



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

**DETERMINACIÓN DE LA INFLUENCIA DE LAS PROPIEDADES  
REOLÓGICAS SOBRE EL REGISTRO DE ASENTAMIENTO DE BARITA  
EN CONDICIONES ESTÁTICAS Y DINÁMICAS PARA FLUIDOS 100%  
ACEITE MINERAL**

**REALIZADO POR:  
JESÚS ERNESTO ESTABA LANZ**

**Trabajo Especial de Grado Presentado como Requisito Parcial para Optar  
al Título de:  
INGENIERO DE PETRÓLEO**

**MATURÍN, OCTUBRE 2013**



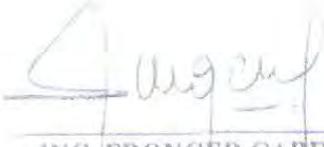
**UNIVERSIDAD DE ORIENTE  
NÚCLEO DE MONAGAS  
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETRÓLEO  
MATURÍN / MONAGAS / VENEZUELA**

**DETERMINACIÓN DE LA INFLUENCIA DE LAS PROPIEDADES  
REOLÓGICAS SOBRE EL REGISTRO DE ASENTAMIENTO DE BARITA  
EN CONDICIONES ESTÁTICAS Y DINÁMICAS PARA FLUIDOS 100%  
ACEITE MINERAL**

**REALIZADO POR:  
JESÚS ERNESTO ESTABA LANZ  
C.I.: 19.092.981**

**REVISADO POR:**

  
\_\_\_\_\_  
**ING. MARÍA GARCÍA**  
Asesor Académico

  
\_\_\_\_\_  
**ING. FRONGER CABEZA**  
Asesor Industrial

**MATURÍN, OCTUBRE 2013**

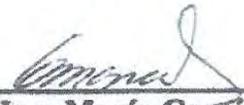


UNIVERSIDAD DE ORIENTE  
NÚCLEO DE MONAGAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO  
MATURÍN / MONAGAS / VENEZUELA

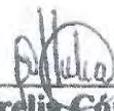
DETERMINACIÓN DE LA INFLUENCIA DE LAS  
PROPIEDADES REOLÓGICAS SOBRE EL REGISTRO DE  
ASENTAMIENTO DE BARITA EN CONDICIONES ESTÁTICAS  
Y DINÁMICAS PARA FLUIDOS 100% ACEITE MINERAL

REALIZADO POR:  
JESÚS ERNESTO ESTABA LANZ  
C.I.:19.092.981

APROBADO POR:

  
Ing. María García  
Asesora académica

  
Ing. Jesus Otahola  
Jurado principal

  
Ing. Alfreliá Córdova  
Jurado principal

MATURÍN, OCTUBRE 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**

Este trabajo se lo dedico en primer lugar a Dios por permitirme haber llegado hasta aquí, por llenarme de sabiduría y estar a mi lado siempre acompañándome, protegiéndome y haciendo que cada uno de mis pasos sean ascendentes.

A mi madre por ser mi apoyo incondicional, por estar a mi lado, por darme su amor y enseñarme que las cosas se consiguen con mi propio esfuerzo y dedicación y a mi padre ya que de cierta forma gracias a él tengo esta aptitud emprendedora.

A mi tía Mayra y a mi abuela Ramona por siempre contar con su apoyo y cariño.

Sin duda alguna dedico esta tesis a mi persona como recordatorio de que puedo cumplir todos los objetivos que me propongo en la vida, con dedicación y esfuerzo, para recordarme que las cosas que se consigo con el sudor de mis manos son las que realmente me llenan y me hacen ser mejor persona.

*JESÚS ERNESTO ESTABA LANZ*

## AGRADECIMIENTOS

A Dios Todopoderoso, por ser mi guía, por acompañarme en cada paso que doy, brindándome siempre las herramientas necesarias para lograr mis metas y por poner en mi camino a todas esas personas que me han ayudado de una forma u otra a la realización de este trabajo de grado.

A mi madre y a mi padre por estar en los momentos importantes de mi vida, todo esto se lo debo principalmente a ellos, gracias a mi madre he obtenido la mayor parte de mis logros por ser mi apoyo, por estar conmigo siempre.

A mi abuela, y a mi tía Mayra porque siempre que las necesite estuvieron presentes en cada momento bueno y malo.

A mi asesora académica, la profesora María García por brindarme sus conocimientos, por apoyarme y guiarme en todo este recorrido de mi trabajo de grado, por atender siempre a todas mis consultas e impulsar a la realización de este proyecto.

A la empresa ESVENCA, al por brindarme la oportunidad de realizar esta investigación en sus instalaciones.

Al personal del laboratorio de fluidos de ESVENCA a la señorita Jessica Arias la cual durante mi estadía en la empresa fue comprensiva, amigable y cuyas instrucciones, conocimientos y consejos fueron y serán muy útiles en mi carrera.

Al que considero no solo mi tutor industrial sino mi amigo Luis Granado, que sin duda alguna contribuyo conmigo para el desarrollo de este trabajo de grado, apoyándome, aconsejándome y enseñándome todos sus conocimientos en aéreas mas allá de esta investigación, de verdad que es una persona admirable.

Mis compañeros pasantes del laboratorio de fluidos con los cuales compartí muchas experiencias agradables y conocimientos como lo fueron Ana Ybarra, Yenifer Rodríguez, Alexia Hernández, Pedro Martínez, Moisés Castañeda y Ernesto Hurtado.

A la Universidad de Oriente por abrirme las puertas de un mundo lleno de conocimientos, permitiéndome formarme como profesional y alcanzar mi meta anhelada.

Por último y no menos importante a mi novia Daniela Torres, ella sabe todo lo que hemos pasado y lo mucho que me ha apoyado para estar aquí en este punto de mi vida

*JESÚS ERNESTO ESTABA LANZ.*

## ÍNDICE GENERAL

	Pág.
<b>RESOLUCIÓN</b> .....	<b>iv</b>
<b>DEDICATORIA</b> .....	<b>v</b>
<b>AGRADECIMIENTOS</b> .....	<b>vi</b>
<b>ÍNDICE GENERAL</b> .....	<b>viii</b>
<b>LISTA DE FIGURAS</b> .....	<b>xii</b>
<b>LISTA DE GRÁFICOS</b> .....	<b>xiii</b>
<b>LISTA DE TABLAS</b> .....	<b>xiv</b>
<b>RESUMEN</b> .....	<b>xv</b>
<b>INTRODUCCIÓN</b> .....	<b>1</b>
<b>CAPÍTULO I</b> .....	<b>3</b>
<b>EL PROBLEMA Y SUS GENERALIDADES</b> .....	<b>3</b>
1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	3
1.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN.....	4
1.2.1 Objetivo General.....	4
1.2.2 Objetivos Específicos .....	4
1.3 JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN.....	4
<b>CAPÍTULO II</b> .....	<b>6</b>
<b>MARCO TEÓRICO</b> .....	<b>6</b>
2.1 ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN.....	6
2.2 BASES TEÓRICAS .....	7
2.2.1 Fluidos de perforación.....	7
2.2.2 Funciones básicas de los fluidos de perforación .....	7
2.2.3 Propiedades de los fluidos de perforación.....	8
2.2.4 Tipos de fluidos de perforación.....	11

2.2.5 Composición de los fluidos de perforación base aceite.....	13
2.2.6 Densificantes .....	14
2.2.7 Barita .....	15
2.2.8 Asentamiento de barita .....	15
2.2.9 Tipos de sedimentación .....	16
2.2.10 Medidas de asentamiento .....	17
2.2.11 Factores que influncian al asentamiento.....	18
2.2.12 Mecanismo de asentamiento.....	20
2.2.13 Pautas para el asentamiento de barita.....	20
2.2.13.1 Planificación del pozo .....	20
2.2.13.2 Propiedades y pruebas del fluido de perforación.....	21
2.2.14 Tanques de preparación del fluido .....	22
2.2.15 Problemas operacionales generados por el asentamiento de barita.....	23
2.2.16 La investigación experimental y la ley de probabilidad.....	25
2.2.17 Ajuste de ecuaciones a curvas .....	26
2.2.18 Coeficientes de determinación .....	28
2.2.19 Selección de variables explicativas en la regresión.....	28
2.3 DEFINICIÓN DE TÉRMINOS BÁSICOS .....	30
<b>CAPÍTULO III.....</b>	<b>32</b>
<b>MARCO METODOLÓGICO .....</b>	<b>32</b>
3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN.....	32
3.2 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN .....	32
3.3 POBLACIÓN Y MUESTRA .....	33
3.4 PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO .....	33
3.4.1 Formulación de fluidos 100% aceite mineral con una densidad de 16 lpg, variando la concentración de humectante, arcilla organofílica, activador polar y modificador reológico .....	33
3.4.1.1 Evaluación del efecto del modificador reológico sobre los parámetros exigidos por la empresa ESVENCA .....	35

3.4.2 Evaluación de las propiedades reológicas asociadas a la variación de los aditivos antes y después del envejecimiento dinámico .....	38
3.4.2.1 Evaluación de viscosidades a baja tasa de corte.....	38
3.4.3 Correlación de las propiedades reológicas de los fluidos con los valores de registro de asentamiento de barita en condiciones estáticas y dinámicas para cada formulación.....	39
3.4.3.1 Dependencia del registro de asentamiento a una variable explicativa .....	41
3.4.3.2 Dependencia del registro de asentamiento a más de una variable explicativa .....	42
3.5 TÉCNICAS E INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE DATOS .....	43
3.5.1 Técnicas .....	43
3.5.2 Instrumentos .....	43
3.6 RECURSOS .....	44
3.6.1 Recursos humanos .....	44
3.6.2 Recursos materiales .....	44
3.6.3 Recursos económicos .....	44
<b>CAPÍTULO IV .....</b>	<b>45</b>
<b>ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS .....</b>	<b>45</b>
4.1 FORMULACIÓN DE FLUIDOS 100% ACEITE MINERAL CON UNA DENSIDAD DE 16 LPG, VARIANDO CONCENTRACIÓN DE HUMECTANTE, ARCILLA ORGANOFÍLICA, ACTIVADOR POLAR Y MODIFICADOR REOLÓGICO .....	45
4.1.1 Evaluación del efecto del modificador reológico sobre la reología del fluido antes y después del envejecimiento dinámico .....	45
4.1.2 Definición de las concentraciones .....	47
4.1.2 Densidad de los fluidos .....	48

4.2 EVALUACIÓN DE LAS PROPIEDADES REOLÓGICAS ASOCIADAS A LA VARIACIÓN DE ADITIVOS ANTES Y DESPUÉS DEL ENVEJECIMIENTO DINÁMICO.....	49
4.2.1 Viscosidades a baja tasa de corte.....	55
4.3 CORRELACIÓN DE LAS PROPIEDADES REOLÓGICAS DE LOS FLUIDOS CON LOS VALORES DE REGISTRO DE ASENTAMIENTO DE BARITA EN CONDICIONES ESTÁTICAS Y DINÁMICAS PARA CADA FORMULACIÓN.....	56
4.3.1 Registro de asentamiento estático (Sr E).....	56
4.3.2 Registro de asentamiento Dinámico (Sr D).....	58
4.3.3 Correlación simple de las propiedades reológicas con el registro de asentamiento dinámico.....	59
4.3.3.1 Correlación de las lecturas a baja tasa de corte con el registro de asentamiento dinámico.....	63
4.3.4 Correlación simple de las propiedades reológicas con el registro de asentamiento estático .....	64
4.3.5 Correlación múltiple de las propiedades reológicas .....	67
<b>CAPÍTULO V.....</b>	<b>71</b>
<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....</b>	<b>71</b>
5.1 CONCLUSIONES .....	71
5.2 RECOMENDACIONES .....	71
<b>REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....</b>	<b>73</b>
<b>APÉNDICES.....</b>	<b>75</b>
<b>HOJA DE METADATOS .....</b>	<b>117</b>

## LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 2.1 Sedimentación de Boycott .....	17
Figura 2.2 Variación en la densidad del fluido .....	24
Figura 2.3 Linealidad de una ecuación .....	28



## LISTA DE GRÁFICOS

	Pág.
Gráfica 4.1 Lecturas de 6 y 3 RPM después del envejecimiento dinámico .....	46
Gráfica 4.2 Esfuerzos de Gel después del envejecimiento dinámico.....	46
Gráfica 4.3 VP y PC después del envejecimiento dinámico.....	47
Gráfica 4.4 Densidad antes y después del envejecimiento dinámico.....	49
Gráfica 4.5 Viscosidad plástica antes y después del envejecimiento dinámico.....	50
Gráfica 4.6 Punto cedente antes y después del envejecimiento dinámico .....	51
Gráfica 4.7 Lectura de 6 RPM antes y después del envejecimiento dinámico .....	53
Gráfica 4.8 GEL 10 SEG antes y después del envejecimiento dinámico .....	54
Gráfica 4.9 LSRV.....	55
Gráfica 4.10. Sr E antes y después del envejecimiento dinámico.....	57
Gráfica 4.11. Sr D antes y después del envejecimiento dinámico .....	58
Gráfica 4.12. Sr D Vs VP.....	60
Gráfica 4.13. Sr D Vs L6 .....	61
Gráfica 4.14. Sr D Vs LSRV.....	64
Gráfica 4.15. Sr D Vs GEL 10 SEG.....	65
Gráfica 4.16. Sr D Vs GEL 10MIN .....	66
Gráfica 4.17 Sr D Vs L6 y L3 .....	67
Gráfica 4.18. Sr D Vs PC y L3.....	68
Gráfica 4.19. Sr E Vs GEL DE 10 S y GEL DE 10 min.....	69

## LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 2.1 Densificantes.....	14
Tabla 3.1 Aditivos empleados y sus funciones en la formulación de los fluidos 100% aceite mineral.....	35
Tabla 3.2 Formulación para el control de calidad del modificador reológico.....	36
Tabla 3.3 Requerimiento de propiedades para la evaluación del modificador reológico.....	37
Tabla 4.1 Variación de la concentración de aditivos utilizados.....	48
Tabla 4.2 $R^2$ de Sr D Vs VP.....	61
Tabla 4.3 $R^2$ de Sr D Vs L6.....	62
Tabla 4.4 $R^2$ de PC, LSRYP y L3.....	63
Tabla 4.5 $R^2$ de LSRV.....	64
Tabla 4.6 $R^2$ de los esfuerzos de gel.....	66
Tabla 4.7 $R^2$ de la combinación Sr D Vs L6 y L3.....	68
Tabla 4.8 $R^2$ de la combinación Sr D Vs PC y L3.....	69
Tabla 4.9 $R^2$ de la combinación Sr E Vs GEL 10 min y 10 S.....	70



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

**DETERMINACIÓN DE LA INFLUENCIA DE LAS PROPIEDADES  
REOLÓGICAS SOBRE EL REGISTRO DE ASENTAMIENTO DE BARITA  
EN CONDICIONES ESTÁTICAS Y DINÁMICAS PARA FLUIDOS 100%  
ACEITE MINERAL**

**Autor:**

Jesús E. Estaba L.  
C.I.19.092.981  
Octubre, 2013

**Asesores:**

Ing. María García  
Ing. Fronger Cabeza

**RESUMEN**

El asentamiento de barita es una condición inevitable que se presentan en la mayoría de los fluidos de perforación, en especial los fluidos base aceite dado que los aceites no poseen una estructura de gel definida resultando difíciles de viscosificar y densificar, por lo cual la empresa ESVENCA decide indagar la influencia de las propiedades reológicas sobre la sedimentación del material densificante, debido a la relación existente entre estas características conjuntamente con la capacidad de suspensión y tixotropía del fluido. Mediante la variación del agente humectante, arcilla organofílica, activador polar y modificador reológico se pudo evaluar el cambio de las propiedades reológicas como viscosidad plástica (VP), punto cedente (PC), L6 y L3 RPM, punto cedente a bajas tasas de corte (PCBTC), viscosidades a baja tasa de corte (VBTC), esfuerzos de gel y como fue el comportamiento del registro de asentamiento debido a tales variaciones para cada uno de los fluidos formulados, a su vez por medio de la correlación de variables se determinó que las propiedades asociadas a las interacciones electroquímicas y esfuerzos de corte en

estado de flujo semiestático (PC, L3 y Gel 10 min) fueron las que mejor reprodujeron el comportamiento del registro de asentamiento dado sus favorables valores de  $R^2$ .

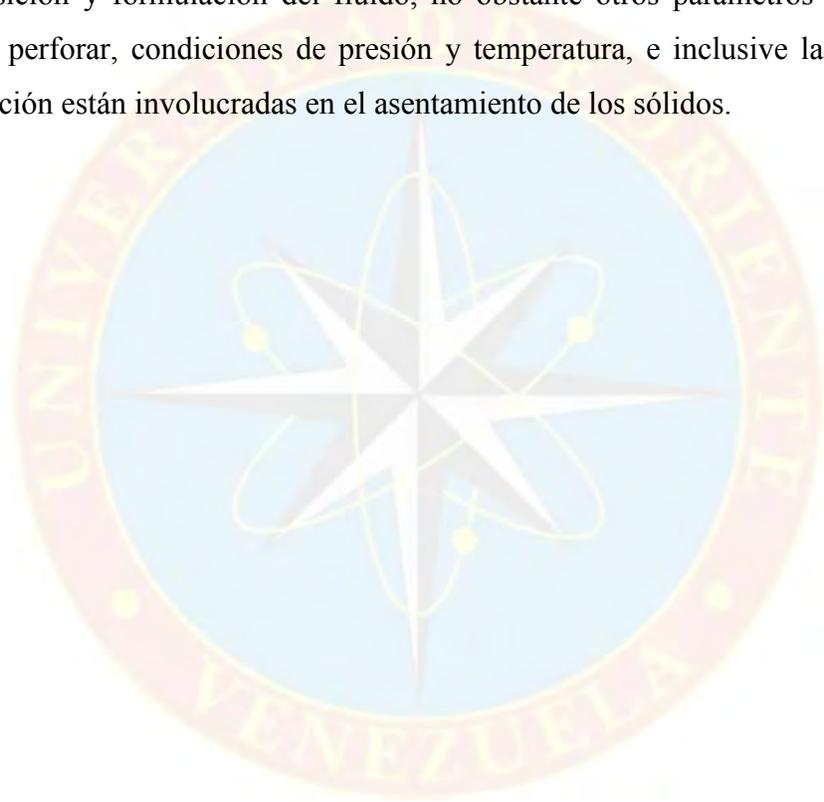


## INTRODUCCIÓN

Una de las utilidades del fluido de perforación es la de suspender los recortes de perforación que son llevados desde el fondo del pozo hasta superficie, para que puedan ser removidos del sistema de circulación, cuando el fluido carece de esta propiedad aumentan los problemas de sedimentación, aun más para el material densificante debido a que este presenta mayor gravedad específica lo que lo hace más denso requiriendo mayor capacidad de suspensión, el asentamiento de barita ocurre cuando las partículas del material densificante inerte se sedimentan y forman una lechada de densidad ultra alta en la parte baja del recipiente bien sea este los tanques de fluidos, las líneas del sistema de circulación y en mayor proporción en el fondo del pozo.

ESVENCA, como empresa que busca brindar la mejor calidad en productos y servicios a sus clientes, decide indagar sobre la influencia de las propiedades reológicas sobre el asentamiento del material densificante para lograr minimizar los problemas en el pozo como empaquetamiento de la mecha, inestabilidad del hoyo, pérdida de circulación y pega diferencial entre otros, a su vez reducir la variación de la densidad de fluido de perforación en los tanques activos manteniendo las propiedades físico-químicas del fluido estables y mejorar el flujo de fluidos en las líneas de flujo del sistema de perforación, debido a que algunos de estos inconvenientes pueden ser atribuidos a la sedimentación de material densificante, se estudio el asentamiento de barita en los fluidos de perforación 100% aceite mineral dado que estos sistemas de fluidos presentan alto porcentaje de sedimentación, lo que ocasiona grandes gastos económicos no planificados en el proceso de perforación, sin embargo hay que tener en cuenta que es un fenómeno que solo puede ser minimizado en este tipo de sistemas de fluidos, identificar rápidamente el asentamiento en el fluido garantizará corregir los problemas mencionados.

Es importante señalar, que se hará énfasis en las propiedades reológicas de los fluidos de perforación formulados, entendiéndose estas como viscosidad plástica, punto cedente, viscosidades a muy baja tasa de corte, además de la necesidad de evaluar las características tixotrópicas como los esfuerzos de gel, con el propósito de correlacionarlas con el asentamiento de las partículas sólidas, se sabe que este asentamiento puede ser minimizado ajustando las propiedades reológicas, la composición y formulación del fluido, no obstante otros parámetros como tipo de pozo a perforar, condiciones de presión y temperatura, e inclusive las prácticas de perforación están involucradas en el asentamiento de los sólidos.



# **CAPÍTULO I**

## **EL PROBLEMA Y SUS GENERALIDADES**

### **1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA**

La sedimentación de la barita es un inconveniente que no solo se ve en el pozo que se perfora sino también en los equipos contenedores del fluido de perforación en superficie e inclusive en las líneas de flujo del sistema de circulación. Dado que se mantiene en las diversas etapas del proceso, se pueden generar problemas que afectan de gran manera la perforación como lo son la pega de tubería, empaquetamiento de la mecha de perforación, variación en la densidad del fluido de perforación, inestabilidad y problemas de control del pozo, además, puede ocasionar un desbalance de la columna hidrostática y posible aprisionamiento de la mecha por empaquetamiento del material densificante, a su vez, en los tanques de almacenamiento y tratamiento del fluido, donde los sedimentos decantados generan costos adicionales de limpieza y su inhabilitación durante ese período, además de alta variabilidad de las propiedades del fluido, siendo incapaces de garantizar las condiciones más favorables para la perforación.

El fluido de perforación formulado tanto en campo como en el laboratorio se diseña con la finalidad de proveer ciertas propiedades físicas y químicas, las cuales tienen un fin específico, por lo que mantener el control de dichas propiedades permite culminar con éxitos el proceso de perforación.

Identificar las condiciones bajo las cuales la sedimentación se hace más favorable, permitió correlacionarlas con las propiedades reológicas que permitan

identificar y atenuar en campo de manera rápida pero a su vez efectiva la presencia de este inconveniente.

## **1.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN**

### **1.2.1 Objetivo General**

Determinar la influencia de las propiedades reológicas sobre el registro de asentamiento de barita en fluidos 100% aceite mineral.

### **1.2.2 Objetivos Específicos**

- Formular fluidos 100% aceite mineral con una densidad de 16 lpg, variando la concentración de humectante, arcilla organofílica, activador polar y modificador reológico.
- Evaluar las propiedades reológicas asociadas a la variación de aditivos antes y después del envejecimiento dinámico.
- Correlacionar las propiedades reológicas de los fluidos con los valores de registro de asentamiento de barita en condiciones estáticas y dinámicas para cada formulación.

## **1.3 JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN**

Debido a su versatilidad y rentabilidad económica la barita es el aditivo más usado para densificar los fluidos de perforación, sin embargo diversos problemas operacionales son generados por medio de su asentamiento, por lo que es necesario buscar una relación directa con este fenómeno, el estudiar las propiedades reológicas

y tixotrópicas de los fluidos de perforación a fondo permitirá evaluar la capacidad que tienen los fluidos de mantener en suspensión sus aditivos sólidos.

El estudio se enfoca directamente en los fluidos base aceite específicamente los 100% aceite mineral, ya que, es aquí donde ocurren más severamente los problemas de asentamiento, en comparación con otros sistemas de fluidos, esto se debe a la facilidad con que tales fluidos tienden a perder para generar estructuras gel de forma rápida y eficiente, lo que dificulta la suspensión de los materiales más densos.

Las condiciones de presión y temperatura a las que son expuestos los fluidos de perforación, generan una mayor severidad en el proceso de asentamiento de barita inherentemente esto se ve atribuido a los cambios que este sufre, aunque se ha demostrado que cuando existen operaciones estáticas, (bombas apagadas) la sedimentación de las partículas sólidas aumenta causando considerables variaciones en el peso del fluido, procedimientos especiales durante la perforación son requeridos para devolver la estabilidad del fluido, el minimizar este inconveniente disminuiría los tiempos en los que se perforan los hoyos dado que se evaluarán las propiedades que permitan la suspensión más eficiente de los aditivos, además se podrá diagnosticar el grado de sedimentación de los fluidos 100% aceite mineral.

Para la empresa ESVENCA es importante monitorear, las condiciones en las que se encuentran los fluidos que son formulados y almacenados en su planta por lo que conocer, cual es la tendencia de un determinado fluido a sedimentar las partículas sólidas permite tomar medidas correctivas necesarias para optimizar los fluidos cuando sea conveniente.

## CAPÍTULO II

### MARCO TEÓRICO

#### 2.1 ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN

**Rosal A. (2011).** En su trabajo de grado para la Universidad de Oriente (UDO), Núcleo de Anzoátegui, titulado “**Evaluación del asentamiento de barita en fluidos de perforación base aceite de alta densidad**”, estipuló que el asentamiento de los materiales densificantes en fluidos de alta densidad es uno de los principales generadores de problemas operacionales durante la perforación; como arremetidas, pega mecánica de tubería e inestabilidad del pozo, de ahí la importancia de evaluar el asentamiento de la Barita en fluidos de perforación Base Aceite. Para lograr esta evaluación se estableció la formulación de sistemas de fluido Base Aceite de Emulsión Inversa y 100% Aceite de alta densidad (16, 17 y 18 Lpg) con propiedades reológicas y físico-químicas adecuadas para el buen desempeño del mismo en una labor de perforación. A estos sistemas preparados se les realizó una Prueba de Asentamiento con Viscosímetro (VST) para determinar la variación de la densidad del fluido causada por el asentamiento de la Barita, además estos resultados fueron ajustados a condiciones de pozo mediante el Índice de Asentamiento (Si).

**Hernández L. (2003).** En su trabajo de grado para la Universidad de Oriente (UDO), Núcleo de Monagas, titulado “**Evaluación de las causas de decantamiento del material densificante en el sistema Carbocore + Intoil-P (polímero) en la perforación de los pozos del campo Casma-Anaco**”, el presente trabajo de grado, tuvo como finalidad evaluar las posibles causas de decantamiento del material densificante, Carbonato de Calcio Dolomítico, en el sistema CARBOCORE sin humectante + Intoil-P (Polímero) y con la presencia de este aditivo. Las cuales

fueron evaluadas a través de diferentes ensayos de laboratorio, haciendo énfasis en los parámetros reológicos, los coeficientes de la ley de Potencia modificada (Herschel-Buckley) y el método de elasticidad. Además, se evaluó la aplicación del agente humectante en el sistema, mediante el comportamiento reológico, acompañado de pruebas de permeabilidad de retorno y de FANN-70 (condiciones reales de pozo).

## **2.2 BASES TEÓRICAS**

### **2.2.1 Fluidos de perforación**

El fluido de perforación o lodo como comúnmente se le llama, puede ser cualquier sustancia o mezcla de sustancias con características físicas y químicas apropiadas, como por ejemplo: aire o gas, agua, petróleo o combinaciones de agua y aceite con determinado porcentaje de sólidos. (PDVSA- CIED, 2002, p. 2).

### **2.2.2 Funciones básicas de los fluidos de perforación**

Las funciones del fluido de perforación describen las tareas que el fluido 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. Las funciones más comunes del fluido de perforación son las siguientes:

- Retirar los recortes del pozo.
- Controlar la presión de formación.
- Suspender y descargar los recortes.
- Obturar rocas permeables.
- Mantener la estabilidad del agujero.

- Minimizar los daños del yacimiento.
- Enfriar, lubricar y apoyar la barrena y el conjunto de perforación.
- Transmitir la energía hidráulica a las herramientas y a la barrena.
- Asegurar una evaluación adecuada de la zona perforada.
- Controlar la corrosión.
- Facilitar la cementación y la completación.
- Minimizar el impacto ambiental. (MI SWACO, 2001, p. 2.1).

### 2.2.3 Propiedades 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 zona perforada, para evitar los problemas de inestabilidad del hoyo. Sin embargo, es necesario recordar que las propiedades de un fluido no son valores fijos, sino que pueden ser ajustados.

De acuerdo con el Instituto Americano del Petróleo (API), las propiedades físicas a mantener del fluido son:

- **Densidad:** es la propiedad del fluido que tiene por función principal mantener en sitio los fluidos del yacimiento. La densidad se expresa por lo general en lb/gal, y es uno de los dos factores, de los cuales depende la presión hidrostática ejercida por la columna de fluido. Durante la perforación de un pozo se trata de mantener una presión hidrostática ligeramente mayor a la presión de la formación, para evitar en lo posible una arremetida, lo cual dependerá de las características de la formación.

- **Reología:** es un término que denota el estudio de la deformación de materiales, incluyendo el flujo. En terminología de campo petrolero la frase propiedades de flujo y la viscosidad, son las expresiones generalmente usadas para describir las cualidades de un fluido de perforación en movimiento. Entre las propiedades reológicas están:

- **Viscosidad plástica:** es aquella parte de la resistencia a fluir causada por fricción mecánica. Esta fricción se produce entre los sólidos contenidos en el fluido y entre los sólidos y el líquido que lo rodea, así como también debido al esfuerzo cortante del propio líquido. En general, al aumentar el porcentaje de sólidos en el sistema, aumentará la viscosidad plástica.

Para determinar la viscosidad plástica se utiliza la ecuación 2.1 a partir de lecturas obtenidas por un viscosímetro rotacional.

$$V_p \text{ (cP)} = \text{Lectura a 600 r.p.m} - \text{Lectura a 300 r.p.m} \quad (2.1)$$

- **Punto cedente:** se define como la resistencia a fluir causada por las fuerzas de atracción electroquímicas entre las partículas sólidas. Estas fuerzas son el resultado de las cargas negativas y positivas localizadas cerca de la superficie de las partículas. El punto cedente, bajo condiciones de flujo depende de:

- Las propiedades de la superficie de los sólidos del fluido.
- La concentración de los sólidos en el volumen de fluido.
- La concentración y tipos de iones en la fase líquida del fluido.

Para determinar este valor se utiliza la siguiente fórmula:

$$P_C \left( \frac{\text{lb}}{100 \text{ pies}^2} \right) = \text{Lectura a 300 r.p.m} - V_p \quad (2.2)$$

➤ **Resistencia o fuerza de gel:** es una medida de la atracción física y electroquímica bajo condiciones estáticas. Está relacionada con la capacidad de suspensión del fluido 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 diez segundos y a los diez minutos, pero pueden ser medidas para cualquier espacio de tiempo deseado.

La resistencia a la gelatinización debe ser suficientemente baja para permitir:

- Que la arena y el ripio sea depositado en el tanque de decantación.
- Un buen funcionamiento de las bombas y una adecuada velocidad de circulación.
- Minimizar el efecto de succión cuando se saca la tubería y de pistón cuando se introduce la misma en el hoyo.
- La separación del gas incorporado al fluido.

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

- Cuando se está añadiendo material densificante.
  - Al estar el fluido estático.
- **Filtrado API y AP –AT (Alta presión – Alta temperatura):** 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.
- **Estabilidad Eléctrica:** la 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 sí indica la tendencia que tiene la emulsión a mejorar o a empeorar.
- **% Sólidos y líquidos:** el 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. (PDVSA- CIED, 2002, p. 4).

#### 2.2.4 Tipos de 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:

- **Fluidos base agua:** el fluido de perforación base agua tiene como fase continua el agua en el cual están suspendidos materiales tales como; aceite, las arcillas y

otros sólidos reactivos y no reactivos para obtener propiedades especiales, como densidad, viscosidad, filtrado, entre otros.

- **Fluidos base gaseosa:** son fluidos cuya fase continua está constituida por gas o aire, es utilizado en áreas donde las pérdidas de circulación son severas y también en zonas extremadamente duras o altamente consolidadas, ya que este tipo de fluido permite obtener altas tasas de penetración.
- **Fluidos base aceite:** son aquellos donde el aceite constituye la fase continua y el agua la fase dispersa, pudiendo llegar a formar una emulsión inversa, dependiendo de la relación agua/aceite (mayor al 3%), 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 origen de los fluidos de perforación no acuosos se remonta a los años 1920, cuando se usaba el crudo como fluido de perforación. Las ventajas ofrecidas por el aceite como fluido de perforación y completación eran obvias aun en esa época:

- Las arcillas no se hidratan ni se hinchan.
- Mejor estabilidad del pozo.
- Producción mejorada a partir de las areniscas que contienen arcillas.
- Menores problemas al perforar a través de evaporitas (sales, anhidrita, etc.).
- Menor ensanchamiento del pozo.
- Propiedades del fluido más estables.
- Mayor resistencia a la contaminación.

Los aceites también tienen ciertas características que son indeseables. Son inflamables y pueden contener compuestos que causan fallas de los materiales de

caucho. Los aceites no tienen la estructura de gel y son difíciles de viscosificar de manera que puedan ser densificados. Muchos aceites contienen compuestos tóxicos o peligrosos que causan riesgos para la Salud, la Seguridad y el Medio Ambiente (HSE). Los aceites tienen una alta solubilidad para la mayoría de los gases encontrados durante la perforación de pozos (gas natural, dióxido de carbono y sulfuro de hidrógeno). Esto puede afectar la detección de las arremetidas de gas y los procedimientos de control de pozo. Los aceites no se degradan fácilmente bajo ciertas condiciones. Los aceites también flotan sobre el agua y pueden migrar sobre una gran distancia desde su fuente. (ESVENCA, 2012, p. 213).

### 2.2.5 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. Los productos utilizados para la formulación de estos sistemas de fluidos pueden ser agregados de acuerdo al siguiente orden:

- **Aceite:** representan la fase continua del fluido y puede ser de: gasoil, aceites minerales o petróleo.
- **Emulsificante:** hace que el agua se emulsione en el aceite, formando un sistema estable.
- **Cal:** tiene como función primaria hacer más efectiva la acción del emulsificante, y como función secundaria actuar como secuestrador de H<sub>2</sub>S y CO<sub>2</sub> aunque frecuentemente se usa como agente alcalinizante y tienen cierto grado de inhibición de arcillas.
- **Humectante:** se utilizan para mantener humedecidos los sólidos con aceite.

- **Agua:** esta forma parte de los sistemas de 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, modificando la viscosidad plástica y como activador polar para la arcilla.
- **Controlador de filtrado:** son agentes que disminuyen la cantidad de fluido base que pasa hacia la formación permeable cuando el fluido es sometido a una presión diferencial.
- **Arcilla organofílica:** se utilizan para aumentar la capacidad de suspensión de fluidos base aceite, además de aumentar la resistencia de gel, la viscosidad y el punto cedente.
- **Material densificante:** se utiliza para darle densidad al fluido base aceite. (PDVSA CIED, 2002, p. 215).

### 2.2.6 Densificantes

Son materiales que al ser suspendidos en el fluido de perforación, incrementan la densidad del mismo permitiendo controlar las presiones de formación, derrumbes en áreas geológicamente inestables. Cualquier sustancia que posea una densidad más alta que el agua (8,33 lpg) y que se pueda adicionar a un sistema sin que afecte sus propiedades, puede ser utilizada como densificante, los densificantes más usados se pueden ver en la Tabla 2.1. (Rosal A, 2011, p. 18)

**Tabla 2.1 Densificantes**

Densificantes	Gravedad Específica
Galena (PbS)	7,4–7,7
Hematita (Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub> )	4,9–5,3
Magnetita (Fe <sub>3</sub> O <sub>4</sub> )	5,0–5,2
Baritina (BaSO <sub>4</sub> )	4,2–4,5

<b>Siderita (CO<sub>3</sub>Fe)</b>	3,7–3,9
<b>Dolomita (CO<sub>3</sub>Ca) CO<sub>3</sub>Mg)</b>	2,8–2,9
<b>Calcita (CO<sub>3</sub>Ca)</b>	2,6 –2,8

**Fuente: ESVENCA. (2012)**

### **2.2.7 Barita**

La barita es un material de alta gravedad específica que se utiliza para densificar los fluidos de perforación. Puede agregarse sola pero antes de hacerlo es conveniente agitar el fluido por varias horas y de ser necesario se puede agregar conjuntamente con algún humectante que ayude a mantener a los sólidos humectados con aceite. La Barita también es conocida como Sulfato de Bario (BaSO<sub>4</sub>) natural, que contiene generalmente 65,7% de BaO y 34,3% de SO<sub>3</sub>; su color varía de gris claro a marrón. Es un material inerte, molido en diferente granulometría y está clasificada como sedimento, siendo su tamaño promedio en 44 micrones. Con la Barita es posible alcanzar densidades de 20 lb/gal, es usada en zonas productoras cuando se requieren densidades mayores a 12 lb/gal. (PDVSA-CIED, 2002, p. 83).

### **2.2.8 Asentamiento de barita**

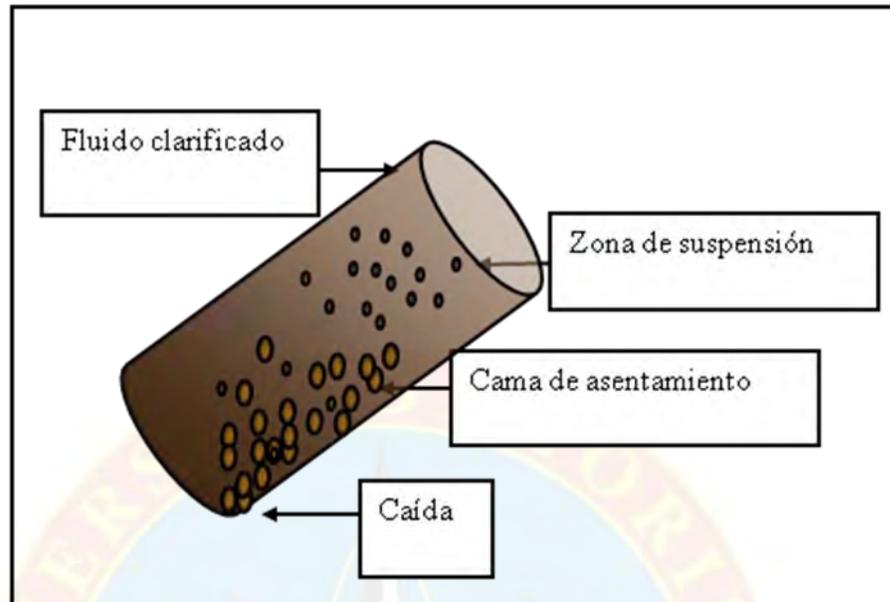
El asentamiento de barita ocurre cuando las partículas del material densificante inerte (barita, hematita, etc) se sedimentan y forman una lechada de densidad ultra-alta o una “cama” de barita en el lado bajo del pozo.

El asentamiento es afectado por numerosos factores relacionados con las prácticas de perforación y las propiedades del fluido, las cuales deben ser manejadas correctamente para lograr un control satisfactorio. Aunque antes se pensaba que el asentamiento ocurría con mayor frecuencia en los fluidos Base Aceite o los fluidos Base Sintético (OBMs o SBMs), debido a la disminución de la viscosidad causada

por el calor, el asentamiento ha sido observado en todos los tipos de fluidos de perforación densificados. El asentamiento puede ser minimizado ajustando las propiedades reológicas, la composición y la formulación del fluido de perforación. (MI SWACO, 2001, p. 20A.4).

### 2.2.9 Tipos de sedimentación

- **Sedimentación libre:** ocurre cuando una sola partícula cae a través de un fluido sin ser afectada por las otras partículas o las paredes del contenedor, de modo parecido a lo que puede ocurrir en el centro de un gran tanque de agua.
- **Sedimentación retardada:** surge cuando el fluido desplazado por las partículas que están cayendo crea fuerzas ascendentes sobre las partículas adyacentes, reduciendo de ese modo su velocidad de caída. Como resultado, sigue habiendo un movimiento generalmente hacia abajo, pero la velocidad de sedimentación siempre es menor (retardada) que para las partículas individuales.
- **Sedimentación de Boycott:** un patrón de sedimentación acelerada que puede producirse en los pozos inclinados, lleva el nombre del médico que fue el primero en reportar que las partículas se sedimentaban 3 a 5 veces más rápidamente en los tubos de ensayo inclinados que en los tubos verticales. La sedimentación de Boycott es la consecuencia de una sedimentación rápida adyacente al lado alto (tope) y al lado bajo (fondo) de los pozos inclinados. Esto causa un desbalance de presión que desplaza el fluido más ligero ubicado en el lado alto hacia arriba y las capas de recortes ubicadas en el lado bajo hacia abajo. (MI SWACO, 2001, p. 20A.6).



**Figura N° 2.1 Sedimentación de Boycott**  
**Fuente: MI-SWACO, 2001**

### 2.2.10 Medidas de asentamiento

Para fines de comparación, el Registro de Asentamiento ( $S_r$ ) es útil para seguir la severidad del asentamiento de barita. Si no se produce ningún asentamiento, entonces  $S_r = 1,0$ . Los datos del campo sugieren que problemas mínimos de asentamiento serán encontrados para  $1,0 < S_r < 2,5$ . Los valores de  $S_r$  mayores que 5 indican un asentamiento grave.

El Registro de Asentamiento es una escala abierta. Valores mayores que 70 han sido calculados para un fluido base aceite (OBM) de alta densidad bombeado a bajos caudales en un pozo del Mar del Norte, lo cual constituye un ejemplo extremo de un problema grave de asentamiento. El Registro de Asentamiento tiene dos ventajas claras. En primer lugar, puede ayudar a monitorear las tendencias de asentamiento en

el pozo. En segundo lugar, Sr proporciona una correlación entre los resultados del campo y los resultados del laboratorio. (MI SWACO, 2001, p. 20A. 8).

### **2.2.11 Factores que influyen al asentamiento**

El asentamiento se ve afectado por una variedad de factores, algunos relacionados con las prácticas operacionales y algunos inherentes a las condiciones de fluido de perforación. Se debe recordar que en la mayoría de los casos, los factores operativos predominan y que hay ocasiones en que el asentamiento no puede ser eliminado, solamente minimizarse. Los factores principales que impactan al asentamiento son: condiciones de baja velocidad de corte, rotación de la sarta de perforación, la masa de las partículas densificantes, el tiempo, el diseño del pozo y la formulación y propiedades del fluido de perforación.

La siguiente lista comprende las condiciones que se relacionan con cada uno de estos factores:

- Viajes y tomas de registros cuando la sarta de perforación y herramientas de registro rompen los geles presentes en un fluido estático y generan flujo localizado de baja velocidad de corte.
- Bombeo lento.
- Restricciones de densidades ECD.
- Situaciones de control de pozos.
- Respiración de la fractura (hinchazón) cuando el fluido que regresa de las fracturas genera un flujo de baja velocidad de corte.
- La rotación de la sarta de perforación mueve las camas de asentamiento hacia la corriente de flujo, reduciendo la altura y tamaño de la cama.

- Deslizamiento de la sarta de perforación aumenta la acumulación de la cama de asentamiento.
- Las partículas más ligeras y más finas se asientan menos. No obstante, las partículas más finas tendrán en general un área superficial mayor, trayendo como resultado viscosidades plásticas más elevadas y más altas densidades ECD.
- La severidad del asentamiento aumenta con el tiempo del flujo a baja velocidad de corte o estático. Esto debe considerarse al momento de planear un trabajo de corrida de revestimiento o de toma de registros.
- El diseño del pozo puede contribuir al asentamiento en razón de uno o más de los siguientes aspectos: ángulo del pozo, condiciones a alta temperatura y alta presión (ATAP), geometría del pozo y diseño hidráulico.
- La formulación y propiedades del fluido de perforación son muy importantes en la minimización del asentamiento.
- La reología a baja velocidad de corte controla al asentamiento dinámico, en tanto que los esfuerzos de gel están relacionados con la sedimentación estática.
- En los sistemas base aceite y base sintético, existen más variables por controlar. La elección inadecuada del tipo y concentración de emulsificantes puede fomentar la aparición del asentamiento.
- Una relación de aceite a agua demasiado alta o demasiado baja, podría incrementar el potencial de asentamiento.
- La selección del fluido base también afecta el asentamiento, porque algunos fluidos base aceite y base sintético presentan viscosidades cinemáticas más bajas o una interacción más deficiente con las arcillas organofílica y los emulsificantes.
- Otras causas relacionadas con el fluido son la contaminación con agua de mar, agua o cemento de la formación.

- Disminución excesiva de la viscosidad antes de introducir el revestimiento y concentración excesiva de sólidos de baja gravedad. (MI SWACO, 2001, p. 20A. 7).

### 2.2.12 Mecanismo de asentamiento

El asentamiento es el resultado de una combinación de sedimentación dinámica, sedimentación estática y caída. La sedimentación localizada proveniente del extremo alto a bajo del pozo durante la circulación a baja velocidad y los períodos estáticos generan un desequilibrio de presión que fuerza el ascenso del fluido más ligero y acelera la sedimentación (el efecto Boycott). Las condiciones de pozo más difíciles se presentan cuando las camas se “caen” hacia el fondo del pozo, generando variaciones de densidad en todo el pozo. (MI SWACO, 2001, p. 20A. 9).

### 2.2.13 Pautas para el asentamiento de barita

#### 2.2.13.1 Planificación del pozo

- **Tipo de pozo:** los pozos direccionales con una inclinación  $>30^\circ$  que son perforados con densidades de fluido  $>12$  Lpg ( $SG>1,44$ ) tienen muchas posibilidades de sufrir problemas de asentamiento. Debido al margen potencialmente estrecho entre la presión poral y el gradiente de fractura, los pozos de alcance extendido y los pozos direccionales de aguas profundas son especialmente críticos. Los caudales disponibles para estos pozos pueden estar limitados debido a las pérdidas de presión y a las herramientas.
- **Ambiente del pozo:** la temperatura y la presión afectan la composición del fluido. Las temperaturas elevadas causan la disminución de la viscosidad del fluido y aumentan las tendencias de asentamiento.

- **Ángulo y perfil del pozo:** los ángulos más críticos para el asentamiento son los que están comprendidos entre 60 y 75°.
- **Diseño de la tubería de revestimiento:** evitar diseños de la tubería de revestimiento y situaciones que producen bajas velocidades anulares.
- **Diámetro del pozo:** se han producido problemas de asentamiento en pozos con tamaños mayores que 6 pulgadas. La luz del espacio anular, la excentricidad y el diámetro de la tubería de perforación son factores claves. (MI SWACO, 2001, p. 20A.11).

#### 2.3.13.2 Propiedades y pruebas del fluido de perforación

- **Tipo de fluido:** el asentamiento puede ocurrir en todos los tipos de fluido que usan material densificante para aumentar su densidad. El asentamiento puede ser sensiblemente más bajo en los sistemas base agua, si se están perforando formaciones reactivas.
- **Densidad del fluido:** fluidos con densidades  $>12$  lb/gal ( $SG > 1,44$ ) son propensos al asentamiento en los pozos direccionales.
- **Reología:** los valores altos de reología y esfuerzos de gel a baja velocidad de corte reducen el asentamiento. Los modificadores de reología a base de arcilla pueden ser más eficaces que los productos de ácidos grasos en los sistemas base aceite (FBA) y los fluidos base sintético (FSBA) recién preparados. Para algunos fluidos usados en las aplicaciones de aguas profundas, los ajustes de la reología para contrarrestar los efectos de las bajas temperaturas pueden agravar el asentamiento.
- **Esfuerzo de cedencia:** el PCBTC es un buen indicador para las propiedades reológicas relacionadas con el asentamiento. Para la mayoría de los pozos, el PCBTC debería ser mantenido encima del rango de 7 a 15 lb/100pie<sup>2</sup>. Los pozos de mayor tamaño suelen requerir valores más altos de PCBTC.

- **Pruebas:** las pruebas de asentamiento deberían ser realizadas en el laboratorio durante la planificación del pozo, y en el laboratorio/campo durante la perforación. Los pozos de altas presiones y altas temperaturas pueden exigir pruebas de que asemejen condiciones aproximadas a las esperadas del pozo.
- **Relación aceite/agua:** las adiciones de aceite/sintético diluyen los FBA y FSBA y aumentan el potencial de asentamiento. Los modificadores de reología pueden compensar la pérdida de viscosidad; sin embargo, algunos modificadores de reología exigen que una cantidad suficiente de agua esté disponible.
- **Concentración de agentes tensoactivos:** los niveles de agentes humectantes en los fluidos no acuosos deben ser suficientes para impedir la aglomeración de barita. Se debe evitar el sobre tratamiento para impedir reducciones indeseables de la viscosidad.
- **Aditivos de filtrado:** bajo ciertas circunstancias, los problemas de asentamiento pueden ser agravados por las reducciones de la viscosidad causadas por los aditivos de control de filtrado. Esto reafirma la necesidad de evaluar las formulaciones e interacciones específicas del fluido. (MI SWACO, 2001, p. 20A. 12).

#### 2.2.14 Tanques de preparación del fluido

Mecanismo usado para agregar los productos químicos al fluido de perforación. Los principales tipos de tanques utilizados para el almacenamiento y preparación de los fluidos de perforación son:

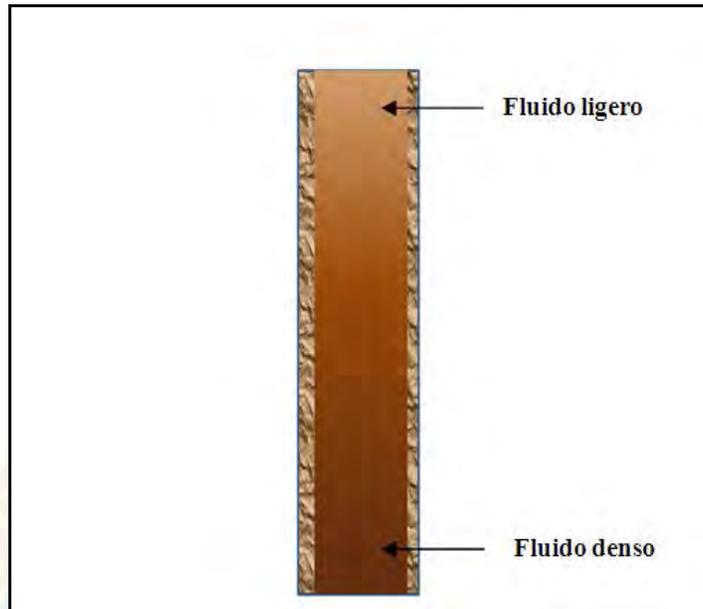
- **Tanques rectangulares:** son tanques utilizados principalmente para depositar reservas, almacenar y preparar fluidos de perforación. Su capacidad puede estar indicada en incremento de altura, anchura o profundidad.

- **Tanque cilíndrico vertical:** montados en posición vertical se usan para el almacenamiento de fluido y barita seca. Al igual que en el caso anterior, el volumen y capacidad dependerán de la geometría y nivel de llenado del tanque.
- **Tanque cilíndrico horizontal:** se usa principalmente para almacenar diesel, fluidos y otros líquidos. La capacidad y el volumen vertical de un tanque cilíndrico horizontal varía con el área de la sección transversal horizontal y no constituye una función lineal de la altura. (ESVENCA, 2012, p. 97).

### 2.2.15 Problemas operacionales generados por el asentamiento de barita

El asentamiento de barita es la sedimentación de la barita que causa grandes variaciones en la densidad del fluido de perforación, especialmente cuando fluidos de alta densidad son usados en la perforación de pozos direccionales y de alcance extendido. El asentamiento está generalmente relacionado con ángulos del pozo de 50° a 80°, bajas velocidades anulares y fluidos limpios de baja viscosidad. Las posibles consecuencias incluyen pérdidas de circulación, pega de tubería, empaquetamiento, inestabilidad y problemas de control del pozo.

- **Variaciones en la densidad del fluido:** la mejor medida de la severidad de asentamiento es la diferencia de densidades del fluido entre los puntos máximos y mínimos observados en la línea de flujo después de un viaje. Por ejemplo estas medidas han indicado diferencias de densidad del fluido tan altas como 4 lb/gal en el Golfo de México y 6 lb/gal en el Mar del Norte.



**Figura N° 2.2 Variación en la densidad del fluido**  
**Fuente: ESVENCA, 2012.**

- **La pega mecánica de la tubería:** puede ser clasificada en dos categorías principales:

**1. Empaquetamiento del pozo y puentes:** los empaquetamientos y los puentes son causados por:

- Recortes depositados.
- Inestabilidad de la lutita.
- Formaciones no consolidadas.
- Cemento o basura en el pozo.

**2. Perturbaciones de la geometría del pozo:** las perturbaciones de la geometría del pozo son causadas por:

- Ojos de llave
  - Pozo por debajo del calibre
  - Conjunto de perforación rígido
  - Formaciones móviles
  - Bordes y patas de perro
  - Roturas de la tubería de revestimiento
- 
- **Pega diferencial:** representa una de las causas más comunes de pega de tubería. Como se explicó anteriormente, tiene lugar cuando hay una presión diferencial (de sobre balance) que empuja la tubería de perforación hacia un filtrado de revoque en una formación permeable. Este sobre balance es generalmente producido en el fondo donde se acumulan la mayor cantidad material densificante y recortes de la formación. Suele ser causada por una de las siguientes causas/condiciones de alto riesgo:
    - Altas presiones de sobre balance
    - Revoques gruesos
    - fluidos con alto contenido de sólidos
    - fluidos de alta densidad. (MI SWACO, 2001, p. 20A.13).

### **2.2.16 La investigación experimental y la ley de probabilidad**

La base de la investigación experimental son los experimentos, que pueden describirse como la suma de dos componentes: un fenómeno o sistema más o menos controlado por el científico, y un medio de observación e interacción, mediante el cual se registran una serie de observaciones y, que a su vez, permite modificar y controlar las variables del sistema.

Los fenómenos y sistemas que se estudian en cada una de las ciencias experimentales se ven afectados, a su vez, por muchos factores, la mayoría de los cuales no están controlados o identificados, y cuyos efectos entran en la categoría de los sucesos aleatorios o estocásticos.

Este tipo de sucesos se caracterizan porque es imposible predecir cuándo van a tener lugar. Sin embargo, si se repite la acción un número de veces, se puede observar una cierta regularidad que permite hacer predicciones y una serie larga de repeticiones. Esto llevo a cabo a los matemáticos del siglo XVIII a la idea de la regularidad estadística. En efecto, en poblaciones estadísticas grandes (muchas repeticiones), ciertos índices tienden a mantenerse casi constantes, con pequeñas fluctuaciones alrededor de un valor determinado. (Gallego, 2003, p. 111).

### **2.2.17 Ajuste de ecuaciones a curvas**

El ajuste de curvas surge cuando el investigador trata de interpretar los datos de un experimento. Los resultados se describen mejor cuando se encuentra una ecuación que se ajusta a los datos. Ese es el objetivo de la modelización matemática, el obtener ecuaciones que describan el comportamiento de los sistemas. Estas ecuaciones pueden ser de dos tipos: empíricas (modelización empírica) o deducidas en base a una teoría física (modelización teórica).

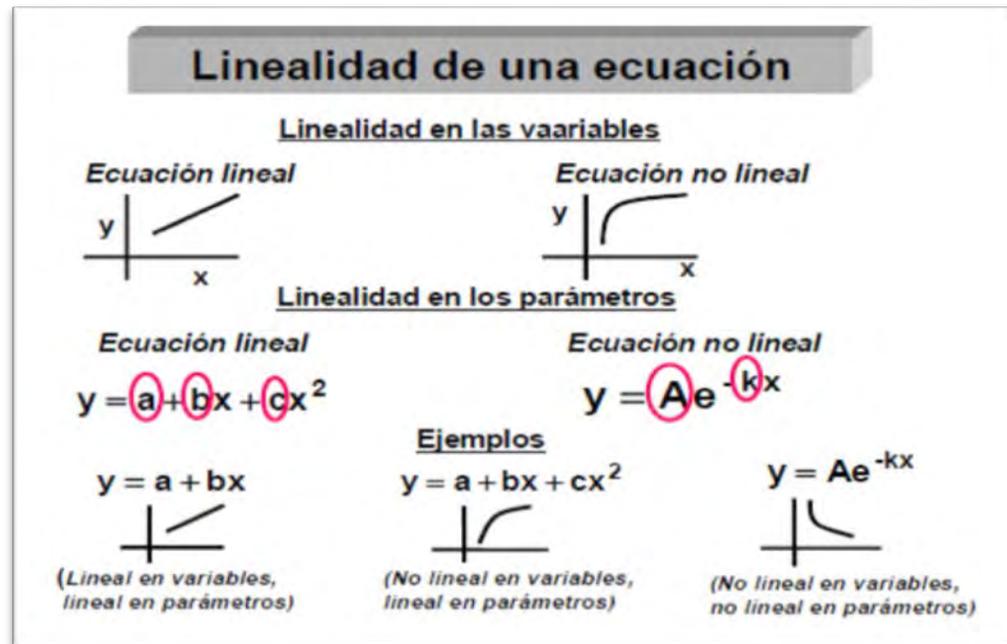
La modelización empírica trata de encontrar una ecuación cualquiera que cierre con los datos del sistema, independientemente de que esa ecuación tenga o no significado físico sobre lo que está ocurriendo en el sistema. Supone ya una cierta cuantificación y permite aspectos operacionales como la calibración, predicción y simulación. Por otra parte, unos mismos datos se pueden interpretar igualmente bien con diferentes ecuaciones, pero conviene elegir siempre aquellas que tenga menor

número de parámetros. Los modelos empíricos más habituales son los polinomios de distinto grado y los tramos de cúbicas.

La Modelización Teórica se hace normalmente en base a dos estrategias: modelos en ecuaciones algebraicas para los sistemas estáticos y modelos en ecuaciones diferenciales para los dinámicos. En cuanto a las ecuaciones algebraicas habituales en ciencias experimentales, éstas son normalmente de una variable independiente y uno o varios parámetros, aunque también suelen darse en ciencia las ecuaciones algebraicas de dos variables y varios parámetros.

En el caso de una ecuación algebraica con una variable independiente y otra dependiente, los conceptos de linealidad y no linealidad de la ecuación se pueden referir bien a las variables o a los parámetros. Una ecuación se dice que es lineal en las variables cuando su representación “y” frente a “x” es una recta y lineal en los parámetros cuando, considerada la “x” como una constante, la dependencia de “y” con los parámetros es combinación de sumas y restas. Los respectivos conceptos de no lineal es justo lo contrario de lo anteriormente expuesto. Ver figura 2.3.

Un aspecto a tener en cuenta a la hora de elegir una ecuación como modelo, es comprobar que el tipo de curva que predice nuestra ecuación concuerda con el comportamiento cualitativo de los datos experimentales: ¿Pasa la curva de la ecuación por el origen ó está desplazada un cierto factor constante?, ¿Esa curva es monótona creciente o decreciente?, ¿Puede tener un máximo, un mínimo o un punto de inflexión?, ¿La curva tiende a cero, tiende a algún otro tipo de asíntota?, ¿Cierran todas esas singularidades de la curva predicha por nuestra ecuación con la tendencia de los datos?. (Burguillo F, 2005, p. 7).



**Figura N° 2.3 Linealidad de una ecuación**

Fuente: F.J. Burguillo, 2005.

### 2.2.18 Coeficientes de determinación

La  $R^2$  en cualquier modelo de regresión lineal indica que tanta relación hay entre las variables, es decir, que tanto se ve afectado el resultado  $Y$  al modificar  $X$ , por consiguiente, si la  $R^2$  es baja el modelo no es confiable porque no existe una fuerte relación entre  $X$  y  $Y$ . Siempre dará un valor de 0 a 1, donde 0 indica que no existe ninguna relación entre  $X$  y  $Y$ , y 1 es la máxima relación. (Burguillo, 2005, p. 9).

### 2.2.19 Selección de variables explicativas en la regresión

Uno de las cuestiones más importantes a la hora de encontrar el modelo de ajuste más adecuado para explicar la variabilidad de una característica cuantitativa es la correcta especificación del llamado modelo teórico. En otras palabras, se debe

seleccionar de entre todas las variables candidatas a ser explicativas de la variable dependiente, un subconjunto que resulte suficientemente explicativo.

En la práctica, no obstante, la selección del subconjunto de variables explicativas de los modelos de regresión se deja en manos de procedimientos más o menos automáticos. Los procedimientos más usuales son los siguientes:

- **Método backward (hacia atrás):** se comienza por considerar incluidas en el modelo teórico a todas las variables disponibles y se van eliminando del modelo de una en una según su capacidad explicativa. En concreto, la primera variable que se elimina es aquella que presenta un menor coeficiente de correlación parcial con la variable dependiente-o lo que es equivalente, un menor valor del estadístico t y así sucesivamente hasta llegar a una situación en la que la eliminación de una variable más suponga un descenso demasiado acusado en el coeficiente de determinación.
- **Método forward (hacia adelante):** se comienza por un modelo que no contiene ninguna variable explicativa y se añade como primera de ellas a la que presente un mayor coeficiente de correlación -en valor absoluto- con la variable dependiente. En los pasos sucesivos se va incorporando al modelo aquella variable que presenta un mayor coeficiente de correlación parcial con la variable dependiente dadas las independientes ya incluidas en el modelo. El procedimiento se detiene cuando el incremento en el coeficiente de determinación debido a la inclusión de una nueva variable explicativa en el modelo ya no es importante.
- **Método stepwise (pasos sucesivos):** es uno de los más empleados y consiste en una combinación de los dos anteriores. En el primer paso se procede como en el método forward pero a diferencia de éste en el que cuando una variable entra en el modelo ya no vuelve a salir, en el procedimiento stepwise es posible

que la inclusión de una nueva variable haga que otra que ya estaba en el modelo resulte redundante y sea “expulsada” de él. (Rojo, 2007, p. 32).

### 2.3 DEFINICIÓN DE TÉRMINOS BÁSICOS

**Densificante:** cualquiera de los materiales de elevado peso específico que se usan para aumentar la densidad de los fluidos de perforación. Los materiales más comúnmente empleado son la barita y el carbonato. (PDVSA- CIED, 2002, p. 2).

**Gravedad específica:** es el peso de un volumen determinado de cualquier sustancia comparado con el peso de un volumen igual de agua a una temperatura de referencia. Para los gases, se suele usa el aire como sustancia de referencia. (MI SWACO, 2001, p. 8).

**Reología:** ciencia que estudia el flujo y la deformación de la materia. (ESVENCA, 2010, p. 109).

**Mínimos cuadrados:** que consiste en obtener aquellos valores de los parámetros que minimizan el sumatorio de residuales al cuadrado. (Burguillo, 2006, p. 2).

**Velocidad de corte:** está definida por la velocidad con que se desplazan los diferentes componentes del lodo uno con respecto al otro. (ESVENCA, 2012, p. 112).

**Viscosidad plástica:** se describe generalmente como la parte de la resistencia al flujo que es causada por la fricción mecánica. (ESVENCA, 2012, p. 110).

**Viscosidad a bajas tasas de corte (VBTC):** se mide usando un viscosímetro de Brookfield a una velocidad de corte de 0,3 RPM, (el equivalente de 0,037 RPM en un viscosímetro convencional). (ESVENCA, 2012, p. 116).

**Tixotropía:** es la propiedad demostrada por algunos fluidos que forman una estructura de gel cuando están estáticos, regresando luego al estado de fluido cuando se aplica un esfuerzo de corte. (ESVENCA, 2012, p. 113).

**Regresión:** o ajuste es un método matemático que modela la relación entre una variable dependiente (Y), la o las variables independientes (Xi) y un término aleatorio  $\varepsilon$ . (Gallego, 2003, p. 22).

**Sedimentación:** es la remoción por efecto gravitacional de las partículas en suspensión presentes en el fluido, estas partículas deberán tener un peso específico mayor al del fluido. (ESVENCA, 2010, p. 120).

**Correlación:** la correlación es una técnica estadística usada para determinar la relación entre dos o más variables. (Burguillo, 2006, p. 3).

**Coefficiente de determinación  $R^2$ :** el valor R cuadrado puede interpretarse como la proporción de la varianza de y que puede atribuirse a la varianza de x. (Burguillo, 2006, p. 3).

## **CAPÍTULO III**

### **MARCO METODOLÓGICO**

#### **3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN**

La investigación que se llevó a cabo se considera del tipo explicativa debido a que basado en resultados y análisis de pruebas de laboratorio, se podrá observar la relación entre variables dependientes e independientes y a su vez se establecerá la influencia de las propiedades reológicas sobre el registro de asentamiento de barita en condiciones estáticas y dinámicas para fluidos 100% aceite mineral, lo cual permitió estimar la tendencia de un fluido a decantar los materiales densificantes. Con respecto a la investigación explicativa, Arias, F. (2006), señala que:

“La investigación explicativa se encarga de buscar el por qué de los hechos mediante el establecimiento de relaciones causa-efecto. En este sentido, los estudios explicativos pueden ocuparse tanto de la determinación de la causas (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 utilizó fue de tipo experimental, debido a que se manipularán las variables independientes como son los distintos aditivos o productos químicos, así como las concentraciones que serán aplicadas a los fluidos, para luego evaluar los efectos de estos sobre las variables dependientes como lo son las propiedades físicas de los fluidos formulados. En referencia al diseño de la investigación, Arias, F. (2006) señala: “la investigación experimental es un proceso que consiste en someter a un objeto o grupo de individuos a determinadas

condiciones, estímulos o tratamiento (variables independiente), para observar los efectos o reacciones que se producen (variables dependientes)” (p.33).

### **3.3 POBLACIÓN Y MUESTRA**

Arias, F. (2006) expresa: “la población es el conjunto finito o infinito de elementos con características comunes para los cuales serán extensivas las conclusiones de la investigación” (p.81) y se refiere a la muestra como “un subconjunto representativo y finito que se extrae de la población accesible”. (p.83).

La población y muestra a considerar, comparando los conceptos antes mencionados son equivalente, los cuales fueron todas formulaciones que se realizaron del fluido 100% aceite mineral vassa con una densidad de 16 lpg, variando los aditivos y concentraciones empleadas para las mismas, a su vez todas las propiedades reológicas, los registro de asentamiento estático y dinámico.

### **3.4 PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO**

Con el propósito de ejecutar los objetivos específicos definidos en esta investigación se puntualizaron etapas a ejecutadas, por medio de una serie de actividades que permitieron su desarrollo.

#### **3.4.1 Formulación de fluidos 100% aceite mineral con una densidad de 16 lpg, variando la concentración de humectante, arcilla organofílica, activador polar y modificador reológico**

En esta fase se efectuó, una recopilación documental de cada uno de los aditivos que se utilizaron para la formulación del sistema, es decir, se revisó la información de las hojas técnicas de cada aditivo para conocer la manipulación

adecuada de cada uno de ellos. Inicialmente se realizó un control de calidad del modificador reológico existente en la empresa ESVENCA, a diferencia del modificador reológico el resto de los aditivos son utilizados frecuentemente en la elaboración de este tipo de sistemas por ello se quiso evaluar su rendimiento, como se indica en la tabla 3.3, posteriormente, se formularon los diferentes fluidos base aceite, variando las concentraciones en un rango de 4 a 6 de humectante, de 6 a 8 lb/bl de arcilla organofílica, activador polar de 3 a 5% en %v/v y modificador reológico seleccionado de 2 a 3 lb/bl, lo que permitió manipular los parámetros reológicos, de esta manera se evaluó la sedimentación del material densificante bajo diferentes escenarios. Fue necesario conocer los aditivos, el orden de agregado y su función los cuales se muestran en la tabla 3.1.

De acuerdo con Burguillo, (2006). “La manera más adecuada de apreciar el comportamiento de una variable dependiente es manipular las variables explicativas involucradas en las pruebas de ensayo”. (p.13), por lo que en base a los resultados que se obtiene se puede observar que influye de manera directa o indirectamente en el fenómeno de estudio, no obstante siempre están involucrados los errores experimentales los cuales son inherentes a la práctica, por ello se requiere una población lo suficientemente grande, en la cual, una clara tendencia permita reducir dichos errores, a esto se le conoce por reproducibilidad de los datos, en esta investigación se definió realizando por lo menos 3 repeticiones de cada una de las pruebas de los fluidos, para garantizar la mejor aproximación de los resultados, por los que en las tablas donde se involucren las propiedades fueron reflejados los promedios obtenidos de las 3 repeticiones, las cuales se encuentran en el apéndice C.

Las formulaciones establecidas fueron preparadas en el laboratorio de fluidos de ESVENCA, a una escala donde un barril de fluido equivale a 350 cc (1bl:350cc) y una libra masa de aditivo equivale a un gramo (1lbm:1g). Las concentraciones de

cada aditivo están expresadas en lb/bl, de modo que, a nivel de laboratorio, corresponde a g/350 cc.

El uso de cada uno de los aditivos en la formulación de cualquier tipo de fluidos tienen una aplicación definida, los cuales otorgan ciertas características físico-químicas específicas a la formulación, para poder evaluar que propiedad fue alterada por la variación de concentración de un aditivo específico fue necesario mantener constantes las lb/bl de todos los demás aditivos poder evaluar la magnitud de cambio que genera el aumento de un componente en el sistema.

**Tabla 3.1 Aditivos empleados y sus funciones en la formulación de los fluidos 100% aceite mineral**

Orden	Aditivo	función
1	Vassa LP-90	Fase continua
2	Humectante	Agente humectante
3	Cal hidratada	Alcalinizante
4	Gilsonita	Controlador de filtrado
5	Agua	Activador polar
6	Arcilla organofílica	Viscosificante
7	Modificador reológico	Aumenta lecturas de baja tasa
8	Barita	Densificante

#### **3.4.1.1 Evaluación del efecto del modificador reológico sobre los parámetros exigidos por la empresa ESVENCA**

Los modificadores reológicos son aditivos gelificadores orgánicos líquidos que se usan en los fluidos de perforación base aceite para aumentar la viscosidad a bajas

tasas de corte. Se usan principalmente en pozos de gran diámetro, ángulo pronunciado, horizontales y de alcance extendido para incrementar el acarreo de ripios.

Se realizó el control de calidad de 3 modificadores reológicos existentes en ESVENCA, los cuales se denominaron A, B y C para los proveedores 1, 2 y 3 respectivamente con el objetivo de seleccionar aquel que cumplió satisfactoriamente con los requerimientos de propiedades de exigidos por la empresa en la tabla 3.3, el mismo consistió en formular un fluido base aceite con la formulación mostrada en la tabla 3.2 para comparar el efecto se formulo un fluido sin modificador reológico y 3 fluidos más con los modificadores reológicos diferentes..

**Tabla 3.2 Formulación para el control de calidad del modificador reológico**

<b>Producto</b>	<b>Sin modificador reológico</b>	<b>Con modificador reológico</b>	<b>Unidad</b>
<b>Vassa</b>	0,68	0,67	lpb
<b>Cal hidratada</b>	8	8	lpb
<b>Humectante</b>	4	4	lpb
<b>Lignito organofílico</b>	8	8	lpb
<b>Activador polar</b>	3	3	%
<b>Arcilla organofílica</b>	8	8	lpb
<b>Modificador reológico</b>	-	3	lpb
<b>Barita</b>	356,02	356,67	lpb

**Fuente: ESVENCA, 2012**

Posterior a la formulación se procedió a determinar las propiedades reológicas de los fluidos después del envejecimiento dinámico con el viscosímetro rotacional como lo establece el Instituto Americano de Petróleo (API) a través de su procedimiento estándar (13 B-2), para evaluar el desempeño del modificador reológico sobre la formulación base y constatar que cumplió con los siguientes requerimientos de propiedades los cuales ESVENCA considera necesarios para aplicabilidad del producto.

**Tabla 3.3 Requerimiento de propiedades para la evaluación del modificador reológico**

<b>Propiedades</b>	<b>Especificación</b>
<b>Lectura de 6 y 3 RPM (300°F) DED</b>	Incremento con mínima incidencia en la VP y PC.
<b>Geles de 10 s y 10 min (300°F) DED</b>	Incremento con mínima incidencia en la VP y PC

**Fuente: ESVENCA, 2012**

Una vez seleccionado el modificador reológico a usar se procedió a elaborar las formulaciones de los fluidos 100% aceite mineral, las cuales fueron definidas en base a las concentraciones señaladas en la etapa 3.4.1, con el objeto de evaluar fluidos con formulaciones de campo las cuales son manejadas y aplicadas por la empresa ESVENCA. Dado que el estudio fue realizado para poder observar la influencia que presentan las propiedades reológicas sobre el asentamiento de barita para este tipo de fluidos es de gran importancia conocer la densidad original de la formulación antes y después del envejecimiento para verificar si existió o no alguna variación en esta propiedad ya que es relevante para determinar el registro de asentamiento, la misma es determinada con la balanza de fluido a presión y temperatura ambiente obtenida en lpg.

La densidad en muchos casos es considerada como la propiedad más importante del fluido de perforación ya que principalmente de ella depende el control de hoyo, por lo que mantener en control sobre esta garantiza un proceso de perforación exitoso, se decidió formular fluidos de 16 lpg, ya que es un punto medio para los fluidos de alto peso.

### **3.4.2 Evaluación de las propiedades reológicas asociadas a la variación de los aditivos antes y después del envejecimiento dinámico**

Una vez formulados los fluidos a evaluar se determinaron las propiedades reológicas de cada formulación, se compararon los resultados obtenidos para la variación de cada aditivo antes y después de someterlos al proceso de envejecimiento dinámico, que no fue más que simular las condiciones del fluido luego de alcanzar el estado estable durante su circulación dentro del pozo, para lo cual fue sometido a una presión de 100 lpcm y a una temperatura de 300 °F, durante 16 horas con el fin de evaluar la resistencia térmica de cada formulación.

Las pruebas reológicas se llevaron a cabo usando un viscosímetro de lectura directa modelo OFITE 800, por medio del se obtuvieron los esfuerzos de corte del fluido en  $\text{lb}/100 \text{ pie}^2$  para distintas velocidades de corte generadas en RPM, por medio de estas a su vez se determinó la viscosidad plástica, punto cedente, por otro lado se obtuvieron los esfuerzos de gel a los 10", 10', por ser un sistema base aceite estas mediciones se realizaron a 150 °F de temperatura, como lo establece el Instituto Americano de Petróleo (API) a través de su procedimiento estándar (13 B-2), dichas pruebas se encuentran debidamente explicadas en el apéndice B sección B1.

#### **3.4.2.1 Evaluación de viscosidades a baja tasa de corte**

Por medio del viscosímetro de Brookfield Dv-II+Pro de acuerdo a su

procedimiento no normalizado, permitió determinar las viscosidades a baja tasa de corte específicamente a 0,3 RPM de cada uno de los fluidos formulados, este procedimiento se encuentra en el apéndice B sección B2.

### **3.4.3 Correlación de las propiedades reológicas de los fluidos con los valores de registro de asentamiento de barita en condiciones estáticas y dinámicas para cada formulación**

El registro de asentamiento es un parámetro utilizado como referencia para evaluar la tendencia que posee un fluido a sedimentar las partículas sólidas de acuerdo a sus propiedades reológicas y las condiciones ambientales imperantes, para determinar la magnitud del registro de asentamiento ( $S_r$ ) fue necesario realizar la prueba de asentamiento con viscosímetro (VST) propuesta por MI-SWACO, 2001, no normalizada, la cual es una prueba sencilla que permite monitorear los diferenciales de densidad de los fluidos, lo cual se verifica tomando muestras del fluido en el fondo y en el tope dejando por 30 minutos el fluido en un recipiente permitiendo que decanten las partículas solidas a 1 atm de presión y 80 °F aproximadamente, este estudio permitió determinar un registro de asentamiento estático ( $S_r E$ ) y un registro de asentamiento dinámico, que a diferencia del estático utiliza el esfuerzo de corte generado por un viscosímetro que gira a 100 RPM, permitiendo simular la dinámica de los fluidos, estos procedimientos se encuentran reflejados detalladamente en el apéndice B sección B1.

$$s_r = e^{\left(10 \cdot \frac{wd}{wc}\right)} \quad (3.1)$$

Donde:

$S_r$ : registro de asentamiento. (adimensional)

$W_d$ : diferencia máxima del peso del fluido. (lpg).

$W_c$ : densidad original del fluido. (lpg).

$$W_d = \rho_{base} - \rho_{tope} \quad (3.2)$$

$\rho_{base}$ : densidad del fluido en la base del cilindro. (lpg)

$\rho_{tope}$ : densidad del fluido en el tope del cilindro. (lpg)

$$\rho = \frac{m}{v} \quad (3.3)$$

Donde:

$m$ : masa del fluido (lb)

$v$ : volumen del fluido (gal)

Asimismo, se procedió a graficar los registros de asentamiento en función de las diferentes propiedades reológicas como viscosidad plástica, punto cedente, lecturas de 6 y 3 RPM, gel de 10 segundos y de 10 minutos, VBTC, PCBTC de los diferentes fluidos formulados, todas estas variables medidas después del envejecimiento dinámico que es donde el fluido mantiene estabilidad en sus propiedades, de esta manera se podrá identificar si existe una tendencia correlativa de tales propiedades que permitan predecir el grado de asentamiento para un fluido de este tipo.

Una vez graficadas las variables, se procedió a correlacionar dichos valores, estableciendo las relaciones matemáticas que permitieron visualizar una tendencia clara en términos de variables dependientes e independientes por medio de mínimos cuadrados o de métodos numéricos que aplique según sea el caso para poder

representar de la mejor forma el comportamiento de dichos resultados. De esta manera se podrá determinar la influencia de las propiedades reológicas sobre la sedimentación de la barita en los fluidos de perforación 100% aceite mineral.

### **3.4.3.1 Dependencia del registro de asentamiento a una variable explicativa**

En la práctica se eligió cuidadosamente qué variables fueron consideradas como explicativas. Algunos criterios que se cumplieron fueron los siguientes:

- Tener sentido numérico.
- No deberá de haber variables repetidas o redundantes.
- Las variables introducidas en el modelo deberán de tener una cierta justificación teórica.

Para parcializar el estudio de la influencia de las propiedades reológicas sobre el registro de asentamiento se generaron gráficas de dispersión del  $Sr E$  y  $Sr D$  en función de cada una de las variables explicativas o correlacionar las variables de forma simple después del envejecimiento dinámico, dado que se quiere conocer cómo se comporta el asentamiento de partículas después de el estado de flujo estabilizado, por medio de las cuales se observó el comportamiento de los datos, a través del trazado de líneas de tendencia, obteniendo una ecuación la cual permitió predecir el asentamiento de partículas con el mayor grado de confiabilidad utilizando como indicador el coeficiente de determinación  $R^2$ .

Cabe destacar que se graficaron los  $Sr E$  en función de las variables relacionadas como lo son los geles de 10 segundos y de 10 minutos, dado que se considera que estas variables tienen influencia en sobre el asentamiento cuando este

no es sometido a esfuerzos cortantes, por otra parte los Sr D fueron graficados en función de variables que estén relacionadas con la movilidad en el fluido de perforación inducida por los esfuerzos de corte, como lo son VP, PC, L6, L3, PCBTC y VBTC, en esto se baso la justificación teórica de la selección de las variables para observar el comportamiento que ejerce cada variable individualmente sobre la sedimentación, dichos ajustes se realizaron por medio de hojas de cálculo a través de Microsoft Excel 2007.

### **3.4.3.2 Dependencia del registro de asentamiento a más de una variable explicativa**

Dada la complejidad del proceso de sedimentación, debido a la diversidad de variables que pueden influir en el asentamiento de sólidos, se graficaron los registros de asentamiento en función de varias combinaciones de las variables explicativas o correlación múltiple, para observar la relación entre estas variables y el registro de asentamiento, y evaluar de forma más detallada la influencia de la reología sobre este fenómeno.

Las consideraciones a tomar para seleccionar las variables fueron las mismas que se usaron en la sección 3.4.4.1, el método usado fue el denominado hacia adelante o forward debido a que se introdujeron las variables explicativas y observando los resultados que mejor se ajustaron a la distribución de datos, dicha inclusión de variables dependió de cuál de estas variables presentaron las mejores tendencias en la etapa de correlación simple.

El uso del programa DataFit V. 7.1.44 por Oakdale Engineering permitió ingresar una de las variables dependientes en función de más de una variable independiente de igual manera considerando la justificación teórica antes

mencionada, se genero un modelo por cada combinación el cual fue representado por una superficie con un valor coeficiente de determinación  $R^2$ .

### **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”. En consecuencia, las técnicas para la recolección de los datos que serán analizados en la investigación, estarán basadas o fundamentadas en la observación directa de los resultados obtenidos mediante pruebas de laboratorio, y de esta manera obtener las conclusiones más representativas, además de la revisión documental, donde se consultarán manuales de ingeniería de fluidos de la empresa ESVENCA, correspondientes al manejo y funcionamiento de los equipos a manejar.

#### **3.5.2 Instrumentos**

Arias, F. (2006), establece que “un instrumento de recolección de datos, es cualquier recurso, dispositivo o formato, que se utilice para obtener, registrar o almacenar información”. (p.69). Basado en lo antes mencionado en la presente investigación los instrumentos de recolección de datos estuvieron constituidos por todos aquellos equipos que se utilizarán para realizar las pruebas y medir las propiedades físicas de los diferentes fluidos, así como también lo necesario para determinar el registro de asentamiento. Entre los instrumentos se encuentran: viscosímetro de lectura directa Ofite 800 para medir reología, viscosímetro digital Brookfield Dv-II+Pro para evaluar las lecturas a baja tasa de corte, balanza de fluido para determinar la densidad, horno de rolado para someter al fluido a envejecimiento dinámico.

## **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 asesoramiento académico y metodológico estuvo a cargo del asesor, profesor de la Escuela de Ingeniería de Petróleo de la Universidad de Oriente, Núcleo de Monagas.

### **3.6.2 Recursos materiales**

En 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 será 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 Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS**

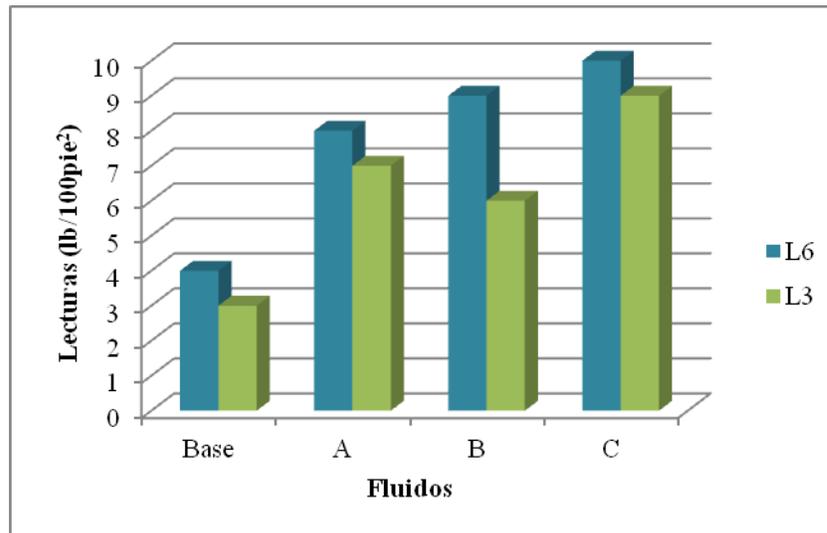
#### **4.1 FORMULACIÓN DE FLUIDOS 100% ACEITE MINERAL CON UNA DENSIDAD DE 16 LPG, VARIANDO CONCENTRACIÓN DE HUMECTANTE, ARCILLA ORGANOFÍLICA, ACTIVADOR POLAR Y MODIFICADOR REOLÓGICO**

##### **4.1.1 Evaluación del efecto del modificador reológico sobre la reología del fluido antes y después del envejecimiento dinámico**

La finalidad de esta actividad fue la de evaluar el efecto que producen los modificadores reológicos sobre las propiedades especificadas y a su vez seleccionar aquel modificador de reología que cumpla con los requerimientos estipulados por la empresa ESVENCA en la tabla 3.3 para un fluido 100% aceite mineral después del envejecimiento dinámico.

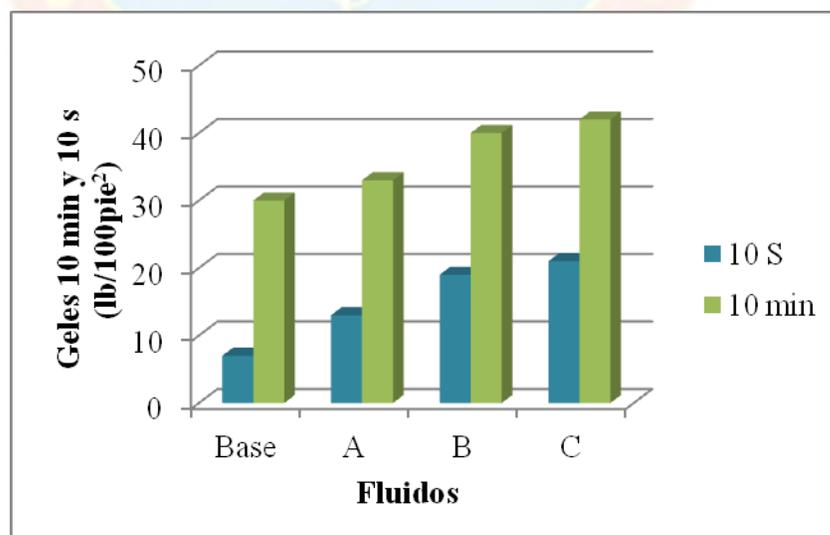
La adición de este aditivo al fluido de perforación se hace específicamente para ayudar a la suspensión de las partículas sólidas y mejorar la limpieza del hoyo lo que requiere que se aumenten las lecturas a baja tasa y los esfuerzos de gel.

La formulación de estos fluidos fue la estipulada en la tabla 3.2, donde el fluido base es aquel que no posee modificador reológico, mientras que la formulación de los 3 fluidos restantes se diferencian en el tipo de modificador reológico.



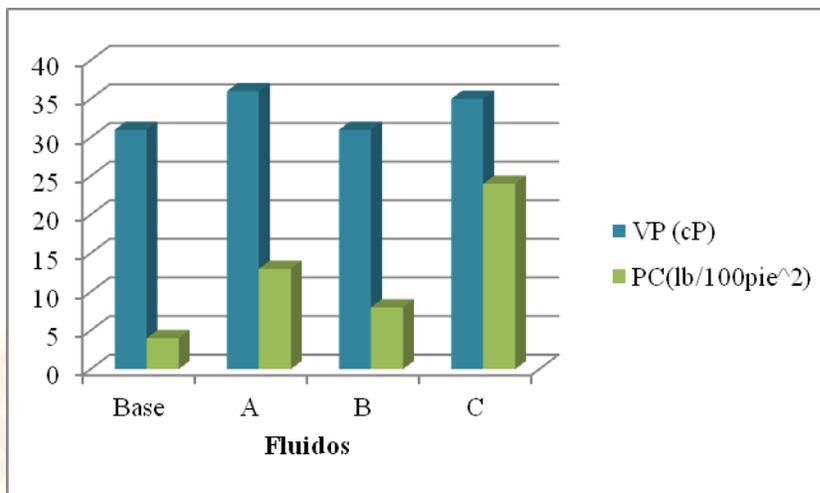
**Gráfica 4.1 Lecturas de 6 y 3 RPM después del envejecimiento dinámico**

De acuerdo con la gráfica 4.1 la adición del modificador reológico en este tipo de sistema de fluidos provoca el aumento de las lecturas de 6 y 3 RPM, aunque para el fluido con el modificador reológico C el incremento fue más enmarcado en comparación con A y B, la procedencia del modificador reológico influye en su desempeño dado que involucra los componentes del mismo.



**Gráfica 4.2 Esfuerzos de Gel después del envejecimiento dinámico**

El incremento de los esfuerzos de gel es una cualidad que es atribuida al agregado del modificador reológico como se precisa en la gráfica 4.2 los valores de los fluidos A, B y C incrementan respecto al fluido base, por otro lado el fluido C aumenta en mayor proporción los geles del fluido.



**Gráfica 4.3 VP y PC después del envejecimiento dinámico**

Dado que todos los modificadores utilizados cumplieron con los requerimientos exigidos en la tabla 3.3, para seleccionar uno de los modificadores reológicos, se observó la incidencia sobre el punto cedente y viscosidad plástica, las cual según las especificaciones tendrían que ser mínimas, por lo que el fluido B es el que mejor se aproxima a estas características ya que se mantiene la VP y el PC aumento en 4 unidades, respecto a los fluidos A y C para los cuales la VP aumento 6 y 5 cP y el PC 9 y 20 lb/100 pie<sup>2</sup> respectivamente.

#### 4.1.2 Definición de las concentraciones

En esta etapa como se indico en la sección 3.4.1 se realizaron las formulaciones de los fluidos 100 % aceite mineral variando la concentración de los aditivos mencionados. Para manipular la variación de la propiedades reológicas de los fluidos

formulados de forma efectiva se vario la concentración de los aditivos, en un rango limitado de acuerdo a la aplicaciones en campo de cada uno de estos según la empresa ESVENCA, obteniéndose las formulaciones mostradas en la tabla 4.1.

**Tabla 4.1 Variación de la concentración de aditivos utilizados**

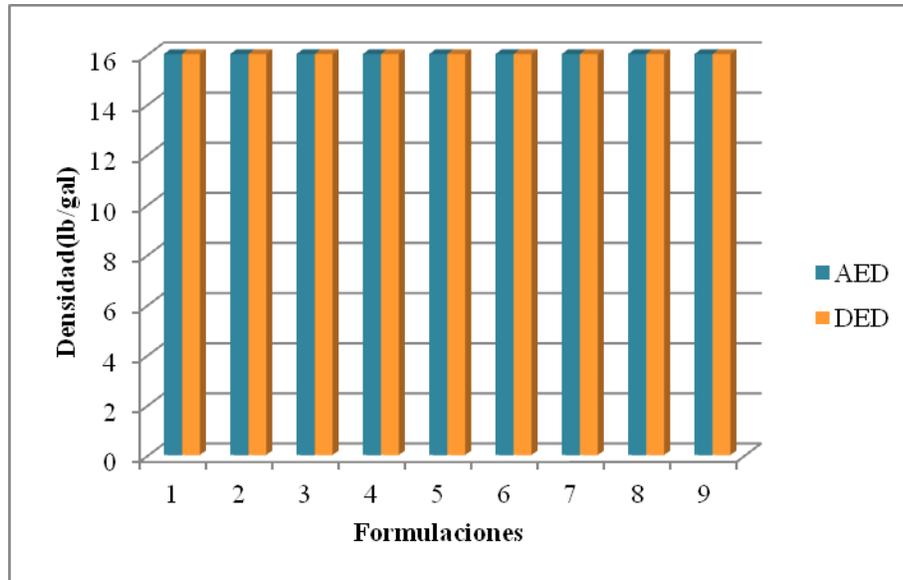
Aditivos	Formulaciones (lb/bl)								
	1	2	3	4	5	6	7	8	9
<b>Vassa</b>	Cantidad requerida								
<b>Humectante</b>	4	5	6	6	6	6	6	6	6
<b>Cal hidratada</b>	8	8	8	8	8	8	8	8	8
<b>Gilsonita</b>	8	8	8	8	8	8	8	8	8
<b>Activador polar</b>	10,5	10,5	10,5	14	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5
<b>Arcilla organofílica</b>	6	6	6	6	6	7	8	8	8
<b>Modificador reológico</b>	2	2	2	2	2	2	2	2,5	3
<b>Barita</b>	Cantidad requerida								

Como se observa en la tabla 4.1 de la formulación 1 a 3 se vario únicamente el humectante, del fluido 4 al 5 se incremento el activador polar, en los fluidos 6 y 7 se aumento la concentración de arcilla organofílica y para los fluidos 8 y 9 se aumento la concentración de activador polar, esto permitió generar 9 formulaciones a las cuales se les determino densidad, reología y registro de asentamiento estático y dinámico.

#### 4.1.2 Densidad de los fluidos

Como se indica en el apéndice B sección B1 la medición de la densidad del fluido en una prueba que permite medir la relación entre la masa del fluido y un volumen definido en la balanza, para verificar que las formulaciones concordaron con los balances de masa propuestos se determino la densidad de los fluidos como se puede observar en la gráfica 4.4 la densidad determinada antes y después del

envejecimiento dinámico permanecen con valores constantes de 16 lpg, esto debido a que en el proceso de envejecimiento no ocurre pérdida de masa del fluido por lo tanto la relación masa/volumen se mantiene constante.

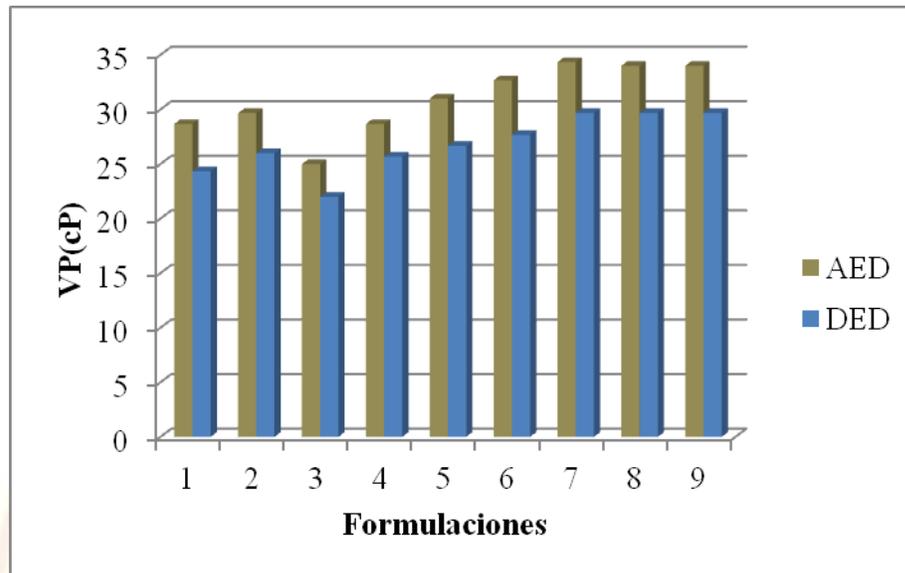


**Gráfica 4.4 Densidad antes y después del envejecimiento dinámico**

#### **4.2 EVALUACIÓN DE LAS PROPIEDADES REOLÓGICAS ASOCIADAS A LA VARIACIÓN DE ADITIVOS ANTES Y DESPUÉS DEL ENVEJECIMIENTO DINÁMICO**

Durante todo el proceso de perforación es bien sabido que el fluido de perforación es uno de los componentes más importantes, el cual circula por todos los componentes del sistema de circulación permitiendo cumplir con ciertas funciones bien definidas necesarias para la correcta elaboración del hoyo, pero es necesario contar con propiedades reológicas estables, debido a todos los “acometimientos” que sufre el fluido como exposición a altas temperaturas, contaminación con sólidos reactivos y no reactivos, agua entre otros, los cuales contribuyen con la alteración de sus propiedades.

- **Viscosidad Plástica**



**Gráfica 4.5 Viscosidad plástica antes y después del envejecimiento dinámico**

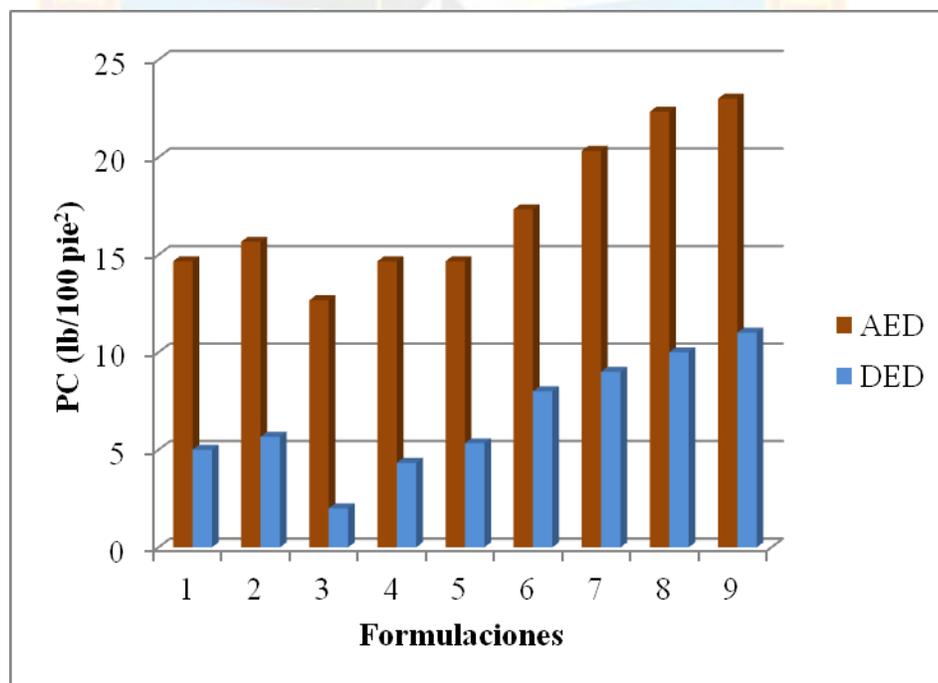
Para los fluidos 1,2 y 3 en los que se varió la cantidad de humectante se observó un aumento de la viscosidad plástica (VP) del fluido 2 con respecto al 1, dado que el aumentar la concentración de este aditivo beneficia la interacción de los componentes reduciendo la tensión interfacial sólido-líquido lo que permite que las partículas sólidas se incorporen al sistema, sin embargo existe un punto donde el incremento del humectante dispersa los sólidos, lo que aligera al fluido disminuyendo las interacciones producto de la fricción mecánica de las partículas y por consiguiente la VP que es lo que ocurre con el fluido 3, como se observa en la gráfica 4.5. “Un humectante es un agente tensoactivo que reduce la tensión interfacial y el ángulo de contacto entre un líquido y un sólido. Esto hace que el líquido se extienda sobre la superficie del sólido”. ESVENCA, 2012.

De los fluidos 4 a 7 se observa incremento en la VP debido a la adición de aditivos como el activador polar en cual actúa con una fase emulsionada en el aceite y

mejora el rendimiento del viscosificante y se adiciona arcilla organofílica que aumenta la viscosidad, en los fluidos 8 y 9 la viscosidad plástica se mantiene constante ya que solo se agrega modificador reológico y como se confirmó en la gráfica 4.3 la adición del modificador reológico B en un fluido no altera la viscosidad plástica.

De acuerdo al comportamiento luego del envejecimiento dinámico se pudo observar similitud con los fluidos antes del envejecimiento, sin embargo la magnitud de la viscosidad plástica se redujo en todas las formulaciones, esto puede ser atribuido al desequilibrio de la emulsión formada por el activador polar y la fase continua producto de las altas temperaturas del proceso de envejecimiento.

- **Punto Cedente**

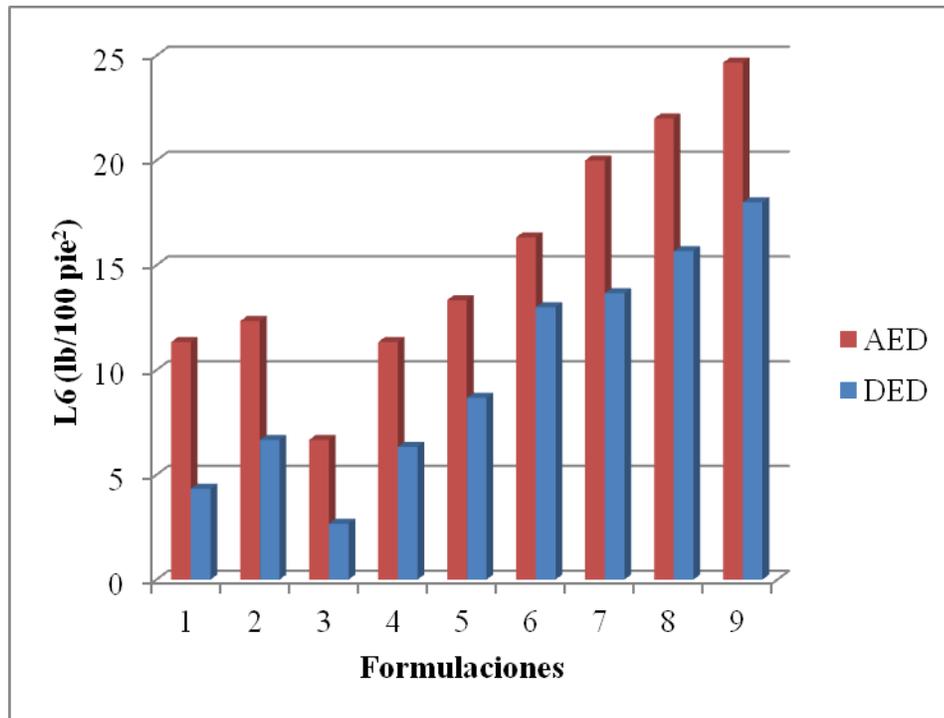


**Gráfica 4.6 Punto cedente antes y después del envejecimiento dinámico**

En la gráfica 4.6 se observa que el aumentar la concentración de humectante se eleva el punto cedente ya que mejora la interacción electroquímica sólido-líquido para la formulación 2, sin embargo la formulación 3 que contiene 1 lb más de humectante el punto cedente disminuye dada la reducción de la tensión entre las fases y dispersión de los sólidos los cuales no son capaces de ser suspendidos por la fase continua, este punto al igual que para la viscosidad plástica ocurre con toda la reología del fluido, para el resto de los fluidos el punto cedente se ve favorecido por el agregado de aditivos que aumentan la reología como activador polar, arcilla organofílica y modificador reológico, en la formulación 9 se observo que presenta los valores más elevados del cedente ya que contiene la mayor cantidad de sólidos. “El punto cedente, segundo componente de la resistencia al flujo en un fluido de perforación, es una medida de las fuerzas electroquímicas o de atracción en un fluido”. (ESVENCA, 2012, p. 84).

La reducción de las atracciones electroquímicas en el fluido generan como consecuencia un fluido de características menos viscosas y que fluya más fácilmente, durante el proceso de envejecimiento el fluido es sometido a altas temperaturas donde estos enlaces se ven afectados lo que disminuye el punto cedente, este comportamiento se observa en todos los fluidos formulados, unos en mayor proporción que otros como el fluido 3 por el efecto del humectante, mientras que el fluido 9 mantiene el valor más elevado dado toda la adición de sólidos que le fueron incorporados.

- **Lectura de 6 RPM**

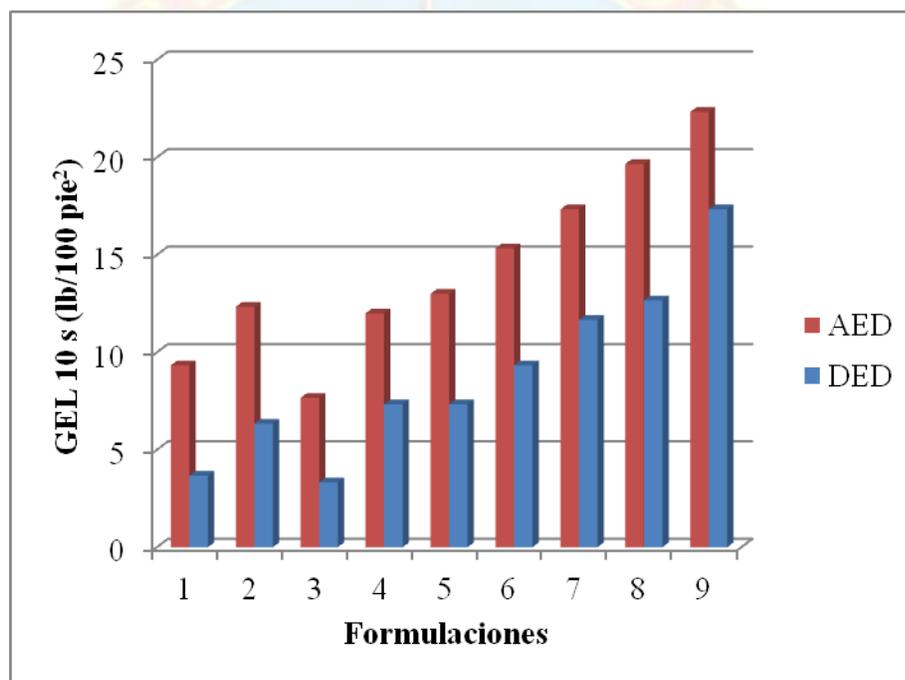


**Gráfica 4.7 Lectura de 6 RPM antes y después del envejecimiento dinámico**

El gráfico 4.7 se pueden apreciar que los valores de las lecturas de 6 RPM obtenidos para cada una de las formulaciones realizadas por medio del viscosímetro rotacional Ofite 800 no difieren del comportamiento del punto cedente, dado que estas lecturas no son más que fuerzas de atracción producto de los esfuerzos de corte que se generan a bajas tasas entre las moléculas de un fluido, las cuales se ven favorecidas en el fluido 2 ya que aumentan por que se mejora la interacción sólido-líquido, se ven desfavorecidas por el exceso de agente humectante en el sistema en el caso del fluido 3, para los demás fluidos el incremento de estas lecturas se ve incrementa por el agregado de aditivos que incorporan sólidos al fluido como arcilla organofílica y que mejoran el rendimiento del viscosificante como el activador polar y aun más para los fluidos 8 y 9 donde el agregado de modificador reológico aporta

gelificadores orgánicos que elevan las lecturas a baja tasa. Los resultados luego del envejecimiento dinámico asemejan al comportamiento antes del envejecimiento, sin embargo las magnitudes se ven afectadas por el efecto de la temperatura sobre la viscosidad del fluido lo que disminuyen los esfuerzos de corte a baja tasa, Dada su similitud con las propiedades mostradas L3 y PCBTC se encuentran con el apéndice C.

- **Gel de 10 segundos**

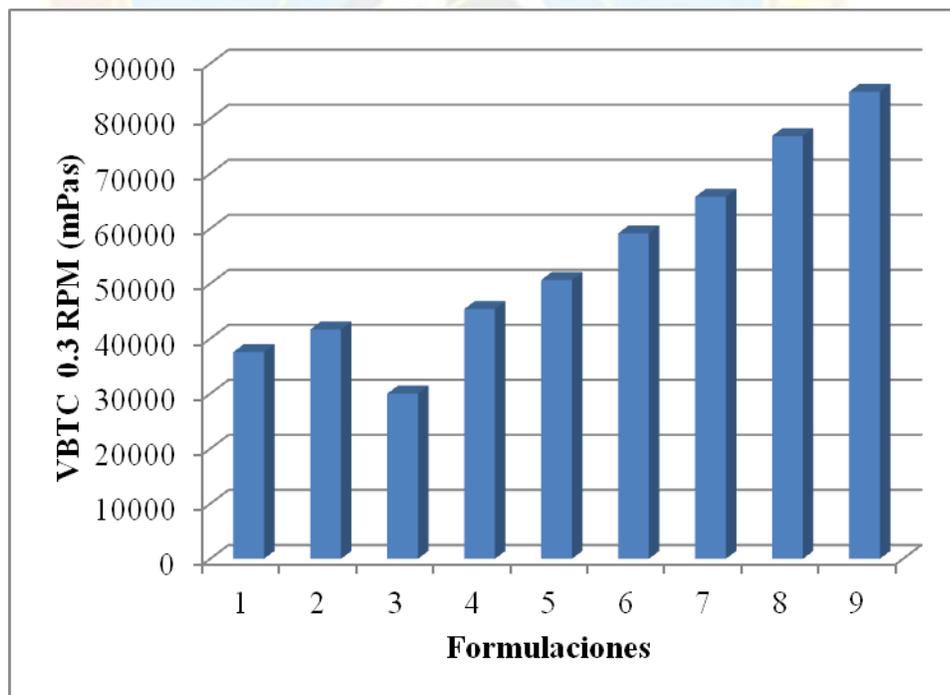


**Gráfica 4.8 GEL 10 segundos antes y después del envejecimiento dinámico**

Los esfuerzos o fuerza de gel es la capacidad que tienen los fluidos de perforación de crear una estructura matriz rígida de manera instantánea cuando están estáticos debido a la presencia de partículas eléctricamente cargadas, La resistencia del gel formado depende de la cantidad y del tipo de sólidos en suspensión, del tiempo, de la temperatura y del tratamiento químico. (Mata, 2009.).

Según Mata, (2009). “los esfuerzos de gel presentan características similares al punto cedente, por lo que aquellas variaciones en los aditivos que afecten la interacción electroquímica de las moléculas en el fluido afectaran su capacidad de gelificación”. (p.58) se puede observar en la gráfica 4.8 como disminuyen los geles instantáneos dado el exceso de agente humectante debido a su efecto de dispersión en el sistema para el fluido 3 y como aumenta progresivamente cuando se aumenta la concentración de activador el cual genera un efecto de activación en las arcillas de origen bentonítico como la arcilla organofílica usada, en el fluido 9 se puede observar los valores más elevados de geles de 10 segundos, ya que es en este donde se encuentran las máximas concentraciones de los aditivos utilizados, dado que el comportamiento de los geles de 10 minutos fue similar a los geles instantáneos lo encontramos en el apéndice C.

#### 4.2.1 Viscosidades a baja tasa de corte



Gráfica 4.9 VBTC

Las viscosidades a baja tasa de corte determinadas con el viscosímetro de Brookfield a 0,3 RPM representan una transición entre los estados estático y dinámico en un fluido las cuales juegan un papel muy importante en la suspensión de las partículas en condiciones dinámicas. Por ello su comportamiento presenta afinidad tanto a las lecturas de 6 y 3 RPM como a los esfuerzos de gel, se puede observar que en el fluido 3 las viscosidades disminuyen debido al efecto de dispersión causado por el humectante, mientras que aumentan cuando se adicionan aditivos que mejoran las interacciones entre las moléculas contenidas en el fluido

“Estas propiedades reológicas de bajo corte llenan el vacío entre las medidas dinámicas tradicionales de VP y PC, y las medidas estáticas del esfuerzo de gel.” (MI SWACO. p 5.6).

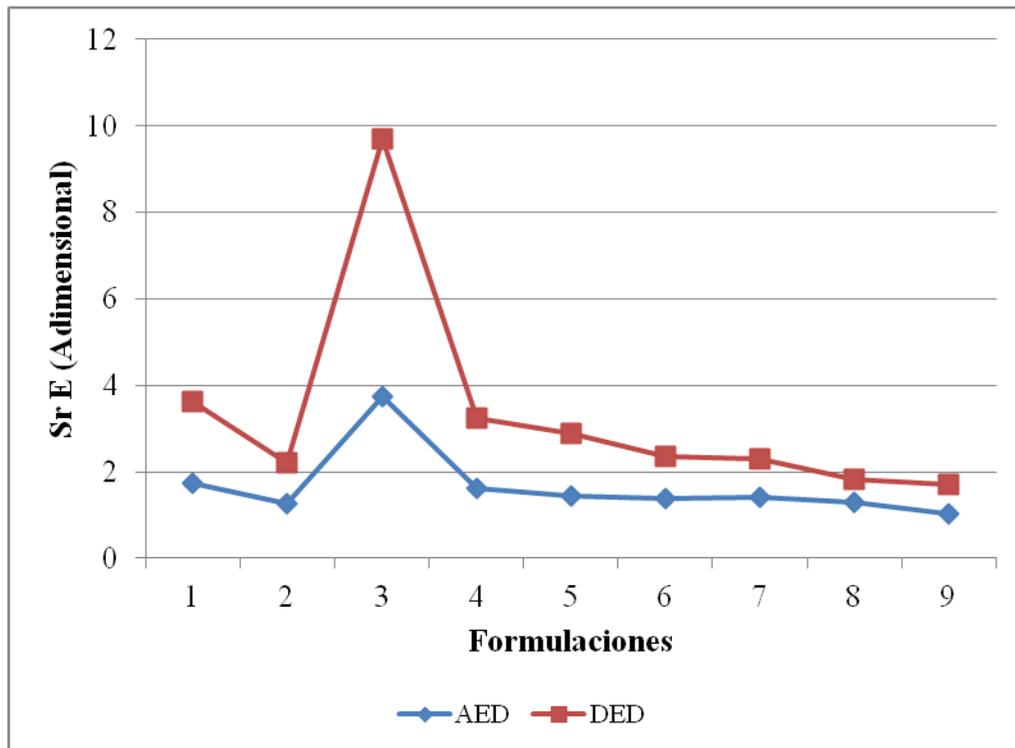
No se pudieron determinar las VBTC después del envejecimiento dinámico ya que era necesaria una spindle que mantuviera la lectura entre 10 y 100% de torque indicado por el Brookfield, por los resultados se limitaron a este punto. Las graficas de las demás propiedades puesto que presentaron un comportamiento similar a las lecturas de baja tasa, punto cedente y esfuerzo de gel se ubicaron en el apéndice D.

### **4.3 CORRELACIÓN DE LAS PROPIEDADES REOLÓGICAS DE LOS FLUIDOS CON LOS VALORES DE REGISTRO DE ASENTAMIENTO DE BARITA EN CONDICIONES ESTÁTICAS Y DINÁMICAS PARA CADA FORMULACIÓN**

#### **4.3.1 Registro de asentamiento estático (Sr E)**

En el gráfico 4.10 se puede observar el registro de asentamiento medido de manera estática, dado que se dejó que el fluido sedimentará las partículas sólidas sin

aplicarle algún esfuerzo de corte por lo que dependerá de las características del fluido y la atracción gravitacional.

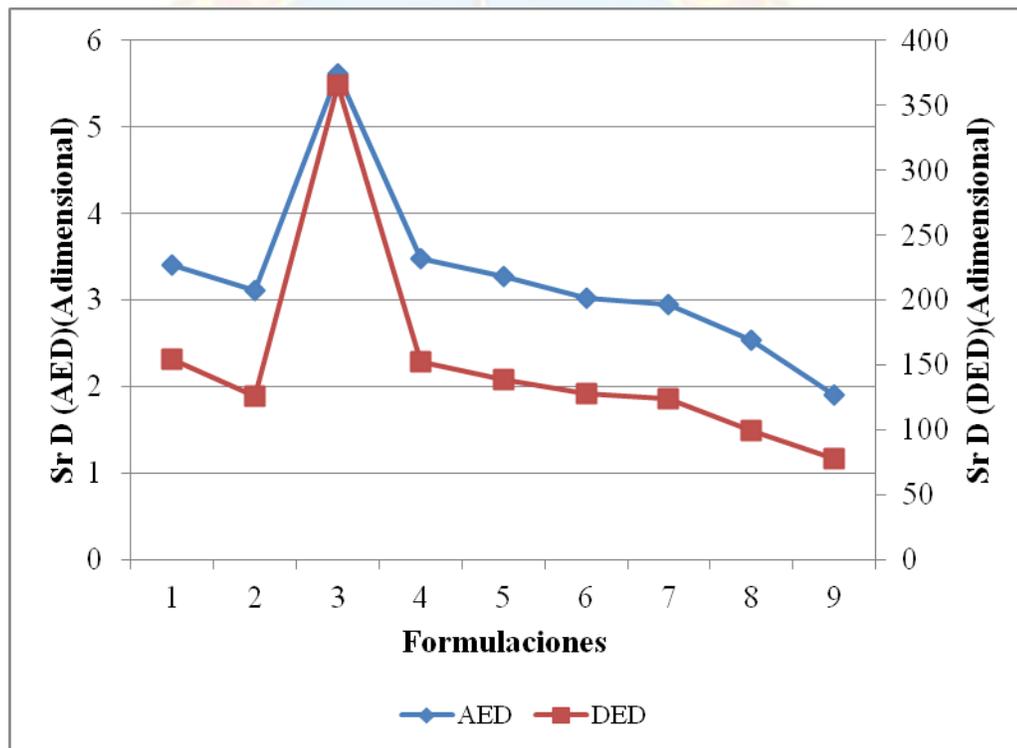


**Gráfica 4.10. Registro de asentamiento estático (Sr E) antes y después del envejecimiento dinámico**

Los Sr E de los fluidos formulados de acuerdo a los resultados no varían en gran medida a excepción de la formulación 3 donde se obtienen incrementos considerables, este hecho se produjo antes y después del envejecimiento, cabe destacar que fue en ese fluido donde ocurrió el efecto de dispersión de los sólidos debido al aumento de la cantidad en lb/bl del humectante, mientras que para los otros fluidos donde se adicionan sólidos, el asentamiento refleja cierta disminución en su magnitud. Por otro lado es para estos mismo fluidos donde sus propiedades reológicas aumentan, reflejando un comportamiento inverso sobre el registro de asentamiento.

Luego del envejecimiento dinámico, el registro de asentamiento estático aumenta, lo que perjudica el rendimiento del fluido de perforación indicando que en un lapso de 30 minutos ocurre mayor asentamiento de sólidos para el mismo fluido evaluado, cabe destacar que el efecto de la temperatura en este tipo de fluido disminuye la reología como se observa en la sección anterior, y a su vez la capacidad de suspender las partículas.

#### 4.3.2 Registro de asentamiento Dinámico (Sr D)



**Gráfica 4.11. Registro de asentamiento dinámico (Sr D) antes y después del envejecimiento dinámico**

El gráfico 4.11 ilustra el comportamiento del registro de asentamiento dinámico para cada formulación, las variaciones en las concentraciones de los aditivos afecta directamente el Sr D de las partículas, en especial el efecto que produzcan tales

cambios en las propiedades reológicas del fluido de perforación, para el fluido 3 se reflejó un incremento en el asentamiento ya que fue en esta formulación donde se trabajó con la mayor concentración de agente humectante, mientras que para el resto de los fluidos se logró que el registro de asentamiento dinámico disminuyera progresivamente dado el incremento de los sólidos en el sistema.

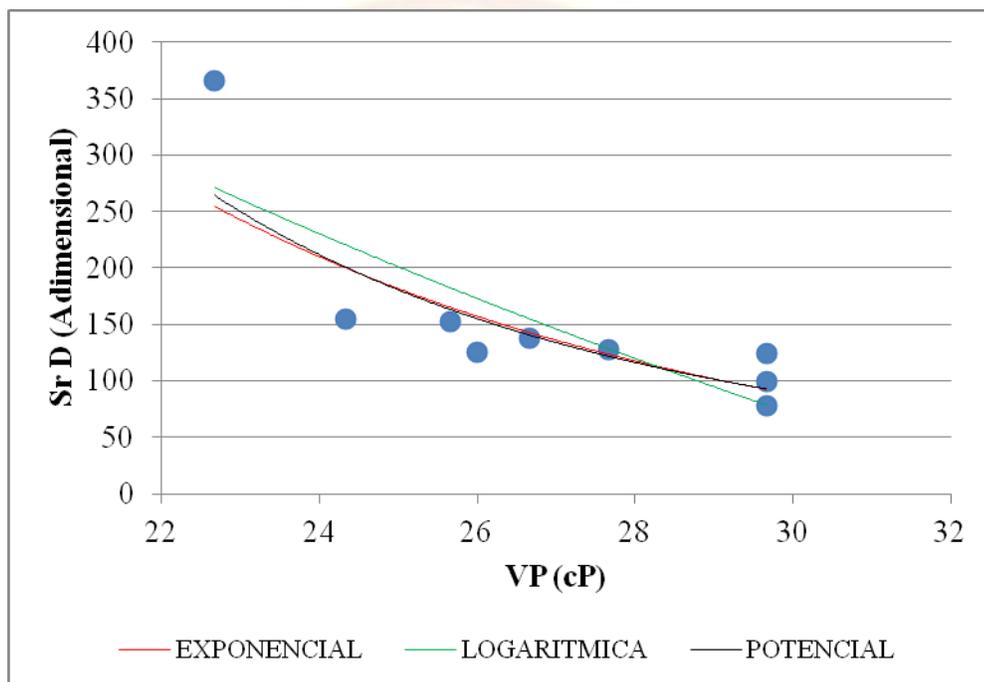
Luego del envejecimiento dinámico la tendencia a sedimentar del fluido de perforación se ve muy enmarcada para el Sr D, ya que se considera que para este punto los enlaces del fluido se ven afectados por la temperatura así como la reducción de la viscosidad causada por el calor, lo que beneficia el asentamiento dado que las fuerzas que restringen el movimiento y permiten la suspensión están debilitadas. “El Sr tiene dos ventajas claras. En primer lugar, puede ayudar a monitorear las tendencias de asentamiento en el pozo. En segundo lugar, Sr proporciona una correlación entre los resultados del campo y los resultados del laboratorio.” (MI-SWACO, 2001, p. 5).

#### **4.3.3 Correlación simple de las propiedades reológicas con el registro de asentamiento dinámico**

Como se indicó en la sección 3.4.3.1 fue necesario observar la distribución de datos de todos los registros de asentamiento vs las propiedades reológicas para precisar cuál de ellas represento el mejor comportamiento después del envejecimiento dinámico. Para efectos de seleccionar y analizar los resultados en esta sección se mostraran aquellas distribuciones que mejor correlacionen, es decir, aquellos cuya tendencia sea claramente identificable y su coeficiente de determinación  $R^2$  se aproxime más a la unidad.

“Un aspecto a tener en cuenta a la hora de elegir una ecuación como modelo, es comprobar que el tipo de curva que predice nuestra ecuación concuerda con el comportamiento cualitativo de los datos experimentales” (Burguillo F, 2005, p. 7).

- **Viscosidad plástica**



**Gráfica 4.12. Sr D Vs VP**

En la gráfica 4.12 se puede observar cómo es la variación del registro de asentamiento respecto a los cambios de la viscosidad plástica. Según CIED PDVSA, 2002, “Es la viscosidad que resulta de la fricción mecánica entre sólidos, sólidos-líquidos, líquido-líquido”, (p. 4), por lo que todas las moléculas del fluido interactúan para oponerse al movimiento, para el valor más bajo de VP aproximadamente 23 cP se obtuvo el más elevado de de asentamiento, por lo que tales interacciones mecánicas influyen el asentamiento de los sólidos, mientras que para las mayores valores de VP se registraron valores más bajos de Sr D, sin embargo para este último

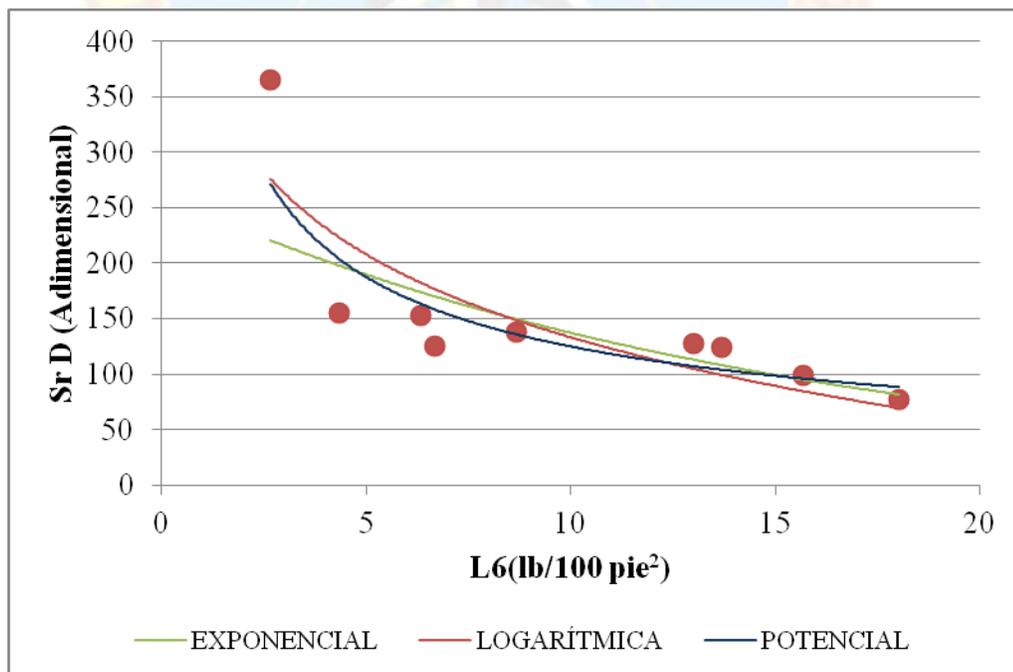
valor aproximadamente 30 cP, para estos fluidos el Sr D varia, dado que el aumento en la concentración del modificador disminuye el asentamiento de sólidos, manteniendo constante la viscosidad plástica..

**Tabla 4.2 R<sup>2</sup> de Sr D Vs VP**

Tendencia	R <sup>2</sup>	Ecuación
Potencial	0,7597	$y = 5E+07x^{-3,891}$
Exponencial	0,7368	$y = 6806,3e^{-0,145x}$
Logarítmica	0,6594	$y = -716,1\ln(x) + 2506$

La tabla 4.2 ilustra las tendencias trazadas en la gráfica 4.12, donde el valor del coeficiente R<sup>2</sup> para la tendencia potencial se ajusta mejor a la distribución de datos.

- L6



**Gráfica 4.13. Sr D Vs L6**

Se puede observar en la gráfica 4.13 como para valores bajos de lectura de 6 RPM de menores a 5 lb/100pie<sup>2</sup> se obtienen altos valores del Sr D mayores de 350, lo que indica un comportamiento inversamente proporcional de estas variables, cabe destacar que todas las propiedades reológicas influyen a este comportamiento del registro de asentamiento, por ello se hace énfasis en que siempre el fluido presentará cierta tendencia natural a sedimentar las partículas sólidas, por ello la mejor aproximación a este comportamiento son las tendencias que no eliminen numéricamente a la variable dependiente, el valor de R<sup>2</sup> reflejado en la tabla 4.3 para la tendencia potencial representa mejor la distribución de los datos ya que se aproxima más a la unidad.

**Tabla 4.3 R<sup>2</sup> de Sr D Vs L6**

<b>Tendencia</b>	<b>R<sup>2</sup></b>	<b>Ecuación</b>
<b>Potencial</b>	0,7877	$y = 482,43x^{-0,587}$
<b>Exponencial</b>	0,673	$y = 262,06e^{-0,065x}$
<b>Logarítmica</b>	0,683	$y = -108\ln(x) + 381,77$

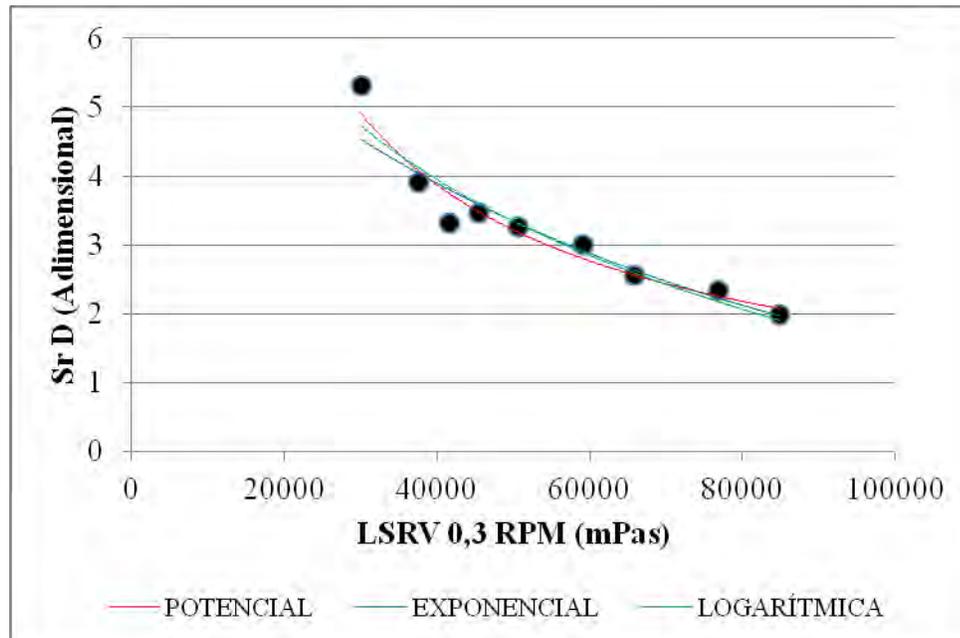
Dado que el resto de las propiedades reológicas presentan una influencia similar a la de las 2 propiedades ya mostradas se presentó un resumen con los valores de los R<sup>2</sup> de cada una de las tendencias con sus respectivas ecuaciones en la tabla 4.4, donde se refleja la lectura de 3 RPM, el punto cedente convencional (PC) y el calculado con las lecturas a baja tasa (PCBTC), cuyos valores de coeficiente de determinación para la tendencia potencial son los más aproximados a 1, aunque para los puntos cedentes estos valores son prácticamente iguales, ya que teóricamente consiste en la misma variable.

Tabla 4.4 R<sup>2</sup> de PC, PCBTC y L3

PROPIEDAD	TENDENCIA	R <sup>2</sup>	ECUACIÓN
PC (lb/100 pie <sup>2</sup> )	Potencial	0,8983	$y = 540,05x^{-0,76}$
	Exponencial	0,7744	$y = 321,93e^{-0,126x}$
	Logarítmica	0,8267	$y = -144\ln(x) + 410,1$
PCBTC (lb/100 pie <sup>2</sup> )	Potencial	0,8976	$y = 260,56x^{-0,41}$
	Exponencial	0,7041	$y = 224,53e^{-0,078x}$
	Logarítmica	0,8019	$y = -78,15\ln(x) + 270,22$
L3 (lb/100 pie <sup>2</sup> )	Potencial	0,8479	$y = 376,39x^{-0,532}$
	Exponencial	0,7108	$y = 249,11e^{-0,073x}$
	Logarítmica	0,7368	$y = -97,98\ln(x) + 336,32$

#### 4.3.3.1 Correlación de las lecturas a baja tasa de corte con el registro de asentamiento dinámico

El comportamiento de las viscosidades a baja tasa de corte fue separado del resto de las propiedades ya que no se pudo obtener estos valores después del envejecimiento dinámico por no contar con el equipo necesario, no obstante se puede observar en la gráfica 4.14 como es la correlación del registro de asentamiento dinámico en función de las VBTC, donde a medida que aumentan estas lecturas el Sr D disminuye y las tendencias se ajustan con altos porcentajes a la distribución de los datos predominando la tendencia potencial, dado que el comportamiento del resto de las propiedades reológicas antes y después del envejecimiento dinámico fue similar se puede inferir que las viscosidades a baja tasa de corte se verán reducidas y en consecuencia el asentamiento dinámico.



**Gráfica 4.14. Sr D Vs VBTC**

**Tabla 4.5 R<sup>2</sup> de VBTC**

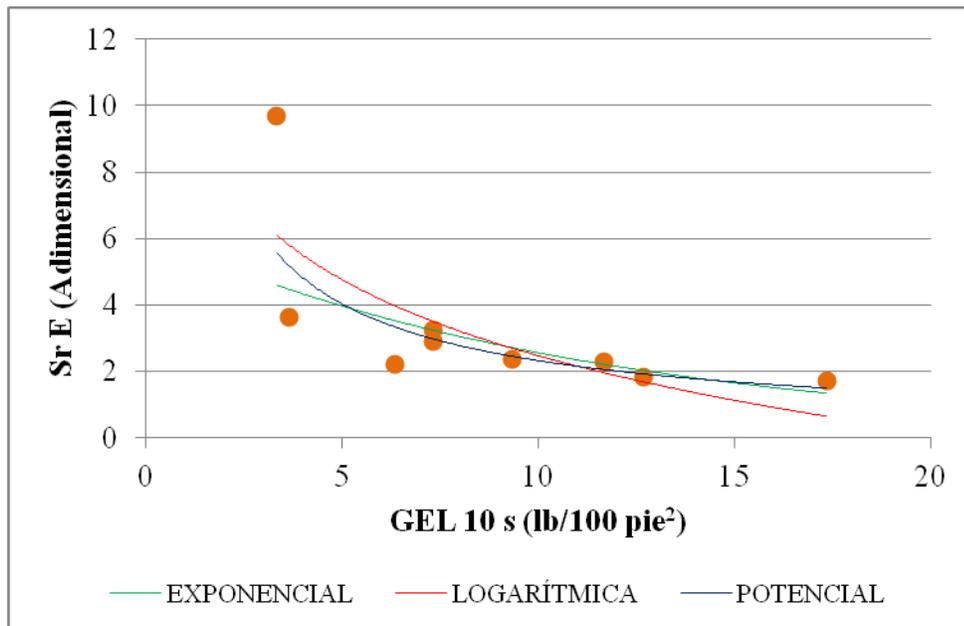
PROPIEDAD	TENDENCIA	R <sup>2</sup>	ECUACIÓN
VBTC (mPas)	Potencial	0,9528	$y = 25005x^{-0,828}$
	Exponencial	0,9252	$y = 7,1451e^{-2E-05x}$
	Logarítmica	0,9053	$y = -2,718\ln(x) + 32,748$

Las VBTC son consideradas como propiedades reológicas al estar involucradas en la deformación y flujo de la materia, las cuales permiten evaluar las movibilidades del fluido a velocidades muy pequeñas. (MI SWACO, 2001, p. 20A.8).

#### 4.3.4 Correlación simple de las propiedades reológicas con el registro de asentamiento estático

Lo expresado según el manual de ESVENCA, (2010). “La magnitud de la

gelificación, así como el tipo de esfuerzo de gel, es importante en la suspensión de los recortes y del material densificante.” (pág. 114).

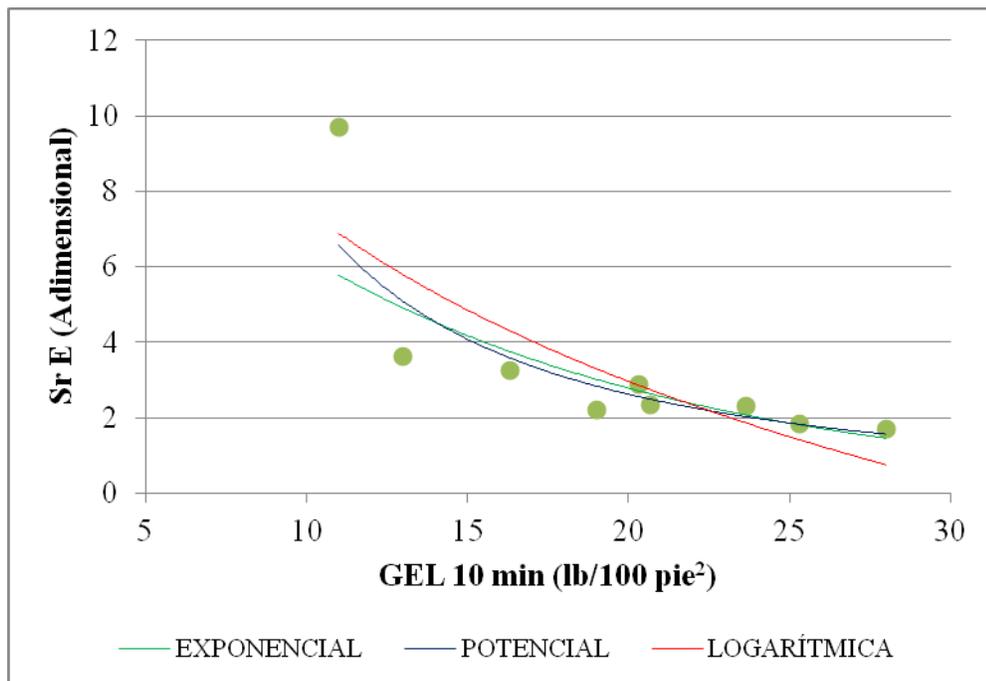


**Gráfica 4.15. Sr D Vs GEL 10 s**

Se puede observar en la gráfica 4.15 como el Sr E es influenciado por los geles instantáneos de los fluidos formulados, a menor magnitud en los geles mayor es la variación en la densidad del fluido representada por el registro de asentamiento, dado su relación con el asentamiento de los sólidos en condiciones estáticas, a medida que el fluido tenga la capacidad de crear de manera rápida y eficaz una red o estructura de gel más fácilmente podrán ser suspendidas las partículas.

Por otro lado el comportamiento de los esfuerzos de gel de 10 minutos mostrado en la gráfica 4.16 reproduce un comportamiento similar al mostrado por el gel de 10 segundos, sin embargo el ajuste de la línea de tendencia representado por el valor del coeficiente de determinación en la tabla 4.6 siendo de 0,8261 y 0,7048 para el gel de 10 minutos y 10 segundos respectivamente por lo que permite predecir con

mayor exactitud un valor de Sr E, cabe destacar que para este tipo de fluido el factor tiempo afecta tanto al asentamiento de los sólidos como a la formación de los geles ya que son progresivos, de acuerdo con estos resultados a mayor magnitud del los geles de un fluido se puede minimizar el asentamiento de sólidos y a su vez reducir el registro de asentamiento.



**Gráfica 4.16. Sr D Vs GEL 10 min**

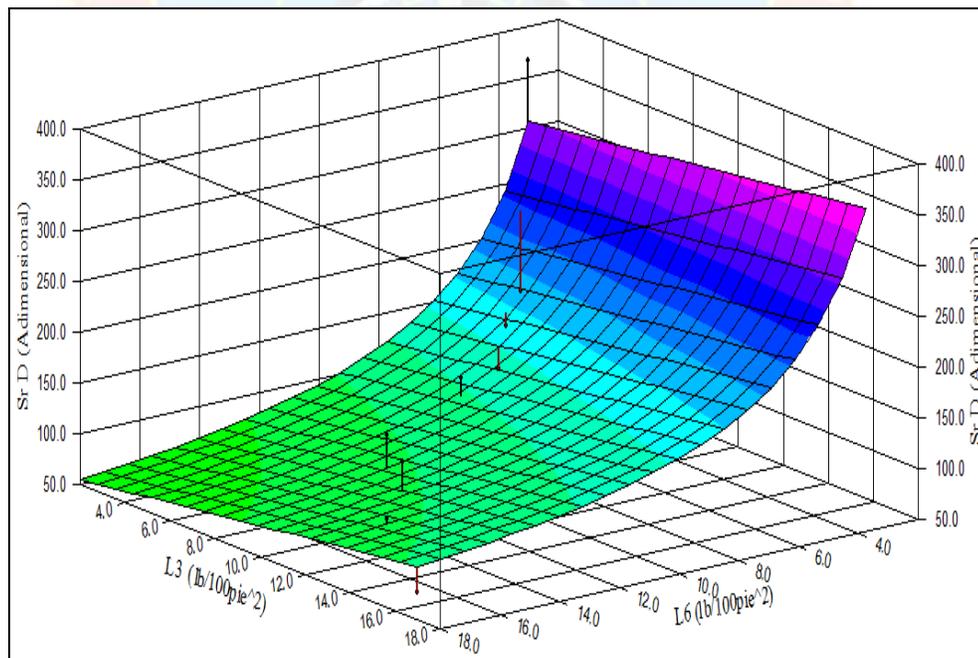
**Tabla 4.6 R<sup>2</sup> de los esfuerzos de gel**

Propiedad	Tendencia	R2	Ecuación
GEL 10 s (lb/100 pie <sup>2</sup> )	Potencial	0,7048	$y = 14,594x^{-0,798}$
	Exponencial	0,5784	$y = 6,166e^{-0,088x}$
	Logarítmica	0,5398	$y = -3,315\ln(x) + 10,102$
GEL 10 min (lb/100 pie <sup>2</sup> )	Potencial	0,8261	$y = 264,7x^{-1,541}$
	Exponencial	0,7563	$y = 14,105e^{-0,081x}$
	Logarítmica	0,6667	$y = -6,568\ln(x) + 22,634$

### 4.3.5 Correlación múltiple de las propiedades reológicas

- **Combinación de L6 y L3**

Por medio de una correlación múltiple se pueden combinar diferentes variables para describir de manera más compleja y precisa el comportamiento de un fenómeno de estudio, en la gráfica 4.17 se puede observar como por medio de la combinación de las lecturas de 6 y 3 RPM se genera una superficie que reproduce el comportamiento de los datos suministrados al programa, donde considera que a mayores valores de las lecturas se presentan los registro de asentamiento más bajos y viceversa, en la tabla 4.7 se puede observar que en la ecuación que describe el comportamiento se presentan las 2 variables independientes y su valor de  $R^2$ , sin embargo este valor resulto menor que en el caso de las lecturas individuales, por lo que se requiere un modelo más complejo para describir este comportamiento.



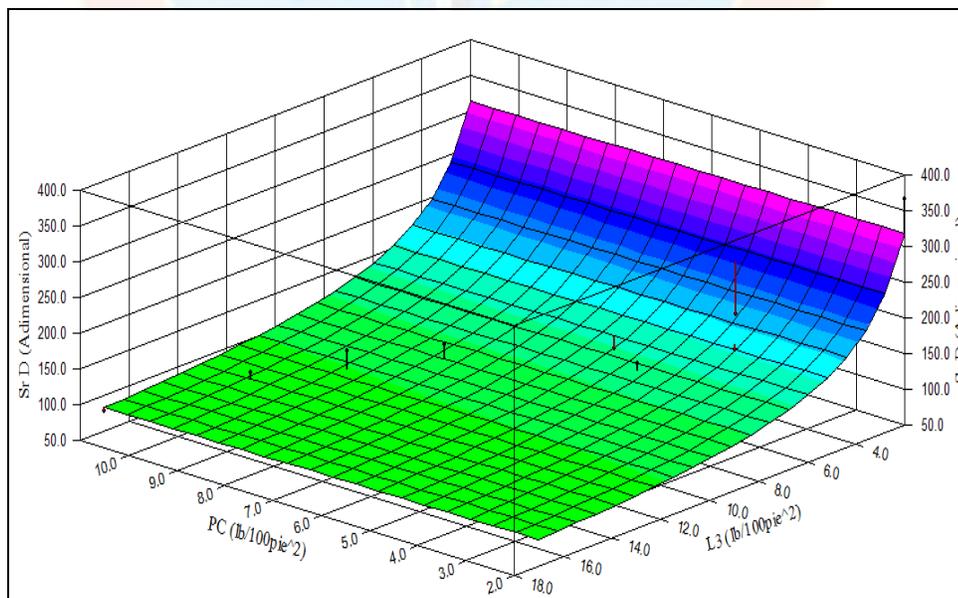
**Gráfica 4.17 Sr D Vs L6 y L3**

**Tabla 4.7 R<sup>2</sup> de la combinación Sr D Vs L6 y L3**

R <sup>2</sup>	Ecuación
0,7685	$Y = -1,95 + 904,67/L6 + 3,2 * L3$

- **Combinación de PC y L3**

El resultado de combinar el PC con la lectura de 3 RPM generó una superficie descrita por la ecuación presente en la tabla 4.8 la misma reproduce el comportamiento del Sr D en función de estas variables y un valor de 0,9346 de R<sup>2</sup>, dado que se ha demostrado que son las fuerzas de atracción producto de interacciones electroquímicas y estados de flujo semiestático que más influyen en la suspensión de los sólidos, se observa que ha a valores de PC de 10 lb/100pie<sup>2</sup> y lecturas de 3 de 16 lb/100pie<sup>2</sup>, se obtienen los valores más bajos del Sr D de aproximadamente 100, sin embargo para menores magnitud de estos valores el Sr D alcanza valores mayores a 300.



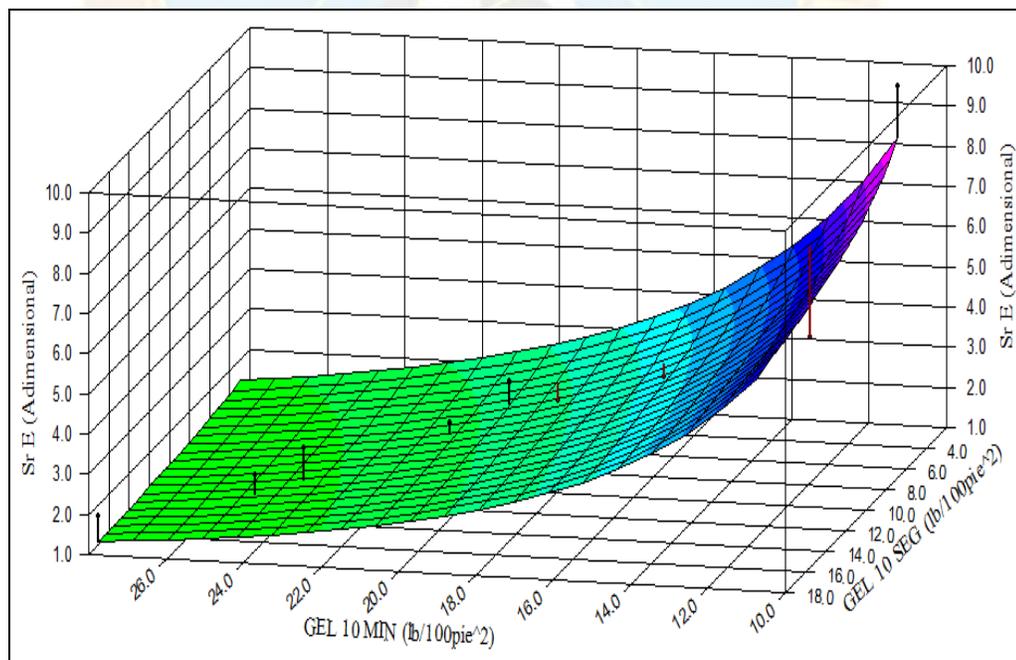
**Gráfica 4.18. Sr D Vs PC y L3**

**Tabla 4.8 R<sup>2</sup> de la combinación Sr D Vs PC y L3**

R <sup>2</sup>	Ecuación
0,9346	$Sr D = 637*PC^{-0,7}*L3^{-0,1}$

- **Combinación de GEL 10 minutos y GEL 10 segundos**

En el gráfico 4.19 se puede observar el Sr E en función de los esfuerzos de gel de 10 minutos y 10 segundos, en los puntos donde los valores de los esfuerzos de gel son mayores se obtienen los menores registros de asentamiento y a medida que disminuyen los geles el asentamiento aumenta, este comportamiento es descrito por la ecuación presente en la tabla 4.9, no obstante, el valor de R<sup>2</sup> de esta combinación no difiere en gran magnitud con respecto al valor de R<sup>2</sup> de los geles de 10 minutos individuales,



**Gráfica 4.19. Sr E Vs GEL DE 10 s y GEL DE 10 min**

**Tabla 4.9 R<sup>2</sup> de la combinación Sr E Vs GEL 10 min y 10 s**

R <sup>2</sup>	Ecuación
<b>0,8264</b>	$Y=897*\text{Gel } 10' \wedge -1,9*\text{Gel } 10'' \wedge -0,2$

Por medio de la correlación de las propiedades reológicas con el registro de asentamiento, se pudo tener una aproximación de la tendencia que presenta un fluido a sedimentar a sedimentar las partículas sólidas, de acuerdo a este estudio en condiciones estándares de 1 atm de presión y aproximadamente 80 °F, lo que permite conocer con las pruebas rutinarias de campo como las reológicas si requiere acondicionar al fluido para mejorar las suspensión de las partículas.

De acuerdo con los resultados aportados por este estudio se refleja que aquellas propiedades que mejor correlacionan con el registro de asentamiento fueron el punto cedente, las lecturas y viscosidades a baja tasa de corte y los esfuerzos de 10 minutos, lo que indica la influencia de las interacciones electroquímicas y estados de flujo semiestático sobre la suspensión de las partículas.

## **CAPÍTULO V**

### **CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

#### **5.1 CONCLUSIONES**

- Conociendo el principio de acción del agente humectante, arcilla organofílica, activador polar y modificador reológico se pudo manipular la variación de las propiedades reológicas.
- De los modificadores reológicos evaluados el B, fue el que mejor se adaptó a los requerimientos exigidos por la empresa ESVENCA.
- Para el sistema de fluidos 100% aceite mineral, la temperatura afecta negativamente a las propiedades reológicas y como consecuencia aumenta la sedimentación de barita.
- Las propiedades que mejor correlacionaron con el registro de asentamiento dinámico fueron punto cedente, lecturas de 3 RPM y viscosidades a baja tasa de corte, permitiendo predecir con mayor aproximación en asentamiento del material densificante.
- Por medio de los geles de 10 minutos se puede estimar el comportamiento del asentamiento de partículas en estado estático.
- La combinación del punto cedente con las lecturas de 3 RPM permite estimar con mayor certeza el registro de asentamiento dinámico, por medio de la ecuación propuesta para fluidos 100% aceite mineral de 16 lpg.

#### **5.2 RECOMENDACIONES**

- Monitorear constantemente la densidad del fluido a fin de prever problemas de asentamiento de barita.

- Utilizar equipos especializados en la evaluación del fluido para realizar pruebas de sedimentación dinámica de alto ángulo (PSDAA), el cual permite simular las condiciones de pozo a diferentes tasas de corte.
- Aplicar las ecuaciones aquí presentadas para evaluar las tendencias de sedimentación de barita de fluidos 100% aceite mineral de 16 lpg y considerar resultados para el acondicionamiento de los mismos.
- Incluir las ecuaciones propuestas en programas de cálculos de especializados para estimar en mayor grado el comportamiento del fluido.
- Estudiar el efecto de la agitación y humectación de sólidos sobre el registro de asentamiento de barita.
- Proponer una corrección por efecto de la temperatura sobre el registro de asentamiento de barita y las propiedades reológicas.
- Evaluar el comportamiento del registro de asentamiento en función de las variaciones del tiempo en el viscosímetro rotacional.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

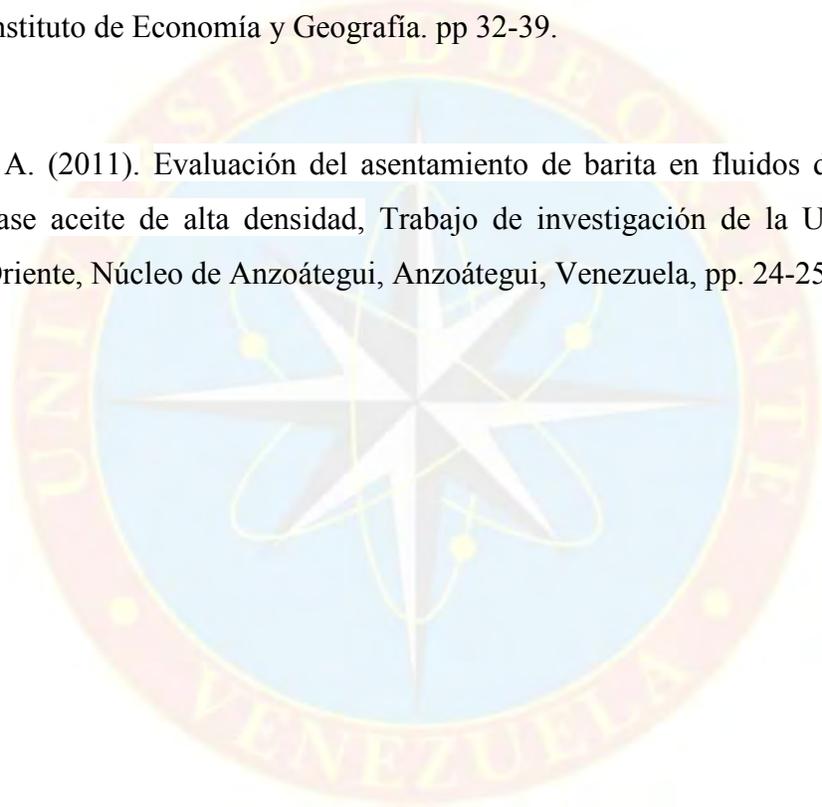
- ARIAS F. 2006. El proyecto de investigación, Editorial Episteme, Quinta Edición, Caracas, Venezuela, p 21-130.
- BURGUILLO F. 2005. Ajuste de ecuaciones a curvas: introducción a la regresión lineal y no lineal, Universidad de salamanca, Salamanca, España, p 1-10.
- ESVENCA, 2010. Manual Básico de Fluidos de Perforación, Monagas, Venezuela, p. 102-129.
- ESVENCA. 2012. Manual Básico de Fluido de Perforación, Monagas, Venezuela, p. 107-115.
- GALLEGO R. (2003). Introducción al análisis de datos experimentales, Castellón, España, p. 18-43.
- HERNÁNDEZ L. (2003). Evaluación de las causas de decantamiento del material densificante en el sistema Carbocore + Intoil-P (Polímero) en la perforación de los pozos del campo Casma-Anaco, Trabajo de investigación de la Universidad de Oriente, Núcleo de Monagas, Monagas, Venezuela, p. 24-25.
- 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 investigación de la Universidad de Oriente, Núcleo de Monagas, Monagas, Venezuela, pp. 23-42.

MI SWACO. 2001. Manual de Fluidos, Houston, Estados Unidos, pp.1-11.

PDVSA-CIED. 2002. Manual de fluidos de perforación, Anzoátegui, Venezuela. pp 2-170.

ROJO J. M. (2007). Regresión lineal múltiple [Programa de computación]. Madrid: Instituto de Economía y Geografía. pp 32-39.

ROSAL A. (2011). Evaluación del asentamiento de barita en fluidos de perforación base aceite de alta densidad, Trabajo de investigación de la Universidad de Oriente, Núcleo de Anzoátegui, Anzoátegui, Venezuela, pp. 24-25.





**APÉNDICES**



**APÉNDICE A**  
**ECUACIONES UTILIZADAS Y MUESTRAS DE CÁLCULOS**

## A.1- BALANCE DE MASA DE LOS FLUIDOS

**Preparación de un barril de fluido 100% aceite mineral densificado con barita, para alcanzar una densidad de 16 lpg.**

En este caso el fluido 100% aceite mineral usa como fase continua Vassa LP 90 y como agente densificante se utilizó barita, la cantidad necesaria para la formulación de los diferentes fluidos se determinó mediante un balance de materiales el cual se basa en la ley de la conservación de la masa, donde la masa no se crea ni se destruye solo se transforma. Para la aplicación de dicho balance de masa se determinaron las densidades y los volúmenes de cada uno de los aditivos utilizados, para esto fue necesario conocer la gravedad específica de los mismos.

➤ **Gravedad específica**

$$G.E._{ADITIVO} = \frac{\rho_{ADITIVO}}{\rho_{AGUA}} \quad (A.1)$$

Donde:

$G.E._{ADITIVO}$  : gravedad específica del aditivo, lb/gal

$\rho_{ADITIVO}$  : densidad del aditivo, lb/gal

$\rho_{AGUA}$  : densidad del agua, lb/gal; (8,33 lb/gal)

Conocidas las gravedades específicas, despejando de la ecuación A.1 se obtuvo la densidad de cada uno de los aditivos, tal como se muestra a continuación:

➤ **Densidad**

$$\rho_{ADITIVO} = G.E._{ADITIVO} \times \rho_{AGUA}$$

Ejemplo A.1:

$$\rho_{HUMECTANTE} = 0,95 \times 8,33 \text{ lb/gal} \rightarrow \boxed{\rho_{HUMECTANTE} = 7,91 \text{ lb/gal}}$$

Conocida la concentración de cada aditivo, su densidad, y el volumen total a preparar, se determinó el volumen de cada aditivo de la siguiente manera:

➤ **Volumen**

$$V_{ADITIVO} = \frac{C \times V_{TOTAL}}{\rho_{ADITIVO} \times 42} \quad (A.2)$$

Donde:

$C$  : concentración del aditivo, lb/bl

$V_{TOTAL}$  : volumen total, bl

$\rho_{ADITIVO}$  : densidad del aditivo, lb/gal

42 : factor de conversión, gal/bl

Ejemplo A.2:

$$V_{HUMECTANTE} = \frac{4 \text{ lb/bl} \times 1 \text{ bl}}{7,91 \text{ lb/gal} \times 42 \text{ gal/bl}}$$

$$\boxed{V_{HUMECTANTE} = 0,0150 \text{ bl}}$$

De igual manera se determinaron las densidades y volúmenes de cada uno de los aditivos, los resultados se muestran en la tabla A.1.

**Tabla A.1 Balance de masa para la formulación del fluido 100% aceite**

ADITIVOS	Gravedad Específica	Densidad (lb/gal)	Concentración (lb/bl)	Volumen (bl)	V x ρ (blxlb/gal)
VASSA	0,82	6,7890			
HUMECTANTE	0,95	7,9135	4	0,0150	0,1190
CAL HIDRATADA	2,30	19,1590	8	0,0099	0,1904
GILSONITA	1,10	9,1630	8	0,0208	0,1904
ACTIVADOR POLAR	1,00	8,3300	10,50	0,0300	0,25
ARCILLA ORGANOFILICA	1,70	14,1610	8	0,0118	0,1667
MODIFICADOR REOLÓGICO	0,90	7,4970	2	0,0063	0,0476
BARITA	4,20	34,9860			
Σ				0,0876	0,9167

- Aplicando balance de masa

El volumen total es igual a la suma de los volúmenes de los componentes individuales:

$$V_{TOTAL} = V_1 + V_2 + V_3 + \dots + V_n \quad (A.3)$$

Donde:

V : Volumen, (bl)

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

$$V_{TOTAL} = V_{VASSA} + \sum V_{ADITIVOS} + V_{BARITA}$$

Sustituyendo valores en la ecuación anterior, resulta:

$$1 = V_{VASSA} + 0,0876 + V_{BARITA}$$

$$V_{VASSA} = 1 - 0,0876 - V_{BARITA} \quad (1)$$

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

$$V_{TOTAL} \times \rho_{TOTAL} = V_1 \times \rho_1 + V_2 \times \rho_2 + V_3 \times \rho_3 + \dots + V_n \times \rho_n \quad (A.4)$$

Donde:

$V$  : Volumen, bl

$\rho$  : Densidad, lb/gal

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

$$V_{TOTAL} \times \rho_{TOTAL} = V_{VASSA} \times \rho_{VASSA} + \sum V_{ADITIVOS} \times \rho_{ADITIVOS} + V_{BARITA} \times \rho_{BARITA}$$

Sustituyendo valores en la ecuación anterior, resulta:

$$\boxed{1 \times 16 = V_{VASSA} \times 6,8 + 0,0167 + V_{BARITA} \times 34,986} \quad (2)$$

Sustituyendo (1) en (2) se tiene:

$$1 \times 16 = (1 - 0,0876 - V_{BARITA}) \times 6,8 + 1,009482 + V_{BARITA} \times 34,986$$

$$9,2 = 8,33 - 1,11006 - 8,33V_{BARITA} + 1,009482 + 34,986V_{BARITA}$$

$$0,87 = -0,100578 - 8,33V_{BARITA} + 34,986V_{BARITA}$$

$$0,87 = -0,100578 + 26,656V_{BARITA}$$

$$0,970578 = 26,656V_{BARITA}$$

$$\boxed{V_{BARITA} = 0,03641 \text{ bbl}}$$

Despejando de la ecuación A.2 se pudo determinar la concentración de barita:

$$C = \frac{V_{ADITIVO} \times \rho_{ADITIVO} \times 42}{V_{TOTAL}}$$

$$C_{BARITA} = \frac{0,03641 \times 34,986 \times 42}{1}$$

$$\boxed{C_{BARITA} = 53,50 \text{ lb/bl}}$$

Conocido el valor del volumen de barita, se determinó el volumen de agua a través de la ecuación (1):

$$V_{VASSA} = 1 - 0,13326 - V_{BARITA}$$

$$V_{VASSA} = 1 - 0,13326 - 0,03641$$

$$V_{VASSA} = 0,83 \text{ bl}$$

## A.2- PROPIEDADES REOLÓGICAS.

Ecuaciones:

$$VP = L_{600} - L_{300} \quad (\text{A.5})$$

$$PC = L_{300} - VP \quad (\text{A.6})$$

$$LSRYP = (2 \times L_3) - L_6 \quad (\text{A.7})$$

Donde:

VP : viscosidad plástica (cP)

PC : punto cedente (lb/100pie<sup>2</sup>)

L<sub>600</sub> : lectura del dial de viscosímetro a 600 rpm.

L<sub>300</sub> : lectura del dial del viscosímetro a 300 rpm.

L<sub>6</sub> : lectura del dial de viscosímetro a 6 rpm.

L<sub>3</sub> : lectura del dial de viscosímetro a 3 rpm.

Ejemplo A.2:

De la tabla C 1 se obtuvieron los valores de las lecturas de 600, 300, 6 y 3 RPM para la formulación 1.

Lecturas	Formulación 1
L600	72
L300	43
L6	11
L3	8

$$L_{600} = 72 \quad L_{300} = 43 \quad L_6 = 11 \quad L_3 = 8$$

Sustituyendo en la ecuación A.5, A.6 y A.7 se obtienen la  $V_p$ ,  $P_c$  y  $LSRYP$  respectivamente.

$$V_p = 29 \text{ cP}$$

$$P_c = 14 \text{ lb/100pie}^2$$

$$LSRYP = 5 \text{ lb/100pie}^2$$

De igual manera se determino la viscosidad plástica, punto cedente y punto cedente a bajas tasa de corte para las demás formulaciones.

### A.3-REGISTRO DE ASENTAMIENTO

El cálculo de registro de asentamiento estático y dinámico se realizara por medio de la prueba de asentamiento con viscosímetro VST por sus siglas en ingles, en el apéndice D se muestra una tabla donde se reportan los valores necesarios para determinar el  $S_r$ .

$$S_r = e^{((10 * W_d / W_c))} \quad (\text{A.8})$$

$S_r$ : registro de asentamiento. (adimensional)

$W_d$ : diferencia máxima del peso del fluido. (lpg).

$W_c$ : densidad original del fluido. (lpg).

$$W_d = P_{base} - P_{tope} \quad (\text{A.9})$$

$\rho_{\text{base}}$ : densidad del fluido en la base del cilindro. (lpg)

$\rho_{\text{tope}}$ : densidad del fluido en el tope del cilindro. (lpg)

$$\rho = \frac{m_{\text{final}} - m_{\text{inicial}}}{v_{\text{de la muestra}}} \quad (\text{A.10})$$

m: masa de la muestra (lb)

v: volumen (gal)

Para la formulación 1 se determinara el registro de asentamiento estático y dinámico. Los datos mostrados proceden del apéndice C, tabla C 13

Formulaciones	1
Tope Sf	12,01
Tope Cf	32,28
Base Sf	12,02
Base Cf	33,34
Mtope	20,27
Mbase	21,32
Den Tope	16,89
Den Base	17,77
Vol	1,2
Den Circ	16

Ejemplo A.3.

$$\rho_{\text{tope}} = (32,28 - 12,01) / (1,2) = 16,89 \text{ lb/gal}$$

$$\rho_{\text{base}} = (33,34 - 12,02) / (1,2) = 17,77 \text{ lb/gal}$$

Sustituyendo densidad en el tope y base en la Ec. 9

$$W_d = 17,77 - 16,89 = 0,88$$

Sustituyendo  $W_d$  y  $W_c$  en en la Ec. 8

$$Sr E = e^{((10 * (0,88)/16))} = 1,73$$

De igual manera tales ecuaciones pueden ser aplicadas para el Sr D, utilizando los valores de la tabla C.11

Formulaciones	1
Tope Sf	12,92
Tope Cf	31,03
Base Sf	14,72
Base Cf	35,18
Mtope	18,11
Mbase	20,46
Den Tope	15,09
Den Base	17,05
Vol	1,2
Den Circ	16,00

$$\rho_{\text{tope}} = (31,03 - 12,92)/(1,2) = 15,09 \text{ lb/gal}$$

$$\rho_{\text{base}} = (35,18 - 14,72)/(1,2) = 17,05 \text{ lb/gal}$$

$$W_d = 17,05 - 15,09 = 1,96 \text{ lb/gal}$$

$$Sr D = e^{((10 * (1,96)/16))} = 3,40$$



**APÉNDICE B**  
**PROCEDIMIENTOS Y EQUIPOS UTILIZADOS**

## **B.1 Procedimientos para la realización de las pruebas físicas**

- **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.

- **Medición de las propiedades reológicas.**

**Objetivo:**

El propósito de este procedimiento es indicar los pasos para la determinación de la reología de un fluido (Viscosidad plástica, punto cedente y geles) mediante la prueba realizada a los Fluidos de perforación base aceite y base agua para determinar sus propiedades.

**Descripción de la prueba:**

1. Disponer del 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. La temperatura máxima de operación recomendada es de 200 °F.
7. Registrar la lectura del dial ( $L_{600}$ ).
8. Girar la perilla del viscosímetro a 300 rpm hasta obtener una lectura estable ( $\pm 30$  seg.). Registrar la lectura del dial ( $L_{300}$ ).
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.
15. Retirar la copa de calentamiento y proceder a limpiar el equipo.

### **Formulas asociadas.**

Viscosidad Plástica ( $V_p$ ) en cps.  $V_p = L_{600} - L_{300}$

Punto Cedente ( $P_c$ ) en lbs/100pie<sup>2</sup>  $P_c = L_{300} - V_p$

- **Medición de registro de asentamiento estático y dinámico**

Procedimiento usado para determinar el registro de asentamiento de los Fluidos de Perforación:

1. Colocar el vaso térmico sobre el soporte del viscosímetro
2. Ajustar la posición del vaso verticalmente hasta que la línea marcada en el rotor esté justo por debajo del borde superior del vaso térmico.
3. Una vez formulado el fluido de perforación añadirlo al vaso térmico hasta la línea marcada, si el fluido ha estado en reposo agitar en el mixer por lo menos 5 minutos a altas revoluciones.
4. Pesar dos jeringas de 10 ml por separado, anotar la masa inicial, colocarle aproximadamente 15 cm de manguera fina en la punta a cada una e identificarlas una para el tope y otra para la base.
5. Tomar con el conjunto jeringa/manguera una muestra en el tope y una muestra en el fondo del recipiente respectivamente luego de 30 minutos después de agregar el fluido.
6. botar el exceso evitando que queden burbujas dentro de la jeringa y recolectar 10 ml de cada muestra (sin la manguera), pesar, anotar los resultados y registrar el valor como registro de asentamiento estático.

7. para el registro de asentamiento dinámico al agregar el fluido siguiendo el mismo procedimiento hasta allí planteado (1-3), dejar agitando el fluido a 100 RPM en el viscosímetro rotacional, completar el procedimiento (4-6) y registrar el valor como registro de asentamiento dinámico.

## **B.2 Procedimientos para la realización de las pruebas especiales**

- **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.

### **Procedimiento efectuado:**

1. Se colocó 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 asentó la tapa interna sobre la parte superior del cuerpo de la celda, luego se ajustó manualmente la tapa externa en su lugar.
3. Se ajustó los 3 tornillos usando la llave allen, se colocó la válvula de vástago y se ajustó.
4. Para presurizar, se colocó la unidad de presión sobre el vástago y se pasó la llave de seguridad, se inyectó la presión de prueba y se abrió el vástago aproximadamente  $\frac{1}{2}$  vuelta (la presión se mantuvo 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 cerró la válvula de vástago haciendo uso de la llave ajustable.
6. Para asegurar que no hubiera fuga, la celda se sumergió completamente en agua y se chequeo la formación de burbujas, que podrían originarse en la válvula de vástago o de la tapa.
7. Se fijo la temperatura de prueba y se coloco 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 apagó el horno, se removió la celda de la cámara de calentamiento y se dejo enfriar en condiciones ambientales.
9. La presión debió ser liberada de la celda cuando ésta ya estuvo a temperatura ambiente, posteriormente fue abierta.
10. Se observo la condición del fluido envejecido y se reportaron la existencia de características como gelificación, sedimentación de sólidos, separación de fases, etc.
11. Se agitó el fluido envejecido y se realizaron las pruebas correspondientes.

- **Determinación de viscosidades a muy baja tasa de corte**

**Objetivo:**

Determinar las viscosidades a muy baja tasa de corte de los fluidos de perforación.

### **Procedimiento efectuado:**

1. Colocar el fluido a analizar en un recipiente adecuado.
2. Enchufar el cable de corriente del equipo en una toma corriente de 120 voltios. Encender el equipo en la parte de atrás del mismo presionando el interruptor hacia abajo.
3. Presionar la tecla color rojo (Motor ON/OFF escape). Seleccionar el spindle adecuado.
4. Nota: El proceso de selección del spindle y de la velocidad, en un fluido desconocido, normalmente un proceso de ensayo y error. Una selección apropiada resultará en mediciones entre 10 y 100% de torque. Dos reglas generales ayudaran en el proceso de escogencia: 1) el rango de viscosidad es inversamente proporcional al tamaño del spindle; 2) El rango de viscosidad es inversamente proporcional a la velocidad rotacional. Es decir para medir altas viscosidades se debe elegir un spindle pequeño y una baja velocidad, si el spindle/ velocidad escogido resulta en una lectura sobre 100%, entonces debe reducir la velocidad o elegir un spindle más pequeño.
5. Ajustar el spindle al tornillo que pende del rotor, con mucho cuidado para evitar deformaciones. Colocar el recipiente con la muestra de fluido debajo del spindle.
6. Girar la perilla negra que permite desplazar el viscosímetro verticalmente, hasta que el nivel de fluido cubra la marca del spindle.
7. Seleccionar el spindle en la pantalla principal presionando la tecla amarilla (select spindle). Mover las teclas con símbolo de flecha (arriba-abajo) para seleccionar el modelo de spindle a utilizar (S1-S4) y luego volver a presionar el botón de seleccionar.

8. Presionar la tecla set speed para indicar la tasa de corte (rpm) de trabajo. Mover las teclas con símbolo de flecha (arriba-abajo) para escoger la unidad y nuevamente presionar la tecla set speed.
9. Presionar la tecla select display para escoger las unidades en que va a reportar los resultados. Utilizar las teclas (arriba-abajo) para escoger unidad y nuevamente presionar select display.
10. Girar el recipiente con la muestra hasta que el % de torque en la pantalla principal del viscosímetro esté estabilizado en cero.
11. Presionar la tecla roja (Motor ON/OFF escape) para iniciar la prueba. Esperar hasta que la lectura de viscosidad se estabilice y tomar la lectura.
12. Presionar la tecla roja para detener la agitación. Girar la perilla hacia arriba. Retirar el spindle con mucho cuidado , limpiar todas las partes.
13. Apagar equipo.

### **B.3 Equipos utilizados**

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



**Figura B.3.1 Mezclador**

**Balanza de fluidos:** permite un método simple y práctico para la determinación exacta de la densidad o peso del fluido. Se expresa en unidades: lb/gal, lb/pc, g/cc, lb/pulg<sup>2</sup>/1000pie.



**Figura B.3.2 Balanza de fluido Ofite**

**Viscosímetro rotacional OFITE 800:** es un modelo de 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 VP (Viscosidad Plástica), PC (Punto Cedente), Resistencia de Gel, entre otras propiedades reológicas.



**Figura B.3.3 Viscosímetro rotacional OFITE 800.**

**Viscosímetro digital Brookfield DV-II+ Pro:** es un modelo de múltiples velocidades 18 en total las cuales las cuales son: 0.3, 0.5, 0.6, 1, 1.5, 2, 2.5, 3, 4, 5, 6, 10, 12, 20, 30, 50, 60, 100 rpm, las cuales son variadas eléctricamente, entre sus mediciones determina las viscosidades en mPas, % de torque del spindle (espiga) y permite medir la temperatura del fluido simultáneamente.



**Figura B.3.4 Viscosímetro digital Brookfield DV-II+ Pro.**

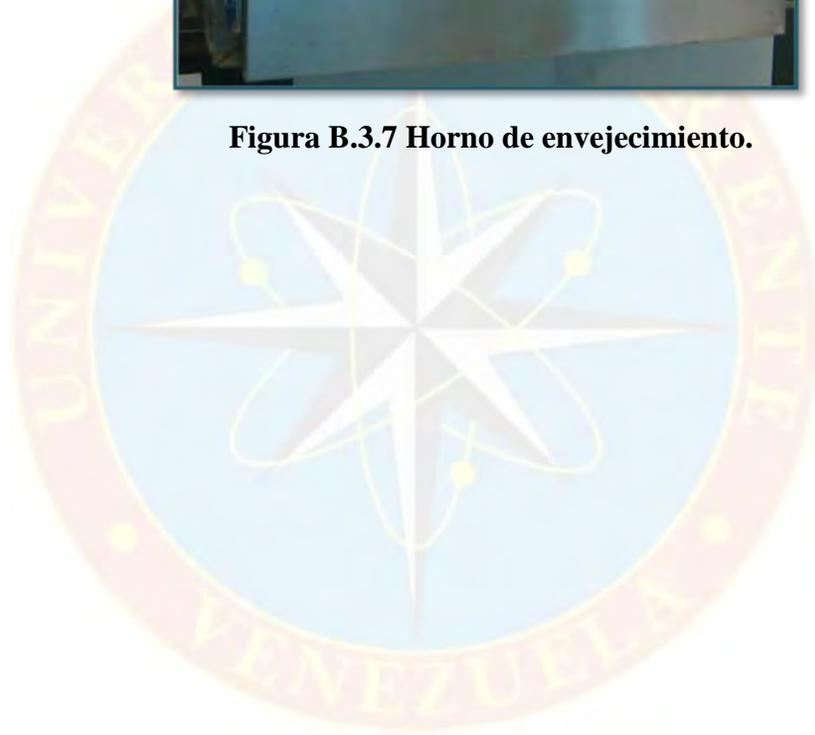
**Horno y celdas de envejecimiento:** es un horno que permite simular las condiciones del pozo desde la estática hasta la dinámica y desde temperatura ambiente hasta temperaturas elevadas por largos períodos de tiempo

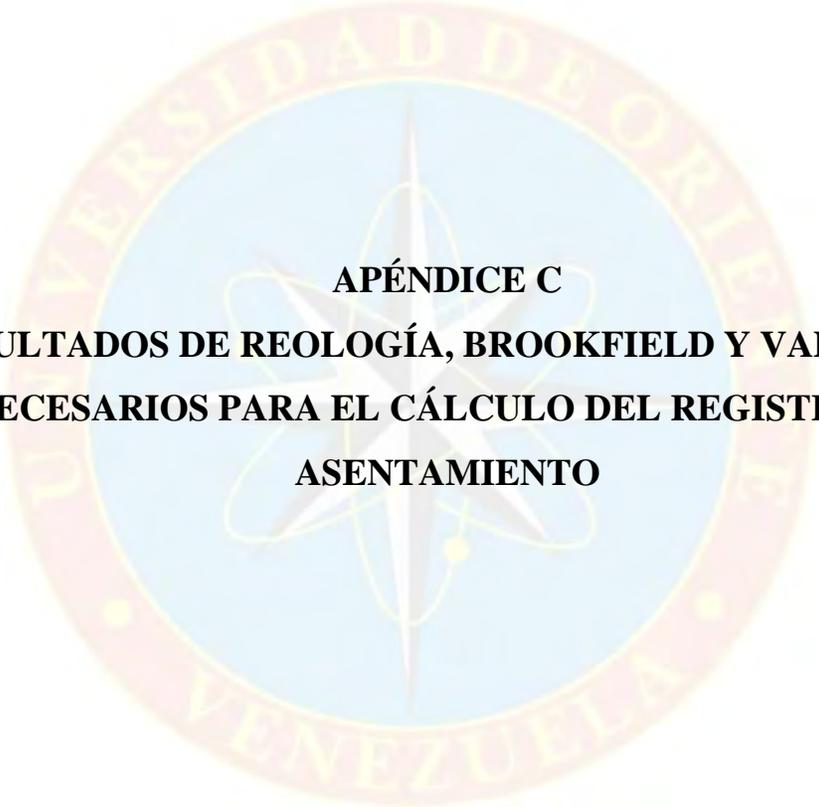


**Figura B.3.6 Celda de envejecimiento**



**Figura B.3.7 Horno de envejecimiento.**





**APÉNDICE C**  
**RESULTADOS DE REOLOGÍA, BROOKFIELD Y VALORES**  
**NECESARIOS PARA EL CÁLCULO DEL REGISTRO DE**  
**ASENTAMIENTO**

**Tabla C.1 Repeticiones de las propiedades reológicas AED**

PROPIEDAD	FORMULACIÓN																										
	1			2			3			4			5			6			7			8			9		
L600	73	72	71	76	75	74	65	64	65	72	73	71	76	77	77	82	83	83	89	90	88	90	91	90	92	90	91
L300	43	45	42	45	45	46	38	39	39	43	44	43	45	46	46	50	50	50	55	55	54	56	57	56	57	57	57
L6	11	12	11	12	12	13	7	7	6	11	12	11	14	13	13	16	17	16	20	20	20	22	22	22	25	25	24
L3	8	9	8	10	11	12	6	6	5	10	11	11	13	11	12	14	13	14	18	17	17	19	20	20	21	23	23
VP	30	27	29	31	30	28	27	25	26	29	29	28	31	31	31	32	33	33	34	35	34	34	34	34	35	33	34
PC	13	18	13	14	15	18	11	14	13	14	15	15	14	15	15	18	17	17	21	20	20	22	23	22	22	24	23
LSRYP	5	6	5	8	10	11	5	5	4	9	10	11	12	9	11	12	9	12	16	14	14	16	18	18	17	21	22
GEL 10"	8	10	10	12	13	12	9	7	7	12	12	12	13	13	13	15	15	16	17	17	18	21	20	18	22	23	22
GEL 10'	19	18	20	24	22	27	17	16	15	15	18	18	22	21	22	23	23	24	25	29	26	28	32	31	36	38	28

**Tabla C.2 Repeticiones de las propiedades reológicas DED**

PROPIEDAD	FORMULACIÓN																										
	1			2			3			4			5			6			7			8			9		
L600	54	53	54	58	57	58	48	47	47	55	56	56	59	59	58	64	63	63	68	69	68	70	69	69	70	71	70
L300	28	31	29	31	32	32	25	24	25	29	31	30	32	33	31	36	35	36	37	39	40	40	39	40	40	41	41
L6	4	5	4	7	5	8	3	3	2	6	7	6	8	9	9	13	12	14	14	14	13	15	16	16	19	17	18
L3	3	3	3	6	5	7	2	2	1	5	5	5	6	8	7	9	10	9	11	10	11	13	14	13	17	16	17
VP	26	22	25	27	25	26	23	23	22	26	25	26	27	26	27	28	28	27	31	30	28	30	30	29	30	30	29
PC	2	9	4	4	7	6	2	1	3	3	6	4	5	7	4	8	7	9	6	9	12	10	9	11	10	11	12
LSRYP	2	1	2	5	5	6	1	1	0	4	3	4	4	7	5	5	8	4	8	6	9	11	12	10	15	15	16
GEL 10"	4	4	3	6	7	6	3	4	3	7	8	7	7	7	8	9	9	10	10	12	13	14	12	12	17	17	18
GEL 10'	12	13	14	16	18	23	11	13	9	16	16	17	19	17	25	19	22	21	23	23	25	26	25	25	27	29	28

**Tabla C.3 Propiedades reológicas AED**

PROPIEDAD	FORMULACIÓN								
	1	2	3	4	5	6	7	8	9
L600	72	75	65	72	77	83	89	90	91
L300	43	45	39	43	46	50	55	56	57
L6	11	12	7	11	13	16	20	22	25
L3	8	11	6	11	12	14	17	20	22
VP	29	30	26	29	31	33	34	34	34
PC	15	16	13	15	15	17	20	22	23
LSRYP	5	10	5	10	11	11	15	17	20
GEL 10"	9	12	8	12	13	15	17	20	22
GEL 10'	19	24	16	17	22	23	27	30	34

**Tabla C.5 Propiedades reológicas DED**

PROPIEDAD	FORMULACIÓN								
	1	2	3	4	5	6	7	8	9
L600	54	58	47	56	59	63	68	69	70
L300	29	32	25	30	32	36	39	40	41
L6	4	7	3	6	9	13	14	16	18
L3	3	6	2	5	7	9	11	13	17
VP	24	26	23	26	27	28	30	30	30
PC	5	6	2	4	5	8	9	10	11
LSRYP	2	5	1	4	5	6	8	11	15
GEL 10"	4	6	3	7	7	9	12	13	17
GEL 10'	13	19	11	16	20	21	24	25	28

**Tabla C.4 Sr D y Propiedades reológicas DED**

Formulación	Sr D (Adim)	L6 (lb/100pie <sup>2</sup> )	L3 (lb/100pie <sup>2</sup> )	VP (cP)	PC (lb/100pie <sup>2</sup> )	LSRYP (lb/100pie <sup>2</sup> )
1	154.7277	4	3	24	5	2
2	125.6290	7	6	26	6	5
3	365.4179	3	2	23	2	1
4	152.3847	6	5	26	4	4
5	138.2848	9	7	27	5	5
6	127.6542	13	9	28	8	6
7	124.1701	14	11	30	9	8
8	99.3807	16	13	30	10	11
9	77.4590	18	17	30	11	15

**Tabla C.6 Sr E y Geles DED**

Formulación	Sr E (Adim)	GEL 10' (lb/100pie <sup>2</sup> )	GEL 10" (lb/100pie <sup>2</sup> )
1	3.6199	13	4
2	2.2191	19	6
3	9.7058	11	3
4	3.2461	16	7
5	2.8850	20	7
6	2.3503	21	9
7	2.3001	24	12
8	1.8375	25	13
9	1.7022	28	17

**Tabla C.7 Sr D y LSRV 0.3 RPM (AED)**

Formulación	LSRV 0.3 RPM (mPas)	Sr D (Adim)
1	37571	3.4006
2	41684	3.1124
3	30016	5.6066
4	45389	3.4734
5	50677	3.2691
6	59165	3.0178
7	65787	2.9507
8	76843	2.5403
9	84878	1.9090

**Tabla C.7 Propiedades del modificador reológico DED**

Propiedades	Base	Modificador reológico		
		1	2	3
L6	4	8	9	10
L3	3	7	6	9
10"	7	13	19	21
10'	30	33	40	42
VP	31	36	36	35
PC	4	13	8	24

**Tabla C.8 Registro de asentamiento dinámico (AED)**

Formulaciones	1			2			3			4		
	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3
Repeticiones	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3
Tope Sf	12.92	13.57	12.27	12.83	13.47	12.19	13.84	13.15	14.53	13.09	12.44	13.35
Tope Cf	31.03	32.58	29.48	30.81	32.35	29.27	32.21	30.60	33.82	31.79	30.20	32.43
Base Sf	14.72	15.46	13.98	14.9	15.65	14.16	12.8	12.16	13.44	12.92	12.27	13.18
Base Cf	35.18	36.94	33.42	35.06	36.81	33.31	34.48	32.76	36.20	34.03	32.33	34.71
Mtope	18.11	19.02	17.20	17.98	18.88	17.08	18.37	17.45	19.29	18.7	17.77	19.07
Mbase	20.46	21.48	19.44	20.16	21.17	19.15	21.68	20.60	22.76	21.11	20.05	21.53
Den Tope	15.19	15.85	14.34	14.98	15.73	14.23	15.30	14.54	16.07	15.58	14.80	15.90
Den Base	17.05	17.90	16.20	16.80	17.64	15.96	18.06	17.16	18.97	17.59	16.71	17.94
Vol	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2
Den Circ	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16
Sr D	3.46	3.57	3.23	3.11	3.27	2.96	5.60	5.33	5.89	3.50	3.33	3.58

**Tabla C.9 Registro de asentamiento dinámico (AED) (Continuación)**

Formulaciones	5			6			7			8			9		
	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3
Repeticiones	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3
Tope Sf	12.79	13.43	13.05	13.13	14.05	11.82	12.97	13.62	14.14	13	12.35	13.65	12.96	12.31	12.44
Tope Cf	30.6	32.13	31.21	31.52	33.73	28.37	32.15	33.76	35.04	31.74	30.15	33.33	30.74	29.20	29.51
Base Sf	12	12.60	12.24	13.12	14.04	11.81	14.75	15.49	16.08	14.77	14.03	15.51	12.03	11.43	11.55
Base Cf	32.04	33.64	32.68	33.65	36.01	30.29	35.92	37.72	39.15	35.3	33.54	37.07	31.11	29.55	29.87
Mtope	17.81	18.70	18.17	18.39	19.68	16.55	19.18	20.14	20.91	18.74	17.80	19.68	17.78	16.89	17.07
Mbase	20.04	21.04	20.44	20.53	21.97	18.48	21.17	22.23	23.08	20.53	19.50	21.56	19.08	18.13	18.32
Den Tope	14.84	15.58	15.14	15.32	16.40	13.79	15.98	16.78	17.42	15.61	14.84	16.40	14.81	14.08	14.22
Den Base	16.70	17.54	17.03	17.10	18.31	15.40	17.64	18.52	19.23	17.11	16.25	17.96	15.90	15.11	15.26
Vol	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2
Den Circ	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16
Sr D	3.19	3.35	3.26	3.04	3.26	2.74	2.82	2.96	3.07	2.54	2.41	2.67	1.96	1.87	1.89

**Tabla C.10 Registro de asentamiento dinámico DED**

Formulaciones	1			2			3			4		
Repeticiones	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3
Tope Sf	12.15	12.76	11.54	13.06	13.71	12.41	13.03	12.38	13.68	13.9	13.21	14.18
Tope Cf	24.51	25.74	23.28	24.88	26.12	23.64	23.89	22.70	25.08	23.38	22.21	23.85
Base Sf	13.22	13.88	12.56	13.1	13.76	12.45	13.66	12.98	14.34	14.23	13.52	14.51
Base Cf	35.26	37.02	33.50	34.2	35.91	32.49	35.85	34.06	37.64	33.38	31.71	34.05
Mtope	12.36	12.98	11.74	11.82	12.41	11.23	10.86	10.32	11.40	9.48	9.01	9.67
Mbase	22.04	23.14	20.94	21.1	22.16	20.05	22.19	21.08	23.30	19.15	18.19	19.53
Den Tope	10.30	10.82	9.79	9.85	10.34	9.36	9.05	8.60	9.50	7.90	7.51	8.06
Den Base	18.37	19.29	17.45	17.58	18.46	16.70	18.49	17.57	19.42	15.96	15.16	16.28
Vol	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2
Den Circ	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16
Sr D	154.72	162.46	146.99	125.62	131.91	119.35	365.41	347.15	383.69	153.92	146.23	157.00

**Tabla C.11 Registro de asentamiento dinámico DED (Continuación)**

Formulaciones	5			6			7			8			9		
Repeticiones	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3
Tope Sf	14.09	14.79	14.37	13.95	14.93	12.56	13.9	14.60	15.15	13.5	12.83	14.18	13.9	13.21	13.34
Tope Cf	23.39	24.56	23.86	24.49	26.20	22.04	26.84	28.18	29.26	27.19	25.83	28.55	27.52	26.14	26.42
Base Sf	14.19	14.90	14.47	14.19	15.18	12.77	14.09	14.79	15.36	14.19	13.48	14.90	14.19	13.48	13.62
Base Cf	32.91	34.56	33.57	34.06	36.44	30.65	36.2	38.01	39.46	36.71	34.87	38.55	36.22	34.41	34.77
Mtope	9.3	9.77	9.49	10.54	11.28	9.49	12.94	13.59	14.10	13.69	13.01	14.37	13.62	12.94	13.08
Mbase	18.72	19.66	19.09	19.87	21.26	17.88	22.11	23.22	24.10	22.52	21.39	23.65	22.03	20.93	21.15
Den Tope	7.75	8.14	7.91	8.78	9.40	7.91	10.78	11.32	11.75	11.40	10.84	11.98	11.35	10.78	10.90
Den Base	15.60	16.38	15.91	16.55	17.72	14.90	18.42	19.35	20.08	18.76	17.83	19.71	18.35	17.44	17.62
Vol	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2
Den Circ	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16
Sr D	135.13	141.89	137.83	128.94	137.97	116.05	118.63	124.57	129.31	99.38	94.41	104.35	79.85	75.86	76.66

**Tabla C.12 Registro de asentamiento estático AED**

Formulaciones	1			2			3			4		
Repeticiones	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3
Tope Sf	12.01	12.61	11.41	12.79	13.43	12.15	13.81	13.12	14.50	12.74	12.10	12.99
Tope Cf	32.28	33.89	30.67	30.28	31.79	28.77	32.61	30.98	34.24	32.49	30.87	33.14
Base Sf	12.02	12.62	11.42	13.01	13.66	12.36	12.79	12.15	13.43	12.82	12.18	13.08
Base Cf	33.34	35.01	31.67	30.97	32.52	29.42	34.12	32.41	35.83	33.5	31.83	34.17
Mtope	20.27	21.28	19.26	17.49	18.36	16.62	18.8	17.86	19.74	19.75	18.76	20.15
Mbase	21.32	22.39	20.25	17.96	18.86	17.06	21.33	20.26	22.40	20.68	19.65	21.09
Den Tope	16.89	17.74	16.05	14.58	15.30	13.85	15.67	14.88	16.45	16.46	15.64	16.79
Den Base	17.76	18.66	16.88	14.97	15.72	14.22	17.78	16.89	18.66	17.23	16.37	17.58
Vol	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2
Den Circ	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16
Sr E	1.72	1.81	1.64	1.27	1.34	1.21	3.73	3.55	3.92	1.62	1.54	1.66

**Tabla C.13 Registro de asentamiento estático AED (Continuación)**

Formulaciones	5			6			7			8			9		
Repeticiones	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3
Tope Sf	13.1	13.76	13.36	12.93	13.84	11.64	12.99	13.64	14.16	12.79	12.15	13.43	13.24	12.58	12.71
Tope Cf	32.08	33.68	32.72	31.95	34.19	28.76	31.58	33.16	34.42	33.13	31.47	34.79	33.97	32.27	32.61
Base Sf	13.01	13.66	13.27	14.7	15.73	13.23	14.77	15.51	16.10	13	12.35	13.65	12.87	12.23	12.36
Base Cf	32.67	34.30	33.32	34.38	36.79	30.94	33.93	35.63	36.98	33.82	32.13	35.51	33.73	32.04	32.38
Mtope	18.98	19.93	19.36	19.02	20.35	17.12	18.59	19.52	20.26	20.34	19.32	21.36	20.73	19.69	19.90
Mbase	19.66	20.64	20.05	19.68	21.06	17.71	19.16	20.12	20.88	20.82	19.78	21.86	20.86	19.82	20.03
Den Tope	15.82	16.61	16.13	15.85	16.96	14.27	15.49	16.27	16.89	16.95	16.10	17.80	17.27	16.41	16.58
Den Base	16.38	17.20	16.71	16.40	17.55	14.76	15.96	16.77	17.40	17.35	16.48	18.22	17.38	16.51	16.69
Vol	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2
Den Circ	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16
Sr E	1.42	1.50	1.45	1.4102	1.51	1.27	1.35	1.41	1.47	1.28	1.22	1.35	1.07	1.02	1.03

**Tabla C.14 Registro de asentamiento estático DED**

Formulaciones	1			2			3			4		
Repeticiones	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3
Tope Sf	12	12.60	11.40	12.4	13.02	11.78	12.5	11.88	13.13	13	12.35	13.26
Tope Cf	30.14	31.65	28.63	30	31.50	28.50	29.35	27.88	30.82	30.28	28.77	30.89
Base Sf	12.03	12.63	11.43	13.08	13.73	12.43	13.01	12.36	13.66	13.23	12.57	13.49
Base Cf	32.64	34.27	31.01	32.22	33.83	30.61	34.36	32.64	36.08	32.79	31.15	33.45
Mtope	18.14	19.05	17.23	17.6	18.48	16.72	16.85	16.01	17.69	17.28	16.42	17.63
Mbase	20.61	21.64	19.58	19.14	20.10	18.18	21.35	20.28	22.42	19.56	18.58	19.95
Den Tope	15.12	15.87	14.36	14.67	15.40	13.93	14.04	13.34	14.74	14.40	13.68	14.69
Den Base	17.18	18.03	16.32	15.95	16.75	15.15	17.79	16.90	18.68	16.30	15.49	16.63
Vol	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2
Den Circ	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16
Sr E	3.62	3.80	3.44	2.22	2.33	2.11	9.70	9.22	10.19	3.27	3.11	3.34

**Tabla C.15 Registro de asentamiento estático DED (Continuación)**

Formulaciones	5			6			7			8			9		
Repeticiones	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3
Tope Sf	12.13	12.74	12.37	13.94	14.92	12.55	13.24	13.90	14.43	13	12.35	13.65	12.8	12.16	12.29
Tope Cf	30.59	32.12	31.20	31.16	33.34	28.04	31.19	32.75	34.00	32.6	30.97	34.23	31.82	30.23	30.55
Base Sf	12.72	13.36	12.97	13.3	14.23	11.97	13.04	13.69	14.21	12.66	12.03	13.29	12.75	12.11	12.24
Base Cf	33.17	34.83	33.83	32.18	34.43	28.96	32.53	34.16	35.46	33.45	31.78	35.12	32.87	31.23	31.56
Mtope	18.46	19.38	18.83	17.22	18.43	15.50	17.95	18.85	19.57	19.6	18.62	20.58	19.02	18.07	18.26
Mbase	20.45	21.47	20.86	18.88	20.20	16.99	19.49	20.46	21.24	20.79	19.75	21.83	20.12	19.11	19.32
Den Tope	15.38	16.15	15.69	14.35	15.35	12.92	14.95	15.71	16.30	16.33	15.52	17.15	15.85	15.06	15.22
Den Base	17.04	17.89	17.38	15.73	16.83	14.16	16.24	17.05	17.70	17.32	16.46	18.19	16.76	15.93	16.10
Vol	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2
Den Circ	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16
Sr E	2.81	2.96	2.88	2.37	2.54	2.14	2.19	2.31	2.40	1.83	1.75	1.93	1.75	1.67	1.68

**Tabla C.16 Promedio de registro de asentamiento dinámico AED**

Formulaciones	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Tope Sf	12.92	12.83	13.84	12.96	13.09	13.00	13.58	13.00	12.57
Tope Cf	31.03	30.81	32.21	31.47	31.31	31.20	33.65	31.74	29.82
Base Sf	14.72	14.90	12.80	12.79	12.28	12.99	15.44	14.77	11.67
Base Cf	35.18	35.06	34.48	33.69	32.79	33.31	37.60	35.30	30.18
Mtope	18.11	17.98	18.37	18.51	18.23	18.21	20.08	18.74	17.25
Mbase	20.46	20.16	21.68	20.90	20.51	20.32	22.16	20.53	18.51
Den Tope	15.09	14.98	15.31	15.43	15.19	15.17	16.73	15.62	14.37
Den Base	17.05	16.80	18.07	17.42	17.09	16.94	18.46	17.11	15.42
Vol	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2
Den Circ	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00
Sr D	3.40	3.11	5.60	3.47	3.26	3.01	2.95	2.54	1.90

**Tabla C.17 Promedio de registro de asentamiento dinámico DED**

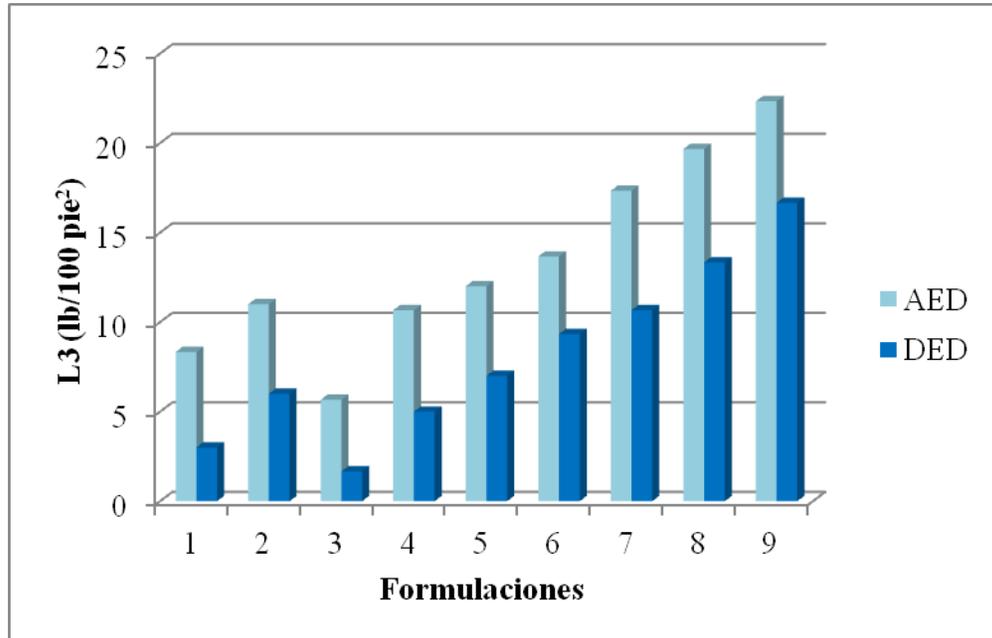
Formulaciones	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Tope Sf	12.15	13.06	13.03	13.76	14.42	13.81	14.55	13.50	13.48
Tope Cf	24.51	24.88	23.89	23.15	23.94	24.25	28.09	27.19	26.69
Base Sf	13.22	13.10	13.66	14.09	14.52	14.05	14.75	14.19	13.76
Base Cf	35.26	34.20	35.85	33.05	33.68	33.72	37.89	36.71	35.13
Mtope	12.36	11.82	10.86	9.39	9.52	10.43	13.54	13.69	13.21
Mbase	22.04	21.10	22.19	18.96	19.16	19.67	23.14	22.52	21.37
Den Tope	10.30	9.85	9.05	7.82	7.93	8.70	11.29	11.41	11.01
Den Base	18.37	17.58	18.49	15.80	15.96	16.39	19.28	18.77	17.81
Vol	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2
Den Circ	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00
Sr D	154.73	125.63	365.42	152.38	138.28	127.65	124.17	99.38	77.45

**Tabla C.18 Promedio de registro de asentamiento estático AED**

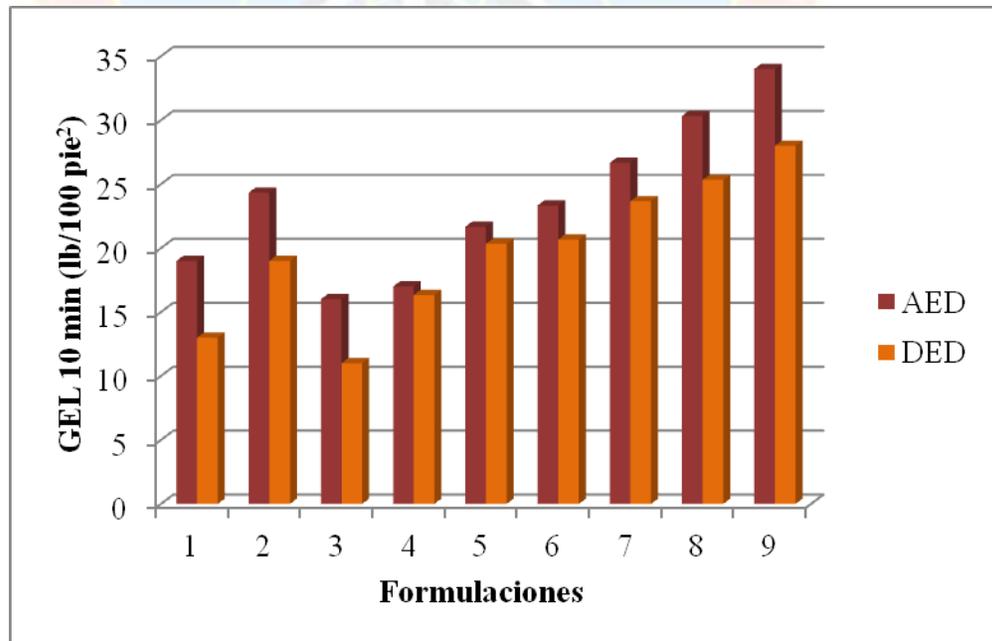
Formulaciones	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Tope Sf	12.01	12.79	13.81	12.61	13.41	12.80	13.60	12.79	12.84
Tope Cf	32.28	30.28	32.61	32.17	32.83	31.63	33.05	33.13	32.95
Base Sf	12.02	13.01	12.79	12.69	13.31	14.55	15.46	13.00	12.48
Base Cf	33.34	30.97	34.12	33.17	33.43	34.04	35.51	33.82	32.72
Mtope	20.27	17.49	18.80	19.55	19.42	18.83	19.46	20.34	20.11
Mbase	21.32	17.96	21.33	20.47	20.12	19.48	20.05	20.82	20.23
Den Tope	16.89	14.58	15.67	16.29	16.19	15.69	16.21	16.95	16.76
Den Base	17.77	14.97	17.78	17.06	16.77	16.24	16.71	17.35	16.86
Vol	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2
Den Circ	16	16	16	16	16	16	16	16	16
Sr E	1.73	1.284	3.73	1.61	1.46	1.39	1.41	1.28	1.04

**Tabla C.19 Promedio de registro de asentamiento estático DED**

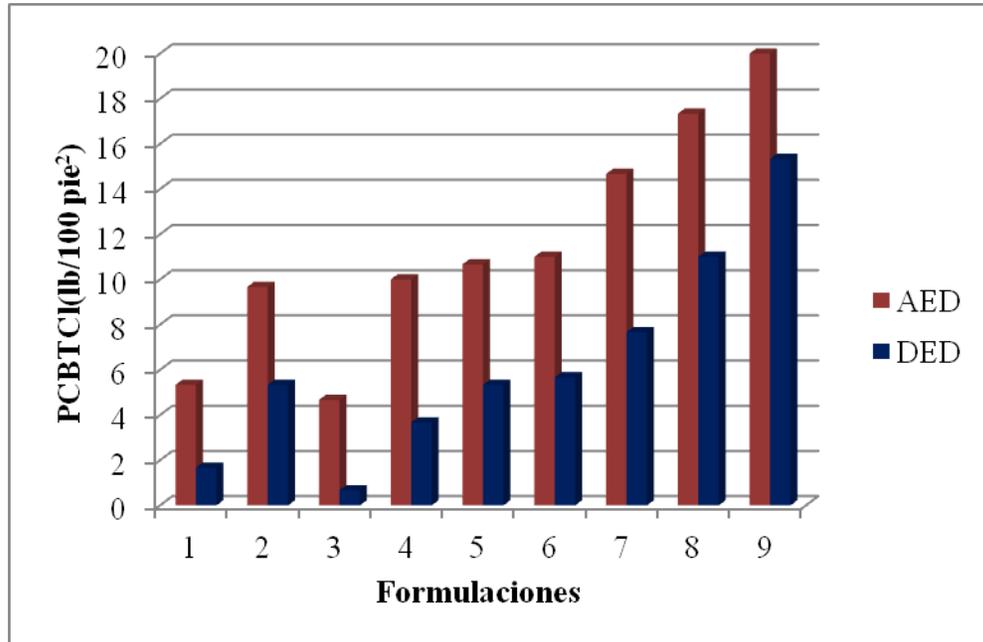
Formulaciones	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Tope Sf	12.00	12.40	12.50	12.87	12.41	13.80	13.86	13.00	12.42
Tope Cf	30.14	30.00	29.35	29.98	31.30	30.85	32.65	32.60	30.87
Base Sf	12.03	13.08	13.01	13.10	13.02	13.17	13.65	12.66	12.37
Base Cf	32.64	32.22	34.36	32.46	33.94	31.86	34.05	33.45	31.88
Mtope	18.14	17.60	16.85	17.11	18.89	17.05	18.79	19.60	18.45
Mbase	20.61	19.14	21.35	19.36	20.93	18.69	20.40	20.79	19.52
Den Tope	15.12	14.67	14.04	14.26	15.74	14.21	15.66	16.33	15.37
Den Base	17.18	15.95	17.79	16.14	17.44	15.58	17.00	17.33	16.26
Vol	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2
Den Circ	16	16	16	16	16	16	16	16	16
Sr E	3.62	2.22	9.71	3.25	2.89	2.35	2.30	1.83	1.70



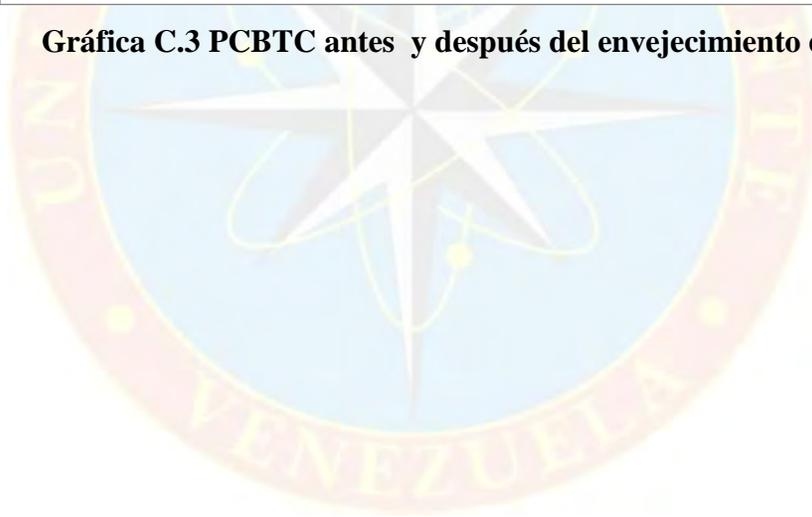
**Gráfica C.1 Lectura de 3 RPM antes y después del envejecimiento dinámico**



**Gráfica C.2 GEL 10 min antes y después del envejecimiento dinámico**



**Gráfica C.3 PCBTC antes y después del envejecimiento dinámico**





**APÉNDICE D**  
**HOJAS TÉCNICAS DE LOS ADITIVOS**

**Tabla D.1 Rango de aditivos para la formulación de fluidos 100% aceite mineral**

 RIF: J-30482511-0			
<b>Formulación.</b>			
✓ <u>Sistema de fluido 100% Aceite Mineral:</u> este sistema no contiene agua en su formulación. En la práctica, durante la perforación, en estos sistemas se incorporan pequeñas cantidades de agua de la formación y los recortes.			
	Aditivo	Concentración	
1	Aceite Vassa	La cantidad requerida	
2	Humectante	4-6 lpb	
3	Cal Hidratada	8 lpb	
4	<u>Gilsonita</u>	8 lpb	
5	Activador Polar	3 a 5 %	
6	Arcilla Organofílica	6-8 lpb	
7	Modificador reológico	2-3 lpb	
8	Barita	La cantidad necesaria para densificar	

Se recomienda un tiempo de mezclado entre cada aditivo de 15 minutos.

**Figura D.1: Hoja técnica de la arcilla organofílica**



**BOLETÍN TÉCNICO**

**I) Descripción** **VG PLUS** es una bentonita tratada con aminas, recomendada para todos los sistemas base aceite mineral, que mejora la capacidad de acarreo, fuerza de gel y la suspensión del material densificante. Adicionalmente mejora la calidad del revoque y ayuda en el control de filtrado.

**II) Ventajas**

- Viscosificador de alto desempeño.
- Especialmente efectivo cuando se utiliza en lodos nuevos a baja tasa de corte y baja temperatura. Similares a las condiciones de plantas de preparación de lodo
- Incrementa la viscosidad para el mejoramiento de la limpieza del hoyo y la suspensión del material densificante.
- Mejora la calidad del revoque y reduce la pérdida de filtrado.

**III) Propiedades**

Apariencia física.....	Polvo blanquecino a marrón claro
Densidad.....	1.57 g/cc

**IV) Aplicación**

El rango de concentraciones típicas varía de 2 a 10 lpb para la mayoría de las aplicaciones de perforación dependiendo de la base del fluido y del contenido de agua

**V) Presentación / Almacenamiento**

VG PLUS viene en presentación de sacos de 50 lb. Almacene en lugar seco y fresco en áreas ventiladas. Mantenga el empaque cerrado

Revisión: 16/11/12

**Figura D.2: Hoja técnica del activador**

**BOLETÍN TÉCNICO**

**I) Descripción**

Mejora el rendimiento de los sistemas de perforación base aceite y los sistemas para extracción de núcleos. Como en estos sistemas no hay agua agregada, el activador proporciona un ambiente en el cual los lignitos y arcillas organofílicas se desempeñan con eficacia. La Glicerina también suministra a los fluidos base aceite un carácter osmótico similar a la alta salinidad de la fase acuosa.

**II) Ventajas**

- Efectivo en bajas concentraciones
- No es perjudicial para el medio ambiente
- No necesita esfuerzo de corte

**III) Propiedades**

Apariencia física ..... líquido de color claro  
Olor .....ninguno  
Densidad..... 1.26 g/cc

**IV) Aplicación**

- Proporcionar un ambiente donde puedan actuar los lignitos y las arcillas organofílicas
- Proporcionar propiedades osmóticas..

**V) Tratamiento  
Aconsejado**

Agregar 0.5-1.5 % en volumen para el tratamiento inicial

**VI) Presentación /  
Almacenamiento**

Está disponible en baldes de 5 galones (18.9 litros) y en tambores de 55 galones (208 litros).

Revisión: 16/11/12

**Figura D.3: Hoja técnica del agente humectante**



**BOLETÍN TÉCNICO**



**I) Descripción**

PECOMUL 300 es un emulsificante secundario y agente humectante utilizado en los sistemas de lodo 100% aceite e invertido.

**II) Ventajas**

Producto usado en concentraciones de 4 a 10 lpb en fluidos base diesel, aceite mineral o sintético. Mezcle de acuerdo con los procedimientos generales de mezclado.

**III) Aplicación**

PECOMUL 300 contiene propiedades tanto de emulsificante primario como secundario para proveer la acción emulsificante deseada, control de pérdida de filtrado y humectación de sólidos en fluidos 100% aceite e invertidos.

**IV) Propiedades**

Aspecto físico .....	Líquido viscoso color oscuro
Gravedad específica .....	0,98
Número de acidez.....	150
Amina Total.....	< 10
Solubilidad en aceite.....	100% soluble
Punto de inflamación.....	> 200°F
Viscosidad Brookfield @40°C.....	800 cPs

**V) Presentación**

Tambores de 55 galones y totes de 275 galones.

**Figura D.4: Hoja técnica del modificador reológico**

Page 1 of 1



**MODIFICADOR REOLOGICO**

**DESCRIPCIÓN GENERAL:**

EL MODIFICADOR REOLOGICO es un potente modificador de la reología, compuesto por cortes de refinería sulfonados con actividad interfacial, capaz de reducir los valores de tensión interfacial suficientemente para lograr valores bajos de viscosidad en los fluidos. Es un producto desarrollado con tecnología y materia prima 100% nacional.

**PROPIEDADES FÍSICAS-QUIMICAS:**

Gravedad específica gr/cc @25°C	0.850-0.950
Punto de Inflamación	Mayor de 250°F
PH (100%)	1.00-3.00
Color	Ámbar Oscuro
Apariencia	Líquido
Olor	Solvente de petróleo
Carga	Aniónica

**PRECAUCIONES PARA SEGURIDAD:**

En caso de ingestión, tomar grandes cantidades de agua, provocar vómito y acudir al médico.

Contacto con la piel: Lavar con agua abundante y jabón, de ser necesario, acudir al médico.

Contacto ocular: Inundar el área afectada con agua, mantener párpados separados, de ser necesario, acudir al médico.

**PRESENTACIÓN:**  
Tambores de 208 litros. (180KG).

**P.P.S., C.A.**  
**CONTROL DE CALIDAD**



**HOJA DE METADATOS**

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

<b>Título</b>	Determinación de la influencia de las propiedades reológicas sobre el registro de asentamiento de barita en condiciones estáticas y dinámicas para fluidos 100% aceite mineral
<b>Subtítulo</b>	

### Autor(es):

<b>Apellidos y Nombres</b>	<b>Código CVLAC / e-mail</b>	
<b>ESTABA LANZ, JESÚS ERNESTO</b>	<b>CVLAC</b>	C.I: 19092891
	<b>e-mail</b>	Jesusestaba05@gmail.com

### Palabras o frases claves:

Registro de asentamiento
Sedimentación de barita
Asentamiento del material densificante
Fluido de Perforación
Fluido base aceite

## Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso -

2/6

### Líneas y sublíneas de investigación:

Área	Sub-área
TECNOLOGÍA Y CIENCIAS APLICADAS	PETRÓLEO

### Resumen (Abstract):

El asentamiento de barita es una condición inevitable que se presentan en la mayoría de los fluidos de perforación, en especial los fluidos base aceite dado que los aceites no poseen una estructura de gel definida resultando difíciles de viscosificar y densificar, por lo cual la empresa ESVENCA decide indagar la influencia de las propiedades reológicas sobre la sedimentación del material densificante, debido a la relación existente entre estas características conjuntamente con la capacidad de suspensión y tixotropía del fluido. Mediante la variación del agente humectante, arcilla organofílica, activador polar y modificador reológico se pudo evaluar el cambio de las propiedades reológicas como viscosidad plástica (VP), punto cedente (PC), L6 y L3 RPM, punto cedente a bajas tasas de corte (PCBTC), viscosidades a baja tasa de corte (VBTC), esfuerzos de gel y como fue el comportamiento del registro de asentamiento debido a tales variaciones para cada uno de los fluidos formulados, a su vez por medio de la correlación de variables se determinó que las propiedades asociadas a las interacciones electroquímicas y esfuerzos de corte en estado de flujo semiestático (PC, L3 y Gel 10 min) fueron las que mejor reprodujeron el comportamiento del registro de asentamiento dado sus favorables valores de  $R^2$ .

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

### Contribuidores:

Apellidos y Nombres	Código CVLAC / e-mail	
GARCÍA, MARÍA	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input checked="" type="checkbox"/> JU <input type="checkbox"/>
	CVLAC	C.I: 15.510.689
	e-mail	mariacgracial@hotmail.com
	e-mail	
CABEZA, FRONGER	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input checked="" type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input type="checkbox"/>
	CVLAC	C.I: 11.781.559
	e-mail	fcabeza@esvenca.com
	e-mail	
OTAHOLA, JESÚS	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input checked="" type="checkbox"/>
	CVLAC	C.I:14.940.176
	e-mail	jotahola@udo.edu.ve
	e-mail	
CORDÓVA, ALFRELIA	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input checked="" type="checkbox"/>
	CVLAC	C.I: 15.045.935
	e-mail	alfrelia@hotmail.com
	e-mail	

### Fecha de discusión y aprobación:

Año	Mes	Día
2013	10	29

### Lenguaje:

Español

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

**Archivo(s):**

Nombre de archivo	Tipo MIME
TESIS-JESUS ESTABA	DOCX

**Alcance:**

Espacial: \_\_\_\_\_ (opcional)

Temporal: \_\_\_\_\_ (opcional)

**Título o Grado asociado con el trabajo:**

INGENIERO DE PETRÓLEO

---

**Nivel Asociado con el trabajo:**

INGENIERÍA

---

**Área de Estudio:**

INGENIERÍA DE PETRÓLEO

---

**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.

UNIVERSIDAD DE ORIENTE  
SISTEMA DE BIBLIOTECA  
RECIBIDO POR *[Firma]*  
FECHA 5/8/09 HORA 5:30

Comunicación que hago a usted a los fines consiguientes.

Cordialmente,

*[Firma]*  
JUAN A. BOLAÑOS CUMBELE  
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/maruja

## 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”.



**BR. JESÚS ERNESTO ESTABA LANZ**  
**C.I:19.092.981**  
**AUTOR**



**ING. MARÍA GARCÍA**  
**C.I:15.510.689**  
**TUTOR**