fin de garantizar un mayor grado de confiabilidad a los resultados obtenidos y de esta manera determinar la factibilidad técnica del copolímero de estireno-butadieno como reductor de desgaste.

3.4.4 Evaluación de la factibilidad económica de aplicar el copolímero reductor de desgaste en el campo Mulata

En esta etapa se procedió a determinar la aplicabilidad económica del copolímero como reductor de desgaste en fluidos de perforación base aceite, para ello se realizó una tabla comparativa con los costos que genera la aplicación del mismo en función del comportamiento de abrasividad que presenta cada fluido formulado antes y después del envejecimiento dinámico, determinando de esta manera la eficiencia

del producto. Adicional a esto se realizó una tabla comparativa con el fluido base aceite mineral densificado únicamente con Barita en función al fluido formulado comercialmente a nivel de campo.

3.5 TÉCNICAS E INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE DATOS

3.5.1 Técnicas

Según Arias, F. (2006). “se entenderá por técnica, el procedimiento o forma particular de obtener datos o información”. Por lo tanto, las técnicas para la recolección de los datos que fueron analizados en la investigación, estuvieron basadas o fundamentadas en la observación directa de los resultados obtenidos mediante pruebas de laboratorio, para de esta manera obtener las conclusiones más representativas, además de la revisión documental, donde se consultaron manuales de ingeniería de fluidos de la empresa ESVENCA, correspondientes al manejo y funcionamiento de los equipos manejados.

3.5.2 Instrumentos

Los instrumentos de recolección de datos estuvieron constituidos por todos aquellos equipos y lecturas de los mismos que fueron utilizados para realizar las pruebas y medir las propiedades físicas de los sistemas de fluidos que se formularon, entre los cuales se tienen:

- Balanza de fluido para medir la densidad.
- Viscosímetro de lectura directa para medir la reología.
- Retorta de 10 ml, para obtener porcentajes de solido, aceite y agua.
- Horno de rolado, para el envejecimiento dinámico del fluido.
- Filtro prensa AP-AT, para determinar el filtrado.

- Medidor de estabilidad eléctrica.
- Mezclador para agitar el fluido durante el ensayo de abrasividad.
- Aspa de acero, para medir la abrasividad relativa.
- Balanza digital.

3.6 RECURSOS

3.6.1 Recursos humanos

Para el desarrollo de esta investigación se contó con la asesoría de personal especializado en la división de fluidos de perforación de la empresa ESVENCA, quienes poseen amplio conocimiento en esta área de estudio. Por otra parte el asesoría académica estuvo a cargo de un profesor de la escuela de Ingeniería de Petróleo de la Universidad de Oriente, Núcleo de Monagas.

3.6.2 Recursos materiales

Para el desarrollo de la investigación fue necesario el uso de aditivos químicos para la formulación de los distintos fluidos, así como equipos de laboratorio y materiales de oficina, tales como: computadoras, impresoras, fotocopadoras, papelería y material informativo, el cual fue facilitado por la empresa ESVENCA.

3.6.3 Recursos económicos

La empresa ESVENCA asumió en su totalidad el suministro de recursos económicos relacionados con el desarrollo de la investigación durante el tiempo estimado para la realización de la misma.

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS DE RESULTADOS

En este capítulo se presentarán, en forma detallada, la evaluación y análisis de los resultados obtenidos de las formulaciones con distribuciones del material densificante y del copolímero de estireno-butadieno, en función de los objetivos específicos planteados anteriormente.

4.1 FORMULACIÓN DE FLUIDOS 100% BASE ACEITE MINERAL DENSIFICADOS CON BARITA Y ORIMATITA®, CON LA ADICIÓN DE UN COPOLÍMERO REDUCTOR DE DESGASTE

Tabla 4.1 Balance de masa empleado en las formulaciones evaluadas.

ADITIVOS	CONCENTRACIONES (lb/bbl)		
	FLUIDO A	FLUIDO B	FLUIDO C
VASSA LP-90	154,8	161,48	160,83
CAL HIDRATADA	9,0	9,00	9,00
HUMECTANTE	6,0	6,00	6,00
EMULSIFICANTE	4,0	4,00	4,00
GILSONITA ORGANOFÍLICA	10,0	10,00	10,00
ARCILLA ORGANOFÍLICA	10,0	10,00	10,00
ACTIVADOR POLAR	12,5	12,50	12,50
COPOLÍMERO DE ESTIRENO-BUTADIENO	0,0	0,00	1,50
ORIMATITA®	0,0	150,40	150,40
BARITA	507,7	350,62	349,77

Donde:

- **A:** corresponde al fluido que contiene una concentración de 100% de Barita como material densificante.
- **B:** corresponde al fluido que contiene una concentración de material densificante distribuida en 70% de Barita y 30% de ORIMATITA®.
- **C:** corresponde al fluido que contiene una concentración de material densificante distribuida en 70% de Barita y 30% de ORIMATITA®, más la adición del copolímero de reductor de abrasividad.

4.1.1 Formulación de las muestras de fluidos de perforación base aceite

Las distintas formulaciones establecidas fueron preparadas en el laboratorio de fluidos de ESVENCA con las especificaciones establecidas en la sección 3.4.1, a una escala donde un barril de fluido equivale a 350 cc (1 bbl: 350 cc) y una libra masa de aditivo equivale a un gramo (1 lbm: 1 gr). Las concentraciones de cada aditivo están expresadas en lb/bbl, de modo que, a nivel de laboratorio, corresponde a gr/350 cc.

En todas las formulaciones la fase continua estuvo constituida por aceite mineral, mientras que el material densificante estuvo constituido por el sulfato de bario (Barita) y el óxido férrico (ORIMATITA®). El consumo de este material densificante fue el necesario para obtener una densidad de 17 lb/gal, densidad requerida para las operaciones de perforación en la zona de estudio, y el cálculo correspondiente fue hecho con un balance de masa que se encuentra en la sección A.1 del apéndice A.

4.2 CARACTERIZACIÓN DE LAS PROPIEDADES FÍSICAS DE LOS FLUIDOS FORMULADOS, ANTES Y DESPUÉS DE SOMETERLOS A ENVEJECIMIENTO DINÁMICO

Siguiendo los procedimientos establecidos para la determinación de las propiedades físicas, y a través de los equipos correspondientes mostrados en el apéndice C, se procedió a estimar dichas propiedades antes y después de someter cada una de las formulaciones al proceso de envejecimiento dinámico. Los valores obtenidos de las propiedades físicas de cada uno de los fluidos formulados, son mostrados en la tabla 4.2, sin embargo para una mejor comparación entre e interpretación de estos valores, se detallarán más adelante gráficas de cada una de las propiedades, donde se analizan a cabalidad todos los valores reportados en las mismas.

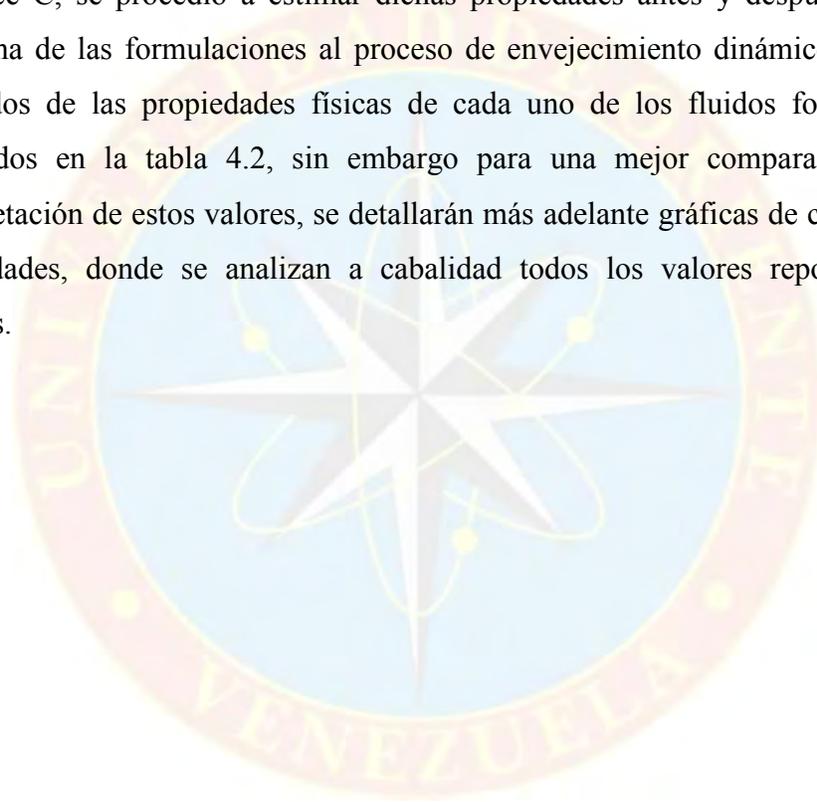


Tabla 4.2 Propiedades físicas de las formulaciones antes y después de ser sometidos a envejecimiento dinámico.

PROPIEDADES ANALIZADAS	FORMULACIONES AED			FORMULACIONES DED		
	A	B	C	A	B	C
DENSIDAD (lb/gal)	17	17	17	17	17	17
Lectura de 600 RPM	141	116	136	133	115	117
Lectura de 300 RPM	92	74	84	74	63	64
Lectura de 200 RPM	74	59	64	52	45	44
Lectura de 100 RPM	54	42	43	30	25	25
Lectura de 6 RPM	26	19	16	7	5	5
Lectura de 3 RPM	24	17	14	6	4	4
VISCOSIDAD PLÁSTICA (cP)	49	42	52	59	52	53
PUNTO CENDENTE (lb/100 pie²)	43	32	32	15	11	11
GEL DE 10 seg (lb/100pie²)	27	20	17	9	7	7
GEL DE 10 min (lb/100pie²)	34	32	33	19	20	14
FILTRADO AP-AT (ml/30min)	42	42	1	48	47	2,6
ESTABILIDAD ELÉCTRICA (milivoltios)	1999	1999	1999	1999	1999	1999
%ACEITE	55	59	59	55	59	59
%SÓLIDOS	42	38	38	42	38	38
%ACTIVADOR POLAR	3	3	3	3	3	3

4.2.1 Densidad del fluido

Basándose en lo planteado en el balance de masa presentado en la sección anterior, se agregó de forma cuidadosa cada aditivo garantizando de esta manera la cantidad de masa por unidad de volumen que se debe agregar, por lo que al momento de medir la densidad de los fluidos formulados por medio de la balanza de fluido (procedimiento descrito en el sección C.1 del Apéndice C), se mantuvo constante el valor de 17 lb/gal para todas las formulaciones (ver tabla 4.2).

Luego de someter a envejecimiento dinámico cada uno de los fluidos, se constató que mantenían la densidad de 17 lb/gal cada uno, lo cual es un resultado lógico debido a que las celdas donde se realizó el proceso de envejecimiento dinámico no experimenta pérdida de fluido durante el proceso por estar totalmente sellada (ver tabla 4.3).

Cabe destacar que la densidad del fluido es una propiedad que permite ayudar a darle estabilidad a las paredes del hoyo evitando una posible reducción del diámetro del mismo, así como también influye en las propiedades reológicas del fluido que están relacionadas a la remoción de ripios y a su vez a la limpieza efectiva del hoyo. Esta permite prevenir problemas como pérdida de circulación o arremetidas en los pozos, por tal motivo es necesario que esta ejerza una presión adecuada sobre la formación sin necesidad de superar su presión de fractura debido a que podría inducir una fractura a la formación originando severas pérdidas de circulación que de no ser controladas pueden dar paso a una arremetida y posible reventón, sin contar que incrementaría los costos operacionales y peor aún la pérdida parcial o total de pozo que se está perforando.

4.2.2 Determinación de las propiedades reológicas de las formulación mediante el uso de un viscosímetro OFITE-800

Ford M. (2004) expresa que el monitoreo y mantenimiento de las propiedades reológicas de un fluido son de vital importancia para garantizar el éxito de la perforación. Mediante el control de las propiedades, el fluido puede mantener en suspensión, tanto el material densificante como los recortes de formación (ripios), estática y dinámicamente, proporcionando una limpieza adecuada del hoyo, garantizando de esta manera un operación de perforación eficiente.

4.2.2.1 Viscosidad plástica



Gráfica 4.1 Viscosidad plástica antes y después de someter las formulaciones a envejecimiento dinámico.

En la gráfica 4.1 se pueden apreciar los diferentes valores obtenidos de viscosidad plástica antes del envejecimiento dinámico (AED) y después de envejecimiento dinámico (DED) de cada formulación, donde se presentan variaciones

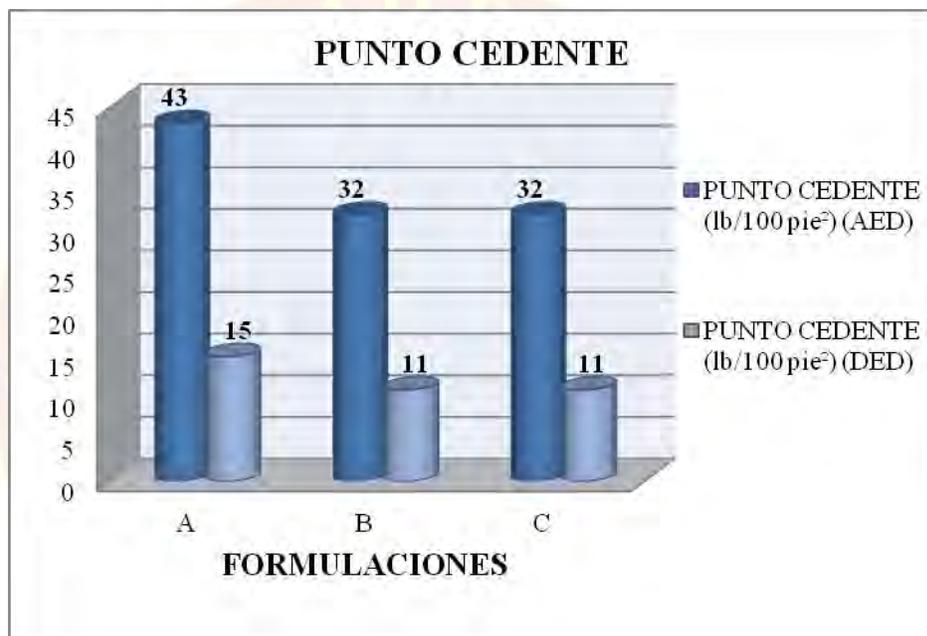
entre 42 y 52 cP para AED, valores altos de viscosidad plástica para fluidos de perforación base aceite según el criterio a nivel de campo de MI-Drilling. (2001), que expresa que “la viscosidad plástica debería ser el doble de la densidad del fluido”; pero acorde al momento de analizarlos conociendo la cantidad de sólidos que contiene cada formulación necesario para alcanzar la densidad de 17 lb/gal, tal como lo expresa ESVENCA. (2010) “la viscosidad plástica es una propiedad que depende de la fricción mecánica entre las partículas sólidas y a su vez a la cantidad, forma y tamaño de los sólidos contenidos en el fluido de perforación”.

La viscosidad plástica entre las formulaciones B y C presentan valores distantes (42 y 52 cP respectivamente) considerando que dichas formulaciones contienen la misma concentración de sólidos. Sin embargo, esto se explica por la presencia del copolímero reductor de abrasividad en la formulación C, el cual proporciona efectos viscosificantes al fluido de perforación. Mientras que la formulación A, tiene un valor de viscosidad plástica (49 cP) por presentar una mayor concentración de sólidos con respecto a la formulación B y C.

Después de someter las formulaciones a envejecimiento dinámico, se puede apreciar que los valores de viscosidad plástica varían entre 52 y 59 cP (gráfica 4.1), experimentando un aumento con respecto a los valores obtenidos antes de envejecer dichas muestras, donde se puede inferir el efecto de algunos aditivos que se activan en presencia de temperatura, ESVENCA. (2012), expresa “que la activación de algunos aditivos de los fluidos de perforación, necesitan suficiente tiempo de agitación y la presencia de temperatura, para así desempeñar su función de manera eficiente y así actuar de forma óptima después del proceso de envejecimiento dinámico”. Un ejemplo claro se puede apreciar en el efecto del humectante, el cual se encarga de humedecer los sólidos con aceite garantizando que exista una buena dispersión en la fase continua, dicha dispersión permite que exista una menor fricción mecánica entre las partículas sólidas, viéndose reflejado en la disminución de la

viscosidad plástica. En las formulaciones sometidas al proceso de envejecimiento dinámico, este efecto se ve influenciado por la disminución de la actividad del humectante debido a la temperatura, evidenciándose en el aumento de la viscosidad plástica.

4.2.2.2 Punto cedente



Gráfica 4.2 Punto cedente antes y después de someter las formulaciones a envejecimiento dinámico.

El punto cedente desarrollado por las formulaciones estudiadas se mantuvo entre 43 lb/100pie² (para la formulación A) y 32 lb/100pie² (para la formulación B y C) antes del envejecimiento dinámico (ver gráfica 4.2), donde se puede inferir que el copolímero no afecta el punto cedente de la formulación C. Este valor es distinto para la formulación A por presentar una concentración de sólidos mayor, sabiendo que el punto cedente “es una propiedad que depende de la atracción o fuerzas electroquímicas de las partículas sólidas contenidas en el fluido de perforación”,

ESVENCA. (2010), que al existir mayor concentración o mayor cantidad de sólidos, causará una disminución del espacio entre las partículas, ocasionando de esta manera que la atracción entre las mismas aumente, induciendo el aumento del punto cedente.

Después del envejecimiento dinámico, las formulaciones experimentaron una disminución en el punto cedente, permaneciendo la igualdad entre las formulaciones B y C que para este caso es de $11 \text{ lb}/100\text{pie}^2$, mientras que la formulación A presentó un valor de punto cedente igual a $15 \text{ lb}/100\text{pie}^2$ (ver gráfica 4.2).

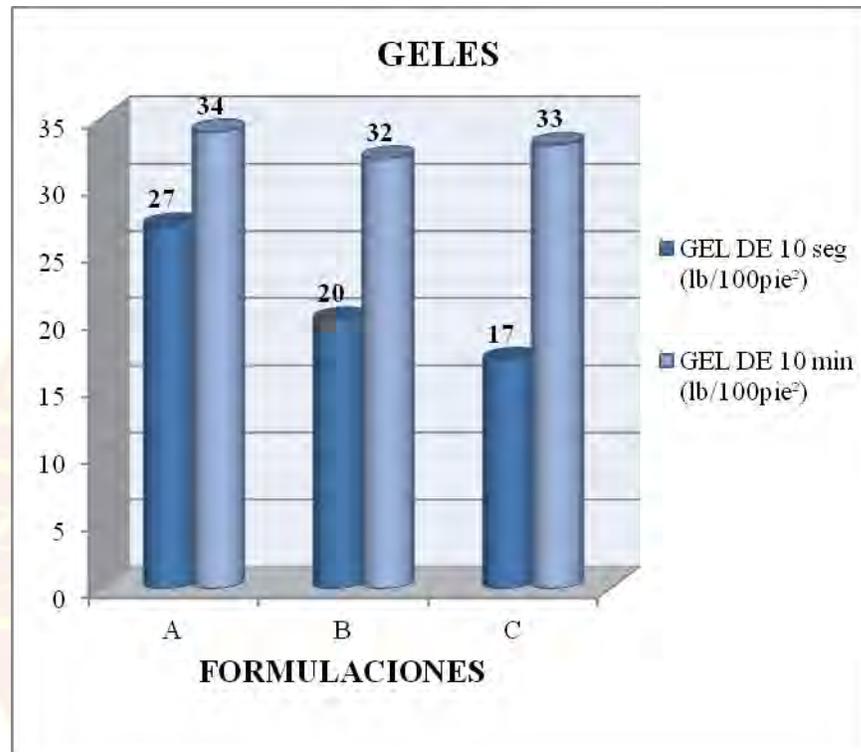
La disminución de esta propiedad en cada una de las formulaciones, afirma lo antes mencionado acerca de la activación del material humectante en presencia de temperatura, debido a que este cumple la función de dispersar los sólidos en el fluido de perforación, ocasionado una disminución en el punto cedente, por lo tanto se estaría reduciendo la atracción entre las partículas.

4.2.2.3 Fuerza de gel

Esta propiedad mide el grado de tixotropía del fluido de perforación, que no es más que la propiedad de formar una estructura de gel cuando están estáticos; al igual que el punto cedente, la fuerza de gel es una medida de las fuerzas de atracción en los fluidos, se diferencian en que el primero se mide a condiciones dinámicas mientras que la fuerza de gel se mide a condiciones estáticas, sin embargo se ven afectadas por los mismos factores.

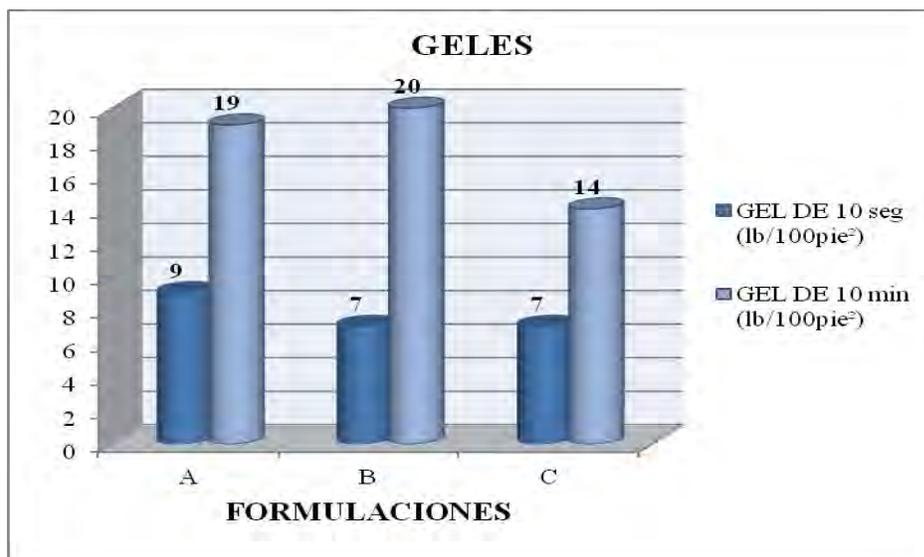
En la gráfica 4.3 se pueden observar los valores de geles de 10 segundos y 10 minutos que presentó cada formulación antes del envejecimiento dinámico, comprendidos entre 27 y $34 \text{ lb}/100\text{pie}^2$ para la formulación A, 20 y $32 \text{ lb}/100\text{pie}^2$ para la formulación B, mientras que para la C están entre 17 y $33 \text{ lb}/100\text{pie}^2$, lo que indica la formación de geles progresivos, debido a que se existe una diferencia considerable

entre ambos valores. MI-DRILLING. (2001), señala, “que una variación amplia entre la indicación inicial de gel y la indicación de gel de 10 minutos constituye la formación de geles progresivos e indica la acumulación de sólidos”.



Gráfica 4.3 Esfuerzo de gel de las formulaciones antes de envejecimiento dinámico.

Es necesario indicar que un valor muy bajo de los mismos traería como consecuencia que parte de los sólidos del sistema se precipiten al fondo del pozo; por el contrario un valor muy alto no es recomendable, porque de ser así se requeriría de una presión de bomba bastante alta para reanudar la circulación lo que podría ocasionar una pérdida de circulación inducida por la sobrepresión.

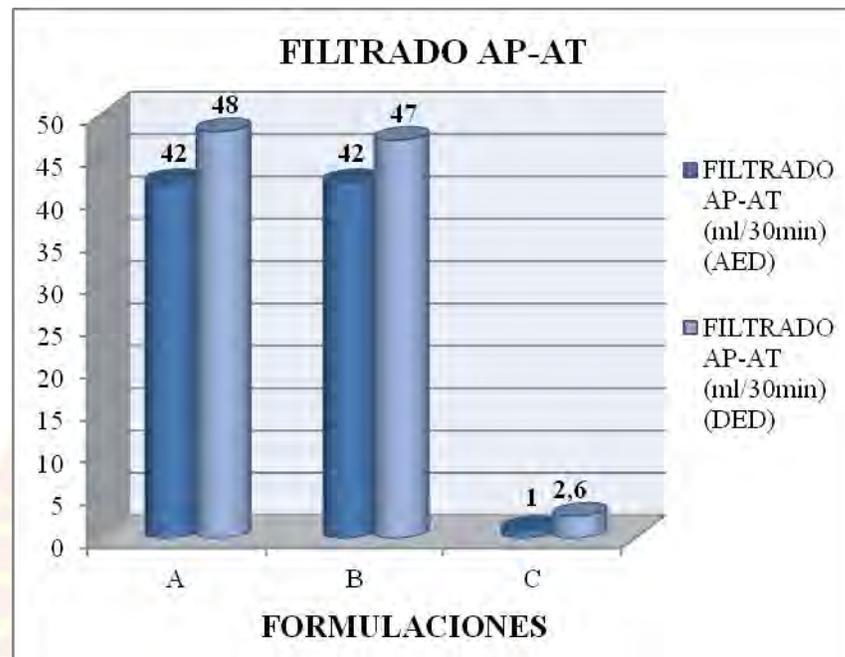


Gráfica 4.4 Esfuerzo de gel de las formulaciones después de envejecimiento dinámico.

Después de someter a las formulaciones al proceso de envejecimiento dinámico, se obtuvieron los valores de 9 y 19 lb/100pie² para la formulación A, de 7 y 20 lb/100pie² para la formulación B y de 7 y 14 lb/100pie² para la formulación C (ver gráfica 4.4), los cuales se encuentran dentro del rango indicado por la formación de geles instantáneos según MI-DRILLING. (2001), que expresa “que si las indicaciones de gel inicial y de 10 minutos son altas y muestran muy pocas diferencias, representa la formación de geles instantáneos pueden indicar que la floculación ha ocurrido”.

Se puede observar que la presencia del copolímero reductor de abrasividad no causa alteración en las propiedades reológicas del fluido de perforación después del proceso de envejecimiento dinámico, esto se ve reflejado en que los valores de cada propiedad reológica después someter la formulación C a envejecimiento dinámico, se encuentran similares a la formulación B.

4.2.3 Determinación del filtrado por medio del filtro prensa AP-AT



Gráfica 4.5 Tasa de filtración antes y después de someter las formulaciones a envejecimiento dinámico.

En las gráficas 4.5 se muestran los valores de filtrado APAT de cada formulación antes y después de ser sometidas al proceso de envejecimiento dinámico. Donde se puede observar que AED las formulaciones A y B, presentaron filtrados muy altos (48 y 47 ml/30min respectivamente), MI-DRILLING. (2001), expresa “valores de tasa de filtración por encima de 6 ml/30minutos, puede originar condiciones de pozo reducido, aumento del torque y arrastre, tuberías pegadas, pérdida de circulación y daño a la formación”. Esto puede deberse a que los aditivos utilizados en las formulaciones no contaban con la temperatura adecuada para activarse y actuar eficazmente o también que el aditivo controlador de filtrado no actúa de manera eficiente.

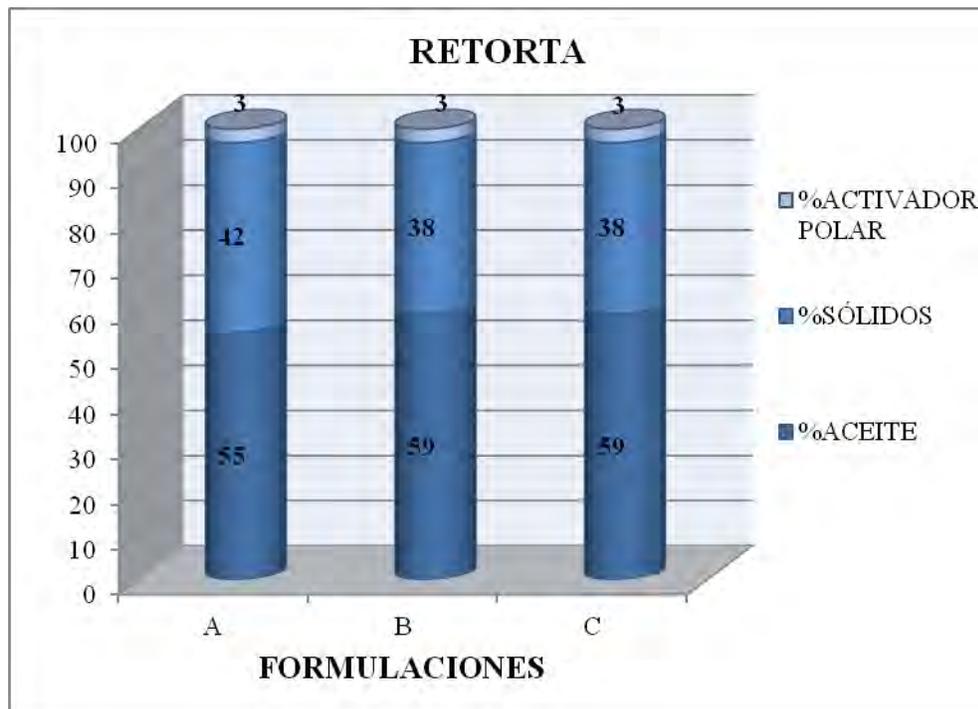
Por otro lado la formulación C presentó un valor de filtrado de 2,6 ml/30min el cual es valor óptimo para un proceso de perforación (<6ml/30ml), esto se debe a la presencia del copolímero reductor de abrasividad, el cual tiene como función secundaria reducir la tasa de filtración del fluido de perforación, reduciendo de esta manera los múltiples problemas operacionales que originan un descontrol en esta propiedad.

Luego del proceso de envejecimiento dinámico se obtuvieron igualmente valores elevados de filtrado APAT para las muestras A y B (42 ml/30 min), lo que permite descartar la posibilidad de que el aditivo controlador de filtrado no se haya activado, sino que este no presenta una buena eficiencia. Mientras que la formulación C presenta un filtrado APAT después de envejecer muy controlado ideal para el proceso de perforación (1 ml/30 min).

Es importante acotar que la formulación C es la opción más viable al momento de ser aplicada a nivel de campo, debido a que no se necesita agregar una cantidad adicional de aditivo de controlador de filtrado para reducir la tasa de filtración y así causar cualquier problema operacional relacionado a esta propiedad, caso contrario a las formulaciones A y B que se le tendría que agregar una cantidad de controlador de filtrado para reducir la tasa de filtración a valores menores a 6ml/30min.

4.2.4 Determinación del porcentaje de sólidos, aceite y activador polar

A través del ensayo de retorta se obtuvieron los porcentajes de sólidos, activador polar y aceite para cada una de las formulaciones, las cuales por mantener las concentraciones de aditivos y sus densidades, presentaron valores muy similares. Los resultados obtenidos antes del envejecimiento dinámico se muestran en la gráfica 4.6

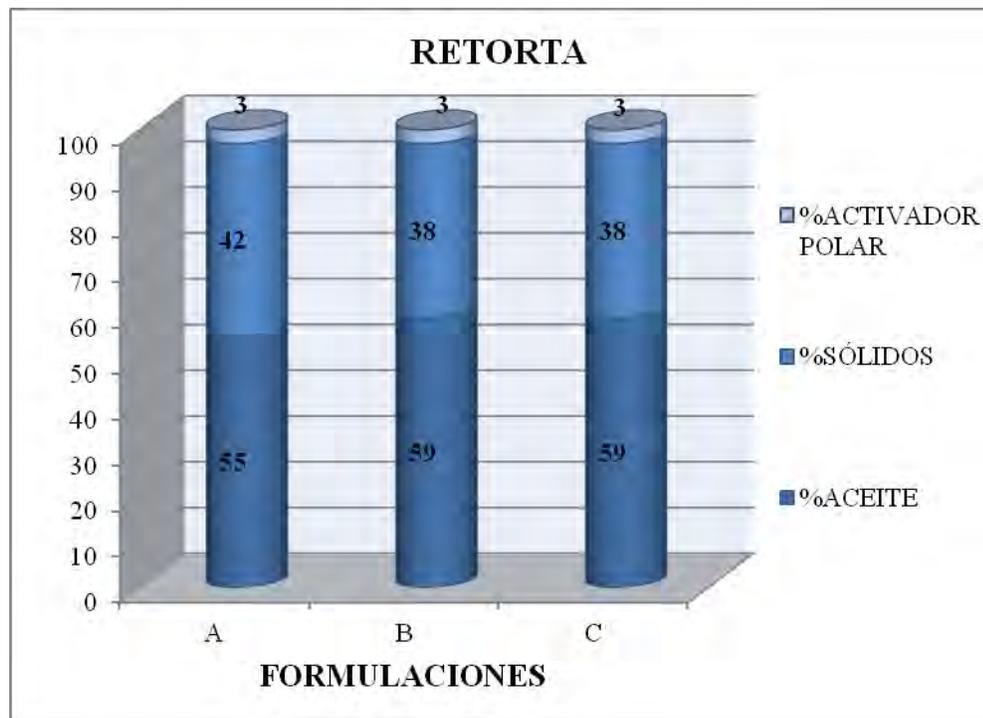


Gráfica 4.6 Porcentaje de activador polar, sólidos y aceite obtenidos AED.

Se puede observar que la formulación A presenta menor porcentaje de aceite (55%) y mayor contenido de sólidos (42%) que las formulaciones B y C (59% de aceite y 38% de sólidos), esto se debe a que al ser la Barita el único material densificante utilizado en la formulación A, se necesita mayor cantidad de sólidos para alcanzar la densidad deseada de 17 lb/gal y por ende menor será la cantidad de fase continua. Mientras que las formulaciones B y C al estar densificadas con 70% de Barita y 30% de ORIMATITA®, se necesita menor porcentaje de sólidos para alcanzar la misma densidad por presentar la ORIMATITA® una gravedad específica mayor (5,1) a la Barita (4,2).

En relación al porcentaje de activador polar, éste se mantiene constante en las 3 formulaciones (3%), debido a que se utilizó la misma concentración en cada muestra formulada.

Cabe destacar que por ser las formulaciones fluidos de perforación de alta densidad (17 lb/gal), el porcentaje de sólidos esta atribuido directamente al material densificante, comparándolo con la cantidad de sólidos que pueda aportar el aditivo controlador de filtrado y el viscosificante.



Gráfica 4.7 Porcentaje de activador polar, sólidos y aceite obtenidos DED.

Luego del envejecimiento dinámico, se mantienen los valores arrojados por la retorta, esto debido a que las celdas donde se realizó el proceso de envejecimiento se encontraban selladas, impidiendo la pérdida de sólidos o de fase continua por el efecto de aumento de la temperatura de prueba. Estos resultados se muestran en la gráfica 4.7; donde se observa que el porcentaje de aceite se mantiene constante en 55 % para la formulación A y 59% para las formulaciones B y C; seguido de 3% del activador polar en las 3 formulaciones y el valor del porcentaje de sólidos, que para la formulación A permanece el 42% y para las formulaciones B y C de 38%.

4.2.5 Determinación de la estabilidad eléctrica



Gráfica 4.8 Estabilidad eléctrica antes y después de someter las formulaciones a envejecimiento dinámico.

En la gráfica 4.8 se pueden observar los valores obtenidos de la estabilidad eléctrica antes y después de envejecer las formulaciones, donde se puede apreciar que las tres formulaciones presentaron el mismo valor de estabilidad eléctrica (1999 voltios) para antes y después del proceso de envejecimiento, valor muy razonable para la formulación A, por la cantidad de material emulsificante que se le está agregando (4 lb/bbl), según MI-DRILLING. (2001), “el grado de emulsificación afecta el tamaño de las gotas de agua cuando se aumenta la exposición al esfuerzo de corte a la temperatura, ocasionando que las gotas formadas sean más pequeñas la emulsión sea mejor o más estable”. Pero no para las formulaciones B y C por estas estar densificadas con ORIMATITA®, la cual debería ocasionar una disminución en dicha propiedad en comparación a la obtenida con la formulación A, según Vera y Camargo. (2001) que expresan que:

Los valores de estabilidad eléctrica en los fluidos de perforación base aceite densificados con ORIMATITA® son significativamente menores a los fluidos de perforación densificados con Barita, debido a la mayor conductividad eléctrica de las partículas de óxido de hierro.

Esto demuestra que a pesar de que la ORIMATITA® contiene elementos conductivos, la concentración utilizada no causa alteración a la estabilidad eléctrica de las muestras B y C reduciendo el riesgo por desestabilización de la emulsión (activador polar-aceite mineral), que traería como consecuencia el aumento de las propiedades reológicas del fluido, incrementado el costo adicional de su tratamiento.

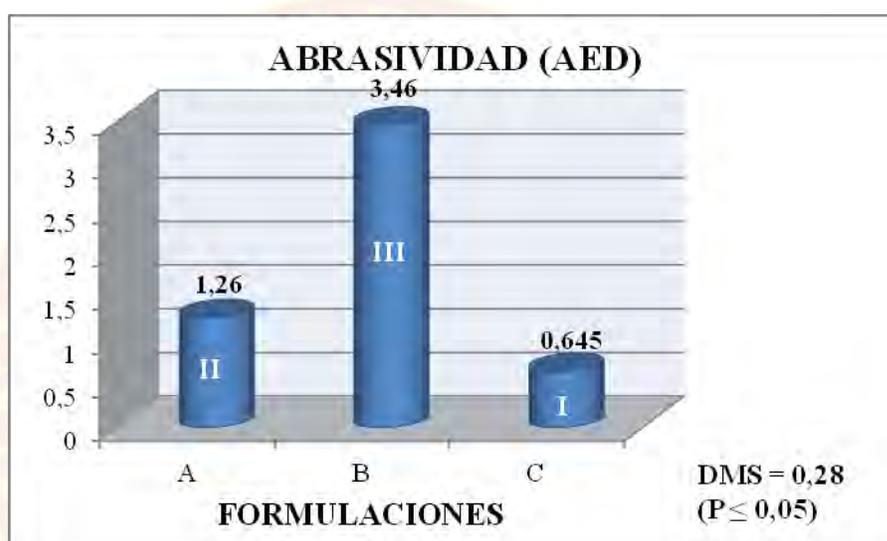
4.3 DETERMINACIÓN DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICA DE LA APLICACIÓN DE UN COPOLÍMERO DE ESTIRENO-BUTADIENO COMO REDUCTOR DE ABRASIVIDAD EN FLUIDOS 100% BASE ACEITE DENSIFICADOS CON ORIMATITA®

Para una mejor interpretación de los resultados reflejados gráficamente a través del análisis de varianza y por medio de las diferencias mínimas significativas (DMS), se representó de acuerdo al ámbito para el mejor comportamiento el ámbito “I”, para el segundo mejor comportamiento el ámbito “II” y el tercer mejor comportamiento el ámbito “III” (complementar en el apéndice “D”).

Antes de realizar el análisis de los resultados obtenidos de la prueba de abrasividad, se debe hacer inferencia sobre a qué formulación se le agrega el copolímero reductor abrasividad y como están compuestas las demás formulaciones: la formulación A esta densificada con 100% Barita, la formulación B fue densificada con 70% Barita y 30% ORIMATITA® y la C con 70% Barita y 30% ORIMATITA® con la adición de 1,5 lb/bbl del copolímero reductor de abrasividad.

Una vez obtenidos los resultados de la prueba de abrasividad antes y después del envejecimiento dinámico para cada formulación, se procedió a hacer el respectivo

análisis de dicha propiedad lo cual se describe a continuación, considerando que la eficiencia del aditivo evaluado se refleja en la disminución de la abrasividad que presenta la formulación que lo contiene, en comparación con las otras 2 formulaciones. Los resultados obtenidos por la prueba de abrasividad antes y después del proceso de envejecimiento dinámico están presentados en la gráfica 4.9 y 4.10 respectivamente.

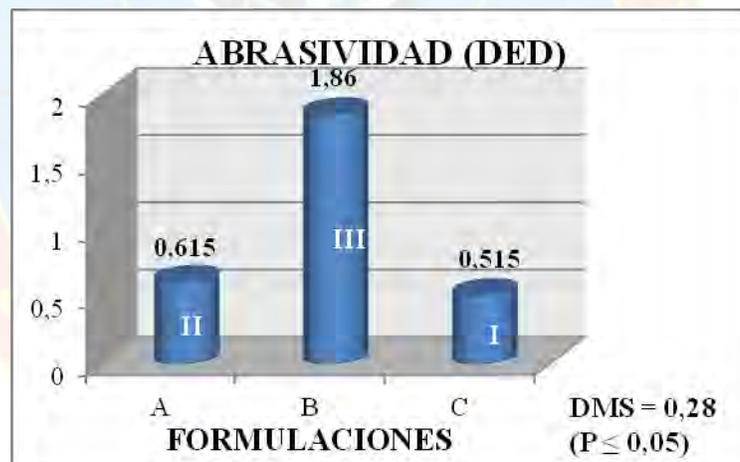


Gráfica 4.9 Abrasividad de las formulaciones antes de envejecimiento dinámico.

Antes del proceso de envejecimiento dinámico se puede observar que el copolímero actúa de manera eficiente reduciendo la abrasividad en comparación con la formulación B (disminución de 3,46 a 0,645 mg/30minutos), la cual presenta la misma cantidad de sólidos tanto de Barita como de ORIMATITA® que la formulación C. De igual manera pero en menor proporción ocurre comparándola con la formulación A (1,26 mg/30min), esto se debe a que la Barita (único material densificante utilizado en esta formulación) al presentar menor dureza (3.0-3.5 Mohs) en comparación con la ORIMATITA® (5.0-6.0 Mohs), genera menor abrasividad, sin embargo la adición del copolímero reduce la abrasividad de la formulación C por debajo de la formulación A, pudiendo de esta manera ser comparada técnicamente

con la formulación actualmente utilizada a nivel de campo aunque no contengan el mismo tipo de material densificante.

Después del proceso de envejecimiento dinámico se puede observar que la abrasividad de la formulación que contiene el copolímero (0,515 mg/30 minutos) permanece menor que las otras dos formulaciones (0,615 y 1,86 mg/30 minutos para las formulaciones A y B respectivamente), donde se puede inferir que el copolímero no pierde su efectividad al ser sometido a una temperatura de 300°F, afirmando que el este reductor de abrasividad presenta una factibilidad técnica al ser agregado a una formulación base aceite determinada, debido a que reduce la posibilidad de ocasionar daños o desgastes a los equipos de perforación como, bombas centrifugas y elementos de la sarta de perforación.



Gráfica 4.10 Abrasividad después de envejecimiento dinámico.

4.4 EVALUACIÓN DE LA FACTIBILIDAD ECONÓMICA DE APLICAR EL COPOLÍMERO REDUCTOR DE DESGASTE EN EL CAMPO MULATA

En esta etapa se determinaron los costos asociados a la formulación de un barril de cada uno de los fluidos en estudio, a fin de determinar si son prospectivas económicamente para la perforación del campo Mulata.

La ORIMATITA® y el aditivo reductor de abrasividad fueron las variables en los sistemas de fluidos evaluados; éstas al poseer gravedades específicas diferentes, provocaron la variación de la cantidad de material densificante que se utiliza para alcanzar la densidad deseada, por tal razón se calcularon los costos de éstos productos para luego calcular el costo total por barril de cada sistema de fluido en estudio. En la tabla 4.3 se resumen los resultados obtenidos.

Tabla 4.3 Costo total por barril de cada una de las formulaciones.

PRODUCTOS	FORMULACIONES (Bs/bbl)		
	A	B	C
OTROS PRODUCTOS	247,732	247,732	247,732
ACEITE MINERAL	226,6426	236,4228	235,4712
COPOLIMERO DE ESTIRENO-BUTADIENO			53,4375
ORIMATITA®		535,424	535,424
BARITA	500,3383	345,536	344,6983
Σ	974,713	1365,1148	1416,763

Se puede apreciar en esta tabla que la formulación C, que contiene el copolímero reductor de abrasividad, es la más costosa, con un valor aproximadamente de 1416,763 bolívares por barril. Es importante mencionar que para efectos de esta investigación los costos fueron estimados con un precio de la ORIMATITA® por encima de su valor real, esto se debe a que el suministro del material densificante es equivalente a condiciones de laboratorio y no a nivel de campo, por lo tanto el costo

de los barriles de las formulaciones B y C serán menores al momento de comprar la ORIMATITA® a su valor real.

4.4.1 Evaluación de costo-beneficios a los sistemas de fluidos formulados

Para definir la factibilidad de la alternativa planteada, se realizó una comparación de los costos calculados con los beneficios aportados por el copolímero reductor de abrasividad, en la formulación del fluido base aceite a ser aplicado en el campo Mulata.

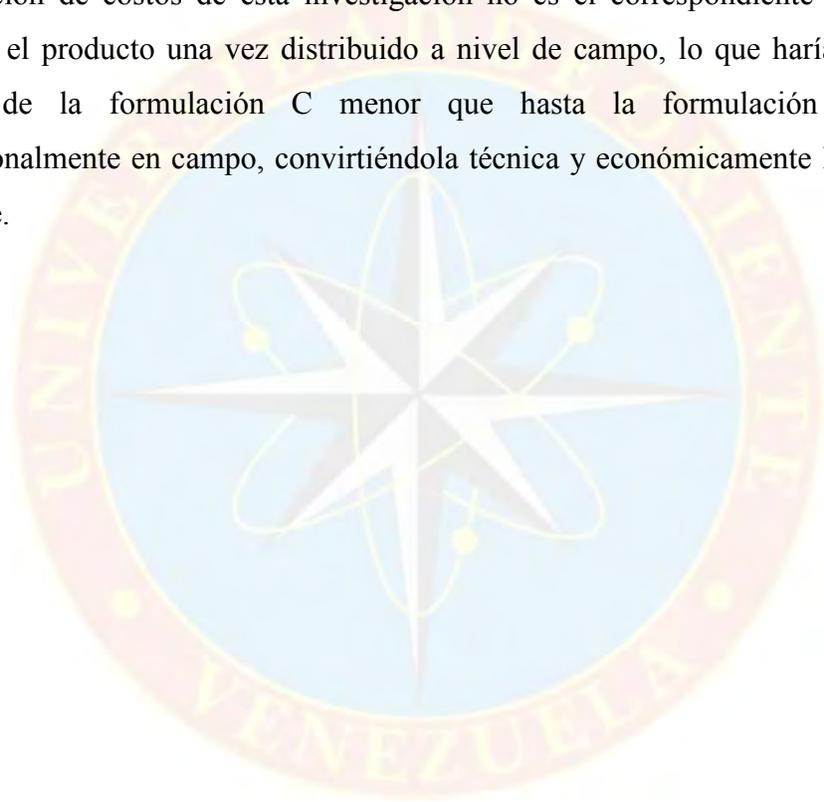
Se hizo una comparación de costo-beneficio entre las formulaciones B y C, debido a que presentan igual distribución del material densificante (70% es de Barita y 30% de ORIMATITA®).

El costo por barril generado por la muestra C, formulado con el copolímero reductor de abrasividad, se muestra 3,78% más elevado que la formulación B, lo que a primera impresión lo convierte en una alternativa poco atractiva, sin embargo, la adición de este producto genera una serie de ventajas para su uso: al ser aplicado disminuye la abrasividad en la formulación, disminuyendo de esta manera la posibilidad de causar daños a equipos de perforación tanto a nivel de fondo como a nivel de superficie, alargando la vida útil y reduciendo costos a futuro por la sustitución de los mismos, sin contar la pérdida que implica las paradas no programadas en los procesos de perforación.

Otra ventaja de la adición de este aditivo está relacionada con el control de la tasa de filtración que genera en la formulación C, haciéndola la opción más factible a la hora de ser aplicada en un campo en específico, por mantener un valor mínimo de esta propiedad, reduciendo costos asociados a la aplicación extra de aditivo reductor

de filtrado así como también minimizando riesgos por pega y arrastre de tuberías, daño a la formación y lectura incorrecta de registros eléctricos.

De esta manera se puede afirmar que a pesar de que la formulación C es la más costosa justifica su inversión, debido a que es la que presenta mejores ventajas técnicas para su aplicación, sin contar que el precio de la ORIMATITA® utilizado para la estimación de costos de esta investigación no es el correspondiente al precio que tendría el producto una vez distribuido a nivel de campo, lo que haría el costo por barril de la formulación C menor que hasta la formulación A utilizada tradicionalmente en campo, convirtiéndola técnica y económicamente la opción más factible.



CAPÍTULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

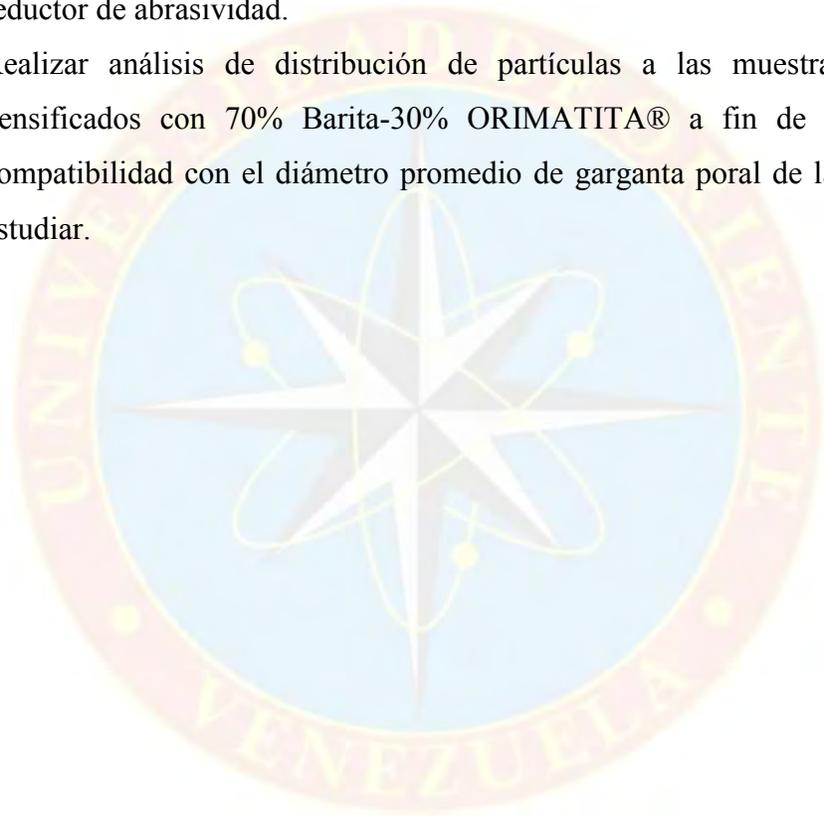
- Para alcanzar la densidad requerida de 17 lb/gal se utilizó 507,7 lb/bbl de Barita en la formulación A, mientras que para las formulaciones B y C se utilizaron una cantidad de 150,40 lb/bbl de ORIMATITA® y un aproximado de 350 lb/bbl de Barita.
- La cantidad de copolímero de estireno-butadieno adicionado a la formulación C fue de 1,5 lb/bbl.
- Los fluidos formulados presentaron una estabilidad eléctrica de 1999 milivoltios a pesar de que el material densificante utilizado en las formulaciones B y C contienen elementos conductivos.
- La presencia del copolímero reductor de abrasividad después del proceso de envejecimiento dinámico no causa alteración de las propiedades reológicas.
- La presencia del copolímero reductor de abrasividad en la formulación C permitió reducir la tasa de filtración antes y después de envejecimiento dinámico en comparación con las formulaciones A y B.
- De ser aplicada a nivel de campo la formulación C no sería necesario reducir la tasa de filtrado mediante la adición de aditivo reductor de filtración a diferencia de las formulaciones A y B.
- Las formulaciones en estudio presentaron diferencias significativas en relación al valor de abrasividad antes y después del proceso de envejecimiento dinámico.
- La formulación con el copolímero reductor de abrasividad técnicamente representó la opción más factible por presentar un menor valor de abrasividad en comparación a las otras muestras formuladas.

- La formulación A presento un costo de Bs 974,7130, la formulación B de Bs 1365,1148 y la formulación C de Bs 1416,7630.
- La formulación C resultó ser la que brindar mayores beneficios técnicos a pesar de ser la más costosa.



5.2 RECOMENDACIONES

- Determinar el efecto de la variación de presión y temperatura sobre la eficiencia del copolímero de estireno-butadieno como aditivo reductor de abrasividad.
- Evaluar la factibilidad técnica y económica de reducir el agente controlador de filtrado en fluidos que presentan el copolímero de estireno-butadieno como reductor de abrasividad.
- Realizar análisis de distribución de partículas a las muestras de fluidos densificados con 70% Barita-30% ORIMATITA® a fin de determinar la compatibilidad con el diámetro promedio de garganta poral de la formación a estudiar.



REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

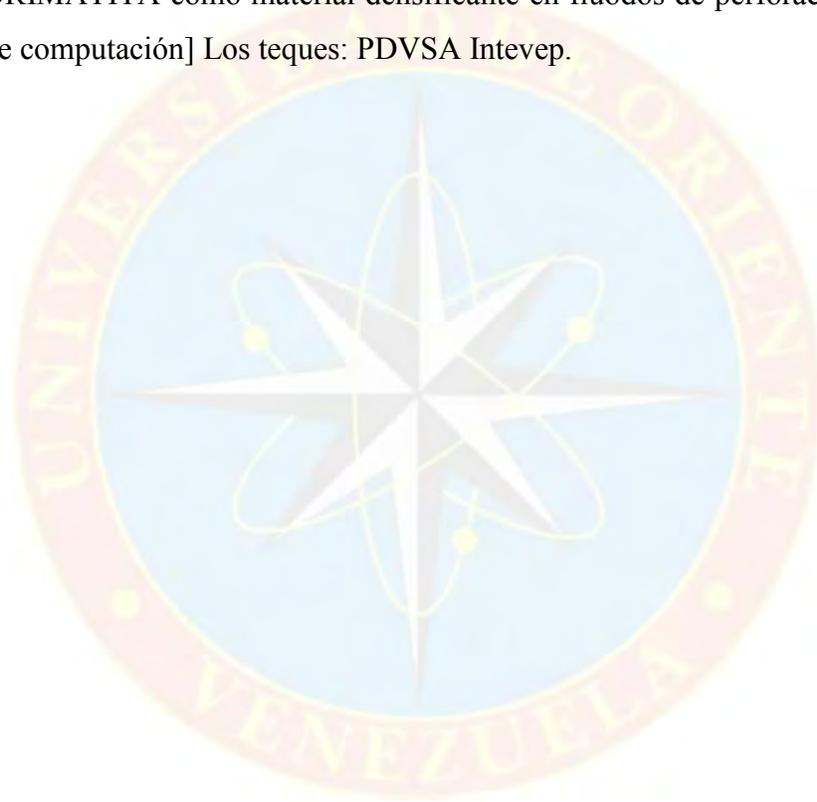
- ARIAS F. 2006. El proyecto de investigación, Editorial Episteme, Quinta Edición, Caracas, Venezuela, pp 21-130.
- CORDOVA L. 2010. Formulación de un fluido 100% aceite mineral que minimice la filtración y las pérdidas de circulación durante la perforación del bloque alóctono Campo Pirital-Santa Bárbara, Trabajo de investigación de la Universidad de Oriente, Núcleo de Monagas, Monagas, Venezuela.
- DÍAZ N. 2002. Uso de ORIMATITA® en sustitución de Barita como densificante en los fluidos de perforación, Estado Monagas, Trabajo de grado U.D.O Núcleo de Monagas, Monagas, Venezuela, pp 23-27.
- DÍAZ L. 2009. Evaluación de los aceites minerales vassa lp-120-0A y vassa lp-120-0AE, para la preparación de fluidos de perforación 100% aceite diseñados para la perforaciones cosa afuera en el campo Dragón-norte de Paria, Trabajo de grado U.D.O Núcleo de Anzoátegui, Anzoátegui, Venezuela, pp 12-84.
- ESPINOZA R. 2004. Estudio de la factibilidad de la aplicación de la ORIMATITA® en fluidos base agua en hoyos de superficie en el Norte de Monagas, Trabajo de grado U.D.O Núcleo de Anzoátegui, Anzoátegui, Venezuela, pp. 16-32.
- ESVENCA. 2010. Manual básico de fluidos de perforación, Monagas, Venezuela, pp 5-89.
- ESVENCA. 2012. Manual de formación inicial, Monagas, Venezuela, pp. 23-95.

- FERRER J. & MARFISI J. 2008. Evaluación de las propiedades de los fluidos base agua (lingsulfanato) utilizando Barita y ORIMATITA®, como aditivos densificantes, Trabajo de grado U.D.O Núcleo de Monagas, Monagas, Venezuela. pp. 20-24.
- FORD M. (2004). Oportunidades de negocios en construcción y mantenimiento de pozos. [Programa de computación]. Maturín: PDVSA Intevep.
- MARTÍNEZ A. (2004). Ensayos de daño a la formación productora con fluidos de perforación densificados con ORIMATITA® 038 [Tesis en línea]. Universidad Central de Venezuela, Venezuela. Consultada el 21 de Marzo de 2012 en: <http://saber.ucv.ve/jspui/bitstream/123456789/635/1/TEG%20Antonio%20Martinez%20mayo%202004.pdf>.
- MATA L. 2009. Formulación de un fluido 100% aceite con una distribución de tamaño de partículas de carbonato de calcio óptima con aplicación en el campo acema-a, Trabajo de grado U.D.O Núcleo de Monagas, Monagas, Venezuela. pp 11-20.
- MORRISON R. & BOYD R. 1998. Química orgánica quinta edición, Addison Wesley, México D.F, México, pp 62-90.
- MI-DRILLING. 2001. Manual de fluidos de perforación, Houston, Estados Unidos, pp 2.1-6.1.
- ORTEGA L. 2008. Estimación del comportamiento de producción de pozos candidatos a fracturamiento hidráulico en el yacimiento muc-3, formación Naricual, campos Mulata y Santa Bárbara, Trabajo de investigación de Universidad de Oriente, Núcleo de Monagas, Monagas, Venezuela.

PDVSA CIED. 1997. Tecnología aplicada a los fluidos de perforación, Caracas, Venezuela, pp 1-58.

PDVSA CIED. 2002. Fluidos de perforación, Anzoátegui, Venezuela, pp 16-48.

VERA J. & CAMARGO W. (2001). Ventana operacional para la aplicación en campo de ORIMATITA como material densificante en fluidos de perforación [programa de computación] Los teques: PDVSA Intevep.





APÉNDICE A
ECUACIONES UTILIZADAS Y MUESTRA DE CÁLCULOS

A.1 Balance de masa de los fluidos

Preparación de fluidos de perforación base aceite mineral, densificados con Barita y ORIMATITA®, con una densidad de 17 lb/gal.

Como primer paso se establecieron las gravedades específicas, densidades y los volúmenes de los aditivos conocidos por medio de las siguientes ecuaciones:

A.1.1 Gravedad específica:

$$G.E = \rho_{\text{aditivo}} / \rho_{\text{agua}} \quad \text{Ecuación A.1}$$

Donde:

- ρ_{aditivo} : densidad del aditivo en lb/gal.
- ρ_{agua} : densidad del agua en lb/gal; 8,33 lb/gal.

Por medio de esta ecuación, conociendo la gravedad específica se determino la densidad de los aditivos.

Ejemplo A.1:

$$\rho_{\text{aditivo}} = G.E \times \rho_{\text{agua}}$$

$$\rho_{\text{Cal hidratada}} = 2,12 \times 8,33 \text{ lb/gal}$$

$$\rho_{\text{Cal hidratada}} = 17,6596 \text{ lb/gal}$$

Conocida la concentración de cada aditivo, su densidad, y el volumen total a preparar, se determino el volumen ocupado por cada aditivo en el sistema.

A.1.2 Volumen de cada aditivo ocupado en el sistema:

$$V_{\text{aditivo}} = \frac{C \times V_{\text{total}}}{\rho_{\text{aditivo}} \times 42 \text{ gal/bbl}} \text{ Ecuación A.2}$$

Donde:

- V_{aditivo} : volumen ocupado por el aditivo en bbl.
- ρ_{aditivo} : densidad del aditivo en lb/gal.
- C : concentración del aditivo en lb/bbl.
- V_{total} : volumen total del sistema en bbl.
- 42 gal/bbl : factor de conversión.

Ejemplo A.2:

$$V_{\text{Cal hidratada}} = \frac{9 \text{ lb/bbl} \times 1 \text{ bbl}}{17,6596 \text{ lb/gal} \times 42 \text{ gal/bbl}}$$

$$V_{\text{Cal hidratada}} = 0.01213423 \text{ bbl}$$

Tabla A.1 Balance de masa de la formulación B.

ADITIVO	G.E	DENSIDAD (lb/gal)	CONC. (lb/bbl)	VOLUMEN (bbl)	(lb/galxbbl)
VASSA-LP90	0,815	6,78895			
CAL HIDRATADA	2,12	17,6596	9	0,01213423	0,21428571
HUMECTANTE	0,95	7,9135	6	0,01805233	0,14285714
EMULSIFICANTE	0,95	7,9135	4	0,01203489	0,0952381

GILSONITA ORGANOFÍLICA	1,7	14,161	10	0,01681345	0,23809524
ARCILLA ORGANOFÍLICA	1,7	14,161	10	0,01681345	0,23809524
GLICERINA	1,19	9,9127	12,5	0,03002401	0,29761905

Tabla A.1 (Continuación)

ADITIVO	G.E	DENSIDAD (lb/gal)	CONC. (lb/bbl)	VOLUMEN (bbl)	(lb/galxbbl)
COPOLÌMERO	1,5	12,495	1,5	0,00285829	0,03571429
ORIMATITA®	5,15	42,8995			
BARITA	4,2	34,986			
			Σ	0,10873065	1,26190476

El volumen total es la sumatoria de todos los volúmenes individuales de cada aditivo.

$$V_{total} = \sum_{i=0}^n V_i$$

$$V_{total} = V_1 + V_2 + V_3 \dots + V_n \text{ Ecuacion A.3}$$

Donde:

V : volumen

Escribiendo la ecuación en base al fluido base, el material densificante y el resto de los aditivos se tiene:

$$V_{total} = V_{Aceite} + V_{Barita} + \sum_{i=0}^n V_{aditivos}$$

Ejemplo A.3:

$$1 = V_{aceite} + V_{barita} + 0,10873065$$

$$V_{barita} = 1 - V_{aceite} - 0,10873065 \quad (1)$$

La masa total es igual a la suma de todos los componentes individuales:

$$m_{total} = \sum_{i=0}^n m_{aditivos}$$

$$m_{total} = m_1 + m_2 + m_3 \dots + m_n$$

Pero:

$$\rho_{aditivo} = m_{aditivo} / V_{aditivo}$$

$$\rho_{total} \times V_{total} = \rho_1 \times V_1 + \rho_2 \times V_2 + \rho_3 \times V_3 \dots \rho_n \times V_n \quad \text{Ecuacion A.4}$$

Donde:

- ρ : densidad
- V : volumen

Escribiendo la ecuación en base al fluido base, el material densificante y el resto de los aditivos se tiene:

$$\rho_{total} \times V_{total} = \rho_{aceite} \times V_{aceite} + \rho_{barita} \times V_{barita} + \sum_{i=0}^n \rho_{aditivos} \times V_{aditivos}$$

$$17 \times 1 = 6,78895 \times V_{aceite} + 34,986 \times V_{barita} + 1,26190476 \quad (2)$$

Reemplazando (1) en (2) se tiene:

$$17 \times 1 = 6,78895 \times V_{aceite} + 34,986 \times (0,8912694 - V_{aceite}) + 1,26190476$$

$$17 = 6,78895 \times V_{aceite} + 31,18195 - 34,986 \times V_{aceite} + 1,26190476$$

$$V_{aceite} \times (34,986 - 6,78895) = 15,4439$$

$$V_{aceite} = \frac{15,4439}{28,19705}$$

$$V_{aceite} = 0,54771 \text{ bbl}$$

Conocido el valor del volumen de aceite, se puede determinar el volumen de material densificante sustituyendo el volumen de aceite calculado en la ecuación (1).

$$V_{barita} = 1 - 0,54771 - 0,10873065$$

$$V_{barita} = 0,3436 \text{ bbl.}$$

Despejando de la ecuación A.2 se puede determinar la concentración de material densificante.

$$C_{aditivo} = \frac{V_{aditivo} \times \rho_{aditivo} \times 42 \text{ gal/bbl}}{V_{total}}$$

$$C_{barita} = \frac{0,3436 \text{ bbl} \times 34,986 \text{ lb/gal} \times 42 \text{ gal/bbl}}{1 \text{ bbl}}$$

$$C_{barita} = 504,83 \text{ lb/bbl}$$

A.2 Propiedades Reológicas

Ecuaciones:

$$V_p = L_{600} - L_{300} \text{ Ecuación A.5}$$

$$P_c = L_{300} - V_p \text{ Ecuación A.6}$$

Donde:

- V_p : viscosidad plástica.
- P_c : punto cedente.
- L_{600} : lectura del dial del viscosímetro a 600 rpm.
- L_{300} : lectura del dial del viscosímetro a 300 rpm.

Ejemplo A.4:

De la tabla A.2 se obtuvieron los valores de las lecturas a 600 y 3000 rpm para la formulación A.

$$L_{600} = 141$$

$$L_{300} = 92$$

Tabla A.2 Valores de viscosidad plástica y punto cedente AED

FORMULACIONES	L ₆₀₀	L ₃₀₀
A	141	92
B	116	74
C	136	84

Sustituyendo en las ecuaciones A.5 y A.6 se obtiene la V_p y P_c respectivamente:

$$V_p = 141 - 92$$

$$V_p = 49 \text{ cP}$$

$$P_c = 92 - 49$$

$$P_c = 43 \text{ lb}/100\text{pie}^2$$

De igual forma se determinó la viscosidad plástica y punto cedente para el resto de las formulaciones propuestas, los resultados se muestran en las gráficas 4.1 y 4.2.

A.3 Cálculo de la diferencia significativa

Gl: grado de libertad tabulado.

$F_c > F_{\text{tabla}}$ por lo tanto existe diferencia significativa, como se cumple la condición se aplica mínima diferencia significativa (DMS).

$$DMS = \sqrt{\frac{2S^2}{R}}$$

$$DMS = t \sqrt{\frac{2CME}{R}} \quad \text{Ecuación A. 7}$$

Donde:

t : Valor de “t” de student (se encuentra tabulado).

R : número de repeticiones.

CME : cuadrado medio del error.

EjemploA.5:

El $CME = 0,01508$ para antes del proceso de envejecimiento dinámico, el valor de tabulado t para un grado de libertad igual a 4 es $t = 2,776$ y R para efectos de esta investigación es igual a 3, que representa las 3 repeticiones realizadas.

$$DMS = 2,776 \sqrt{\frac{2 \times 0,01508}{3}}$$

$$DMS = 0,28$$



APÉNDICE B
CÁLCULO DE COSTO DE LOS FLUIDOS

B.1 Cálculo del costo de las formulaciones

La gerencia técnica de Esvenca apporto, cuáles eran las presentaciones de cada producto, la cantidad por presentación, y el costo por presentación de cada producto; con estos datos y una serie de cálculos simples que se exolican mas adelante se obtuvo el costo en bolívares por libra de cada producto, los resultados obtenidos se muestran en la tabla B.1.

Tabla B.1 Costo en bolívares por unidad de masa de cada producto utilizado.

PRODUCTOS	PRESENTACIÓN (sxs ó tamb)	CANTIDAD (lb/sxs ó lb/tamb)	COSTO (Bs/sxs ó Bs/tamb)	COSTO (Bs/lb)
CAL HIDRATADA	SXS	44	56,87	1,2925
HUMECTANTE	TAMB	423	3906,83	9,2360
EMULSIFICANTE	TAMB	451	3902,58	8,6532
GILSONITA	SXS	25	259,58	10,3832
ARCILLA ORGANOFILICA	SXS	50	576,4	11,528
ACTIVADOR POLAR	TAMB	542	2.411,66	4,4496
COPOLIMERO DE ESTIRENO-BUTADIENO	SXS	40	1.425,00	35,625
ORIMATITA®	SXS	100	356	3,56
BARITA	SXS	100	98,55	0,9855
ACEITE MINERAL	TAMB	287	420,22	1,4641

Donde:

SxS: sacos; Tamb: tambor.

El costo por unidad de masa, se obtuvo al dividir el costo por presentación y la cantidad por presentación; es importante mencionar que la presentación varía para sólidos (lb/sxs) y para líquidos (lb/tamb).

Posteriormente con las concentraciones usadas por barril, y el costo por unidad de masa, se calculó el costo por barril generado por cada producto. Sin embargo para simplificar los cálculos para cada formulación, se calculó un subtotal con los aditivos que permanecen constantes en todas las formulaciones. Los resultados se muestran en la tabla B.2

Tabla B.2 Subtotal del costo por barril; incluye solo productor constantes.

PRODUCTOS	COSTO (Bs/lb)	CONCENTRACION (lb/bbl)	COSTO (Bs/bbl)
CAL HIDRATADA	1,2925	9,00	11,6325
HUMECTANTE	9,2360	6,00	55,416
EMULSIFICANTE	8,6532	4,00	34,6128
GILSONITA	10,3832	10,00	103,832
ARCILLA ORGANOFILICA	11,528	10,00	115,28
ACTIVADOR POLAR	4,4496	12,50	55,62
		Σ	376,3933

Obtenido el subtotal, y de acuerdo a los valores arrojados por los balances de masa realizados, se calculo por separado el costo por barril de cada formulación. Los resultados se muestran en las siguientes tablas

Tabla B.3 Costo total de la formulación A.

PRODUCTOS	COSTO (Bs/lb)	CONCENTRACION (lb/bbl)	COSTO (Bs/bbl)
OTROS PRODUCTOS	----	----	247,732
ACEITE MINERAL	1,4641	154,8	226,6426
COPOLIMERO DE ESTIRENO-BUTADIENO	35,625	----	----
ORIMATITA®	3,56	----	----
BARITA	0,9855	507,7	500,3383
		Σ	974,7130

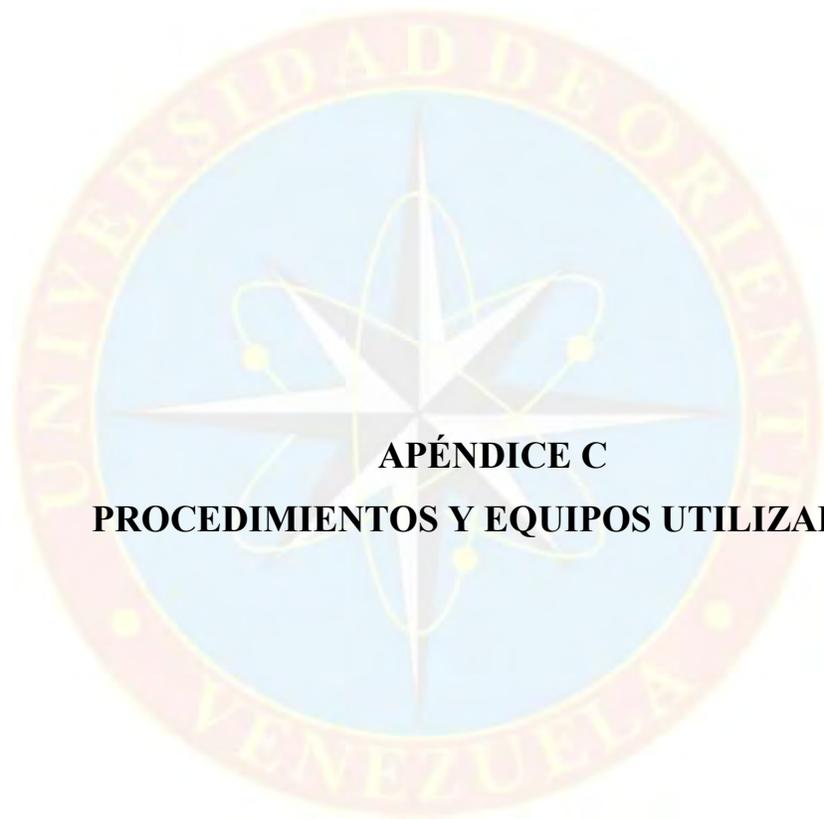
Tabla B.4 Costo total de la formulación B.

PRODUCTOS	COSTO (Bs/lb)	CONCENTRACION (lb/bbl)	COSTO (Bs/bbl)
OTROS PRODUCTOS	----	----	247,732
ACEITE MINERAL	1,4641	161,48	236,4228
COPOLIMERO DE ESTIRENO-BUTADIENO	35,625	----	----
ORIMATITA®	3,56	150,4	535,424

BARITA	0,9855	350,62	345,5360
		Σ	1365,1148

Tabla B.5 Costo total de la formulación C.

PRODUCTOS	COSTO (Bs/lb)	CONCENTRACION (lb/bbl)	COSTO (Bs/bbl)
OTROS PRODUCTOS	----	----	247,732
ACEITE MINERAL	1,4641	160,83	235,4712
COPOLIMERO DE ESTIRENO-BUTADIENO	35,625	1,50	53,4375
ORIMATITA®	3,56	150,4	535,424
BARITA	0,9855	349,77	344,6983
		Σ	1416,7630



APÉNDICE C
PROCEDIMIENTOS Y EQUIPOS UTILIZADOS

Los procedimientos empleados se rigen por el Manual de Procedimientos Estándar para la Evaluación de Fluidos de Perforación Base Aceite, bajo la norma API (Instituto Americano del Petróleo) RP 13B-2, que aplican a todos los laboratorios de fluidos ESVENCA, a nivel nacional. A continuación se presenta el procedimiento detallado de cada una de las pruebas físicas realizadas en la investigación, los cuales se ubican en el Manual de Control de Calidad del laboratorio de fluidos ESVENCA.

C.1 Procedimientos para la realización de las pruebas físicas

C.1.1 Medición de la densidad

Objetivo:

El propósito de este procedimiento es indicar los pasos para la determinación de la densidad de un fluido mediante la prueba realizada a los Fluidos de perforación base aceite y base agua.

Descripción de la prueba:

1. Disponer de balanza de lodo.
2. Colocar el estuche que contiene la balanza en una superficie plana y a nivel.
Abrir el estuche y asegurarse que la balanza esté limpia y seca.
3. Tomar una muestra de fluido y retirar la mayor cantidad posible de aire entrampado (burbujas).

4. Llenar el recipiente o vaso de la balanza hasta el tope con la muestra de fluido.
5. Colocar la tapa (al hacer esto parte del fluido debe ser expulsado a través del orificio lo que indicará que el recipiente está lleno). Asegurarse de eliminar las burbujas de aire presentes en la superficie del líquido antes de tapar el recipiente.
6. Limpiar el fluido que se encuentra en la parte exterior del recipiente y del brazo de la balanza.
7. Colocar la balanza sobre el soporte. El punto de apoyo en forma de cuchilla debe encajar en la ranura de la base, mientras que el caballete móvil se utilizará para equilibrar el brazo.
8. Correr el caballete hasta que la burbuja de la balanza esté en el centro del nivel. La densidad del fluido se lee en cualquiera de las escalas impresas en el brazo de la balanza.
9. Descartar el fluido de prueba para limpiar y secar debidamente la balanza.

C.1.2 Medición de las propiedades reológicas

Objetivo:

El propósito de este procedimiento es indicar los pasos para la determinación de la reología de un fluido mediante la prueba realizada a los fluidos de perforación.

Descripción de la prueba:

1. Disponer de viscosímetro rotacional de lectura directa, una copa de calentamiento y un termómetro.
2. Recoger una muestra de fluido.
3. Colocar el termómetro en el orificio que se encuentra en la taza de calentamiento para tal fin. Ajustar la temperatura de la copa de calentamiento hasta 150° F para fluidos base aceite y 120° F para fluidos base agua.
4. Colocar la muestra de fluido en la copa de calentamiento dejando suficiente espacio para el desplazamiento del colgante y la manga.
5. Sumergir en el fluido la manga de rotor del viscosímetro hasta la línea marcada.
6. Rotar la perilla selectora de velocidades hasta 600 rpm, para intercambio de calor. Monitorear la temperatura hasta que se estabilice en 150°F para base aceite y 120°F para base agua.
7. Registrar la lectura del dial (L600).
8. Girar la perilla del viscosímetro a 300 rpm hasta obtener una lectura estable (+/- 30 seg.). Registrar la lectura del dial (L300).
9. Proceder de la misma manera para las lecturas de 200, 100, 6 y 3 rpm.
10. Para la lectura de geles, girar la perilla del viscosímetro a 600 rpm durante 15 segundos aproximadamente, y después reposar por 10 segundos.
11. Girar la perilla a 3 rpm y tomar la máxima lectura del dial, registrando la resistencia de gel a los 10 segundos.

12. Girar nuevamente la perilla a 600 rpm durante 10 a 15 segundos, parar y dejar reposar la muestra por 10 minutos.
13. Girar la perilla a 3 rpm y tomar la máxima lectura obtenida en el dial, registrando la resistencia de gel a los 10 minutos.
14. Proceder de la misma forma para la lectura de geles a los treinta minutos.
Retirar la copa de calentamiento y proceder a limpiar el equipo.

Formulas asociadas:

- Viscosidad aparente (V_a) en cP: $V_a = L_{600} / 2$
- Viscosidad plástica (V_p) en cP: $V_p = L_{600} - L_{300}$
- Punto cedente (P_c) en $lb / 100pie^2$: $P_c = L_{300} - V_p$

C.1.3 Medición del contenido de líquido y sólidos

Objetivo:

El propósito de este procedimiento es indicar los pasos para la determinación del porcentaje de sólidos, agua y aceite de un fluido mediante la prueba realizada a los fluidos de perforación base aceite y base agua para determinar sus propiedades.

Descripción de la prueba:

1. Disponer de: equipo de retorta completo, espátula, lana de acero fina, grasa o lubricante para altas temperaturas, cilindro graduado de 10 ml y un sacalana.
2. Recoger una muestra del fluido.
3. Verificar que el equipo se encuentre completamente limpio.
4. Llenar la cámara superior de la retorta con la lana de acero. Lubricar las roscas de la copa de la retorta y condensador con una pequeña porción de lubricante, para evitar la pérdida de vapores durante el filtrado y facilitar el desarmado del equipo.
5. Llenar la copa de la retorta con fluido.
6. Colocar la tapa de la copa y girar lentamente asegurándose que una pequeña cantidad de fluido salga por el orificio de la tapa, para así evitar que quede aire atrapado.
7. Limpiar el exceso de fluido y cualquier sólido que haya quedado acumulado en la tapa.
8. Enroscar la copa con la cámara superior de la retorta. Enroscar el conjunto copa-cámara superior con el condensador.
9. Colocar la retorta en el bloque aislador y poner el cilindro graduado debajo del drenaje del condensador.
10. Conectar la retorta y calentar la muestra hasta que deje de pasar líquido a través del tubo de drenaje y se apague la luz piloto de la unidad.

11. Leer los valores de agua y aceite presentes en el cilindro graduado. El espacio vacío corresponderá al porcentaje de sólidos.

C.1.4 Determinación del filtrado AP-AT (alta presión-alta temperatura)

Objetivo:

El propósito de este procedimiento es indicar los pasos para la determinación de la cantidad de aceite que fluye a las formaciones permeables, por medio de la prueba de filtrado APAT aplicados a los fluidos de perforación base aceite.

Descripción de la prueba:

1. Recoger una muestra del fluido. Pre-calentar la camisa de calentamiento a una temperatura de $300 \pm ^\circ\text{F}$.
2. Llenar la celda de calentamiento dejando vacía $\frac{1}{4}$ de su capacidad. Colocar el pin de la parte de debajo de la celda de calentamiento.
3. Colocar el papel de filtro en la celda y después la cubierta.
4. Tapar y ajustar todos los tornillos en forma de cruz y luego apretar en forma circular.
5. Colocar el pin de arriba de la celda y proceder a introducir la camisa de camisa de calentamiento con los tornillos hacia abajo.
6. Hacer girar la celda hasta que calce en la camisa de calentamiento. Colocar el termómetro en el receptáculo.

7. Conectar las unidades de presión en los pines superior e inferior asegurando con los pasadores.
8. Aplicar una presión de 200 psi a la válvula superior y de 100 psi a la válvula inferior con ambas válvulas cerradas. Abrir la válvula superior y aplicar la presión de 200 psi hasta alcanzar la temperatura de 300 °F.
9. Al alcanzar la temperatura deseada de 300 °F aumentar la presión de la unidad superior hasta 600 psi.
10. Abrir la válvula inferior manteniendo 100 psi para crear un diferencial de presión de 500 psi. Durante el transcurso de la prueba, si la presión aumenta por encima de 100 psi, sacar filtrado abriendo la válvula inferior de descarga. Filtrar durante 30 minutos.
11. Registrar el volumen de filtrado. Este valor se multiplica por dos y se reportará como el volumen total de filtrado.
12. Sacar el cilindro de la celda de calentamiento para enfriarse.
13. Despresurizar la camisa de calentamiento abriendo y cerrando los pines poco a poco. Esperar que se descargue la presión, repitiendo esta operación hasta que el filtro prensa este totalmente despresurizado.
14. Abrir cuidadosamente la camisa de calentamiento aflojando los tornillos. Si el último tornillo es difícil de aflojar, indica que aún la celda tiene presión. Razón por la cual se deben de apretar nuevamente los tornillos y despresurizar totalmente.

15. Una vez abierto el cilindro, retirar el papel filtro el cual se lavará cuidadosamente para luego medir el revoque formado.

C.1.5 Medición de la estabilidad eléctrica

Objetivo:

Determinar la estabilidad relativa de una emulsión de agua en aceite, por medio del procedimiento aplicado a los fluidos de perforación base aceite con cierto contenido de agua.

Descripción de la prueba:

1. Colocar la muestra de fluido en la termocopa manteniéndola a $50\text{ }^{\circ}\text{C} \pm 2\text{ }^{\circ}\text{C}$ ($120\text{ }^{\circ}\text{F} \pm 5\text{ }^{\circ}\text{F}$).
2. Limpiar el electrodo de prueba con una toalla de papel limpia. Sumergir el electrodo de prueba en el aceite base usado para formular el fluido de perforación. Limpiar y secar nuevamente el electrodo con una toalla de papel.
3. Sumergir el electrodo en el lodo que se encuentra en la termocopa, moviéndolo con la mano por unos 40 segundos, de modo que la temperatura y composición del lodo sean uniformes. Colocar el electrodo sin tocar las paredes o el fondo de la termocopa.
4. Pulsar el botón del medidor de estabilidad eléctrica y registrar el voltaje cuando los valores se estabilicen. Dicha lectura será registrada como la estabilidad eléctrica del fluido.

5. Repetir el procedimiento anterior con la misma muestra de fluido. Las dos lecturas de estabilidad eléctrica no deberían diferir más de 5%. Caso contrario se debe chequear el medidor.

C.1.6 Evaluación del envejecimiento dinámico de las muestras

Objetivo:

Determinar los efectos de la temperatura y la presión sobre los fluidos de perforación durante largos períodos de tiempo.

Descripción de la prueba:

1. Se coloca el volumen correcto de fluido dentro de la celda de envejecimiento, evitando dejar fluido en la ranura del o ring o sobre este.
2. Se asienta la tapa interna sobre la parte superior del cuerpo de la celda, luego se ajusta manualmente la tapa externa en su lugar.
3. Se ajusta los 3 tornillos usando la llave allen, se coloca la válvula de vástago y se ajusta.
4. Para presurizar, se coloca la unidad de presión sobre el vástago y se pasa la llave de seguridad, se inyecta la presión de prueba y se abre el vástago aproximadamente $\frac{1}{2}$ vuelta (la presión se mantiene en el manómetro, en caso contrario se debe aflojar el regulador de tornillo en contra de las agujas del reloj, cambiar la bombona y volver a inyectar la temperatura de prueba).
5. Se cierra la válvula de vástago haciendo uso de la llave ajustable.

6. Para asegurar que no haya fuga, la celda se sumerge completamente en agua y se chequeo la formación de burbujas, que podrían originarse en la válvula de vástago o de la tapa.
7. Se fija la temperatura de prueba y se coloca la celda dentro del horno de calentamiento por el intervalo de tiempo predeterminado, en condiciones dinámicas o estáticas según convenga.
8. Al finalizar el tiempo de prueba, se apaga el horno, se remueve la celda de la cámara de calentamiento y se deja enfriar en condiciones ambientales.
9. La presión debe ser liberada de la celda cuando ésta ya este a temperatura ambiente, posteriormente será abierta.
10. Se observa la condición del fluido envejecido y se reportara la existencia de características como gelificación, sedimentación de sólidos, separación de fases, etc.
11. Se agita el fluido envejecido y se realizara las pruebas correspondientes.

C.2 Procedimiento para la prueba de abrasividad

Objetivo:

Esta prueba tiene como función principal medir y evaluar la abrasividad relativa de materiales con altos valores de dureza utilizados como densificantes en fluidos de perforación.

Descripción de la prueba:

1. Disponer de un mezclador, una balanza analítica de precisión +/- 0,0001 g, de una balanza analítica de precisión de +/- 0,1 gr, un aspa de acero para prueba de abrasividad con características y dimensión especificadas en la norma ISO10416, tornillo para sujetar el aspa, cronómetro digital de precisión +/- 0,01 seg.
2. Inmediatamente antes de su uso, limpiar el aspa lavando con detergente y un cepillo pequeño. Enjuague y seque. Pesar el aspa de prueba de abrasividad, recién limpiada y secada con una precisión de 0,0001 g. anotar como m_i (masa inicial), en gramo.
3. Desconectar el cable de alimentación del mezclador para evitar el funcionamiento accidental durante la instalación del aspa. Centrar y fijar el aspa, con las ondulaciones en posición hacia abajo, en el eje del mezclador con la arandela de seguridad y el tornillo. No manipular las espas con las manos, utilizar una pinza para ello, ya que puede afectar los resultados del ensayo
4. Con el mezclador apagado, colocar el recipiente de mezclado en su posición, de tal manera que el borde se acople con el interruptor de disparo. Poner en funcionamiento el mezclador con una serie rápida "on-off" para que el eje alcance su velocidad de manera progresiva. (Un arranque repentino puede hacer que parte del fluido salga de la taza).
5. Ejecutar la prueba durante 30 min +/- 0,1 min.
6. Apagar el mezclador, desconecte el cable de alimentación, retirar el recipiente de mezcla y la cuchilla de prueba de abrasividad.

7. Limpiar y secar el aspa de prueba de la abrasividad y pesar con precisión de 0,0001 g. Registrar como m_f (masa final), en gramo.

Formulas asociadas:

$$\text{Abrasividad} = \frac{(m_i - m_f)}{t}$$

Donde:

- m_i : masa inicial del aspa de abrasividad en gramo.
- m_f : masa final del aspa de abrasividad en gramo.
- t : tiempo de 30 minutos.

C.4 Equipos utilizados.

C.4.1 Mezclador: el mezclador Hamilton Beach funciona a 2500 rpm distribuidas en tres (3) velocidades. Este modelo en particular funciona a 115 volts y permite el mezclado de muestra de fluidos en laboratorio con el fin de lograr mantenerlos homogéneos.



Figura C.4.1. Mezclador

Fuente: Laboratorio ESVENCA. (2012).

C.4.2 Balanza de fluido OFITE: permite un método simple y práctico para la determinación exacta de la densidad o peso del fluido.



Figura C.4.2. Balanza de fluido OFITE

Fuente: Laboratorio ESVENCA. (2012).

C.4.3 Viscosímetro rotacional OFITE 800: es un modelo de la ocho velocidades de 600, 300, 200, 100, 60, 30, 6 y 3 rpm. La tensión del corte se muestra continuamente en el dial calibrado, para que puedan observarse las características de

viscosidad tiempo-dependientes. Permite determinar V_p (viscosidad plástica), P_c (punto cedente), resistencia de gel, entre otras propiedades reológicas.



Figura C.4.3. Viscosímetro rotacional OFITE 800

Fuente: Laboratorio ESVENCA. (2012).

C.4.4 Retorta: permite determinar el contenido (% en volumen) de líquidos y sólidos en un fluido de perforación o terminación. Posee una capacidad de 10 ml de muestra.



Figura C.4.4 Retorta OFITE

Fuente: Laboratorio ESVENCA. (2012).

C.4.5 Medidor de estabilidad eléctrica: el equipo de prueba de estabilidad eléctrica es un instrumento portátil y compacto que mide la fuerza eléctrica relativa de las emulsiones que tienen aceite como fase continua. Es una unidad autónoma que contiene un electrodo y opera con baterías de 9 voltios. La operación automática con

botones de presión hace la unidad simple de operar y proporciona resultados reproducibles. Se proporcionan las resistencias de la calibración con cada instrumento para verificar la exactitud y linealidad de la unidad.



Figura C.4.5 Equipo medidor de estabilidad eléctrica

Fuente: Laboratorio ESVENCA. (2012).

C.4.6 Filtro prensa APAT: existen actualmente dos tipos de acuerdo a su capacidad: 175 o 500 ml. Se usa el de 175 ml únicamente con temperaturas de hasta 300 ° F (149 ° C) y el de 500 ml para temperaturas mayores de 300 ° F. Permite determinar el filtrado de un fluido a condiciones de presión y temperatura elevadas.



Figura C.4.6 Filtro prensa APAT

Fuente: Laboratorio ESVENCA. (2012).

C.4.7 Celdas de envejecimiento: son recipientes cilíndricos de acero inoxidable con una capacidad de 500 cc. Constan de una tapa, también de acero inoxidable, en la cual va insertada una válvula especial, cuya geometría permite adaptarse a un suministro de gas. Para la prueba de envejecimiento la celda es presurizada y sometida a altas temperaturas en hornos rotativos.



Figura C.4.7 Celda de envejecimiento

Fuente: Laboratorio ESVENCA. (2012).

C.4.8 Horno de envejecimiento: se utilizaron hornos rotativos, para las pruebas de envejecimiento, los cuales están equipados con rodillos. La rotación es producida por un sistema de poleas con cadenas. Dentro de los hornos se mantiene una circulación adecuada de aire, lo que garantiza una distribución uniforme de la temperatura.



Figura C.4.8 Horno de envejecimiento

Fuente: Laboratorio ESVENCA. (2012).

C.4.9 Aspa de abrasividad: Se utilizaron aspás especiales para la prueba de abrasividad con la finalidad de determinar la capacidad abrasiva que presenta cada formulación, antes y después del proceso de envejecimiento dinámico.

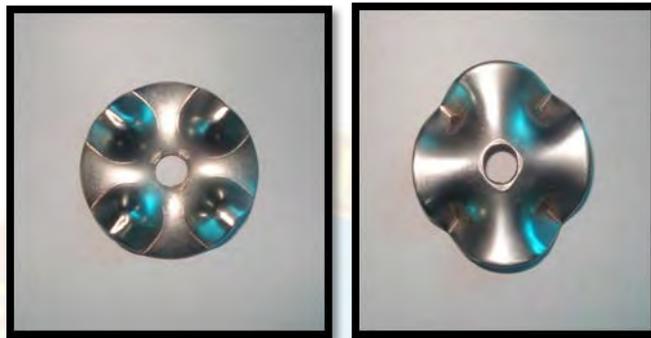


Figura C.4.9 Aspa de abrasividad
Fuente: Laboratorio ESVENCA. (2012).

APÉNDICE D

Datos para análisis de varianza y tablas

Tabla D.1 Comportamiento de la abrasividad de los fluidos formulados antes del proceso de envejecimiento dinámico

N°	TRATAMIENTOS	REPETICIONES			TOTAL	PROMEDIO	AMBITO
		I	II	III			
1	100% BARITA	1,360	1,260	1,160	3,780	1,260	II
2	70%-30%	3,320	3,460	3,600	10,380	3,460	III
3	70-30%-COPOLÍMERO	0,670	0,645	0,620	1,935	0,645	I
	Total	5,350	5,365	5,380			

DMS = 0,28 ($P \leq 0,05$).

Tabla D.1.1 Análisis de varianza para el comportamiento de la abrasividad de los fluidos formulados antes de envejecimiento dinámico

FUENTES DE VARIACIÓN	GL	SC	CM	FC	
REPETICIONES	2	0,0001	0,00007	0,005	ns
TRATAMIENTOS	2	13,1425	6,57123	435,90	*
ERROR	4	0,0603	0,01508		
TOTAL	8	13,203			

Donde:

- ns= no existe diferencia significativa.
- *= si existe diferencia significativa.

Tabla D.2 Comportamiento de la abrasividad de los fluidos formulados después de envejecimiento dinámico

N°	TRATAMIENTOS	REPETICIONES			TOTAL	PROMEDIO	AMBITO
		I	II	III			
1	100% Barita	0,53000	0,61500	0,70000	1,84500	0,61500	II
2	70%-30%	1,78000	1,86000	1,94000	5,58000	1,86000	III
3	70-30%-COPOLÍMERO	0,41000	0,51500	0,62000	1,54500	0,51500	I
	Total	2,72000	2,99000	3,26000			

DMS= 0,28 ($P \leq 0,05$).

Tabla D.2.2 Análisis de varianza para comportamiento de la abrasividad de los fluidos formulados después de envejecimiento dinámico

FUENTES DE VARIACIÓN	GI	SC	CM	Fc	
REPETICIONES	2	0,0486	0,02430	138,857	*
TRATAMIENTOS	2	3,3691	1,68453	9625,86	*
ERROR	4	0,0007	0,00017		
TOTAL	8	3,418			

Donde:

* = existe diferencia significativa.

HOJA DE METADATOS

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 1/6

Título	EVALUACIÓN DE UN COPOLÍMERO DE ESTIRENO-BUTADIENO COMO REDUCTOR DE ABRASIVIDAD EN UN FLUIDO BASE ACEITE MINERAL DENSIFICADO CON ORIMATITA® DE APLICACIÓN EN EL CAMPO MULATA
Subtítulo	

Autor(es):

Apellidos y Nombres	Código CVLAC / e-mail	
Martínez López Pedro Alejandro	CVLAC	18.765.109
	e-mail	Pmartinez3090@gmail.com

Palabras o frases claves:

ORIMATITA®
Reductor de abrasividad
Densificantes
Copolímero
Fluido 100% base aceite

El representante de la comisión de tesis solicitará a los miembros del jurado la lista de las palabras claves. Deben indicarse por lo menos cuatro (4) palabras claves.

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 2/6

Líneas y sublíneas de investigación:

Área	Sub-área
TECNOLOGÍA CIENCIAS APLICADAS	PETRÓLEO

Resumen (Abstract):

Buscando posibles sustitutos del densificante universal para fluidos de perforación, se introduce desde hace varios años en el mercado de densificantes venezolano la ORIMATITA®, producto neto nacional, pero conociendo sus múltiples problemas de abrasividad relacionada a su elevada dureza en comparación a la barita (5.0-6.0 Mohs) ésta resulto ser poco aplicable por múltiples problemas con los equipos de perforación. En torno a esto ESVENCA se propone en evaluar un copolímero de dos hidrocarburos como posible aditivo reductor de abrasividad. Se evaluaron en laboratorio tres muestras con una distribución de material densificante distinto (100% Barita, 70% Barita-30% ORIMATITA® y 70% Barita-30% ORIMATITA® con la adición del aditivo en estudio). La investigación estuvo fundamentada en la observación directa de los datos arrojados por las pruebas físicas (densidad, reología, tasa de filtración, entre otras) efectuadas a las formulaciones, además del coeficiente de abrasividad y el costo por barril de cada formulación. La muestra que contiene el copolímero reductor de abrasividad resultó la opción menos atractiva a nivel de costo pero la más viable y factible a nivel operativo por los beneficios que proporciona.

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 3/6

Contribuidores:

Apellidos y Nombres	Código CVLAC / e-mail	
Prof. Otahola Jesús	ROL	CA <input type="checkbox"/> ^A S <input type="checkbox"/> TU <input checked="" type="checkbox"/> JU <input type="checkbox"/>
	CVLAC	C.I. 15290334
	e-mail	
	e-mail	
Profa. Calzadilla Hortensia	ROL	CA <input type="checkbox"/> S <input type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input checked="" type="checkbox"/>
	CVLAC	C.I. 11781853
	e-mail	
	e-mail	
Profa. Córdova Alfreliá	ROL	CA <input type="checkbox"/> ^A S <input type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input checked="" type="checkbox"/>
	CVLAC	C.I. 15045935
	e-mail	
	e-mail	

Fecha de discusión y aprobación:

Año	Mes	Día
2013	Marzo	21

Lenguaje: spa

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 4/6

Archivo(s):

Nombre de archivo	Tipo MIME

Alcance:

Espacial: _____ (opcional)

Temporal: _____ (opcional)

Título o Grado asociado con el trabajo:

Ingeniería de Petróleo

Nivel Asociado con el trabajo:

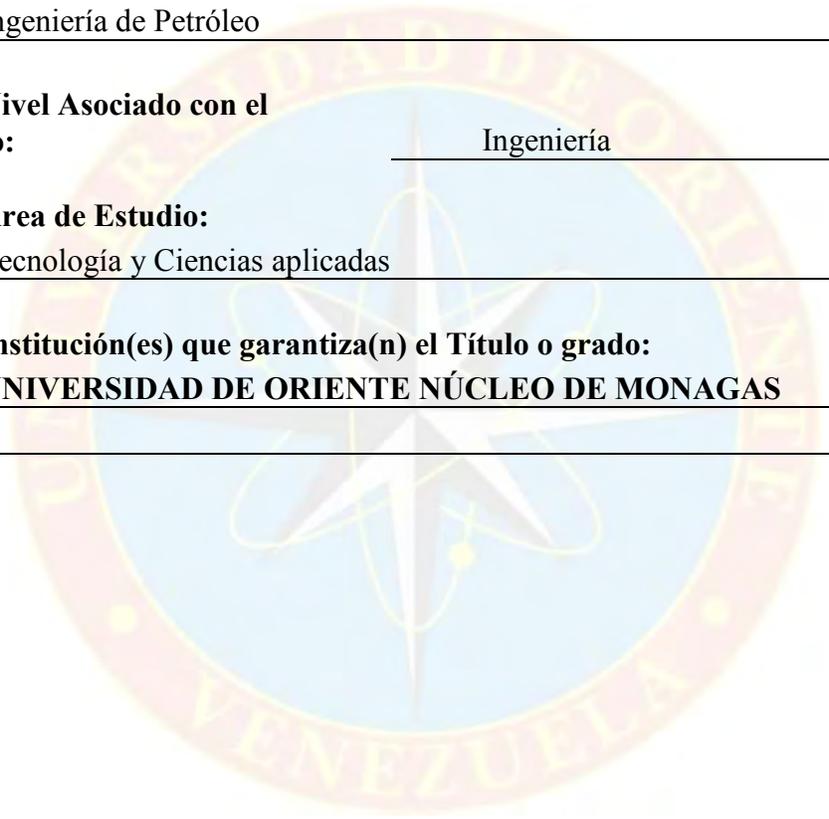
Ingeniería

Área de Estudio:

Tecnología y Ciencias aplicadas

Institución(es) que garantiza(n) el Título o grado:

UNIVERSIDAD DE ORIENTE NÚCLEO DE MONAGAS



Hoja de metadatos para tesis y trabajos de Ascenso- 5/6



UNIVERSIDAD DE ORIENTE
CONSEJO UNIVERSITARIO
RECTORADO

CUN°0975

Cumaná, 04 AGO 2009

Ciudadano
Prof. JESÚS MARTÍNEZ YÉPEZ
Vicerrector Académico
Universidad de Oriente
Su Despacho

Estimado Profesor Martínez:

Cumplo en notificarle que el Consejo Universitario, en Reunión Ordinaria celebrada en Centro de Convenciones de Cantaura, los días 28 y 29 de julio de 2009, conoció el punto de agenda **"SOLICITUD DE AUTORIZACIÓN PARA PUBLICAR TODA LA PRODUCCIÓN INTELECTUAL DE LA UNIVERSIDAD DE ORIENTE EN EL REPOSITORIO INSTITUCIONAL DE LA UDO, SEGÚN VRAC N° 696/2009"**.

Letido el oficio SIBI - 139/2009 de fecha 09-07-2009, suscrita por el Dr. Abul K. Bashirullah, Director de Bibliotecas, este Cuerpo Colegiado decidió, por unanimidad, autorizar la publicación de toda la producción intelectual de la Universidad de Oriente en el Repositorio en cuestión.



Comunicación que hago, a usted a los fines consiguientes.

Cordialmente,


JUAN A. BOLANOS CUNQUELE
Secretario



C.C: Rectora, Vicerrectora Administrativa, Decanos de los Núcleos, Coordinador General de Administración, Director de Personal, Dirección de Finanzas, Dirección de Presupuesto, Contraloría Interna, Consultoría Jurídica, Director de Bibliotecas, Dirección de Publicaciones, Dirección de Computación, Coordinación de Teleinformática, Coordinación General de Postgrado.

JABC/YGC/marija

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 6/6

Derechos:

Artículo 41 del REGLAMENTO DE TRABAJO DE PREGRADO (vigente a partir del II Semestre 2009, según comunicado CU-034-2009): “Los Trabajos de Grado son de exclusiva propiedad de la Universidad, y solo podrán ser utilizados a otros fines, con el consentimiento del Consejo de Núcleo Respectivo, quien deberá participarlo previamente al Consejo Universitario, para su autorización”.



AUTOR

Pedro A. Martínez L.



TUTOR

Jesús A. Otahola B.