

	<b>GESTIÓN SERVICIOS BIBLIOTECARIOS</b>						  
	<b>CARTA DE AUTORIZACIÓN</b>						
<b>CÓDIGO</b>	<b>AP-BIB-FO-06</b>	<b>VERSIÓN</b>	<b>1</b>	<b>VIGENCIA</b>	<b>2014</b>	<b>PÁGINA</b>	<b>1 de 2</b>

Neiva, 19 de Julio 2016

Señores

CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

Ciudad

El (Los) suscrito(s):

Henry Alexander Norza Bastidas, con C.C. No. 1075268225 de Neiva,

Juan Sebastian Campos Perez, con C.C. No. 1075274071 de Neiva,

Autores de la tesis y/o trabajo de grado titulado “Desarrollo de un fluido de perforación 100% base aceite vegetal (Castor Oil) con activador polar y en presencia de bases fuertes (cal) ambientalmente amigable” presentado y aprobado en el año 2016 como requisito para optar al título de ingeniero de petróleos, autorizamos al CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN de la Universidad Surcolombiana para que con fines académicos, muestre al país y el exterior la producción intelectual de la Universidad Surcolombiana, a través de la visibilidad de su contenido de la siguiente manera:

Los usuarios puedan consultar el contenido de este trabajo de grado en los sitios web que administra la Universidad, en bases de datos, repositorio digital, catálogos y en otros sitios web, redes y sistemas de información nacionales e internacionales “open access” y en las redes de información con las cuales tenga convenio la Institución.

- Permita la consulta, la reproducción y préstamo a los usuarios interesados en el contenido de este trabajo, para todos los usos que tengan finalidad académica, ya sea en formato Cd-Rom o digital desde internet, intranet, etc., y en general para cualquier formato conocido o por conocer, dentro de los términos establecidos en la Ley 23 de 1982, Ley 44 de 1993, Decisión Andina 351 de 1993, Decreto 460 de 1995 y demás normas generales sobre la materia.

- Continúo conservando los correspondientes derechos sin modificación o restricción alguna; puesto que de acuerdo con la legislación colombiana aplicable, el presente es un acuerdo jurídico que en ningún caso conlleva la enajenación del derecho de autor y sus conexos.

De conformidad con lo establecido en el artículo 30 de la Ley 23 de 1982 y el artículo 11 de la Decisión Andina 351 de 1993, “Los derechos morales sobre el trabajo son propiedad de los autores”, los cuales son irrenunciables, imprescriptibles, inembargables e inalienables.



## GESTIÓN SERVICIOS BIBLIOTECARIOS

### CARTA DE AUTORIZACIÓN



**CÓDIGO**

**AP-BIB-FO-06**

**VERSIÓN**

**1**

**VIGENCIA**

**2014**

**PÁGINA**

**2 de 2**

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Firma:

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Firma:

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

EL AUTOR/ESTUDIANTE:



## GESTIÓN SERVICIOS BIBLIOTECARIOS

### DESCRIPCIÓN DE LA TESIS Y/O TRABAJOS DE GRADO



**CÓDIGO**

**AP-BIB-FO-07**

**VERSIÓN**

**1**

**VIGENCIA**

**2014**

**PÁGINA**

**1 de 3**

**TÍTULO COMPLETO DEL TRABAJO:** Desarrollo de un fluido de perforación 100% base aceite de vegetal (castor oil) con activador polar y en presencia de bases fuertes (cal) ambientalmente amigable

**AUTOR O AUTORES:**

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Norza Bastidas Campos Pérez	Henry Alexander Juan Sebastián

**DIRECTOR Y CODIRECTOR TESIS:**

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Vargas Castellanos	Constanza

**ASESOR (ES):**

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre

**PARA OPTAR AL TÍTULO DE:** Ingeniero de petróleos

**FACULTAD:** Ingeniería

**PROGRAMA O POSGRADO:** Ingeniería de petróleos

**CIUDAD:** Neiva

**AÑO DE PRESENTACIÓN:** 2016 **NÚMERO DE PÁGINAS:** 120

**TIPO DE ILUSTRACIONES (Marcar con una X):**

Diagramas  Fotografías  Grabaciones en discos  Ilustraciones en general  Grabados  Láminas   
Litografías  Mapas  Música impresa  Planos  Retratos  Sin ilustraciones  Tablas o Cuadros

	<b>GESTIÓN SERVICIOS BIBLIOTECARIOS</b>						
	<b>DESCRIPCIÓN DE LA TESIS Y/O TRABAJOS DE GRADO</b>						
<b>CÓDIGO</b>	<b>AP-BIB-FO-07</b>	<b>VERSIÓN</b>	<b>1</b>	<b>VIGENCIA</b>	<b>2014</b>	<b>PÁGINA</b>	<b>2 de 3</b>

**SOFTWARE** requerido y/o especializado para la lectura del documento:

**MATERIAL ANEXO:**

**PREMIO O DISTINCIÓN** (En caso de ser LAUREADAS o Meritoria):

**PALABRAS CLAVES EN ESPAÑOL E INGLÉS:**

<u>Español</u>	<u>Inglés</u>	<u>Español</u>	<u>Inglés</u>
1. <u>Lodos</u>	<u>Muds</u>	6. <u>Lodos base aceite</u>	<u>Oil based muds</u>
2. <u>Ambiental</u>	<u>Environment</u>	7. _____	_____
3. <u>Reología</u>	<u>Rheology</u>	8. _____	_____
4. <u>Ingeniería</u>	<u>Engineering</u>	9. _____	_____
5. <u>Aceite vegetal</u>	<u>Vegetal oil</u>	10. _____	_____

**RESUMEN DEL CONTENIDO:** (Máximo 250 palabras)

Se observa el comportamiento de los fluidos de perforación base aceite (OBM) de higuera o ricino preparados con aditivos comercializados en el país, las concentraciones de los aditivos son las mismas para ambos fluidos con la diferencia de que uno tiene como modificador reológico un activador polar y el otro utiliza cal. Éstos se someten a calentamientos o envejecimientos (Rolling up) por 16 horas a las temperaturas 65°C, 80°C y 120°C. Se analiza el comportamiento reológico de los fluidos según la norma API RP 13B-2 antes y después del envejecimiento a diferentes temperaturas. De acuerdo a los resultados de la presente investigación, se observa que los fluidos son estables en todas las condiciones muestreadas y que la presencia de bases fuertes tiene tendencia a disminuir sus porcentajes de ácidos grasos 17% a 65°C y de aumentarlos 6% a 120°C con respecto a los fluidos con activador polar envejecidos a las mismas condiciones. Para observar si los fluidos preparados se pueden categorizar como ambientalmente amigables, se procede a evaluar el impacto de los fluidos desarrollados en la supervivencia de alevines de tilapia roja en cuerpos de agua simulados en laboratorio. Las condiciones mínimas para que mueran al menos el 50% de la población de alevines es de 96 horas de exposición a los fluidos en una concentración de 5000 ppm.

	<b>GESTIÓN SERVICIOS BIBLIOTECARIOS</b>						
	<b>DESCRIPCIÓN DE LA TESIS Y/O TRABAJOS DE GRADO</b>						
<b>CÓDIGO</b>	<b>AP-BIB-FO-07</b>	<b>VERSIÓN</b>	<b>1</b>	<b>VIGENCIA</b>	<b>2014</b>	<b>PÁGINA</b>	<b>3 de 3</b>

**ABSTRACT:** (Máximo 250 palabras)

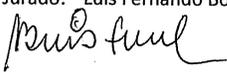
The behavior of two castor oil based muds (OBM) prepared with additives marketed in the country is observed, the concentrations of the additives are the same for both fluids with the difference that one has as rheological modifier a polar activator and other uses lime. This ones are subjected to heatings or aging (rolling up) for 16 hours at temperatures between 65 °C, 80°C and 120 °C. The rheological behavior of the fluids are analyzed according to API RP 13B-2 standar before and after rolling up at different temperatures. According to the results of this investigation it is discovered that fluids are stable in all sample conditions and the presence of strong bases tends to decrease their percentage of fatty acids 17% at 65°C and increase 6% at 120 °C with respect to the fluids with polar activator rolled up at the same conditions. To see if the fluids can be categorized as environmentally friendly, we proceed to evaluate the impact of the fluids developed in the survival of red tilapia fingerlings in a water body simulated in the laboratory. The minimum conditions to die at least 50% of the population of fry is 96 hours of exposure to fluids at a concentration of 5000 ppm

**APROBACION DE LA TESIS**

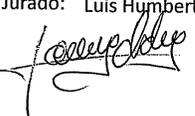
Nombre Presidente Jurado:

Firma:

Nombre Jurado: Luis Fernando Bonilla

Firma: 

Nombre Jurado: Luis Humberto Orduz

Firma: 

**DESARROLLO DE UN FLUIDO DE PERFORACION 100% BASE ACEITE  
VEGETAL (CASTOR OIL) CON ACTIVADOR POLAR Y EN PRESENCIA DE  
BASES FUERTES (CAL) AMBIENTALMENTE AMIGABLE**

**HENRY ALEXANDER NORZA BASTIDAS  
JUAN SEBASTIAN CAMPOS PEREZ**



**Universidad  
Surcolombiana**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA  
FACULTAD DE INGENIERIA  
INGENIERÍA DE PETROLEOS  
NEIVA, 2016**

**DESARROLLO DE UN FLUIDO DE PERFORACION 100% BASE ACEITE  
VEGETAL (CASTOR OIL) CON ACTIVADOR POLAR Y EN PRESENCIA DE  
BASES FUERTES (CAL) AMBIENTALMENTE AMIGABLE**

**HENRY ALEXANDER NORZA BASTIDAS  
JUAN SEBASTIAN CAMPOS PEREZ**

Proyecto de grado presentado como requisito parcial para optar al título de  
Ingeniero de Petróleos

Directora:  
**CONSTANZA VARGAS CASTELLANOS**  
Ingeniera de petróleos

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA  
FACULTAD DE INGENIERIA  
INGENIERÍA DE PETROLEOS  
NEIVA, 2016**

**Nota de aceptación:**

---

---

---

---

---

---

**Firma del Director**

---

**Firma del Jurado**

---

**Firma del Jurado**

Neiva, junio de 2016

## DEDICATORIA

*A esa fuerza que siempre me motiva a creer en mí y que me guió para cumplir con este paso hacia mis metas. A mi madre Claudia Piedad y a mi abuela Silenia, por ser ese apoyo incondicional en todo momento de mi vida, a nuestra directora de tesis Constanza Vargas ya que sin su esfuerzo no hubiera sido posible este paso y a mi amigo y compañero de tesis a quien admiro por sus esfuerzos para salir adelante.*

*Este logro es para ustedes con todo mi aprecio.*

**Juan Sebastián Campos Pérez**

*Quisiera agradecer a todas esas personas que se han cruzado en mi camino y me han ayudado a mejorar como profesional y más importante como persona. Aquellos quienes su cariño, conocimiento y paciencia admiro con devoción. A mis padres con quienes tengo una deuda que no terminare de pagar jamás. A mis hermanos por sus invaluable consejos. A nuestra directora de tesis a quien además de apreciar profundamente por sus capacidades intelectuales, le estoy muy agradecido por abrirme las puertas de su casa y corazón. A todo el equipo de Fluidos y Servicios encabezado por el ingeniero Vilmer España quienes nos apoyaron desde el inicio hasta el final y nos han dado una envidiable mezcla de conocimientos en un acogedor ambiente de trabajo. A nuestro asesor de tesis y amigo Fabián Rico quien no ha dejado de asesorarnos y ayudarnos desde el primer día hasta hoy. Y a nuestro amigo Gustavo Franco por su constante asesoramiento y apoyo.*

*Quisiera también agradecer a nuestros compañeros de investigación Carlos Andrés Portilla y Felipe Gaspar, este logro es también de ustedes. Dios nos tiene preparadas cosas muy grandes. Y a mi mejor amigo y compañero de tesis.*

*Gracias.*

**Henry Alexander Norza Bastidas**

## TABLA DE CONTENIDO

TABLA DE CONTENIDO .....	5
<b>1. INTRODUCCION .....</b>	<b>9</b>
<b>2. DEFINICION Y FORMULACION DEL PROBLEMA.....</b>	<b>11</b>
<b>3. PREGUNTAS COMPLEMENTARIAS DE LA INVESTIGACION .....</b>	<b>12</b>
<b>4. OBJETIVOS.....</b>	<b>13</b>
<b>5. ALCANCES DE LA INVESTIGACIÓN.....</b>	<b>14</b>
<b>6. MARCO TEORICO .....</b>	<b>15</b>
<b>6.1. FLUIDOS DE PERFORACION.....</b>	<b>15</b>
<b>6.2. FLUIDOS DE PERFORACION 100 % BASE ACEITE .....</b>	<b>15</b>
<b>6.2.1. Química y formulación de fluidos base aceite (obm).....</b>	<b>16</b>
<b>6.2.2. Ventajas y desventajas de los fluidos base aceite .....</b>	<b>19</b>
<b>6.3. MANTENIMIENTO DE LAS PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS BASE ACEITE</b>	
23	
6.3.1. Densidad.....	23
6.3.2. Viscosidad de embudo .....	23
6.3.3. Reología .....	23
6.3.4. Filtrado.....	26
6.3.5. Estabilidad eléctrica.....	27
6.3.6. Porcentaje de solidos .....	28
6.3.7. Observaciones visuales .....	28
<b>6.4. ENVEJECIMIENTO .....</b>	<b>29</b>
<b>6.5. FUNDAMENTOS EN MECANICA DE FLUIDOS .....</b>	<b>31</b>
<b>6.5.1. Principios en regímenes de flujo .....</b>	<b>31</b>
<b>6.5.2. Viscosidad .....</b>	<b>31</b>
<b>6.5.3. Esfuerzo de corte .....</b>	<b>32</b>
<b>6.5.4. Relación entre velocidad de corte y esfuerzo de corte.....</b>	<b>35</b>
<b>6.5.5. Caracterización de fluidos .....</b>	<b>36</b>
<b>6.5.6. Factores de conversión.....</b>	<b>37</b>

6.5.7.	Modelos reologicos .....	37
6.5.7.1.	Modelo plástico de Bingham: .....	37
6.5.7.2.	Modelo ley de potencia.....	38
6.5.7.3.	Modelo de Herschel-Bulkley .....	38
6.5.8.	Capacidad de acarreo .....	39
6.6.	HIGUERILLA (RICINUS COMMUNIS).....	39
6.6.1	Distribución regional y factores óptimos de cultivo .....	40
6.6.2	Zonas de cultivo y épocas de siembra.....	41
6.6.3	Composición de la semilla .....	42
6.7.	ACEITE DE HIGUERILA O CASTOR OIL .....	43
6.8.	ALEVINES (TILAPIA ROJA) .....	44
6.8.1.	Cuidados que requieren los alevines .....	45
6.9.	RESEÑA HISTÓRICA DE LA ESPECIE (TILAPIA) .....	46
6.9.1.	Condiciones y parámetros de cultivo .....	46
6.10.	PRUEBAS DE TOXICIDAD .....	49
7.	DISEÑO EXPERIMENTAL .....	50
7.1.	DIAGRAMA DE ACTIVIDADES.....	50
8.	EQUIPO UTILIZADO DURANTE LA INVESTIGACIÓN .....	52
8.1.	BALANZA PARA LODOS OFITE.....	52
8.2.	KIT DE RETORTA OFITE .....	53
8.3.	VISCOSÍMETRO OFITE MODELO 800 DE 8 VELOCIDADES .....	54
8.4.	CELDA PARA ENSAYO DE FILTRACIÓN HPHT OFITE.....	55
8.5.	HORNO DE ROLADO DE ALTA TEMPERATURA OFITE.....	56
8.6.	MEZCLADOR DE VELOCIDAD CONSTANTE OFITE .....	57
9.	RESULTADOS Y ANALISIS.....	58
9.1.	PRUEBAS PRELIMINARES AL ACEITE DE HIGUERILLA .....	58
9.2.	PRUEBAS CON ACTIVADOR POLAR Y BASES FUERTES (CAL HIDRATADA). .....	64
9.2.1.	Resultados a 65 °C para el fluido con activador polar y para el fluido con bases fuertes (cal hidratada) .....	65

9.2.2.	Resultados a 80°C papa el fluido con activador polar y para el fluido con bases fuertes (cal hidratada) .....	66
9.2.3.	Resultados a 120 °C papa el fluido con activador polar y para el fluido con bases fuertes (cal hidratada) .....	67
9.3.	COMPARACION DE CAMBIOS Y ESTABILIDAD PARA EL FLUIDO CON CAL Y EL FLUIDO CON ACTIVADOR POLAR CON RESPECTO A LA TEMPERATURA. 67	
9.4.	GRAFICAS ESFUERZO DE CORTE VS VELOCIDAD DE CORTE Y DESCRIPCION DEL TIPO DE FLUJO PARA LAS CONDICIONES MUESTREADAS 70	
9.4.1.	Reogramas de los fluidos previo envejecimiento:.....	70
9.4.2.	Reogramas de los fluidos envejecidos a 65 °C (150 °F) .....	73
9.4.3.	Reogramas de los fluidos envejecidos a 80 °C (175 °F) .....	76
9.4.4.	Reogramas de los fluidos envejecidos a 120 °C (250° F) .....	78
9.5.	CAMBIOS EN LA COMPOSICION DE LOS FLUIDOS POST-ENVEJECIMIENTO .....	82
9.6.	PREPARACION DEL FLUIDO OPERATIVO CON BASES FUERTES Y DEL FLUIDO CON ACTIVADOR POLAR Y MEDICIÓN DE LA REOLOGIA POST-ENVEJECIMIENTO .....	82
9.6.1.	Reogramas primera formulación de fluido operativo con activador polar y del fluido operativo con bases fuertes (cal hidratada). .....	85
9.7.	COMPARACION DE CAMBIOS Y ESTABILIDAD PARA EL FLUIDO CON CAL Y EL FLUIDO CON ACTIVADOR POLAR CON RESPECTO A LA TEMPERATURA. 92	
9.8.	PREPARACION DE SEGUNDO FLUIDO OPERATIVO CON ACTIVADOR POLAR Y BASES FUERTES (CAL HIDRATADA) .....	95
9.8.1.	Reogramas segunda formulación del fluido operativo con activador polar y fluido operativo con bases fuertes (cal hidratada).....	97
9.9.	PRUEBAS DE IMPACTO AMBIENTAL .....	100
9.9.1.	Acondicionamiento del ambiente de prueba.....	100
9.9.2.	Aclimatación de peces.....	103
9.9.3.	Pruebas de contaminación.....	105
10.	CONCLUSIONES .....	112
11.	RECOMENDACIONES Y SUGERENCIAS .....	114
12.	REFERENCIAS Y BIBLIOGRAFIA.....	115
13.	ANEXOS.....	117

13.1. ANEXO 1. REGISTRO FOTOGRAFICO ..... 117

## 1. INTRODUCCION

El uso de fluidos de perforación base aceite vegetal se ha presentado como una posible solución a los problemas ambientales generados por el uso de base aceite mineral o fósil (hidrocarburos y derivados) y su disposición post-uso, postulándolos como sustitutos en la formulación de lodos cuando se requiere entrar a acuíferos y zonas productoras, pero su uso no se ha logrado generalizar por falta de información técnica sobre su comportamiento a condiciones de trabajo en fondo de pozo.

Anteriormente, investigadores de áreas químicas y de alimentos ya han estudiado el comportamiento de los aceites vegetales. N. EKWENYE<sup>10</sup> en el artículo “chemical characteristics of palm oil biodeterioration” examinó varios tipos de aceite de palma para determinar el crecimiento de bacterias en ellos concluyendo que en presencia de humedad por largos periodos de tiempo pierde bioestabilidad. Hgassapa et al<sup>8</sup> en su publicación, “*effects of temperature on the physicochemical properties of traditionally processed vegetable oils and their blends*” pretendió analizar las resistencias térmicas de aceites de palma, sésamo y girasol mezclándolos y llevándolos a 40<sup>0</sup>C y 120<sup>0</sup>C, donde encontró que en sus estados naturales presentaban las mayores resistencias a la temperatura y los ubicaba dentro de los parámetros permisibles, pero luego de ser llevados a sus temperaturas de ebullición tendían a cambiar sus contenidos de grasas no saturadas y demás composiciones. Aunque su investigación no fue con fines petroleros, del artículo se concluye que en medios básicos y en condiciones de prueba la composición química del aceite va a cambiar rápidamente surgiendo la duda de su rendimiento reológico en tales circunstancias, de ahí sale la necesidad de medir y analizar su comportamiento en dichas condiciones.

Para el uso de aceites vegetales en fluidos de perforación se hace necesario primero que todo conocer sus propiedades, sus límites de uso y almacenamiento, así, Ekwenye, et al. (2006)<sup>10</sup> estudio dos especies de palma (*elaeisguineensis* dura y *elaeisguineensis* tenera) y mostró la resistencia del aceite de palma a la biodegradación por ataques bacterianos y fungíferos. Cogió muestras y las almacenó en un ambiente con temperaturas entre 28 - 32 °C y en otro ambiente refrigerado a 4°C. Planteando que solo después de 3 meses de exposición la calidad del aceite de palma se ve afectada por el ataque de bacterias y hongos en el primer ambiente y en el segundo el crecimiento de éstos agentes fue limitado. Hgassapa, et al. (2012)<sup>12</sup> analizó muestras aceites de girasol, palma y ajonjolí, observando la tendencia a saponificación de dichos aceites en presencia de bases fuertes como KOH o NaOH, los mezcló y los llevó a 40<sup>0</sup>C y 120<sup>0</sup>C encontrando que en sus estados naturales presentaban las mayores resistencias a la temperatura y los ubicaba dentro de los parámetros permisibles, pero luego de ser llevados a sus temperaturas de ebullición tendían a cambiar sus contenidos de grasas no saturadas y demás composiciones concluyendo la posibilidad de usar el lodo base aceite de palma bajo condiciones de alcalinidad y pH controlados.

Y habiéndose comprobado la posibilidad del uso de aceites vegetales como reemplazo de los fósiles, surge la necesidad de comprobar sus condiciones operativas. Es así como Adewale, et al. (2010)<sup>1</sup> formuló un lodo a base de aceite de palma y aceite de maní con aditivos estándar, comparando sus propiedades operativas y de eco toxicidad con un lodo base aceite convencional de diésel, tanto para lodos 100% aceite como emulsiones 90/10, con agua dulce y salmuera. En cuanto a las pruebas operativas se observó que cuando los fluidos formulados se envejecieron a 250°F por 16 horas, se produjo un aumento considerable en la viscosidad lo que en condiciones de operación impedirían la bombeabilidad del fluido, entre otros parámetros se observó que se formaron geles progresivos en todas las muestras analizadas. En cuanto a la eco toxicidad, se realizaron pruebas en eras sembradas con maíz, en las cuales se hizo riego con los lodos preparados en relación 90/10 (agua dulce/lodo) y se observó que para el lodo convencional con diésel, las planta se marchitaron, en tanto que para el lodo con base aceites vegetales, conservaron su verdor.

Con un futuro muy prometedor el aceite de palma se ubica como el mejor sustituto a los aceites fósiles, pero para su obtención a nivel industrial es necesario el cultivo en grandes espacios pudiendo desplazar otros cultivos esenciales y ecosistemas naturales resultando a largo plazo en un nuevo problema social. Para evaluar este indicador, en Colombia Castiblanco et al. (2013)<sup>5</sup> estudió la expansión de áreas dedicadas al cultivo de palma para obtención de aceite e indica que entre los años 2002 y 2008 se produjo una sustitución de 155.100 hectáreas dedicadas a pasturas y desarrollo agropecuario por áreas dedicadas al cultivo de palma para biocombustibles sin tocar áreas naturales. Ellos estiman un crecimiento desmesurado de las plantaciones de palma y que en un futuro a mediano plazo las áreas cultivadas serán desplazadas y no se respetaran áreas naturales ocasionando una nueva emergencia ambiental en tanto a los requerimientos de agua y espacios para el cultivo.

Haciendo un recuento en el Huila aparece el aceite de Higuierilla que se extrae de la planta que se encuentra en gran abundancia en el suelo y se presenta como una maleza de fácil propagación en volumen. Su uso en formulaciones de lodos fue probado por Auta, et al. (2013)<sup>2</sup>, obteniendo resultados experimentales muy favorables para lodo preparado con dicho aceite obteniendo una densidad equivalente de circulación (ECD) de 9, que es aceptable con los estándares. El artículo demuestra que la formulación del lodo base aceite de higuierilla cumplió con las propiedades fisicoquímicas de la Sociedad Americana para Pruebas y Materiales (ASTM - American Society for Testing and Materials).

## 2. DEFINICION Y FORMULACION DEL PROBLEMA

Globalmente en la industria se utilizan lodos de perforación base aceite mineral o fósil (hidrocarburos y derivados) en perforaciones a condiciones HPHT (alta presión y alta temperatura) y en formaciones productoras, pero el uso de éstos puede generar alteraciones medioambientales en aguas superficiales y/o subterráneas o suelos, en caso de derrame accidental o disposición bajo tratamientos inadecuados.

Con miras a la minimización de la afectación ambiental, se plantea la opción de utilizar un aceite vegetal como sustituto de los aceites minerales o sus derivados, usados actualmente como fluidos de perforación base aceite; debido a la más rápida descomposición de dichos aceites lo cual propendería a la degradación más fácil de dichos lodos.

Por tanto, se requieren probar dos hipótesis principales. Una, que se pueda formular un lodo de perforación 100% base aceite de higuera y analizar su comportamiento reológico tanto con activador polar como con bases fuertes y; dos observar el impacto ambiental generado por dicho lodo de perforación base aceite vegetal.

Se escoge el aceite de higuera porque es muy abundante en el territorio colombiano, su uso industrial no desplazaría cultivos de pastoreo o agropecuarios y debido a su procedencia vegetal no afecta al medio ambiente en los escenarios mencionados. Su comportamiento físico y reológico se supone ideal a condiciones normales, pero se desconoce la variación en sus propiedades al ser contaminado con sólidos y bases fuertes.

El uso del lodo en perforación teniendo desconocimiento comprobado del comportamiento en presencia de bases fuertes puede llevar a la disminución en la viscosidad evitando el arrastre de recortes a superficie, altos niveles de filtrado de glicerina a la formación ocasionando pérdidas de fluidos y presión hidrostática y por consiguiente desbalance del pozo.

Así se presenta la necesidad de formular el fluido y medir sus comportamientos ante los agentes contaminantes que pueden surgir en la perforación como bases fuertes.

Para desarrollar los ensayos se pretende adquirir el aceite de higuera ya manufacturado, para lo cual en Colombia se cuenta con empresas dedicadas a la producción de éste aceite, entre las cuales se encuentra COLMERK S.A. (2014) Mosquera – Cundinamarca y Colombiana de Combustibles S.A. (Colbio), localizada en Cauca – Antioquia, que produce aceite de Higuera grado 1.

### 3. PREGUNTAS COMPLEMENTARIAS DE LA INVESTIGACION

A partir de las preguntas base de investigación surgen una serie de inquietudes asociadas tanto al desempeño técnico del aceite de higuera como base en un lodo base aceite vegetal, como de su comportamiento tanto con bases fuertes así como con activador polar e impacto en el medio ambiente. Las preguntas que se formulan por lo tanto son las siguientes:

- ¿Cómo será el comportamiento reológico del fluido base aceite de higuera con bases fuertes como la cal hidratada?
- ¿Cómo será el comportamiento reológico del fluido base aceite de higuera con activador polar?
- ¿Cómo es el impacto del lodo en el medio ambiente, teniendo como referencia la respuesta de organismos acuáticos, ante probables derrames de la fase líquida de los lodos base aceite de higuera?

## 4. OBJETIVOS

### 4.1. OBJETIVO GENERAL

- Observar el comportamiento de un fluido 100% base aceite de higuera tanto con activador polar como en presencia de cal.

### 4.2. OBJETIVOS ESPECIFICOS

- Formular un lodo 100% base aceite de higuera usando aditivos convencionales utilizados y comercializados en el país.
- Analizar el comportamiento del lodo mediante la medición de los parámetros reológicos estandarizados por la norma API RP 13B-2, antes y después del envejecimiento (Rolling up) del lodo formulado con un activador polar, a temperaturas de 65°C (150°F), 80°C (176°F) y 120°C (250°F).
- Analizar el comportamiento del lodo mediante la medición de los parámetros reológicos estandarizados por la norma API RP 13B-2, antes y después del envejecimiento (Rolling up) del lodo formulado en presencia de una base fuerte (cal hidratada, Ca (OH)<sub>2</sub>), a temperaturas de 65°C (150°F), 80°C (176°F) y 120°C (250°F).
- Evaluar el impacto ambiental del lodo base aceite de higuera, simulando un derrame de lodo en un cuerpo de agua, teniendo como indicador la supervivencia de alevines (crías de peces).

## 5. ALCANCES DE LA INVESTIGACIÓN

La investigación está sujeta a la formulación de un lodo 100% base aceite de higuera, usando químicos convencionales, a partir del aceite y químicos fabricados o comercializados en el país. Con el fin de comparar el desempeño del fluido a diferentes condiciones se procede a realizar dos formulaciones diferentes, una formulación está compuesta por los aditivos propuestos más un activador polar y otra compuesta por los aditivos propuestos más cal hidratada ( $\text{Ca}(\text{OH})_2$ ).

Se realizan las pruebas de reología en el viscosímetro rotatorio de ocho velocidades ( $\Theta 600$ ,  $\Theta 300$ ,  $\Theta 200$ ,  $\Theta 100$ ,  $\Theta 60$ ,  $\Theta 30$ ,  $\Theta 6$ ,  $\Theta 3$ ) tanto para el fluido con los aditivos propuestos más activador polar como para el fluido con los aditivos propuestos más cal hidratada y se realizan tres medidas reportando como dato el promedio de estas. De igual forma se repite el mismo procedimiento para ambas formulaciones aplicándoles el envejecimiento a  $65\text{ }^\circ\text{C}$ ,  $80\text{ }^\circ\text{C}$  y  $120\text{ }^\circ\text{C}$ . Además se realizan las pruebas de retorta y filtrado HTHP (alta temperatura-alta presión) para las dos formulaciones sometidas previamente a envejecimiento a las temperaturas de  $65\text{ }^\circ\text{C}$ ,  $80\text{ }^\circ\text{C}$  y  $120\text{ }^\circ\text{C}$ . Los datos de densidad también son medidos a las condiciones previamente descritas.

Finalmente se analizan y compararán los datos obtenidos de los ensayos anteriores y se procede a realizar las pruebas del impacto ambiental del lodo. Para obtener estos datos se evalúa la incidencia del lodo en un ecosistema acuático mediante el indicador del tiempo de supervivencia de alevinos (crías de peces).

**Nota:** No se hacen otras pruebas o ensayos no especificados ni reformulación del lodo inicial.

## 6. MARCO TEORICO

### 6.1. FLUIDOS DE PERFORACION

El fluido de perforación es el elemento circulante que ayuda a solucionar los problemas de inestabilidad del hoyo durante la perforación del pozo.<sup>21</sup> Se puede dividir en dos fases: continua y dispersa, donde la fase continua es comprendida por el líquido, vapor o sustancia en la cual se encuentran suspendidas las partículas presentes en su formulación y los contaminantes producto de la perforación ya sean recortes o agua de formación. Ésta fase regularmente se compone y no se limita a agua, aceite fósil, aceite mineral, vapor, espuma o una relación entre éstas.

En la fase dispersa además de contaminantes producto de la perforación, se encuentran los sólidos y reactivos que ayudan al funcionamiento del fluido, cada uno de ellos cumple una función específica y necesaria como parte de un todo. El cambio en las concentraciones en la formulación resulta en cambios físicos y químicos del fluido y sus funciones.

El fluido no debe ser tóxico, corrosivo, ni inflamable, pero sí inerte a las contaminaciones de sales solubles o minerales y estable a altas temperaturas. Además, debe mantener sus propiedades según las exigencias de las operaciones, debe ser inmune al desarrollo de bacterias.<sup>21</sup>

Los fluidos de perforación desempeñan un papel fundamental en las operaciones, debido a sus propiedades viscosas poseen la capacidad para acarrear los recortes y limpiar el pozo, ejercen presión hidrostática aportando presión sobre la formación controlando la posibilidad de derrumbes, lubrican la broca y facilitan la toma de perfiles de pozos.

### 6.2. FLUIDOS DE PERFORACION 100 % BASE ACEITE

Los fluidos base aceite son aquellos donde la fase continua al igual que el filtrado está compuesta por aceite fósil, aceite mineral, sintético y más recientemente aceites vegetales, biodiesel o una relación entre éstos. Se utilizan en casos especiales para evitar problemas comunes en fluidos base agua como hidratación de arcillas, resistencia a la contaminación por H<sub>2</sub>S, inestabilidad en altas presiones y temperaturas, para aumentar lubricidad de la broca, cortar núcleos y para terminación y reparación de pozos.

El aceite utilizado debe tener un punto de inflamación alto y de congelación muy bajo para reducir el riesgo de accidentes y permitir el uso en ambientes extremos.<sup>8</sup>

Algunas veces estos sistemas utilizan agua de la formación en su preparación, sin adicionar agua o salmuera adicional. Los sistemas de 100% aceite requieren gran cantidad de agentes para producir viscosidad. El fluido especializado de base aceite, incluye aditivos adicionales: emulsificantes y agentes humectantes (comúnmente ácidos grasos y derivados de aminas) para dar viscosidad, jabones de peso molecular elevado, surfactantes, materiales orgánicos tratados con amina, arcillas organofílicas y cal para producir alcalinidad y formar los jabones.<sup>24</sup> Los aceites cuando no tienen sólidos en suspensión no dañan la formación productora.

Los sistemas base aceite se usan en una gran cantidad de aplicaciones específicas, donde se necesita estabilidad del fluido e inhibición en pozos con alta temperatura del fondo de pozo, pozos profundos, donde las pegas y estabilidad del pozo son un problema, para cortar núcleos, perforar formaciones saladas y en las etapas de terminación del pozo. Algunas veces requieren gran cantidad de agentes para producir viscosidad y acarrear los recortes a superficie, una vez en superficie los recortes se debe hacer un proceso de limpieza de recortes para su posterior deposición en superficie que muchas veces aun después del debido proceso quedan residuos contaminantes produciendo riesgo de incendio debido a su inflamabilidad.

Aunque los lodos base aceite son muy útiles en las formaciones arcillosas que al no poseer agua en contacto no se hidratan e impiden cambios en la permeabilidad de ellas, los base aceite no precisan de inhibidores de corrosión porque por su naturaleza química no compone puentes polares que puedan liberar oxígeno y den pie a corrosión en tuberías.

Su carácter contaminante restringe su uso y los obliga cumplir unos estándares que hacen que su utilización se convierta en un proceso aunque útil costoso. De ahí que la necesidad de buscar aceites no minerales o no fósiles aumenta apareciendo los aceites vegetales en fase continua de lodos base aceite una factible opción con la cualidad de ser amigable con el medio ambiente.<sup>8</sup>

### **6.2.1. Química y formulación de fluidos base aceite (obm)**

El fluido usado en las formaciones salinas de Spindletop en 1901 fue una mezcla de agua más lodo, y desde entonces la composición de ellos permaneció constante por los siguientes 20 años. Los fluidos base aceite comenzaron a ser usados en 1940 y desde entonces la formulación de los fluidos se ha vuelto más complicada a medida que se van descubriendo aditivos, algunos de los cuales se usan hoy en día. Por ejemplo, en 1922 Storud usó barita para el control del peso y en 1926 Harth y Cross patentaron el uso de la bentonita como agente viscosificante y gelificante. Con los años, muchos aditivos han sido descubiertos y fabricados haciendo las composiciones de los fluidos de perforación tan complejas como lo son hoy en día.<sup>8</sup>

El primer artículo sobre formulación de OBM fue Hindry (1940) donde propone el uso de aceite para hornos como solvente, conchas de ostras, caliza o barita como densificante, cenizas para formar geles y dar una estructura en la cual se puedan suspender los sólidos y asfalto para tapar los poros. Stuart (1943) presenta una versión mejorada usada en la reserva naval petrolera Elk Hills No.1.<sup>8</sup> Últimamente, Melton et al. (2004) reporta la composición para un fluido con una concentración de 33% de barita, 18% de salmuera, 2% emulsificantes y 46% NAF. La formulación de Melton es una emulsión inversa.

Young, Stefano y Lee (2012) presentan el uso de ácidos grasos activados por reacciones con cal para formar estructuras jabonosas. En el uso de lignosulfatos como emulsificantes, Browning (1955) hablan de la absorción de la molécula de lignosulfato en la interface agua-aceite estabilizando la interface y forma una película semi-rígida.<sup>8</sup>

En los OBM el aceite actúa como solvente y es su principal componente. Para que el fluido funcione es necesario que todos los sólidos sean oleofílicos para que cumplan su función, es decir, que presenten tendencia a ser humectados en el aceite. En caso de presentarse agua, ésta debe emulsionarse en el aceite (formando pequeñas gotas suspendidas en el aceite). Los componentes que hacen de un aceite un fluido de perforación base aceite eficiente son:

#### **6.2.1.1. Base Aceitosa**

La fase continúa de los OBM en la cual se disuelven algunos aditivos y otros se mantienen suspendidos homogéneamente en la fase continua. Comúnmente se utiliza crudo o aceites fósiles, aunque en los últimos años la tendencia es hacia los aceites minerales y sintéticos como fase continua en fluidos base aceite.<sup>24</sup>

#### **6.2.1.2. Emulsificante Primario**

Su función es lograr una mezcla completamente homogénea entre el agua y el aceite. Los emulsificantes primarios son ácidos grasos de cadenas largas que reaccionan con cal para formar emulsiones jabonosas. Éstos emulsionantes son muy fuertes pero requieren de tiempo para poder formarse.<sup>24</sup>

#### **6.2.1.3. Emulsificante Secundario**

Es una mezcla de agentes humectantes que se encarga de humectar los sólidos en aceite antes de formarse la emulsión. Suelen ser menos resistentes a la temperatura que los emulsificantes primarios.<sup>24</sup>

#### **6.2.1.4. Activador de la Emulsión**

Regularmente el emulsificante primario necesita cal para formar la estructura jabonosa y lograr así suspender las partículas en el aceite. Es común agregar un exceso de cal para neutralizar el ingreso de gases ácidos al fluido. Éste aditivo es indispensable en algunos viscosificantes que necesitan de cal para activar su punto cedente.<sup>24</sup>

#### **6.2.1.5. Viscosificante**

Es una arcilla que para el caso de los OBM ha sido tratada con aminas para hacer que cambie su mojabilidad al aceite convirtiéndolas en arcillas organofílicas. Es necesario el uso de un activador polar o reológico con el fin de incrementar el rendimiento de las arcillas organofílica.<sup>24</sup>

#### **6.2.1.6. Densificante**

Sólidos con alta gravedad específica para aumentar la densidad de la mezcla, los densificantes más utilizados son el carbonato de calcio y la barita.<sup>24</sup>

#### **6.2.1.7. Agente Humectante**

Es un aditivo líquido que se mezcla en el fluido antes de ser agregados los sólidos con el fin de aumentar las humectabilidades de los aditivos en el aceite.<sup>24</sup>

#### **6.2.1.8. Controlador de Filtrado**

Aditivo para disminuir el espesor del cake y el volumen de aceite que pasa a la formación.<sup>24</sup>

#### **6.2.1.9. Agente de Punteo**

Son partículas de selección variada que generan el efecto de puenteo en los poros de la formación. Tiene un gran efecto sobre la densidad del fluido en comparación con los otros aditivos.<sup>24</sup>

## 6.2.2. Ventajas y desventajas de los fluidos base aceite

### 6.2.2.1. Ventajas de los lodos base aceite

- **Resistente a las altas temperaturas**

El aceite posee un punto de ebullición mayor al del agua; debido a esto dicho fluido es mucho más resistente a las altas temperaturas encontradas a grandes profundidades, las mismas a las cuales un lodo base agua sufre deshidratación; perdiendo así sus propiedades óptimas.<sup>21</sup>

- **No es afectado por formaciones solubles**

Estos sistemas no son afectados cuando se perfora formaciones de calizas, anhidrita o yeso, debido a que el aceite no reacciona con dichas sustancias. Tales sustancias reaccionan químicamente con los iones que forman parte de la composición del agua y se solubilizan en presencia de ésta; alterando las propiedades del lodo.<sup>7</sup>

- **Prevención de atascamientos**

Estos lodos no generan problemas de hinchamiento de arcillas, por lo que el espacio anular no sufre gran disminución, aparte; también poseen una muy buena lubricidad. Tales características disminuyen el atascamiento por presión diferencial en formaciones que poseen alta permeabilidad y en agujeros muy desviados.<sup>7</sup>

- **Protección de corrosión**

El aceite carece del oxígeno presente en el agua, el cual es el principal causante de oxidación y corrosión del equipo de perforación. Además, muchos de los productos utilizados en los lodos base aceite contienen aminas, las cuales forman una película protectora sobre la superficie total del sistema de circulación protegiéndolo en caso de invasión de gases corrosivos como H<sub>2</sub>S y CO<sub>2</sub>, los cuales actúan en esta caso como gases naturales. Estos lodos preparados apropiadamente son recomendados para ser usados como lodo de empaque en el espacio tubería-revestidor y en el exterior de la tubería.<sup>7</sup>

- **Reducciones de Torsión y Arrastre**

El uso de estos lodos en la perforación reduce la torsión y arrastre del sondeo de pozos desviados, debido a la excelente lubricidad que poseen.<sup>7</sup>

- **Estabilización de lutitas**

Tiene la habilidad de estabilizar lutitas problemáticas. Un fluido adecuadamente tratado puede perforar lutitas presurizadas con un peso entre 0,2 a 0,4 lpg más bajo que lo que hubiera necesitado con un fluido base agua. La película de aceite emulsificante alrededor de cada gota de agua en un lodo base aceite, sirve como una membrana semipermeable a través de la cual se puede generar presión osmótica. Ya que la mayoría de las rocas que se perforan contienen agua, y debido al efecto deshidratante causado por la presión osmótica, es posible controlar la mojabilidad por agua de las rocas usando un lodo base aceite. Debido a que se previene que las lutitas se mojen con agua y se dispersen en el lodo y se derrumben dentro del hueco, se puede perforar un hueco de diámetro casi exacto y reducir los problemas operacionales.<sup>7</sup>

- **Protección de Arenas Productivas**

Arenas bentoníticas, todo el filtrado de aceite no hincha las arcillas de formación, y por lo tanto no reduce la permeabilidad.<sup>7</sup>

Arenas limpias, El fluido base aceite previene el bloqueo de agua causado por el filtrado de agua de los fluidos base acuosa.<sup>7</sup>

- **Resistencia al Fuego**

Los lodos base aceite típicos ofrecen buena resistencia al fuego, con un punto de inflamación en el rango de 170 -200 °F.<sup>7</sup>

#### **6.2.2.2. Desventajas de los Lodos Base Aceite**

- **Alto costo inicial por barril**

El costo por barril es considerablemente mayor que en la mayoría de los lodos base agua, a cualquier densidad dada; ya que los precios del agua son muy bajos comparados con los precios de cualquier tipo de aceite utilizado en la perforación de pozos; aparte de que la disponibilidad del agua es mucho mayor<sup>7</sup>.

- **Corte mecánico requerido**

En lodos invertidos, para alcanzar la emulsión y la reología requerida, se necesita una agitación mecánica para formar una emulsión fuerte; así como también se necesitan ciertas condiciones especiales para mantenerla.<sup>7</sup>

- **Reducción en habilidad de detección de arremetidas**

La entrada de gases al lodo durante la perforación es difícil de detectar debido a que los mismos se solubilizan en lodos base aceite; y si dicha entrada se lleva cabo bajo condiciones de presión considerables; con el ascenso saldrían de la solución debido a la disminución de la presión. Dependiendo de la profundidad a la que ocurra tal acontecimiento se podrá o no detectar a tiempo una arremetida, y tomar las precauciones necesarias en dicho caso.<sup>7</sup>

- **Pérdidas de circulación excesivamente costosas**

El alto costo por barril en lodos base aceite, hace no práctico el uso de fluidos de este tipo en zonas propensas a sufrir pérdidas de circulación, debido a la gran cantidad de fluido que se va hacia a la formación y que resulta irrecuperable, aumentando los costos de la perforación.<sup>7</sup>

- **Mayores restricciones ambientales**

Mientras más alto sea el contenido de aromáticos en el aceite utilizado como base en los fluidos de perforación, mayores serán los efectos negativos que estos tendrán sobre el medio ambiente; incluyendo flora y fauna; así como también afecta al personal del taladro. La mayoría de las áreas en que los lodos base aceite son utilizados tienen restricciones ambientales, éstas pueden hacer necesarias modificaciones en el taladro para contener derrames, y limpiar lodos ya utilizados sin desecharlos al medio ambiente.<sup>7</sup>

- **Efectos negativos sobre empacaduras y gomas**

El material con el cual están fabricadas las gomas de los equipos, es sensible al contenido de aromáticos; y dependiendo de éste, las mismas podrían sufrir hinchamiento o estiramiento requiriendo un cambio para evitar problemas operacionales de mayor magnitud.<sup>7</sup>

- **Vapores peligrosos**

Se debe ventilar adecuadamente las zonas de circulación en la superficie ya que cuando el lodo caliente pasa a través de equipos vibratorios, existe la posibilidad

de desprendimiento de hidrocarburos tóxicos los cuales resultan perjudiciales para el personal que labora en dicha zona<sup>7</sup>

- **Peligro de incendio**

Se deben tomar precauciones adicionales para prevenir incendios, ya que los puntos de inflamación y combustión del aceite así lo sugieren; dichas temperaturas podrían alcanzarse durante las operaciones, quemando el aceite y generando un posible incendio.<sup>7</sup>

El siguiente cuadro muestra las diferencias entre los fluidos base agua y aceite.

Tabla 1. Diferencias entre fluidos base agua y aceite

Parámetros de comparación	Fluido base aceite	Fluido base agua
Costo de preparación	Mayor	Menor
Costo de mantenimiento	Menor	Mayor
Problemas de torque y arrastre	Menor	Mayor
Contaminación ambiental	Mayor	Menor
Efectos de los contaminantes	Menor	Mayor
Toma de núcleo	Mayor % de recuperación	Menor % de recuperación
Situación de peligro	Mayor	Menor
Viscosidad plástica	Mayor	Menor
Punto cedente	Menor	Mayor
Formaciones reactivas	Mayor estabilidad	Menor estabilidad
ECD	Mayor	Menor
Perforación under balance	Se puede perforar con una densidad menor	Se debe perforar con la densidad requerida
Problemas de corrosión	Menor	Mayor
Asentamiento de barita	Mayor	Menor
Fuerza de gel	Menor	Mayor
Efecto del agua	Mayor	Menor

Fuente: PDVSA: "Fluidos de Perforación". 1<sup>ra</sup> versión. Agosto 2002. Pag.217

### **6.3. MANTENIMIENTO DE LAS PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS BASE ACEITE**

**NOTA:** Para el procedimiento de prueba y medición de parámetros remitirse a la norma API RP 13B-2.

#### **6.3.1. Densidad**

Regularmente se utiliza carbonato de calcio y se agrega aceite, agua o una relación de éstas hasta 13 lb/gal. Y barita para densidades mayores. Los fluidos base aceite se suelen preparar con densidades entre 7.2 a 20 lb/gal según el manual de fluidos de perforación de PDVSA.

#### **6.3.2. Viscosidad de embudo**

La viscosidad de embudo es una medida arbitraria de viscosidad de un fluido de perforación, la cual depende de las propiedades de flujo y de los geles del fluido. Si la viscosidad plástica, el punto de cedencia y los geles de un fluido están en los rangos deseados, entonces la viscosidad de embudo asociada con los valores de éstas propiedades establece una asociación cualitativa para detectar cambios en esas propiedades.<sup>21</sup>

La viscosidad de embudo de un fluido se suele reportar junto a la temperatura de muestreo, debido a que la viscosidad cambia con la temperatura. El gradiente de viscosidad con la temperatura para fluidos base aceite es mayor con respecto al de los fluidos base agua. Es una medida relativa de la carga de sólidos que experimenta el fluido y se define por la diferencia con respecto a la medición inicial del tiempo en pasar por el embudo.

#### **6.3.3. Reología**

La reología de un fluido base aceite es más compleja que uno base acuosa, el agua no experimenta grandes cambios en su viscosidad con la temperatura, a diferencia del fluido base aceite que disminuye su viscosidad, puntos cedentes y geles con la temperatura. La reología se suele correr a los 120F para fluidos base aceite. La viscosidad plástica de los OBM es mayor que de los fluidos base agua (WBM) y los YP y geles son menores en comparación a la base acuosa. Los cambios en viscosidad para fluidos aceitosos se logran con arcillas organofílicas.

##### **6.3.3.1. Punto Cedente o Yield Point:**

Es la medida de la resistencia que tiene el fluido para pasar de condiciones estáticas a dinámicas. Es producto de las resistencias eléctricas que existen entre las partículas coloidales que impiden el movimiento entre sí y viene a depender de

las propiedades superficiales de los sólidos, la concentración y su ambiente eléctrico.

Esta propiedad generalmente evidencia las características de dilución por esfuerzo de corte de un fluido, la pérdida originada por fricción al intentar circular, la eficiencia del transporte de los cortes, la suspensión del material densificante. Los valores extremistas de punto cedente no pueden suspender el material densificante. Se aumenta el punto cedente al agregar un viscosificante y al originarse la floculación en el fluido.

Defínase el punto cedente cualitativamente como el esfuerzo mínimo para iniciar el flujo, es decir que es igual al valor de esfuerzo de corte cuando la velocidad de corte tiende a cero.

Se obtiene una estimación numérica mediante el cálculo de YP siguiendo la ecuación de Bingham. Éste valor surge de aquellos tiempos cuando los viscosímetros únicamente median valores de esfuerzo de corte a 600 y 300RPM y se tiene en cuenta que numéricamente es diferente al dato real. En tiempos modernos se tienen viscosímetros capaces de obtener esfuerzos de corte a RPM de entre 3 y 6, con éstos valores se calcula el valor de esfuerzo de punto cedente ( $T_y$ ), el cual es cualitativamente igual al YP pero cuantitativamente su valor es más cercano al real.

De igual forma, gracias a los viscosímetros de 8 y 12 velocidades, hoy en día es posible obtener los suficientes datos para lograr extrapolar la ecuación que describe el comportamiento de un fluido dado, una vez obtenida ésta, se puede reemplazar el dato de  $0s^{-1}$  y obtener el valor aún más real del punto cedente.

### **6.3.3.2. Viscosidad Plástica**

Es la medida de la resistencia interna a fluir por efecto de interacción entre los sólidos y el líquido del fluido de perforación, se expresa en centi-poises. Es un efecto mecánico producido por la cantidad, naturaleza, forma y tamaño de los sólidos que interactúan en el fluido. Existe una relación directamente proporcional entre la concentración de sólidos en el sistema y la viscosidad plástica. Es aconsejable mantener la viscosidad plástica en valores bajos y los puntos cedentes altos, de ésta forma se logra aportar una mayor energía a la barrena y a la vez tener un buen acarreo de sólidos a superficie. Un límite superior práctico es el doble del peso del fluido en libras por galón.

Los valores de viscosidad plástica disminuyen en fluidos base aceite con la temperatura, es normal que en fluidos aceitosos que a temperatura ambiente se comportan como fluidos no newtonianos con altas viscosidades, a temperaturas entre  $65-120^{\circ}C$  cambien su comportamiento a Newtoniano con grandes disminuciones en su viscosidad plástica.

Aunque también se comporta de forma diferente con efecto de la presión. Si la presión aumenta, los valores de viscosidad también lo hacen.

### **6.3.3.3. Resistencia de Gel (Geles)**

Las propiedades de la resistencia al gel están relacionadas con el punto de cedente ya que las fuerzas eléctricas atractivas entre partículas influyen a dichos valores. Su diferencia con el punto de cedente es que la resistencia de gel depende del tiempo al medir las fuerzas de atracción estáticas, mientras que el punto cedente mide las fuerzas de atracción dinámicas. Las fuerzas estáticas débiles producen un gel que se rompa una vez que la circulación del fluido es iniciado. Tratamientos para incrementar o disminuir la resistencia de gel son los mismos que los usados para controlar el punto de cedente.<sup>3</sup>

Entre las propiedades del lodo, una de las más importantes es la gelatinización, que representa una medida de las propiedades tixotrópicas de un fluido y denota la fuerza de floculación bajo condiciones estáticas.<sup>24</sup>

La fuerza de gelatinización, como su nombre lo indica, es una medida del esfuerzo de ruptura o resistencia de la consistencia del gel formado, después de un período de reposo. La velocidad de gelatinización se refiere al tiempo requerido para formarse el gel. Si esta se forma lentamente después que el lodo está en reposo, se dice que la velocidad de gelatinización es baja y es alta en caso contrario. Un lodo que presenta esta propiedad se denomina tixotrópico.<sup>24</sup>

El conocimiento de esta propiedad es importante para saber si se presentarán dificultades en la circulación.<sup>24</sup>

Para fluidos base aceite es común tener valores de gel bajos con respecto a los base agua, pero deben mantenerse en rangos que permitan suspender los cortes.<sup>24</sup>

El grado de tixotropía se determina midiendo la fuerza de gel al principio de un período de reposo de 10 segundos, después de agitarlo 10 y 30 minutos después. La resistencia a la gelatinización debe ser suficientemente baja para:<sup>24</sup>

- Permitir que la arena y el recorte sean depositados en el tanque de decantación.
- Permitir un buen funcionamiento de las bombas y una adecuada velocidad de circulación.
- Minimizar el efecto de succión cuando se saca la tubería y de pistón cuando se introduce la misma en el hueco.
- Permitir la separación del gas incorporado al lodo.

Sin embargo, este valor debe ser suficiente para permitir la suspensión de la barita y los sólidos incorporados en los siguientes casos:<sup>24</sup>

- Cuando se esté añadiendo barita.
- Al estar el lodo estático.

Los geles son la medición de las fuerzas de atracción que tiene el fluido de perforación bajo condiciones estáticas y por conveniencia, son medidas después de 10 segundos y 10 minutos. Estas fuerzas de atracción se diferencian del Yield Point en que ellas son dependientes del tiempo y se rompen después de que el fluido empieza a fluir. Al mismo tiempo el rango de geles está directamente relacionado con el rango de Yield Point, porque las fuerzas de atracción entre partículas influyen ambas mediciones.<sup>24</sup>

Los Geles son clasificados cualitativamente en varios tipos basados en el rango de 10 segundos y 10 minutos y también basados en la diferencia de estos valores.<sup>24</sup>

- Geles frágiles: Son extremadamente bajos e idénticos a 10 segundos y a 10 minutos, como ejemplo 1/1 o 2/2.<sup>24</sup>
- Geles buenos: Son aquellas geles bajos a medios a 10 segundos que produce geles de media a intermedia a 10 minutos (ejemplo. 2/4, 4/8, 5/10).<sup>21</sup>
- Geles progresivos: Pueden presentar un valor bajo a intermedio a 10 segundos y uno extremadamente alto a 10 minutos (ejemplo. 2/25, 6/35, 15/50).<sup>24</sup>
- Geles planos: Son cercanos o idénticos a 10 segundos y a 10 minutos a niveles medios a altos (ejemplo. 14/15, 22/25).<sup>24</sup>

#### 6.3.4. Filtrado

El filtrado a temperatura ambiente y presión de 100 psi regularmente es cero para los fluidos base aceite. Se caracterizan por tener alta pérdida de filtrado a altas presiones y temperaturas, el procedimiento API para filtrado de los OBM se hace en la filtro prensa HTHP a 300F y 500 psi.

Dos tipos de filtración ocurren en la operación de perforación: Filtración estática y dinámica. La filtración dinámica ocurre mientras el lodo está circulando. La pérdida estática de fluido se manifiesta al pasar fluido por un medio filtrante (torta) dirigiéndose hacia dentro de la formación permeable.<sup>24</sup>

La tasa de pérdida estática de fluido es gobernado por la ley de Darcy de flujo de fluido por un medio poroso, la cual ha sido modificada para incluir los efectos de

filtración por la presencia de la torta. La ecuación modificada no toma en cuenta la cantidad de filtrado perdido antes que la torta se forme.<sup>24</sup>

La filtración dinámica variará de acuerdo al régimen del fluido. En condiciones de fluido laminar, la construcción de la torta de filtrado puede ocurrir similarmente como si estuviera en condiciones estáticas. Pero como existe una continua erosión, la pérdida de fluido será mayor que en las celdas estáticas de evaluación. En régimen turbulento, la torta de filtrado estará expuesta a mayores fuerzas erosivas, incrementando las pérdidas dinámicas de fluido.<sup>24</sup>

El tipo, cantidad y tamaño de los sólidos en los fluidos de perforación juegan un papel importante en la producción de una torta de filtrado de poca permeabilidad que sea compresible y firme. La distribución del tamaño de las partículas, desde un submicrón hasta 10 micrones aproximadamente, es esencial en la formación de un sello inicial en los poros más abiertos. Este tipo de partícula llena los espacios entre los sólidos de mayor tamaño depositados en la formación permeable. Los agentes de dispersión química para disminuir la pérdida por filtrado producen partículas de tamaño alrededor de un submicrón. Sin embargo estas partículas tienen un efecto de detrimento en la velocidad de penetración.<sup>24</sup>

El control de las pérdidas de fluido a altas temperaturas y presiones de sistemas con base de aceite normalmente no han sido un problema porque los ingredientes usados en la formulación de dichos sistemas y la emulsión micelar generada por mezcla son efectivos en sellar aberturas extremadamente pequeñas. Como se ha dicho anteriormente, los materiales coloidales tienen un detrimento en el efecto de la velocidad de penetración. La reducción del contenido de sólidos coloidales en los sistemas con base de aceite resulta en un aumento de la velocidad de penetración. Sin embargo, las bajas pérdidas de filtrado y las bajas velocidades de penetración han sido un distintivo para los sistemas con base de aceite y los sistemas de emulsión inversa también han recibido una atención entusiasta por estos motivos.<sup>24</sup>

### **6.3.5. 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.<sup>21</sup>

La calidad de la emulsión se puede evaluar cualitativamente por medio de la prueba de estabilidad eléctrica. Por ejemplo:<sup>21</sup>

Una caída repentina en el voltaje indica una posible entrada de agua, la cual es corroborada mediante la prueba de retorta. Si este es el caso, se deberá agregar un emulsificante.<sup>21</sup>

Si el voltaje disminuye lentamente puede indicar que la emulsión se está debilitando y que se requiere la adición de más emulsificante. También puede indicar que se ha agregado demasiada cantidad de cloruro de calcio al sistema. En este caso, la actividad del fluido estará alrededor de 0.30. Cuando esto ocurre, se debe adicionar agua para mantener la actividad del fluido por encima de 0.35.<sup>21</sup>

Generalmente, una estabilidad eléctrica de 400 voltios o más, es aceptable para densidades que estén dentro del rango de 8 a 12 lb/gal. A densidades más altas se requiere más emulsificante y humectante para mantener la barita totalmente humedecida con aceite. A mayor porcentaje de sólidos, mayor es la separación entre las gotas de agua, por lo tanto, el voltaje a aplicar también deberá ser mayor para lograr un flujo de corriente. La estabilidad eléctrica para los fluidos pesados puede variar de 500 a 2000 voltios.<sup>21</sup>

### 6.3.6. Porcentaje de solidos

El porcentaje de sólidos en los fluidos base aceite, al igual que en los fluidos base agua, se determina con la prueba de retorta, pero con la diferencia de que el tiempo de destilación para los fluidos base aceite es mayor.<sup>21</sup>

Con los resultados obtenidos a partir de ésta prueba se puede determinar:

- La relación aceite/agua
- Porcentaje total de los sólidos de baja y alta gravedad.

**Nota:** Esta prueba no permite conocer en detalle los % v/v de los sólidos de baja gravedad agregados e incorporados, porque a los fluidos base aceite no se les hace la prueba MBT.<sup>21</sup>

### 6.3.7. Observaciones visuales

Aunque no sean cuantitativas, las observaciones visuales desde un punto de vista práctico son importantes y deben ser reportadas en el informe de lodo. A través de ella pueden ser detectados problemas con el fluido. Por ejemplo<sup>21</sup>

- Precipitación de barita: El asentamiento de barita en los tanques es indicativo de bajas fuerzas de gel o de problemas de humectabilidad de la barita por agua. Este problema se detecta primero en el tanque más caliente o en la taza térmica del viscosímetro de lectura directa. Esta situación requiere el uso de un gelificante o de un humectante de acuerdo al caso.<sup>21</sup>

- Anillos de dispersión: En un fluido base aceite de calidad los anillos de dispersión que se forman sobre la superficie brillante del fluido son agudos y oscuros. En cambio cuando son difusos es indicativo de un problema potencial en cuyo caso el fluido debe ser sometido a análisis para determinar su condición.<sup>21</sup>

#### 6.4. ENVEJECIMIENTO

Ensayo a fluidos de perforación en el que la muestra es sellada y agitada ligeramente mediante un rodamiento que simula la circulación en el agujero por bombeo mientras es sometida a temperaturas pre-establecidas durante un periodo dado. El lodo una vez culminado el envejecimiento es ensayado para comprobar sus propiedades.

El envejecimiento al lodo se realiza en un recipiente cilíndrico en el que una muestra de lodo puede calentarse y ser sometida a agitación y altas temperaturas por largos períodos de tiempo. Las celdas, también llamadas bombas, se utilizan habitualmente para envejecimiento estático y envejecimiento dinámico en caliente de muestras de lodo:<sup>11</sup>

- **Prueba de envejecimiento dinámico:** Es una prueba de lodos en el que la muestra es agitada ligeramente mediante rodamiento durante toda la prueba simulando la circulación del pozo. En general es realizado a una temperatura elevada la cual es seleccionada. Típicamente, la muestra de lodo está sellada en una celda de envejecimiento de lodo y se coloca en un horno que hará rodar a las celdas de lodo continuamente durante un período dado (16 horas). Luego, el lodo es ensayado para comprobar sus propiedades.<sup>11</sup>
- **Prueba de envejecimiento estático:** Es una prueba de lodos en el que la muestra no es agitada. Este ensayo suele realizarse a una temperatura elevada seleccionada. Generalmente, la muestra de lodo se sella en una celda de envejecimiento de lodo y se coloca en un horno durante un período dado (a menudo 16 horas). El lodo envejecido estáticamente, simula un lodo que está estático en el pozo mientras la tubería está fuera del hueco durante un viaje de la broca o una toma de registros.<sup>11</sup>

El análisis del efecto del envejecimiento en el lodo de perforación es de vital importancia debido al gran impacto que puede tener este en varias de las propiedades del fluido, además este es un parámetro que nos da un indicio claro del comportamiento del fluido en fondo de pozo, por lo que los resultados obtenidos luego de someter las muestras a envejecimiento son muy importantes

para determinar la operatividad o factibilidad del uso del lodo en operaciones de campo.

Una de las propiedades que muchas veces se ve afectada de forma negativa en las pruebas realizadas después de cada período de envejecimiento es la densidad. Esto a nivel de campo traería como consecuencia la necesidad de adicionar continuamente fluido durante su circulación, con el objeto de compensar la pérdida de volumen por evaporación y poder mantener los niveles de densidad y por consiguiente, " equilibrar las presiones y mantener la estabilidad del pozo, impidiendo que los fluidos de formación fluyan hacia el pozo y que los fluidos de formación presurizados causen un reventón " (*instituto americano del petróleo, 2001, 2.4*).

El comportamiento de densidad previamente mencionado no se aplica en todos los casos. La densidad puede por el contrario presentar valores superiores o mantenerse igual luego del ciclo de envejecimiento, lo cual se debe a la activación de ciertos aditivos como modificadores reológicos o activadores polares debido a la agitación a la que se somete la muestra durante el envejecimiento dinámico. La activación de estos aditivos propicia el retraso de la degradación térmica del fluido, y por lo tanto evita la influencia negativa de la temperatura en la densidad de las muestras.

También en muchos casos es posible apreciar que los valores de pH disminuyen después de cada ciclo de envejecimiento debido a la temperatura. La causa de este suceso se suele atribuir a la solubilización e ionización de los sólidos en la fase líquida de las muestras, producida por las altas temperaturas, disminuyendo el pH por aumento del potencial, sumado a la acción del lignito y lignosulfonato presente algunas veces en las formulaciones. Estos lignitos generalmente tienden a consumir o producir la disminución del pH de los fluidos al someterse a elevadas temperaturas. Una variación sustancial del pH puede provocar la floculación del lodo, produciéndose posteriormente la sedimentación de las partículas unidas.

## 6.5. FUNDAMENTOS EN MECANICA DE FLUIDOS

**NOTA:** Las definiciones presentadas en éste capítulo son extraídas de la norma API RP 13D “*Rheology and hydraulics of oil-well fluids*” sexta edición de Mayo 2010. Y traducidas por los autores de éste documento.

### 6.5.1. Principios en regímenes de flujo

El tipo de flujo en el que se encuentra el fluido tiene un gran impacto en el cumplimiento de las funciones del lodo. Dependiendo de la velocidad, el área de flujo, la viscosidad y la densidad el flujo puede ser turbulento o laminar.

Existe un espacio de transición entre éstos dos en donde el comportamiento exhibe propiedades de laminar y turbulento al mismo tiempo y es importante saber en cual está al momento de evaluar la eficiencia o performance del sistema.

En el flujo laminar, las fuerzas viscosas ejercen una mayor relevancia mientras que en régimen turbulento son más importantes las fuerzas inerciales.

Para determinar el régimen de flujo se utiliza el número adimensional de Reynolds que es definido:

$$N_{Re} = \frac{dV\rho}{\mu}$$

Dónde:

d es el diámetro de flujo. En el anular es  $d_{hyd} = d_{hueco} - d_{tuberia}$

V es la velocidad de flujo.

$\rho$  es la densidad del fluido.

$\mu$  es la viscosidad.

El régimen de transición entre laminar y turbulento ocurre regularmente cuando NRE está entre 2000 y 4000.

### 6.5.2. Viscosidad

Se define como la relación entre el esfuerzo y la rata de corte y se expresa en Poise = dinas/cm<sup>2</sup>. 1 Poise en fluidos es representativo de viscosidades muy altas por lo cual es más común usar el término centipoise para definir viscosidad que es igual a cien partes de 1 Poise o mili Pascal-segundo.

La viscosidad se define como:

$$\mu = \frac{\tau}{\gamma}$$

Donde

$\mu$  es la viscosidad.

$\tau$  es el esfuerzo de corte.

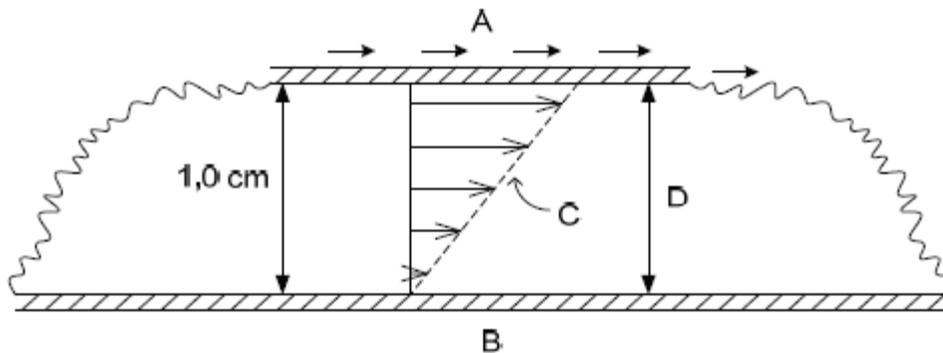
$\gamma$  es la rata o velocidad de corte.

### 6.5.3. Esfuerzo de corte

El esfuerzo de corte es la fuerza requerida por unidad de área para iniciar un gradiente de velocidad (velocidad de corte) dando movimiento a las capas de fluido. El esfuerzo de corte se representa por el símbolo Tau ( $\tau$ ) y se expresa en las unidades de lb/100 ft<sup>2</sup>.

Supóngase en la figura 1 que una fuerza de 1 dina es aplicada a cada centímetro cuadrado de la superficie de una placa para mantenerlo en movimiento. Entonces el esfuerzo de corte sería 1 dina/cm<sup>2</sup> y se necesita la misma fuerza en la placa del fondo en sentido contrario para mantenerle sin movimiento. Entonces cualquiera de las placas sufre un esfuerzo de corte igual a 1 dina/cm<sup>2</sup>.

Figura 1. Norma API RP 13 D



Fuente: "Rheology and hydraulics of Oil-Well fluids" Pag 8.

En donde

A es la placa en movimiento con velocidad de 1cm/s.

B es la placa estacionaria.

C es el perfil de velocidad

D es el gradiente de velocidad. Que es el producto de la velocidad y la altura. 1cm/s / 1cm = 1s<sup>-1</sup>.

El esfuerzo de corte se define matemáticamente como:

$$\tau = \frac{F}{A}$$

Donde

F es fuerza.

A es el área de la superficie sometida al esfuerzo.

En una tubería, la fuerza que empuja la columna de fluido a través de ella se expresa como la presión le la columna al final de la tubería por el área transversal de ésta.

$$F = P \frac{\pi d^2}{4}$$

Donde

d es el diámetro de la tubería

P es la presión al final de la columna de fluido

El área superficial del fluido que está en contacto con la pared de la tubería se define como:

$$A = \pi dL$$

Donde

A es el área superficial del fluido.

L es la longitud.

Entonces el esfuerzo de corte en la pared de la tubería se expresa por.

$$\tau_w = \frac{F}{A} = \frac{dP}{4L}$$

En el anular se define por

$$\tau_w = \frac{F}{A} = \frac{P(d_h - d_p)}{4L}$$

Donde

dh es el diámetro del hueco.

dp es el diámetro de la tubería.

## Velocidad de corte

Es el gradiente de velocidad medido a través del diámetro de una tubería o anular o la velocidad a la cual una capa de fluido se mueve en comparación a otra.

Por ejemplo, en la figura 1 donde hay dos capas largas paralelas entre sí separadas por 1 cm de distancia lleno de fluido. Si la capa inferior se encuentra estática y la superior a una velocidad constante de 1cm/s la velocidad promedio entre ambas capas va a ser de 0.5cm/s.

El gradiente de velocidad es la tasa de cambio de la velocidad  $\Delta V$  sobre la distancia que le separa con la pared  $h$ . En la figura 1, la velocidad de corte es  $dV/h$  y tiene unidades de 1/tiempo. El  $s^{-1}$  es la unidad estándar de la velocidad de corte.

Éste ejemplo se aplica para fluidos newtonianos donde la velocidad de corte es proporcional al esfuerzo de corte pero éste no es el caso del fluido de perforación cuando está circulando.

En flujo laminar por ejemplo, la velocidad es mayor en las cercanías a la pared de la tubería y se considera para los cálculos un valor promedio de tasa de corte. Pero el valor real no es constante a través de las líneas de flujo.

Matemáticamente la velocidad de corte se define como:

$$\gamma = \frac{\Delta V}{\Delta r}$$

Donde

$\Delta V$  es el gradiente de velocidad.

$\Delta r$  es la distancia entre ambas capas.

En una tubería la velocidad de corte en la pared ( $\gamma_{wp}$ ) para un fluido newtoniano se expresa en función de la velocidad promedio ( $V$ ) y el diámetro de la tubería ( $d$ ).

$$\gamma_{wp} = f(V, d) = \frac{8V_p}{d}$$

Siendo:

$$V_p = \frac{Q}{A} = \frac{4Q}{\pi d^2}$$

Dónde:

$\gamma_{wp}$  Es la velocidad de corte en la pared de la tubería para un fluido newtoniano.

Q es la tasa de flujo volumétrica.

A es el área superficial a través de la sección.

d es el diámetro de la tubería.

V es velocidad.

Vp es la velocidad promedio en la tubería.

En el anular, la velocidad de corte y la velocidad promedio está definida por:

$$\gamma_{wa} = f(V, d_p, d_h) = \frac{12V_a}{(d_h - d_p)}$$

$$V_a = \frac{4Q}{\pi(d_h^2 - d_p^2)}$$

Dónde:

$\gamma_{wa}$  Es la velocidad de corte en el anular para un fluido newtoniano.

V Es la velocidad.

Q Es el caudal.

$d_p$  Es el diámetro de la tubería.

$d_h$  Es el diámetro del hueco.

$V_a$  Es la velocidad promedio en el anular.

#### 6.5.4. Relación entre velocidad de corte y esfuerzo de corte

En resumen, el esfuerzo de corte es la fuerza por unidad de área requerida para mantener un fluido en movimiento y la velocidad de corte es la tasa de cambio de la velocidad del fluido con respecto a la distancia con la pared.

La relación entre éstos dos da origen al modelo reológico del fluido.

Cuando un recorte entra al flujo, el fluido lo rodea inmediatamente y lo somete a una velocidad de corte llamada *settlings shear rate*  $\gamma_s$ .

$$\gamma_s = \frac{12V_s}{d_c}$$

Dónde:

$V_s$  es la velocidad de asentamiento promedio

$d_c$  es el diámetro del recorte.

Este valor se utiliza para calcular la viscosidad de un fluido mediante la velocidad de asentamiento de las partículas.

### 6.5.5. Caracterización de fluidos

Los fluidos pueden ser caracterizados de acuerdo al modelo reológico que experimenten. Fluidos cuya viscosidad permanece constante al cambiar la velocidad de corte se consideran fluidos Newtonianos. Los No-Newtonianos son aquellos cuya viscosidad varía al cambiar la velocidad de corte.

- **Fluidos Newtonianos:** El esfuerzo de corte es directamente proporcional a la velocidad de corte. Al cambiar un valor, el otro también manteniendo así la viscosidad constante. Por ejemplo: Agua, glicerina, aceites ligeros.
- **Fluidos no Newtonianos:** Son fluidos donde la relación esfuerzo de corte-velocidad de corte no es proporcional como el caso de los fluidos de perforación. Éstos sufren mayor adelgazamiento por corte a bajas viscosidades en altas velocidades que en bajas velocidades.

Existen también los fluidos con comportamiento dilatante, en éstos la viscosidad se incrementa con la velocidad de corte pero rara vez ocurre en lodos.

Un tipo de fluido que sufre adelgazamiento por corte son los llamados pseudoplásticos en donde el incremento en la velocidad de corte causa decremento en la viscosidad.

Aquellos fluidos que requieren de un esfuerzo de corte mínimo para iniciar su flujo son los llamados viscoplasticos.

Si a velocidades o ratas de corte constantes, el fluido necesita de tiempo para establecer un equilibrio. Se considera que sufre de efectos tiempo-dependientes y se pueden denominar tixotrópicos si su viscosidad disminuye con el tiempo a la misma rata de corte constante hasta equilibrarse o reopéticos si la viscosidad

aumenta con el tiempo a una velocidad de corte constante hasta establecer el equilibrio.

Los fluidos tixotrópicos pueden presentar gelación o formación de fuerzas de gel debido a sus propiedades tiempo-dependientes, con el tiempo y en condiciones estáticas el fluido aumenta la cohesión de sus partículas y forma geles. Éstos vuelven a su estado fluido una vez se aplica un esfuerzo de corte lo suficientemente alto para romper la unión entre las partículas e iniciar el flujo.

#### **6.5.6. Factores de conversión**

En los cálculos matemáticos de reología se utilizan factores de conversión para las medidas del viscosímetro Standard de campo que necesitan ser aplicados.

Los esfuerzos de corte ( $\text{lb}/100\text{ft}^2$ ) se determinan multiplicando la lectura del dial ( $^\circ$  deflexión) por 1.066. Este factor es ignorado en algunos cálculos simples de hidráulica.

Las velocidades de corte ( $\text{s}^{-1}$ ) se determinan multiplicando la velocidad del rotor ( $\text{r}/\text{min}$ ) en 1.703.

#### **6.5.7. Modelos reológicos**

Los modelos reológicos son utilizados con el fin de dar facilidad al entendimiento del flujo de fluidos, no obstante, ningún fluido se adecua perfectamente a un modelo reológico específico.

El conocimiento de los modelos reológicos en unión con la experiencia práctica es necesario para el entendimiento del comportamiento de los fluidos.

Los modelos reológicos se interpretan mediante una representación gráfica o reograma de esfuerzo de corte vs velocidad o rata de corte.

##### **6.5.7.1. Modelo plástico de Bingham:**

Este modelo comprende todos los fluidos cuya relación de esfuerzo/velocidad de corte es lineal una vez se supera un esfuerzo de corte específico. Acá se utilizan los términos viscosidad plástica y punto cedente para describir el modelo que gráficamente representa una línea recta donde el punto de intercepción con el eje Y marca el punto cedente.

La explicación física de este comportamiento es que un fluido plástico de Bingham requiere de un esfuerzo de corte pequeño para iniciar el flujo del fluido. Este valor

mínimo del esfuerzo de corte para iniciar el flujo se define como el punto de cedencia y la pendiente de la línea recta se define como la viscosidad plástica.<sup>24</sup>

### 6.5.7.2. Modelo ley de potencia

Éste modelo o modelo *Power Law* describe el flujo de adelgazamiento por corte o de los fluidos de perforación pseudoplásticos o dilatantes. Su característica es una línea recta en escala log-log. En este modelo se requieren de dos constantes adimensionales  $n$  y  $k$  calculados con datos obtenidos a velocidades de corte de  $511\text{s}^{-1}$  (lectura a 300 en viscosímetro de 8 velocidades),  $1022\text{s}^{-1}$  (lectura a 600 en viscosímetro de 8 velocidades),  $170,3\text{s}^{-1}$  (lectura a 100 en viscosímetro de 8 velocidades) y  $5,1\text{s}^{-1}$  (lectura a 3 en viscosímetro de 8 velocidades)

$$\tau = K\gamma^n$$

### 6.5.7.3. Modelo de Herschel-Bulkley

También conocido como modelo modificado de la ley de la potencia, describe los fluidos pseudoplásticos que requieren la aplicación de un esfuerzo mínimo para iniciar su flujo. El reograma de esfuerzo de corte versus velocidad de corte es una línea recta en una gráfica log-log. Este modelo describe la mayoría de los fluidos de perforación, incluye los valores de punto cedente para varios cálculos hidráulicos e incluye los modelos de Bingham y ley de potencia.

El modelo H-B requiere de tres parámetros como se muestran en la siguiente ecuación.

$$\tau = \tau_Y + K\gamma^n$$

Donde

$n$  es el índice de flujo (adimensional)

$\gamma$  es la velocidad de corte,  $\text{seg}^{-1}$

$k$  es el índice de consistencia (fuerza/área tiempo tiempo),  $\text{cp.o lb}/100\text{ft}^2\text{seg}^n$

$\tau_Y$  es el esfuerzo de punto cedente del fluido (esfuerzo de corte a velocidad de corte cero) (fuerza/área)  $\text{lb}/100\text{ft}^2$

$\tau$  es el esfuerzo de corte (fuerza/area)  $\text{lb}/100\text{ft}^2$

Nótese que la ecuación de H-B se puede reducir a cualquiera de los otros modelos bajo ciertas condiciones. Cuando el esfuerzo de punto cedente del fluido iguala el punto cedente, el índice de flujo  $n=1$  y la ecuación de Hershel-Bulckley se convierte en la ecuación de fluidos plásticos de Bingham.

Cuando el esfuerzo de punto cedente del fluido  $\tau_Y = 0$  la ecuación H-B se reduce a la ecuación de ley de potencia. Por lo tanto éste modelo se puede utilizar para todos los fluidos de perforación que se encuentren entre los modelos vistos.

En el modelo H-B el índice de consistencia  $k$  se puede considerar funcionalmente equivalente al término de viscosidad plástica VP en el modelo plástico de Bingham pero casi siempre difiere en el valor numérico.

Similarmente, el parámetro esfuerzo de punto cedente del fluido  $\tau_Y$  describen las características de suspensión de un fluido de perforación y puede ser considerado funcionalmente al punto cedente YP del modelo plástico de Bingham pero su valor numérico es diferente.

### 6.5.8. Capacidad de acarreo

En perforación de pozos existen tres variables controlables que influyen en limpieza de pozos: la densidad del fluido, la viscosidad y la velocidad anular. El incremento de uno de los parámetros aumenta la limpieza del hoyo.

El índice de acarreo o *carrying capacity index* (CCI) correlaciona las tres variables, da un estimativo de la limpieza del pozo y está definido por:

$$CCI = \frac{\rho K V_a}{400,000}$$

Donde un buen acarreo es considerado cuando CCI es igual o mayor a 1. Se dice que los cortes acá son angulares.

Si el valor de CCI=0.5 se dice que los cortes son redondeados y muy pequeños.

Si el valor de CCI=0.3 se dice que los cortes pueden ser granulares.

## 6.6. HIGUERILLA (RICINUS COMMUNIS)

Planta africana con gran capacidad de adaptación en tierra cálida a templada tipo arbusto, suele ser de cuatro metros de altura promedio con hojas en forma de estrella y color verde con puntas dentadas. Tallo hueco y relativamente grueso. Florece en racimos de color blanco, sus frutos son de color rojizo con espinas superficiales con tres semillas planas de higuera en su interior.<sup>22</sup>

*Ricinus* es una palabra latina que significa garrapata, y hace referencia a la forma de la semilla; de ahí el nombre de la planta. La denominación «higuera del diablo» puede que se refiera al aspecto de sus hojas, como las de la higuera, o a la coloración rojiza de los tallos, aunque también podría deberse a la toxicidad demoníaca que encierran las semillas.<sup>22</sup>

Las flores son de dos tipos: masculinas y femeninas, pero ambas sobre el mismo pie, las femeninas en la parte superior y las masculinas por debajo de éstas. Los frutos (que sólo se forman a partir de las femeninas) son pequeñas cápsulas recubiertas de púas que, cuando maduran, se abren elásticamente y proyectan las tres semillas ovaladas y aplanadas que contienen. Se denomina también Catapucia e Higuera del Diablo.<sup>22</sup>

La higerilla es una oleaginosa cuyo aceite se utiliza en la industria de motores de alta revolución, en pinturas, lacas, barnices, plásticos, fertilizantes, para uso antiparasitario en humanos, etc. En total se utiliza en más de ciento ochenta productos.<sup>22</sup>

Imagen 1. Planta de higerilla



Extraída de revista agraria online “Panorama Agrario”-Grasberg Media. Marzo 2015

### 6.6.1 Distribución regional y factores óptimos de cultivo

La planta crece en alturas entre el nivel del mar y los 2500 metros, pero a medida que se incrementa la altitud disminuye el porcentaje de aceite en la planta. De ésta forma, se le puede encontrar en abundancia por zonas tropicales y en la mayor parte del territorio nacional. La higerilla necesita de un clima seco después de su floración y su requerimiento de agua en la etapa de crecimiento es de 600 a 800 mm según Ramirez & Cardenas (2005)<sup>22</sup>. Es común observar crecimiento de la especie en cercanías a ríos de bajo caudal en zona tropical y subtropical.

Ramirez & Cardenas (2005)<sup>22</sup> postulan los siguientes factores para determinar la zona de vida e interpolan localizaciones de óptimo crecimiento para la especie en Colombia:

- El primer factor en el crecimiento vegetativo de las plantas es la temperatura de crecimiento o biotemperatura que está entre los 0° a los 30°C.
- El segundo factor para medir la unidad bioclimática es la precipitación y el valor que se utiliza es el total anual promedio de lluvias en milímetros. Estos promedios, en lo posible deben tomarse con base en 10 años o más para obtener resultados confiables debido a que la precipitación varía de un año a otro. Los distintos niveles de precipitación, dentro de los diversos pisos altitudinales, condicionan diferentes asociaciones de vegetación. Así en la región altitudinal tropical y para el piso basal las precipitaciones menores de 125mm originan Desiertos, áreas sin vegetación o solo relictos de esta, de 125 a 250mm, se origina e matorral desértico y así en forma sucesiva hasta encontrar el bosque pluvial tropical con precipitaciones superiores a 8000mm.
- El tercer factor para determinar la zona de vida es la humedad. La asociación directa de la humedad con la precipitación ha dado lugar en ciertos casos a confusiones, a pesar de que existe una correlación directa entre ellas con una misma temperatura y en una región altitudinal determinada, la correlación de precipitación humedad no es tan directa cuando se halla en diferentes pisos altitudinales o regiones latitudinales.

Así la misma precipitación promedio anual que origino un ambiente muy húmedo en la región subsolar, solamente produce condiciones áridas cuando se presenta en las regiones bajas tropicales. Lo anterior se explica porque la humedad del ambiente está determinada por la relación de temperatura y precipitación, independiente de otras fuentes de humedad.

### 6.6.2 Zonas de cultivo y épocas de siembra

Teniendo los factores óptimos de cultivo e interpolando se obtiene que las zonas de vida en Colombia más óptimas para el desarrollo de esta especie son según Ramirez & Cardenas (2005)<sup>22</sup>:

- Bosque Seco Premontano (bs- PM):

Se localiza en los cañones de los Ríos Chicamocha, Guaitára, Juanambú, y áreas de Ocaña, Cali, Yumbo entre otras, la biotemperatura media oscila entre 18-24°C, y las lluvias promedio anuales están entre 500- 100mm; la vegetación natural ha sido modificada para implantar en ella especies pecuarias especialmente.

- Bosque Seco Tropical (bs-T):

Se sitúa especialmente en la llanura Caribe, llanos Orientales, Valles del Río Magdalena, Región del Urabá Antioqueño al Sur del Departamento de Córdoba,

costa Pacífica, sur de la Orinoquía y en forma extensa en la Región Amazónica. La biotemperatura es superior a los 24°C, y los promedios anuales de precipitación fluctúan entre 1000 – 2000mm anuales. El bosque que aún subsiste es de gran composición florística; donde las condiciones climáticas no sean extremas es zona apta para actividades silviculturales y agropecuarias.

Ellos<sup>22</sup> aclaran que la especie tienen facilidad de adaptación a diferentes condiciones y zonas de vida sin embargo las que aquí se presentan son las más óptimas para su crecimiento y rendimiento productivo, por otra parte como se adapta a zonas difíciles es una especie óptima para recuperación de suelos degradados por áreas en conflicto de uso.

En Colombia se puede sembrar en diferentes zonas por su alta variabilidad y adaptación a los diferentes pisos térmicos, se presta para sembrarlo en época seca bajo riego, pero no se cuenta con suficiente información sobre la rentabilidad, sin embargo puede ser una alternativa importante como recuperador de suelos ya que sus requerimientos de agua no son altos y es muy buena su adaptación en zonas áridas.<sup>22</sup>

De acuerdo a lo mencionado con anterioridad, en zonas húmedas, el cultivo no se encontraría en su rango óptimo de crecimiento, sin embargo con un buen manejo se puede obtener unos buenos rendimientos.

### **6.6.3 Composición de la semilla**

Sólo existe una especie de ricino; sin embargo, al haberse cultivado desde hace varios siglos, han ido apareciendo muchas variedades con diversas formas y tamaños de las semillas, o con las hojas de mayores o menores dimensiones, pero todas poseen semillas con idénticas propiedades farmacológicas. Las semillas contienen entre un 50 y un 80 % de aceite, el aceite de ricino. El residuo de la semilla triturada y molida cuando ya se ha extraído el aceite (lo que se denomina «torta») contiene una albúmina vegetal (toxialbúmina) denominada ricino, un veneno muy tóxico que dilata los vasos sanguíneos, bastando tan sólo 2 milésimas de miligramo para matar un conejo.<sup>22</sup>

A continuación se desagregan los diferentes compuestos encontrados en una semilla de ricino, basado en estos compuestos es que se dice que la semilla de ricino puede producir en promedio un 50% de aceite por medio de la extracción con equipos de fácil consecución e instalación.<sup>22</sup>

Tabla 2. Composición de la semilla de higuierilla

Compuesto	%
Aceite	46.58
Almidón	20
Fibras Leñosas	20
Agua	7.09
Goma	4.32
Resina bruta y principios amargos	1.51
Albúmina	0.5
<b>Total</b>	<b>100</b>

Fuente: Ramírez & Cárdenas (2005)<sup>22</sup>

## 6.7. ACEITE DE HIGUERILA O CASTOR OIL

El aceite de higuierilla o de ricino es una biomolécula formada básicamente por carbono e hidrógeno extraída de la semilla de higuierilla, una planta muy común en el departamento del Huila y que es considerada como maleza por el agricultor.

Es más famoso por ser una fuente de ácido ricinoleico, el ácido graso mono insaturado de 18 carbonos. Entre los ácidos grasos, el ácido ricinoleico es inusual, ya que tiene un grupo funcional hidroxilo en el carbono 12. Este grupo funcional hace que el ácido ricinoleico sea más polar que la mayoría de las grasas. La reactividad química del grupo alcohol también permite la derivación química que no es posible con la mayoría de los otros aceites de semillas.

Debido a su contenido de ácido ricinoleico, el aceite de ricino es una valiosa materia prima química al mando de un precio más alto que otros aceites de semillas. A modo de ejemplo, en julio de 2007, el aceite de ricino indio vendió por alrededor de EE.UU. \$ 0,90 por kilogramo, mientras que los aceites de soja, girasol y colza de semillas oleaginosas venden por alrededor de EE.UU. \$ 0,30 por kilogramo.

El aceite es de color amarillo, verdoso, claro y brillante. La composición extraordinariamente constante de los ácidos grasos del aceite de higuierilla es:

- 89.5% de ácido ricinoleico
- 4.2% de ácido linoleico
- 3.0% de ácido oleico

- 1.0% de ácido esteárico
- 1.0% de ácido palmítico
- 0.7% de ácido dihidroxiesteárico
- 0.3% de ácido linoleico
- 0.3% de ácido eicosanoico.

El aceite de ricino vendido en Colombia es utilizado como plastificante en lacas y nitrocelulosa, en la producción de ácido dibásico, revestimientos de poliuretano, elastómeros y adhesivos, ácidos grasos, pinturas, barnices, fluidos hidráulicos, productos

El aceite está compuesto por tres moléculas principales de ácidos grasos más glicerina, definiéndolo así como un triglicérido dentro del grupo de los acilgliceridos. Los acilgliceridos son lípidos simples formados por la esterificación de los ácidos grasos más glicerina lo que los convierte en saponificables, ósea que en presencia de un álcali como la soda caustica o la cal se descompone en sus dos constituyentes: glicerina y ácido ricinoléico en su mayoría junto a un muy pequeño porcentaje de otros ácidos. MARGARITA (2003)<sup>13</sup> define la composición del aceite de higuierilla o ricino como porcentaje de ácidos grasos de los triglicéridos presentes en el aceite de higuierilla es:

Tabla 3. Composición del aceite de higuierilla

ACIDO	PORCENTAJE EN PESO (%)
<b>Palmítico</b>	<b>0.8 – 1.1</b>
<b>Esteárico</b>	<b>0.7 – 1.0</b>
<b>Arachídico</b>	<b>0.2 – 0.3</b>
<b>Palmitoleico</b>	<b>0.2</b>
<b>Oleico</b>	<b>3.2 – 3.3</b>
<b>Lindoleico</b>	<b>3.4 – 3.7</b>
<b>Linolénico</b>	<b>0.2</b>
<b>Ricinoleico</b>	<b>89 – 89.4</b>
<b>Dehidroxiesteárico</b>	<b>1.3 – 1.4</b>

Fuente: Extraído del libro MARGARITA. Página 53

## 6.8. ALEVINES (TILAPIA ROJA)

El término Alevín es utilizado comúnmente en actividades como la piscicultura y la acuicultura, o en ciencias como la ictiología, para denominar a las crías recién nacidas de peces. Más precisamente, este término hace alusión al momento en el cual las crías rompen el huevo y comienzan a alimentarse, es decir una vez las larvas han reabsorbido su vesícula vitelina, nadan libremente y reciben el alimento sin ninguna dificultad.<sup>9</sup>

La etapa de alevinaje finaliza una vez alcanzan una talla aproximada de 8 cm, momento en el cual se llaman dedinos o juveniles y se comienza con la etapa de engorde. La fase de alevinaje es uno de los períodos más críticos, donde se deben tener muchos cuidados en el manejo, ya que de esto depende el éxito o fracaso de un criadero.<sup>9</sup>

### **6.8.1. Cuidados que requieren los alevines**

En lo que al envase se refiere es necesario que en las primeras semanas de vida de los alevines no haya corrientes ya que los alevines pueden ser arrastrados. Si se quiere se puede incluir una ligera aireación, pero procurando que no se produzcan corrientes. Transcurridas unas semanas, se puede introducir un sistema de filtrado ligero que no arrastre a los alevines e introducir un sistema de aireación para que rompa la superficie y los alevines puedan respirar y desarrollar el sistema de respiración, en este periodo (de tres a cuatro semanas) es cuando los alevines desarrollan el sistema laberíntico (sistema que les permite respirar).<sup>9</sup>

La mejor alimentación que se les puede suministrar a los alevines es alimento vivo, aunque también se les puede mantener con alimento seco en polvo. La alimentación depende del tamaño que tengan los alevines, por ejemplo alimentos como infusorios y artemia es lo más usado para alevines pequeños, mientras que la lombriz roja y lombrices de tierra son los alimentos más proporcionados a los alevines cuando estos alcanzan un mayor tamaño.<sup>9</sup>

Los alevines necesitan alimentarse varias veces al día en pequeñas cantidades. En los primeros días se alimentarán de pequeños microorganismos que facilitan las plantas naturales. En la segunda y tercera semana de vida los alevines desarrollarán el sistema respiratorio, por lo que se hace importante mantener durante este tiempo el tanque de cría tapado para evitar los contrastes de aire. A partir de la tercera o cuarta semana de vida, los alevines empezarán a mostrar algunos de sus colores, los colores claros irán apareciendo después.<sup>9</sup>

Imagen 2. Alevines recién nacidos



Fuente: Rojas (2010) Monografías

## 6.9. RESEÑA HISTÓRICA DE LA ESPECIE (TILAPIA)

La tilapia es un pez teleósteo, del orden Perciforme perteneciente a la familia *cichlidae* originario de África, habita la mayor parte en las regiones tropicales del mundo, donde las condiciones son favorables para su reproducción y crecimiento.<sup>14</sup>

Es un pez de buen sabor y rápido crecimiento, se puede cultivar en estanques y en jaulas, soporta altas densidades, resiste condiciones ambientales adversas y tolera bajas concentraciones de oxígeno.<sup>14</sup>

Actualmente se cultivan con éxito unas diez especies. Como grupo, las tilapias representan uno de los peces más ampliamente producidos en el mundo. Las especies más cultivadas son *O.Aureus*, *O.Niloticus* y *O.Mossambicus*, así como varios híbridos de estas especies.<sup>14</sup>

### 6.9.1. Condiciones y parámetros de cultivo

- **Hábitat:** Son especies aptas para el cultivo en zonas tropicales y subtropicales. Debido a su naturaleza híbrida, se adapta con gran facilidad a ambientes lénticos (aguas poco estancadas), estanques, lagunas, reservorios y en general a medios confinados.<sup>14</sup>

- **Parámetros fisicoquímicos:**

- ✓ Oxígeno: Dentro de los parámetros físico-químicos, es el más importante en el cultivo de especies acuáticas.<sup>14</sup>

El grado de saturación del oxígeno disuelto es inversamente proporcional a la altitud y directamente proporcional a la temperatura y pH. Los valores de oxígeno disuelto debería estar por encima de los 4mg/L. Valores menores al indicado reducen el crecimiento e incrementa la mortalidad.<sup>14</sup>

- ✓ Temperatura: El rango óptimo de temperatura para el cultivo de tilapias fluctúa entre 28°C y 32°C, aunque ésta puede continuarse con una variación de hasta 5°C por debajo de este rango óptimo.<sup>14</sup>
- ✓ Dureza: Es la medida de la concentración de los iones de Ca y Mg expresadas en ppm de su equivalente a Carbonato de calcio. Los rangos óptimos se encuentran entre 50-350 ppm de CaCO<sub>3</sub>, por otra parte por estar relacionada directamente con la dureza, el agua para el cultivo debe tener una alcalinidad entre 100ppm a 200ppm.<sup>14</sup>
- ✓ pH: El rango óptimo está entre 6.5 a 9.0, si se tienen valores por encima o por debajo se generan cambios de comportamiento en los peces como letargia, inapetencia, retardo en el crecimiento y retrasan la reproducción.<sup>14</sup>
- ✓ Amonio: Es un producto de la excreción, orina de los peces y descomposición de la materia. Cuando los valores de pH son bajos (ácidos), el amonio no causa mortalidades. Los valores de amonio deben fluctuar entre 0.01 ppm a 0.1 ppm, los niveles de tolerancia para la tilapia se encuentra en el rango de 0.6 a 2.0 ppm.<sup>14</sup>
- ✓ Nitritos: Se generan en el proceso de transformación del amoníaco a nitratos. Es necesario mantener la concentración por debajo de 0.1 ppm, haciendo recambios fuertes, limitando la alimentación y evitando concentraciones altas de amonio en el agua.<sup>14</sup>
- ✓ Dióxido de carbono: Debe mantenerse en un nivel inferior a 20 ppm, porque cuando sobrepasa este valor se presenta letargia e inapetencia.<sup>14</sup>
- ✓ Gases tóxicos: Son compuestos químicos producidos en los estanques por la degradación de materia orgánica. Los más comúnmente hallados y las concentraciones máximas a las que deben estar son: Sulfuro de hidrógeno menos de 10 ppm, ácido cianhídrico menos de 10 ppm y gas metano menos de 25ppm.<sup>14</sup>

- ✓ Sólidos en suspensión: Aumentan la turbidez en el agua, disminuyendo el oxígeno disuelto en ella. De acuerdo a la concentración de sólidos disueltos podemos clasificar los estanques así:<sup>14</sup>

Estanques limpios: Sólidos menores a 25 mg/l.

Estanques intermedios: Sólidos entre 25 - 100 mg/l.

Estanques lodosos: Sólidos mayores a 100 mg/l.

- ✓ Fosfatos: Son productos resultantes de la actividad biológica de los peces y de la sobrealimentación con alimentos balanceados. Su valor debe fluctuar entre 0.6 y 1.5 ppm. Su toxicidad aumenta a valores de pH bajos (ácidos).<sup>14</sup>
- ✓ Cloruros y sulfatos: Al igual que los fosfatos, se derivan de la actividad metabólica de los peces y del aporte de los suelos y aguas subterráneas, utilizadas en las granjas piscícolas. El límite superior para cada uno de estos compuestos, son 10 ppm y 18 ppm respectivamente.<sup>14</sup>

Tabla 4. Rangos óptimos de parámetros fisicoquímicos para la tilapia.

PARÁMETRO	RANGOS ÓPTIMOS
Oxígeno	> 4 mg/L
Temperatura	28 °C – 32 °C
Dureza	50 – 350 ppm
Alcalinidad	100 – 200 ppm
Ph	6.5 - 9
Amonio	< 2 ppm
Nitritos	< 0.1 ppm
Dióxido de carbono	< 20 ppm
Sulfuro de hidrógeno	< 10 ppm
Ácido cianhídrico	< 10 ppm
Gas metano	< 25 ppm
Sólidos en suspensión	< 100 mg/L
Fosfatos	0.6 ppm – 1.5 ppm
Cloruros	< 10 ppm
Sulfatos	< 18 ppm

Fuente: Nicovita -Manual de crianza de tilapia

## 6.10. PRUEBAS DE TOXICIDAD

El propósito de las pruebas de toxicidad es obtener información útil para lograr la protección de los organismos acuáticos de una especie determinada o de las comunidades que integran la biota de un ecosistema de los peligros ocasionados por las sustancias peligrosas arrojadas al ambiente por el hombre.<sup>23</sup>

En el caso de los peces, cuando el tóxico se encuentra disuelto en el agua, se reporta la LC50 que es la concentración que resulta letal para el 50% de los peces expuestos durante un período especificado. Antes de las letras LC se acostumbra a escribir la duración de la exposición expresada en horas. Normalmente se reportan las LC50 para exposiciones de 96 horas, o sea las 96LC50. El tiempo de resistencia de los peces sometidos a contaminación se define como LT50, el cual se determina con el tiempo que es necesario alcanzar para que muera la mitad de la población muestra.<sup>23</sup>

La LC50 es de vital importancia en las pruebas de toxicidad, ya que con esta medida se clasifica la toxicidad de una sustancia según la escala de Hodge y Sterner la cual podemos ver en la siguiente tabla:<sup>23</sup>

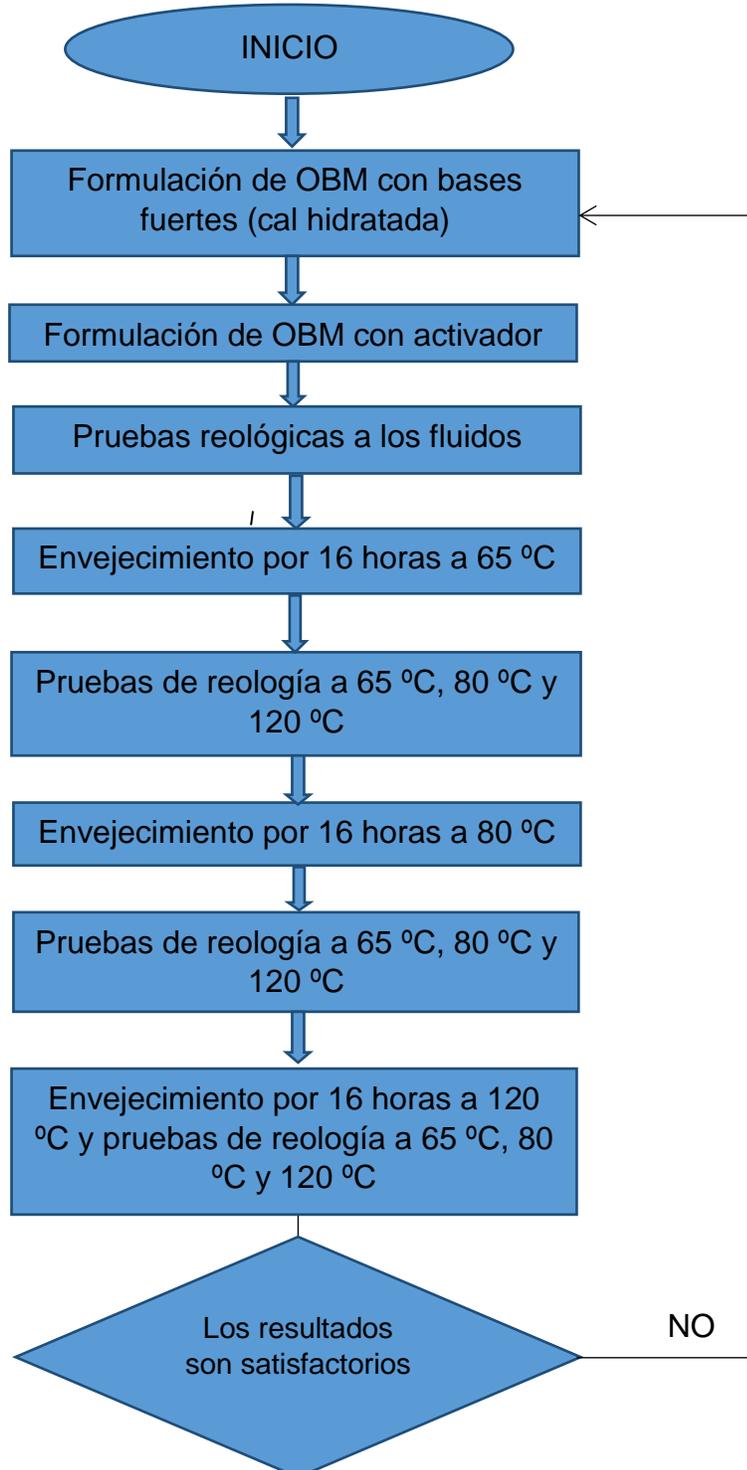
Tabla 5. Escala Hodge y Sterner

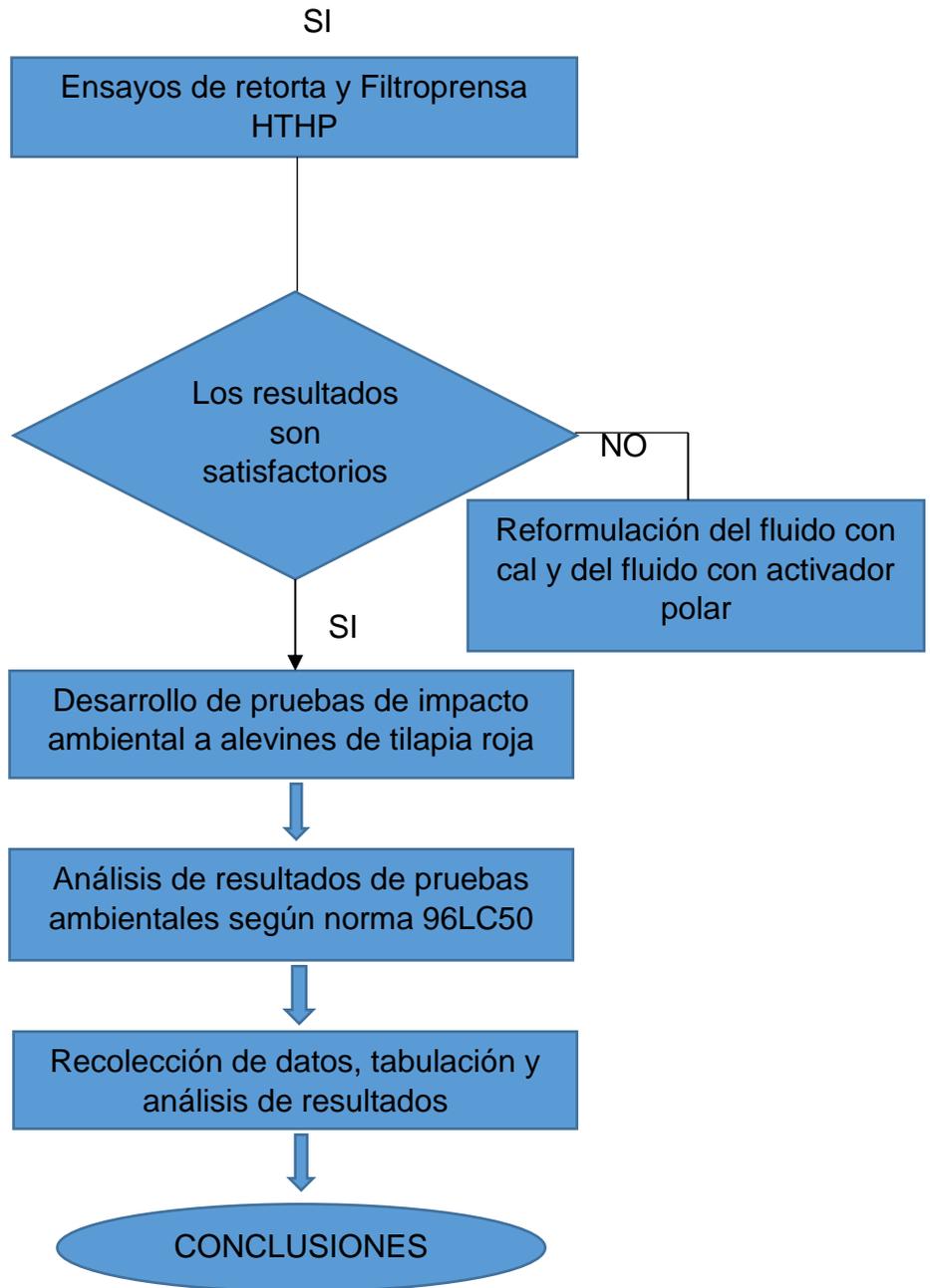
Clasificación de toxicidad	Comúnmente usado	Oral LD50 (ppm)	Inhalación LC50 (ppm)	Dermal LD50 (ppm)
1	Extremadamente tóxico	1 o menos	10 o menos	5 o menos
2	Altamente tóxico	1-50	10-100	5-43
3	Moderadamente tóxico	50-500	100-1000	44-340
4	Ligeramente tóxico	500-5000	1000-10,000	350-2810
5	Prácticamente no-tóxico	5000-15,000	10,000-100,000	2820-22,590
6	Relativamente nocivo	15,000 o más	100,000	22,600 o más

Fuente: <http://www.ccsso.ca/oshanswers/chemicals/ld50.html>

## 7. DISEÑO EXPERIMENTAL

### 7.1. DIAGRAMA DE ACTIVIDADES





## 8. EQUIPO UTILIZADO DURANTE LA INVESTIGACIÓN

### 8.1. BALANZA PARA LODOS OFITE

Esta balanza está diseñada de tal forma que la copa de lodo del brazo graduado está balanceada por un contrapeso fijo al otro extremo del brazo con una escala lectora de peso deslizable que se mueve a lo largo del brazo graduado. Además para asegurar un balance preciso presenta un nivel de burbuja sobre el brazo de lectura.<sup>17</sup>

El peso del lodo puede leerse directamente de la escala y se expresa en unidades de libras por galón (lb/gal) y posee un rango de error en la lectura de  $\pm 0.1$  libras por galón.<sup>17</sup>

La densidad del lodo tiene por función principal mantener en sitio a los fluidos de la formación y es uno de los dos factores de los cuales depende la presión hidrostática ejercida por la columna de fluido. Los rangos de densidad en fluidos de perforación base aceite pueden variar de 7.2 a 20 lb/gal. Generalmente se usa barita para aumentar o mantener la densidad del fluido sobre 13 lb/gal y Carbonato de Calcio, especialmente de origen dolomítico, cuando se requieren densidades menores a 12 lb/gal. Si los valores de densidad registrados superan los recomendados o requeridos se puede reducir agregando aceite, agua o su combinación en relación correcta.

Imagen 2. Balanza de lodos.



Fuente: OFI testing equipment -100-00,115-00 and 115-00-10 Instructions – Mud Balance

## 8.2. KIT DE RETORTA OFITE

Este equipo cuenta con un estuche de acero inoxidable, un control electrónico de temperatura y una pantalla digital que permite observar la temperatura en cualquier momento para un mayor control. Su temperatura máxima de operación es de 1000 °F (537 °C).<sup>19</sup>

La retorta es un equipo que permite la medición del porcentaje de crudo y/o agua, y la estimación de los sólidos totales (suspendidos y disueltos), contenidos en una muestra de un corte o un lodo, en base de agua o crudo. Los contenidos de crudo, agua y sólidos son fundamentales para determinar las propiedades del lodo, al considerar: relación crudo/agua, reología, densidad filtración y salinidad del lodo. El conocimiento de sólidos en el fluido de perforación es esencial en el control de viscosidad y en el control de sólidos. Además dependiendo de la composición de la muestra también se puede determinar el porcentaje de ácidos grasos y glicerol.<sup>19</sup>

El porcentaje de ácidos grasos y glicerol se puede observar debido a la diferencia de colores que se observan en el tubo de ensayo que recibe el condensado de la retorta. Estos porcentajes nos ayudarán a determinar de una forma mucho más precisa la composición de la muestra del fluido seleccionado.<sup>19</sup>

La retorta opera calentando un volumen conocido de fluido (lodo) en su cámara, para permitir la vaporización de sus componentes líquidos. Esos vapores son condensados y recogidos en un recipiente graduado, para así calcular el porcentaje en volumen. El porcentaje de sólidos totales, entonces, se puede hallar por diferencia.<sup>19</sup>

Imagen 5. Kit de retorta.



Fuente: <http://www.ofite.com/products/product/2374-retort-kit-50-ml>

### 8.3. VISCOSÍMETRO OFITE MODELO 800 DE 8 VELOCIDADES

Es usado para medir las propiedades reológicas de los fluidos a ocho (8) diferentes velocidades ( $\Theta 600$ ,  $\Theta 300$ ,  $\Theta 200$ ,  $\Theta 100$ ,  $\Theta 60$ ,  $\Theta 30$ ,  $\Theta 6$ ). Posee un regulador electrónico de velocidad el cual monitorea y ajusta continuamente la velocidad rotacional para que esta se mantenga constante y no se vean afectados los resultados. Este equipo usa una batería de 12 voltios y los datos de tensión de corte del fluido se observa en un dial iluminado.<sup>20</sup>

En este caso debido a las diferentes temperaturas a las que se vio sometido el fluido, se hizo uso de una copa termostatzada para aumentar la temperatura de prueba.<sup>20</sup>

Con los datos suministrados por este equipo podemos realizar los siguientes cálculos:

- Viscosidad plástica (VP), cp = lectura @600 rpm – lectura @300 rpm
- Punto cedente (YP), lb/100 ft<sup>2</sup> = lectura @300 rpm – viscosidad plástica (VP)
- Viscosidad aparente (AV), cp = lectura @600 rpm / 2
- Resistencia de gel a 10 segundos, lb/100 ft<sup>2</sup> = máxima deflexión del dial luego de 10 segundos.
- Resistencia de gel a 10 minutos, lb/10 ft<sup>2</sup> = máxima deflexión del dial luego de 10 minutos.

Es de gran importancia conocer los valores de viscosidad en campo, ya que en los bombeos, a doble viscosidad será necesaria una doble potencia. Según la fórmula de Stokes, la velocidad de caída de los recortes en el fluido es inversamente proporcional a su viscosidad, y por lo tanto la capacidad de arrastre es directamente proporcional. Por lo tanto, es necesaria una viscosidad no muy grande para que el lodo sea fácilmente bombeable, pero no tan pequeña que impida al lodo extraer los recortes producidos.

Imagen 6. Viscosímetro de 8 velocidades.



Fuente: OFI Testing Equipment – 130-10 Instructions – Viscometer, 8-Speed, Model 800

#### 8.4. CELDA PARA ENSAYO DE FILTRACIÓN HPHT OFITE

Esta celda está fabricada con aleación de acero inoxidable con tapas roscadas lo cual permite un área de contacto continuo metal a metal en las roscas, lo que provee un sello mucho mejor que el que puede ser dado por tornillos.<sup>16</sup>

La celda está destinada al uso con un hueco de calentamiento de alta temperatura de 500 ml (10"). Para ensayos a alta temperatura, todos los accesorios y manómetros se deben regular a 6000 psi, mientras que toda válvula de alivio de presión debería ser capaz de soportar 4000 psi. Además la celda cuenta con una medida extra de seguridad la cual consiste en la imposibilidad de desenroscar y remover la tapa de la celda cuanto esta se encuentre sometida a alta presión.<sup>16</sup>

Adicionalmente, esta celda de filtrado HPHT nos brinda la posibilidad de conocer el comportamiento del fluido sometiéndolo a condiciones de alta presión y alta temperatura que encontraremos en fondo de pozo, esto con el fin de determinar su capacidad para penetrar en la formación, datos que serán influenciados directamente por la calidad del cake formado también durante esta prueba.

Esto quiere decir que valores de filtrado alto nos indicarán una mayor penetración del fluido en la formación así como también una mala calidad del cake, por lo que puede ser necesaria la adición de un mejor controlador de filtrado con el fin de obtener un cake de mejor calidad que evite una mayor presencia de fluido en la formación.

Imagen 7. Filtroprensa de alta presión y alta temperatura.



Fuente: OFI Testing Equipment – 110-10 Instructions – HPHT cell

### 8.5. HORNO DE ROLADO DE ALTA TEMPERATURA OFITE

Este horno de rolado es construido en acero inoxidable con rodamientos de teflón impregnados de vidrio lo cual permite extender la vida útil y una menor necesidad de mantenimiento. Todos los modelos cuentan con un controlador de temperatura digital que se puede leer desde afuera del horno. La temperatura es controlada por un termostato electrónico y opera en un rango de los 100 a los 450 °F (38-232.2 °C).<sup>15</sup>

El horno de rolado OFITE es una buena herramienta para determinar los efectos de la temperatura en el fluido de perforación cuando este se encuentra circulando en el pozo, es por lo tanto una forma de simular las condiciones a la que se va a exponer el fluido en condiciones de perforación normales. Este envejecimiento puede ser realizado tanto a condiciones estáticas como a condiciones dinámicas y en grandes rangos de temperatura.<sup>15</sup>

Para analizar los efectos del envejecimiento en el fluido es necesario repetir las mismas pruebas realizadas pre-envejecimiento, para así determinar el efecto que ejerce la variación de la temperatura en condiciones dinámicas en sus propiedades físicas y químicas.

Finalmente a medida que se somete el fluido al envejecimiento y después de obtenidos los datos deseados, se procede a la comparación y análisis de dichos resultados, lo que permite verificar si las muestras de fluido de perforación formuladas, son capaces de soportar condiciones de temperatura elevadas, sin

que los valores de sus propiedades se afecten de tal forma que puedan representar inconvenientes no deseados a nivel de campo.

Imagen 8. Horno de rolado de alta temperatura.



Fuente: <http://www.ofite.com/publications/instructions/131-131-50-instructions/file>

### 8.6. MEZCLADOR DE VELOCIDAD CONSTANTE OFITE

El mezclador de velocidad constante OFITE cuenta con paletas de mezcla de acero inoxidable endurecido, recipientes de mezcla de acero inoxidable, tres velocidades de mezcla preestablecidas y un dispositivo de seguridad que apaga el rotor en caso que el recipiente no se encuentre en la posición correcta para el mezclado.

Imagen 9. Mezclador de velocidad constante.



Fuente: H. Norza; S. Campos; 2016

## 9. RESULTADOS Y ANALISIS

### 9.1. PRUEBAS PRELIMINARES AL ACEITE DE HIGUERILLA

Con el fin de conocer las propiedades del aceite de higuera sin aditivos, se procede a realizar la medición de la densidad y reología (punto cedente, viscosidad plástica, gel a 10 segundos y gel a 10 minutos) a temperatura ambiente así como también a 65 °C, 80 °C y 120 °C.

Para esto primero se realiza la medición de una pequeña cantidad de aceite de higuera para llenar la copa de la balanza de lodos y de esta forma obtener el valor de densidad del aceite. Luego se mide un barril equivalente del aceite con el fin de realizar las respectivas mediciones de las propiedades reológicas en el viscosímetro de 8 velocidades. Primero se ejecuta la medición a temperatura ambiente y posteriormente es necesaria la implementación de un termo-copa para ejecutar las mediciones a las temperaturas de 65 °C, 80 °C y 120 °C, respectivamente. Cada una de estas mediciones se realiza tres (3) veces y se reportan los datos promedios. Este mismo procedimiento se hizo para todas las pruebas realizadas en el presente proyecto.

Se muestran las pruebas preliminares realizadas al aceite de higuera en la siguiente tabla:

Tabla 6. Pruebas preliminares al aceite de higuera.

Parametros	Castor Oil	Castor Oil	Castor Oil	Castor Oil	Castor Oil
	22°C (71.6°F)	50°C (122°F)	65°C (149°F)	80°C (176°F)	120°C (248°F)
Densidad (lb/gal)	7,93	7,93	7,93	7,93	7,93
Ø600	-	-	127	72	35
Ø300	-	162	66	39	18
Ø200	-	115	44,6	26	12
Ø180	-	108	41,5	24,5	11
Ø100	214	55	22	13	6
Ø90	193	54	14	13	5,5
Ø60	129	37	12,5	8,5	3,5
Ø30	64	19	7	4	2
Ø6	15	4	1,5	1	1
Ø3	7	2	0,8	0,5	0
Ø1.8	4	1	0,1	0	0
Ø0.9	2	0,5	0	0	0
Viscosidad	627,164393	166,924415	53,0367127	32,6231871	15,21295583
Geles 10 secs	6,5	2	2	0	0
Geles 10 mins	6,5	2	0,8	0	0
Estabilidad electrica	1999 a 150°F	1999 a 150°F	1586 a 150°F	1999 a 150°F	1586 a 150°F
<b>Observaciones</b>					
<ul style="list-style-type: none"> <li>· No se observa cambios en el aceite hasta Temperatura 176°F (80°C).</li> <li>· A 90 °C se obseva un cambio (como gusanos al mover el fluido).</li> <li>· A 100°C se observa el mismo patron (gusanos de diferente densidad) y misma cantidad.</li> <li>· A 120°C se observa al mover el aceite se observa muchos mas gusanos.</li> <li>· De acuerdo a analisis reologico efectuado, el aceite de ricino (sin aditivos de productos de perforacion), logra ser estable termicamente hasta 248°F (120°C) pudiendose observar descomposicion del mismo, en forma de gusanos luego de dicha temperatura. La caracteristica principal es su alta viscosidad a condiciones ambiente.</li> </ul>					

Fuente: H. Norza; S. Campos; 2016

El aceite de ricino demuestra ser estable a la descomposición por temperatura hasta 248°F (120°C), para el aceite de ricino, se mide el cambio en su composición por aparición de partículas de colores marrones, al no presentar diferenciales en el

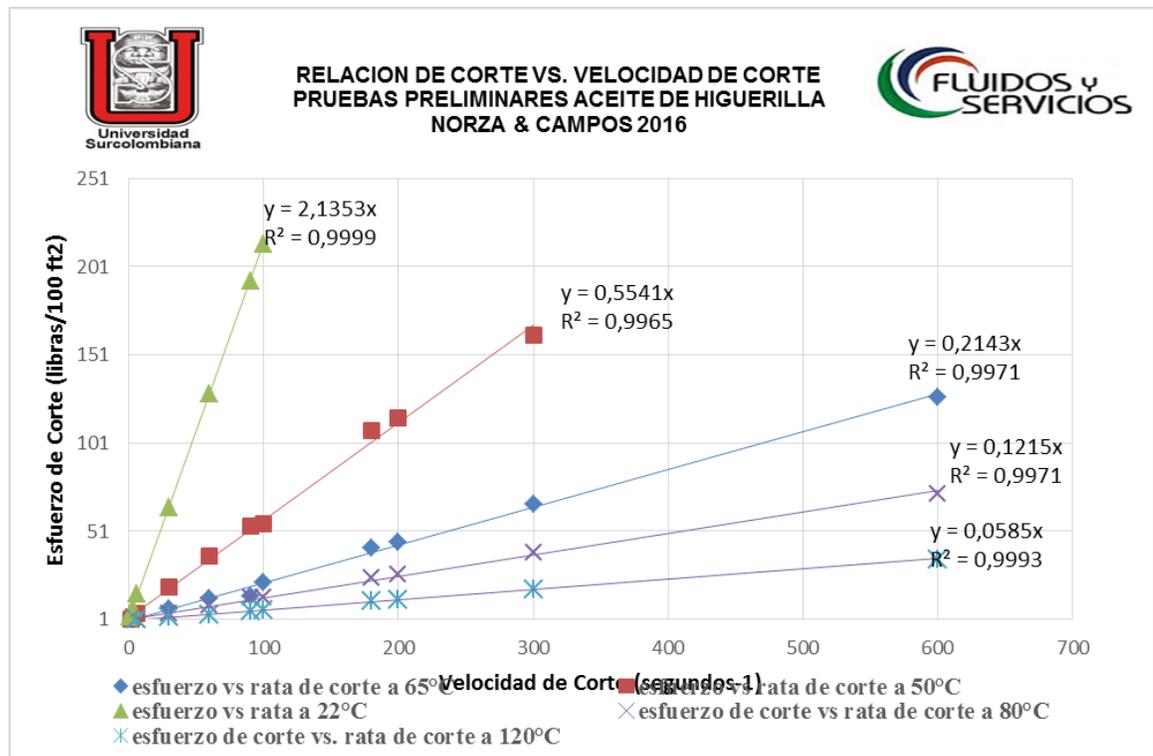
tono se confirma la hipótesis de que la composición del fluido es estable hasta los 248°F (120°C).

Al momento de realizar las lecturas de esfuerzo de corte al tiempo que se mantiene la velocidad de corte constante, desde temperatura ambiente hasta 149°F (65°C) el fluido presenta una lectura inicial que disminuye hasta estabilizarse con el tiempo, haciéndolo tiempo-dependiente, éste evento permite clasificarle como fluido tixotrópico según el API RP 13D hasta ésta temperatura y se confirma al obtener valores de gelificación.

A partir de los (80°C) el aceite mantiene constante su lectura y desaparece su dependencia al tiempo de sus propiedades reológicas al igual que se elimina la aparición de geles, el cambio en la viscosidad aparente con la temperatura se hace menor al aumentar el calor.

Si se analiza los datos de esfuerzo y velocidades de corte obtenidos por el viscosímetro de 12 y 8 velocidades, se demuestra que la relación entre éstos está descrita por ecuaciones lineales con características Newtonianas.

Figura 2. Reograma del aceite de higuera.



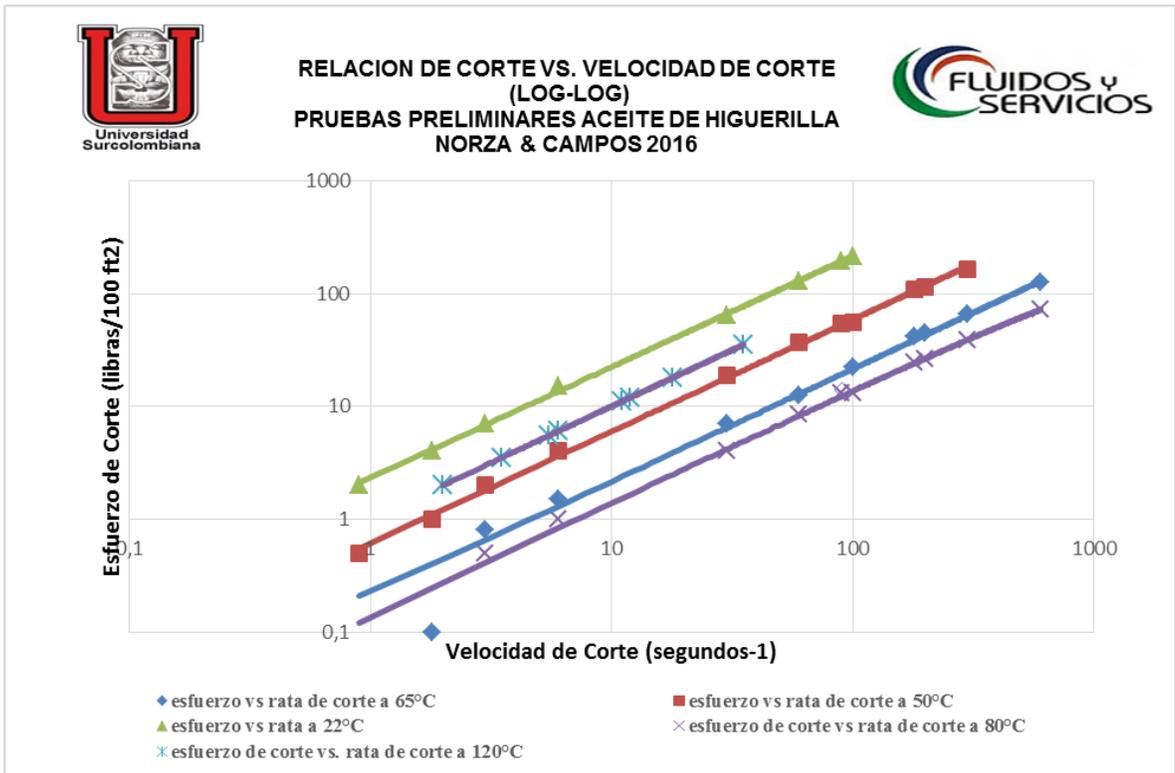
Fuente: H. Norza; S. Campos; 2016

A medida que aumenta la temperatura, el punto cedente disminuye y el diferencial en el valor de las pendientes entre cada par de puntos en la gráfica de una misma línea va haciéndose menor. Teniendo en cuenta éste comportamiento y la

ausencia de resistencias de corte a bajas revoluciones después de los 80 °C (175 °F) se permite lanzar la hipótesis de que el fluido tiende a un comportamiento Newtoniano a medida que aumenta la temperatura.

Según la norma API RP 13D, Si al graficar la anterior tabla en escala LOG-LOG si el comportamiento del aceite describe una línea recta, se dice que es un fluido pseudoplástico y se describe matemáticamente por la Ley de Potencia.

Figura 3. Reograma log-log del aceite de higuera.



Fuente: H. Norza; S. Campos; 2016

Las gráficas no son perfectamente una línea recta pero si se pueden asemejar al comportamiento lineal, la diferencia podría decirse que es debida a diversos factores pero para confirmar se puede solucionar el modelo de Herschel Bulkley que podría reducirse al Power Law o al modelo plástico de Bingham si es el caso.

Siendo la ecuación de H-B:

$$\tau = \tau_y + K\gamma^n$$

Se despejan las variables y se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 7. Parámetros Herschel-Bulkley del aceite de ricino.

 <b>PARAMETROS HERSCHEL-BULKLEY ACEITE DE RICINO</b> <b>NORZA &amp; CAMPOS. 2016</b> <b>INGENIERIA DE PETROLEOS</b> 					
Parametros	Castor Oil 22°C (71.6°F)	Castor Oil 50°C (122°F)	Castor Oil 65°C (149°F)	Castor Oil 80°C (176°F)	Castor Oil 120°C (248°F)
Ty	0	0	0,1	0	0
n	1,00002165	1,04387688	0,94431101	0,88454193	0,959378781
K	1,25423381	0,24113322	0,18278993	0,15680242	0,045380676

Fuente: H. Norza; S. Campos; 2016

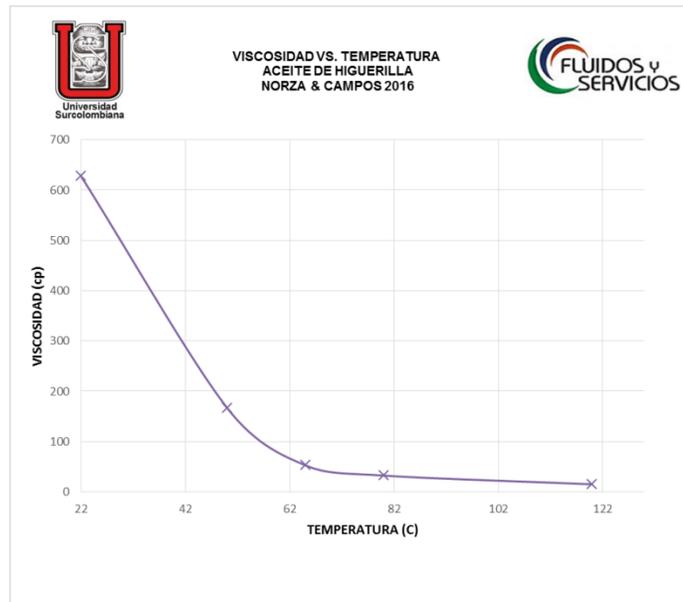
Se observa que el esfuerzo de punto cedente tiende a cero en todos los casos y el coeficiente de flujo  $n$  tiende a 1. Junto al comportamiento de las líneas de tendencia lineales, se puede decir que el aceite presenta un comportamiento newtoniano.

El índice de consistencia se va haciendo menor a medida que aumenta la temperatura, disminuyendo así sus resistencias a la fricción y aumentando su tendencia a fluir libremente.

Siendo la viscosidad la relación entre la tensión de corte y la velocidad de corte, se calcula la viscosidad para el aceite de higuera en temperaturas de 22 °C, 50 °C, 65 °C, 80 °C y 120 °C.

El aceite de higuera es un fluido altamente viscoso que disminuye su viscosidad a medida que aumenta la temperatura siguiendo el comportamiento que se muestra a continuación:

Figura 4. Grafica viscosidad vs. Temperatura para el aceite de higuierilla.



## 9.2. PRUEBAS CON ACTIVADOR POLAR Y BASES FUERTES (CAL HIDRATADA).

Se presenta una formulación básica y convencional para dos fluidos base aceite con bajo contenido de sólidos. Para activar la reología se agrega a los fluidos un activador polar (OilTend II) y cal hidratada. La composición se presenta en la siguiente tabla:

Tabla 8. Formulación inicial del fluido con cal y del fluido con activador polar.

CUADRO DE FORMULACIONES COMPARATIVAS				
		<b>NORZA &amp; CAMPOS 2016</b> <b>INGENIERIA DE PETROLEOS</b>		
		Lodo con cal		
Arcilla Organofilica	8 lb/bbl	Arcilla Organofilica	8 lb/bbl	
Emulsificante	1,5 lb/bbl	Emulsificante	1,5 lb/bbl	
Humectante	1 lb/bbl	Humectante	1 lb/bbl	
Asfalto Liquido	3 lb/bbl	Asfalto Liquido	3 lb/bbl	
Grafito	4 lb/bbl	Grafito	4 lb/bbl	
Densificante	44.25 lb/bbl	Densificante	44.25 lb/bbl	
Cal hidratada	8 lb/bbl	Modificador reologico	5 ml/bbl	

ADITIVOS EN LA FORMULACION							
<b>Arcilla Organofilica</b>	Geltone II	<b>Humectante</b>	Versacoat	<b>Grafito</b>	Grafito	<b>Densificante</b>	CaCO3
<b>Emulsificante</b>	Ezcore	<b>Asfalto Liquido</b>	R-190	<b>Cal hidratada</b>	Ca(OH)2	<b>Modificador reologico</b>	Oil Tend II

Fuente: H. Norza; S. Campos; 2016

La concentración sugerida del OilTend II (activador polar) en mililitros/bbl es de ½ la concentración de viscosificante en lb/bbl y la concentración de cal se presenta en exceso con el fin de maximizar la saponificación en el fluido.

Los fluidos son sometidos a envejecimiento dinámico a 65 °C, 80 °C y 120 °C durante 16 horas y para cada uno de esos envejecimientos se les realiza la reología a las mismas tres temperaturas (65 °C, 80 °C y 120 °C), se ejecutan las pruebas de estabilidad eléctrica y pH y se repiten las pruebas tres veces mostrando el promedio como resultado.

Los valores de viscosidad plástica y punto cedente para ésta parte se calculan siguiendo el modelo de plásticos de Bingham. Aunque no es una medida real para éste fluido, sus magnitudes se toman para hacer análisis de porcentajes de cambio de viscosidad y comparar los porcentajes de cambio.

### 9.2.1. Resultados a 65 °C para el fluido con activador polar y para el fluido con bases fuertes (cal hidratada)

Se muestran las lecturas a 65 °C del viscosímetro rotacional, los geles a 10 segundos y minutos, los parámetros de esfuerzo de punto cedente (Ty), índice de flujo (n), índice de consistencia (K), estabilidad eléctrica, % ácidos grasos y perdidas de filtrado en la siguiente tabla:

Tabla 9. Pruebas comparativas para el fluido con activador polar y para el fluido con bases fuertes a 65 °C.

 <b>PRUEBAS COMPARATIVAS FLUIDO CON ACTIVADOR Y BASES FUERTES (CAL)</b> <b>NORZA &amp; CAMPOS 2016</b> <b>INGENIERIA DE PETROLEOS</b> <b>Lecturas a temperaturas 65°C (150°F)</b>										
Parametros	Castor Oil sin envejecer	Lodo con cal sin envejecer	Lodo con oiltend-II sin envejecer	Lodo con Cal envejecido 16hr 65C	Lodo con OilTend-II envejecido 16hr 65C	Lodo con Cal envejecido 16 hr 80C	Lodo con Oiltend-II envejecido 16hr 80C	Lodo con Cal envejecido 16 hr 120C	Lodo con Oiltend-II envejecido 16hr 120C	
Densidad (lb/gal)	8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	
Ø600	127	242	140	217	154	194	150	-	186	
Ø300	66	136	72,5	124,5	75	103	78	151	96	
Ø200	44,6	94	48	88	50	72	53	103	62	
Ø100	22	49	25	47	31	32	28	54	34	
Ø60	12,5	31	16	30	18	22	17	33	21	
Ø30	7	16	9	17	10	12	9	17	12	
Ø6	1,5	4,5	3	4	3	3	2	4	4	
Ø3	0,8	3	2	2	2	1	2	3	2,5	
Geles 10 secs	0	2	1	2,5	2,5	2,3	2	3	2	
Geles 10 mins	0	2	1	2,5	2	3	2	5	3	
Estabilidad electrica	1996 a 150°F	1997 a 150°F	1998 a 150°F	1999 a 150°F	1999 a 150°F	1586 a 150°F	1111 a 150°F	1853 a 150°F	1685 a 150°F	
Ph lodo		7,9	8,8		7	6	7	6	7	
Ph filtrado					7	6		4	3	
%Solidos					12%	12%		12%	18%	
%glicerol					57%	40%		32%	32%	
%Acidos grasos					31%	48%		56%	50%	
ml Filtrado 500psi 250F					60	136		104	148	
Ph filtrado					7	6		4	3	
<b>Observaciones</b>										
· El guion (-) es el simbolo representativo de que el valor no puede ser medido o calculado en tales circunstancias										
· Las densidades medidas por la balanza de lodos para los fluidos con cal se vieron disminuidos, se reporta densidad antes de calentamientos y rolling ups										
Tamaño de particulas muy grandes en comparacion con las aberturas del papel filtro. el reductor de filtrado es muy grande para hacer puenteo.										

Fuente: H. Norza; S. Campos; 2016

### 9.2.2. Resultados a 80°C para el fluido con activador polar y para el fluido con bases fuertes (cal hidratada)

Se muestran las lecturas a 80 °C del viscosímetro rotacional, los geles a 10 segundos y minutos, los parámetros de esfuerzo de punto cedente (Ty), índice de flujo (n), índice de consistencia (K) y estabilidad eléctrica en la siguiente tabla:

Tabla 10. Pruebas comparativas para el fluido con activador polar y para el fluido con bases fuertes a 80 °C.

 <b>PRUEBAS COMPARATIVAS FLUIDO CON ACTIVADOR Y BASES FUERTES (CAL)</b> NORZA & CAMPOS 2016 INGENIERIA DE PETROLEOS Lecturas a temperaturas 80°C (175°F)										
Parametros	Castor Oil sin envejecer	Lodo con cal sin envejecer	Lodo con oiltend-II sin envejecer	Lodo con Cal envejecido 16hr 65C	Lodo con OilTend-II envejecido 16hr 65C	Lodo con Cal envejecido 16 hr 80C	Lodo con Oiltend-II envejecido 16hr 80C	Lodo con Cal envejecido 16 hr 120C	Lodo con Oiltend-II envejecido 16hr 120C	
Densidad (lb/gal)	8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	
Ø600	127	148	106,5	128	108	116	91	178	105	
Ø300	66	79	53	61	50,5	61	46	101	54	
Ø200	44,6	49	35,5	37	34,5	41	31	74	37	
Ø100	22	29	19	12	17	21	17	41	20	
Ø60	12,5	19	13	7	10	13	11	27	12,5	
Ø30	7	11	8	2	6	7	6	15	7,5	
Ø6	1,5	3	2,5	1,5	2	3	3	4	3	
Ø3	0,8	2	2	1,5	1,5	1	1,5	3	2	
Geles 10 secs	0	2	1	1	1	2,3	2	3	2	
Geles 10 mins	0	2	0	0	1	3	2	3	2	

Fuente: H. Norza; S. Campos; 2016

### 9.2.3. Resultados a 120 °C para el fluido con activador polar y para el fluido con bases fuertes (cal hidratada)

Se muestran las lecturas a 120 °C del viscosímetro rotacional, los geles a 10 segundos y minutos, los parámetros de esfuerzo de punto cedente (Ty), índice de flujo (n), índice de consistencia (K) y estabilidad eléctrica en la siguiente tabla:

Tabla 11. Pruebas comparativas para el fluido con activador polar y para el fluido con bases fuertes a 120 °C.

 <b>PRUEBAS COMPARATIVAS FLUIDO CON ACTIVADOR Y BASES FUERTES (CAL)</b> NORZA & CAMPOS 2016 INGENIERIA DE PETROLEOS Lecturas a temperaturas 120°C (250°F)										
Parametros	Castor Oil sin envejecer	Lodo con cal sin envejecer	Lodo con oiltend-II sin envejecer	Lodo con Cal envejecido 16hr 65C	Lodo con OilTend-II envejecido 16hr 65C	Lodo con Cal envejecido 16 hr 80C	Lodo con Oiltend-II envejecido 16hr 80C	Lodo con Cal envejecido 16 hr 120C	Lodo con Oiltend-II envejecido 16hr 120C	
Densidad (lb/gal)	8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	
Ø600	35	42	31,5	42	148	35	34	79	35	
Ø300	18	19	16	19	20	10	18	48	18	
Ø200	12	13	11	12	13	12	12,5	26	12,5	
Ø100	6	7	6,5	7	7	7	7	14	8	
Ø60	3,5	5	5	5	4	4	5	12	5	
Ø30	2	3,8	3	3,5	3	3	3	8	3,5	
Ø6	1	1,5	1,5	1,5	2	1	2	3,5	1,5	
Ø3	0	1	1,5	1	2	1	1	3	1	
Geles 10 secs	0	0	0	1	1	1	1	1	1	
Geles 10 mins	0	0	0	0	1	1	1	3,5	1	

Fuente: H. Norza; S. Campos; 2016

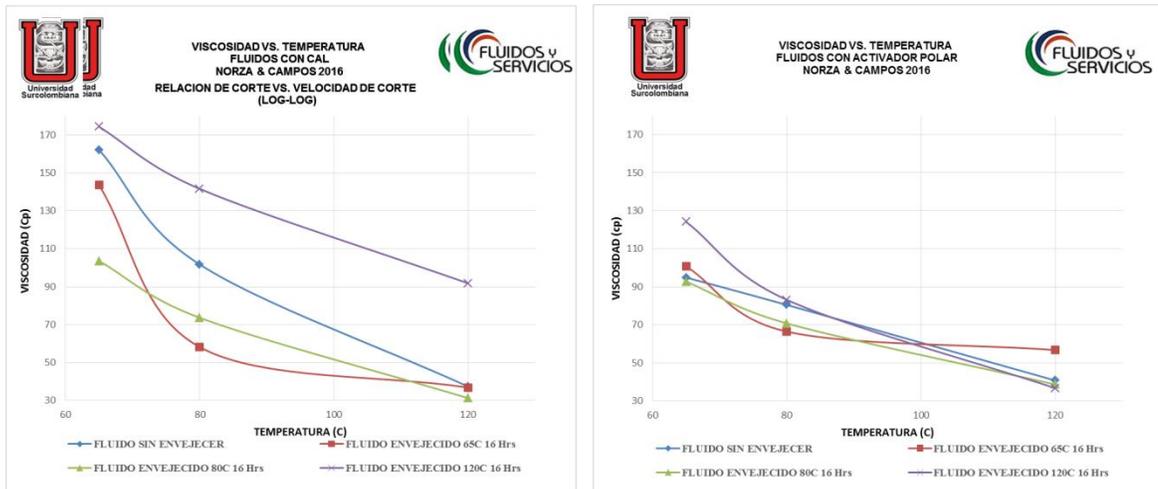
### 9.3. COMPARACION DE CAMBIOS Y ESTABILIDAD PARA EL FLUIDO CON CAL Y EL FLUIDO CON ACTIVADOR POLAR CON RESPECTO A LA TEMPERATURA

#### VISCOSIDAD VS TEMPERATURA

Siendo la viscosidad la relación entre esfuerzo de corte vs. Velocidad de corte, se calcula el valor de viscosidad para cada punto en los reogramas en lbf s/ft<sup>2</sup> y se hace la conversión a centipoises.

Los valores de viscosidad calculados vs. Temperatura se grafican para los fluidos como se muestra:

Figura 5. Grafica viscosidad vs. Temperatura para fluidos con cal y activador polar con aditivos comercializados en el país.



Ambos fluidos disminuyen su viscosidad con pendientes negativas que van disminuyendo a medida que aumenta la temperatura.

La presencia de cal aumenta en mayor medida las propiedades viscosas en comparación con el fluido preparado con activador polar. Los aumentos son de 40% cuando el fluido es envejecido a 65 °C (150 °F) y 22% cuando es envejecido a temperaturas entre 80 °C (175 °F) y 120 °C (250 °F).

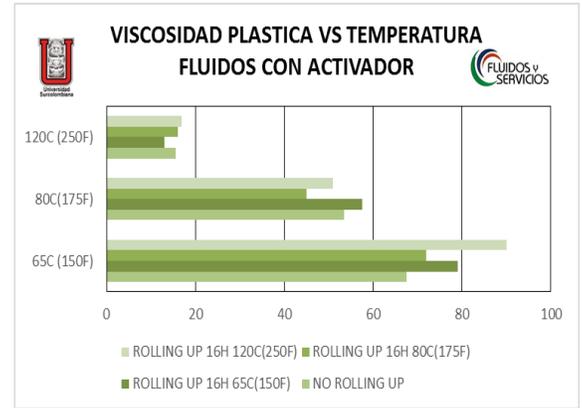
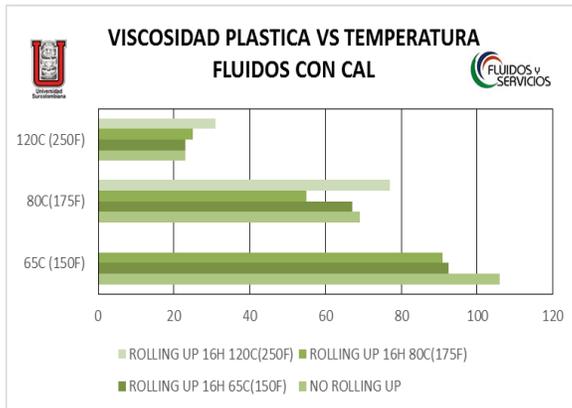
La diferencia en los valores de viscosidad a medida que aumenta la temperatura de envejecimiento es 19,9% menor cuando se utiliza activador polar en comparación de cal hidratada. Lo cual quiere decir que el uso de activador polar aunque aumente en menor medida la viscosidad del fluido, sus valores son 19,9% más estables con el tiempo a comparación de cuando se utiliza cal hidratada en la composición del fluido.

La viscosidad cuando el fluido ha sido envejecido a 120 °C (250 °F) se reporta como mayor, esto se debe a propiedades intrínsecas del aceite y no de la reacción entre los aditivos.

### VISCOSIDAD PLASTICA (METODO DE BINGHAM) VS TEMPERATURA

Se grafica la viscosidad plástica calculada por el modelo de fluidos plásticos de Bingham vs temperatura para los fluidos con cal y activador polar en su composición con el objetivo de apreciar el delta de VP para cada uno y definir con cuál de los dos casos es menor el cambio en la viscosidad a medida que aumenta la temperatura:

Figura 6. Gráficas de VP vs. Temperatura para los fluidos con cal y para los fluidos con activador polar.



Fuente: H. Norza; S. Campos; 2016

Al agregar cal a la composición aumenta más la viscosidad en todos los casos en comparación al agregar activador polar, los valores de viscosidad plástica cuando se agrega cal son entre 66% mayor (envejecidos a 120 °C o 250 °F) y 34% mayor (envejecidos a 80 °C o 150 °F) que al utilizar activador polar. Con un promedio de activación con cal del 45% mayor que con activador polar.

Los fluidos con cal tienen una disminución de viscosidad promedio de 34% al aumentar la temperatura desde 65 °C (150 °F) hasta 80 °C (175 °F), un delta del 61,6% al subir la temperatura desde 80 °C (175 °F) hasta 120 °C (250 °F) y un decremento del 75,3% al incrementar la temperatura desde 65 °C (150 °F) hasta 120 °C (250 °F).

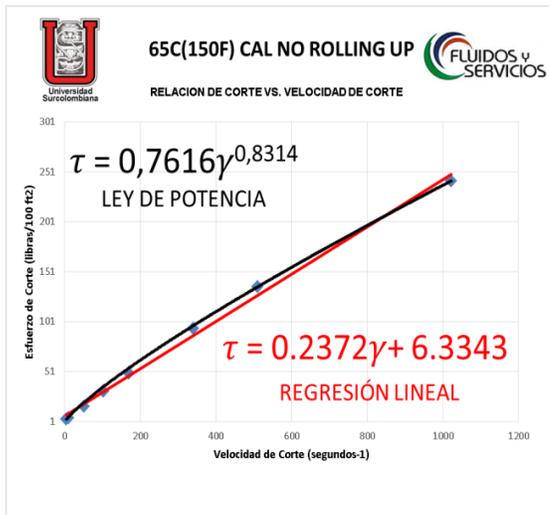
Los fluidos con activador polar tienen una disminución de viscosidad promedio de 32,1% al aumentar la temperatura desde 65 °C (150 °F) hasta 80 °C (175 °F), un delta del 69,8% al subir la temperatura desde 80 °C (175 °F) hasta 120 °C (250 °F) y un decremento del 79,8% al incrementar la temperatura desde 65 °C (150 °F) hasta 120 °C (250 °F).

En conclusión, el uso de cal activa un 45% más la viscosidad y sus valores son unos 3,6% más estables al aumentar la temperatura al comparar con el activador polar.

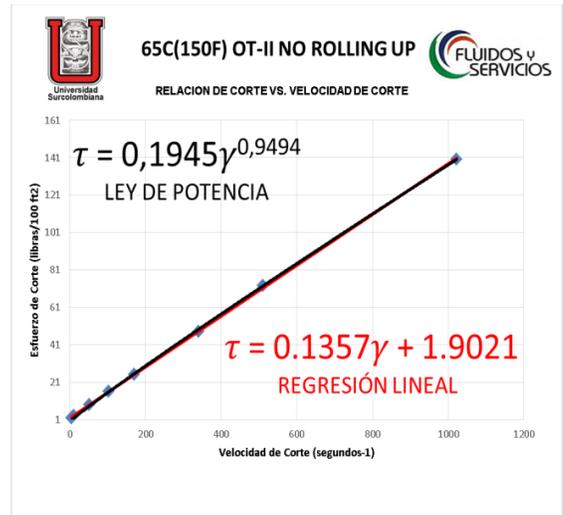
## 9.4. GRAFICAS ESFUERZO DE CORTE VS VELOCIDAD DE CORTE Y DESCRIPCION DEL TIPO DE FLUJO PARA LAS CONDICIONES MUESTREADAS

### 9.4.1. Reogramas de los fluidos previo envejecimiento:

Figura 7. Reogramas a 65 °C del fluido con cal y del fluido con activador polar previo- envejecimiento (pre rolling-up).



**FLUIDO PSEUDOPLASTICO**



**FLUIDO NEWTONIANO**

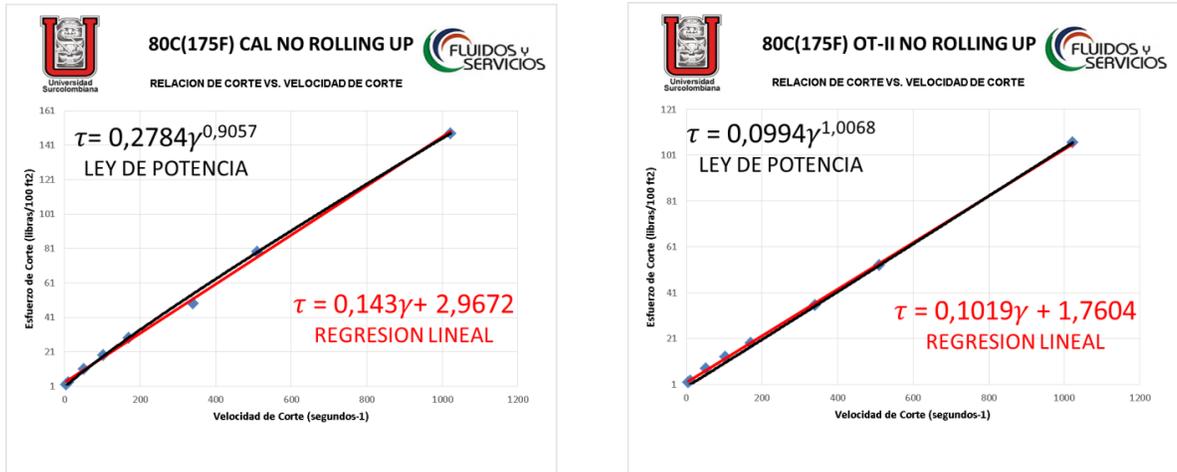
Fuente: H. Norza; S. Campos; 2016

Coefficientes de determinación

Potencial ( $R^2$ )	0,9971	Potencial ( $R^2$ )	0,9917
Lineal ( $R^2$ )	0,9938	Lineal ( $R^2$ )	0,9995

El fluido con cal es pseudoplástico, para el lodo con activador polar el coeficiente de determinación que mejor se adecua a su comportamiento es lineal. Posee una mayor tendencia hacia la proporcionalidad entre los esfuerzos y velocidades de corte a diferencia del fluido con cal lo cual lo caracteriza como newtoniano. El fluido con cal es más grueso y por tanto tiene mayores pérdidas por fricción en estas condiciones.

Figura 8. Reogramas A 80 °C del fluido con cal y del fluido con activador polar previo- envejecimiento (pre rolling-up).



**FLUIDO NEWTONIANO**

**FLUIDO NEWTONIANO**

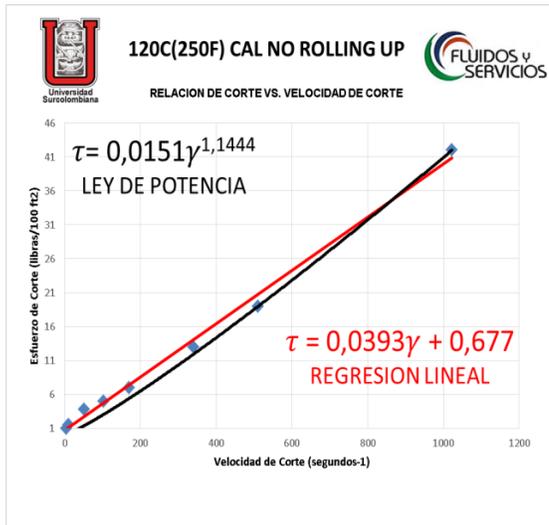
Fuente: H. Norza; S. Campos; 2016

Coefficientes de determinación

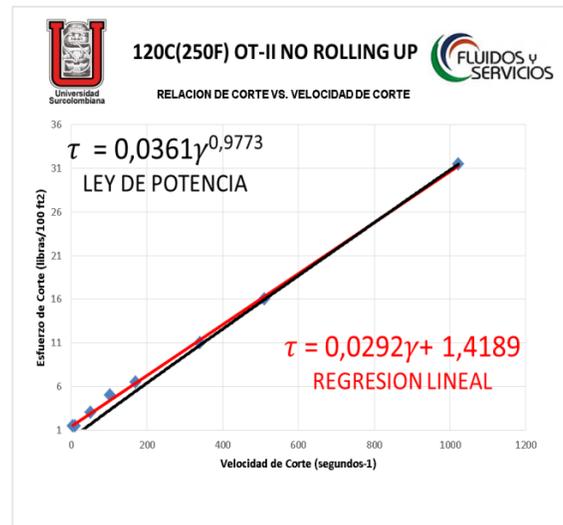
Potencial ( $R^2$ )	0,9745	Potencial ( $R^2$ )	0,9522
Lineal ( $R^2$ )	0,9945	Lineal ( $R^2$ )	0,999

El índice de flujo para ambos casos aumenta y se acerca a 1, logrando así ver que al aumentar la temperatura, el fluido toma tendencia hacia la linealidad. “n” Para el fluido con activador polar se iguala a 1, su relación Esfuerzo vs velocidad de corte es proporcional, característica única de los newtonianos. Los coeficientes de determinación sugieren que el comportamiento newtoniano representa mejor los datos reales de los fluidos. Ambos fluidos se hacen más delgados siendo el fluido con cal el que mayores resistencias a la fricción representa.

Figura 9. Reogramas a 120 °C del fluido con cal y del fluido con activador polar previo- envejecimiento (pre rolling-up).



**FLUIDO NEWTONIANO**



**FLUIDO NEWTONIANO**

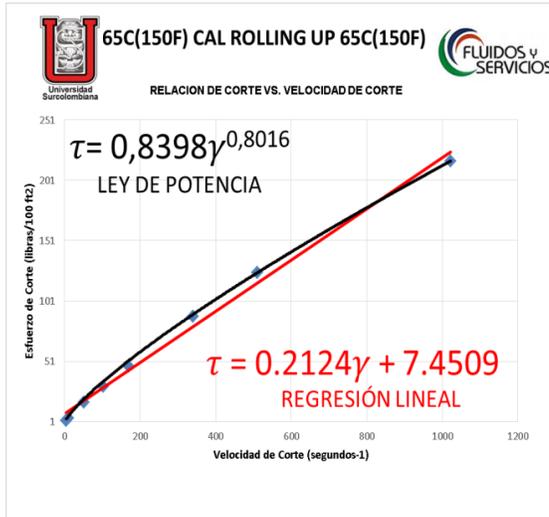
Fuente: H. Norza; S. Campos; 2016

Potencial	0,9745	Potencial	0,9522
Lineal	0,9945	Lineal	0,999

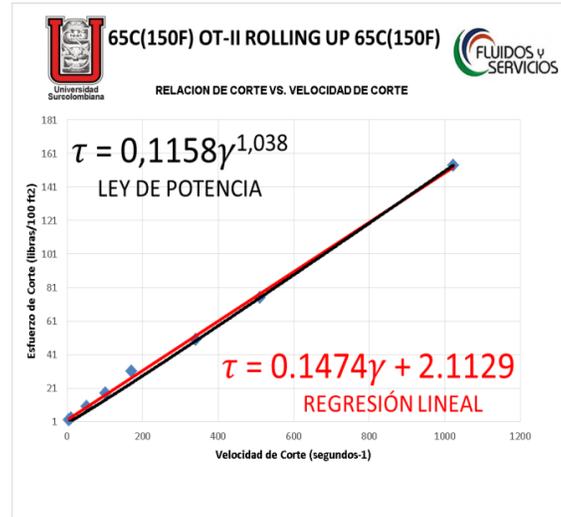
Los modelos que mejor se acentúan al comportamiento de los fluidos son los de fluidos newtonianos con coeficientes de determinación de 0,99. Según el índice de flujo “n”, en estas condiciones el fluido con cal presenta la forma de un fluido dilatante, pero su lejanía al 1 es de una décima, esto puede catalogarse como fluido newtoniano y de ésta forma se confirma el comportamiento newtoniano. El fluido con activador polar es más grueso que el fluido con cal en éstas condiciones y por tanto tiene menores pérdidas por fricción.

### 9.4.2. Reogramas de los fluidos envejecidos a 65 °C (150 °F)

Figura 10. Reogramas A 65 °C del fluido con cal y del fluido con activador polar envejecidos (Rolling-up) a 65 °C.



**FLUIDO PSEUDOPLASTICO**



**FLUIDO NEWTONIANO**

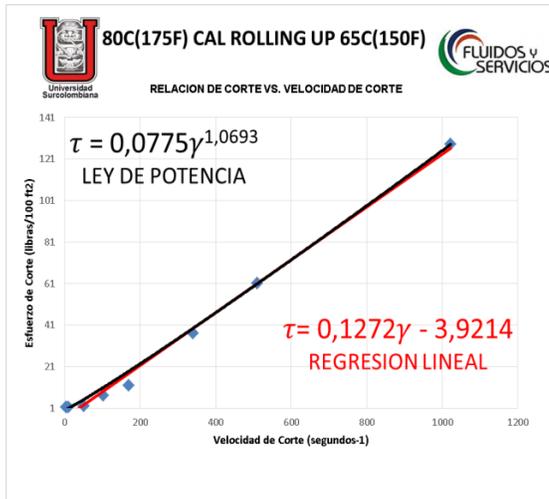
Fuente: H. Norza; S. Campos; 2016

Coefficientes de determinación

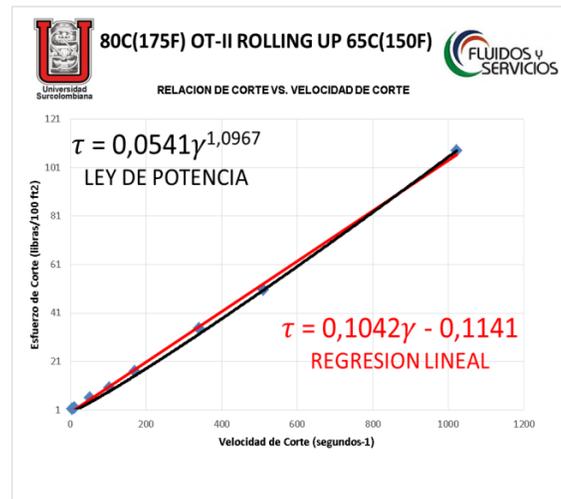
Potencial ( $R^2$ )	0,9995	Potencial ( $R^2$ )	0,9952
Lineal ( $R^2$ )	0,9927	Lineal ( $R^2$ )	0,9984

El fluido con activador polar presenta un comportamiento newtoniano, mientras que el fluido con cal es pseudoplastico confirmado por los coeficientes de determinación mas cercanos a tales comportamientos. La presencia de cal en el fluido aumenta las propiedades viscosas en mayor medida a la vez que hace mas grueso al liquido.

Figura 11. Reogramas a 80 °C del fluido con cal y del fluido con activador polar envejecidos (Rolling-up) a 65 °C.



**FLUIDO NEWTONIANO**



**FLUIDO NEWTONIANO**

Fuente: H. Norza; S. Campos; 2016

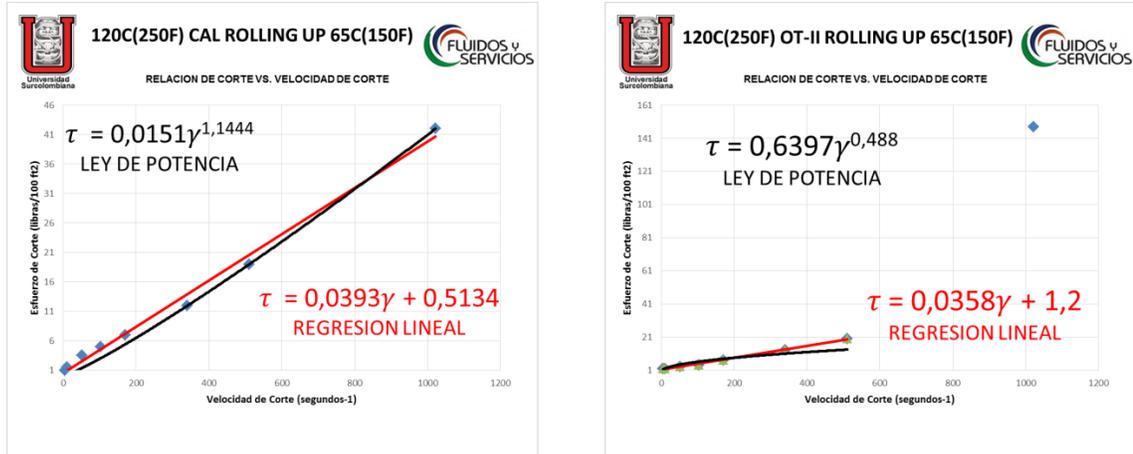
Coeficientes de determinación

Potencial ( $R^2$ )	0,9997	Potencial ( $R^2$ )	0,9992
Lineal ( $R^2$ )	0,9937	Lineal ( $R^2$ )	0,9985

Ambos fluidos presentan índice n aproximadamente igual a 1 tendientes a ser newtonianos pero el coeficiente de determinación que más se adecúa es el de ley de potencia. Según la Ley de potencia ambos fluidos serían dilatantes, pero la diferencia al 1 en el índice de flujo “n” podría catalogarse como ruido. Sumado a que el fluido en otros escenarios ha seguido el comportamiento newtoniano, se puede decir que es Newtoniano a estas condiciones teniendo cal o activador polar. Para ambos disminuye el índice K. La presencia de cal muestra que es mayor el grosor del fluido que al usar cal en la composición.

Los puntos de corte con el eje x negativos se reemplazan por cero.

Figura 12. Reogramas a 120 °C del fluido con cal y del fluido con activador polar envejecidos (Rolling-up) a 65°C.



FLUIDO NEWTONIANO

FLUIDO NEWTONIANO

Fuente: H. Norza; S. Campos; 2016

Coefficientes de determinación

Potencial ( $R^2$ )	0,9716	Potencial ( $R^2$ )	0,8705
Lineal ( $R^2$ )	0,9928	Lineal ( $R^2$ )	0,9935

Ambos fluidos son newtonianos siendo el fluido con cal más grueso y tener mayores pérdidas por fricción que el fluido con activador polar.

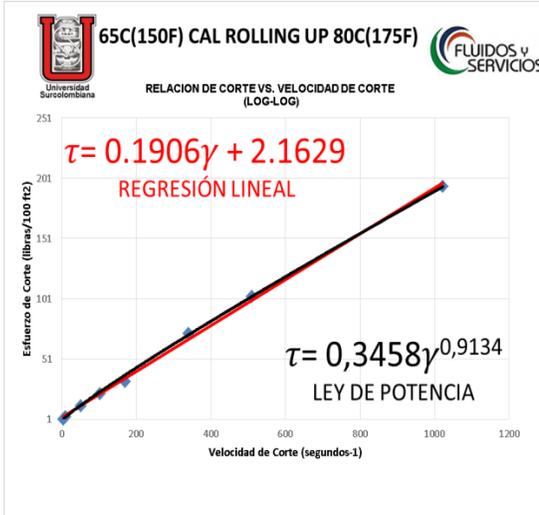
Los índices de la regresión potencial y lineal para el fluido con activador no son confiables debido a que el coeficiente de determinación que relaciona la exactitud del método es muy lejano a 1 (0,5929 para el modelo de ley de potencia y 0,84 para fluido newtoniano). Si se ignora el esfuerzo de corte a  $1021,8 \text{ s}^{-1}$  (600rpm) se obtienen ecuaciones de comportamiento que se muestran en la gráfica con coeficientes de determinaciones más confiables, estos datos son los que se presentan en ésta investigación.

Para el fluido con activador el modelo que mejor se acomoda de acuerdo al coeficiente de determinación es el de flujo newtoniano.

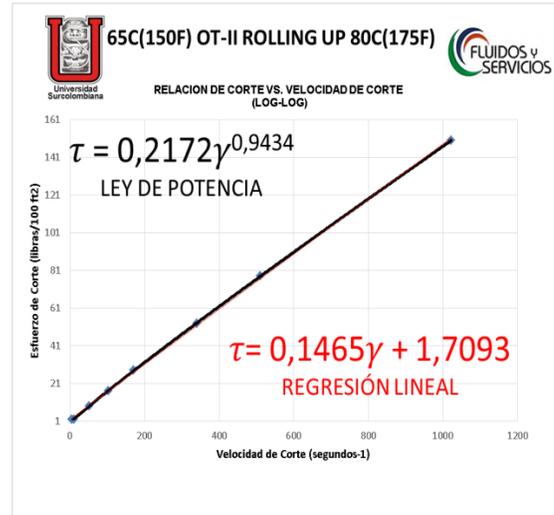
El fluido con cal tiene una pendiente mayor en éstas condiciones, lo cual resulta en fluido con mayor viscosidad y por tanto mayores pérdidas por fricción que el fluido con activador polar.

### 9.4.3. Reogramas de los fluidos envejecidos a 80 °C (175 °F)

Figura 13. Reogramas a 65 °C del fluido con cal y del fluido con activador polar envejecidos (Rolling-up) a 80 °C.



**FLUIDO NEWTONIANO**



**FLUIDO NEWTONIANO**

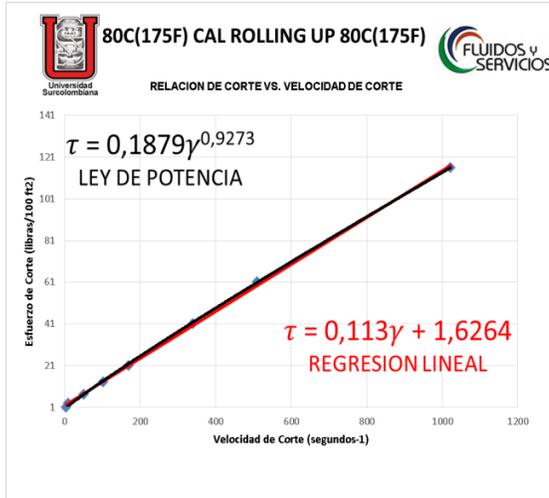
Fuente: H. Norza; S. Campos; 2016

Coeficientes de determinación

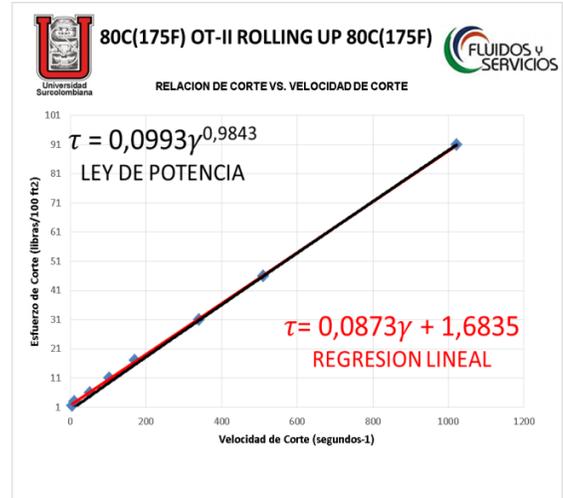
Potencial ( $R^2$ )	0,9950	Potencial ( $R^2$ )	0,9878
Lineal ( $R^2$ )	0,9928	Lineal ( $R^2$ )	0,9994

En éste caso se puede tomar tanto el modelo de ley de potencia como de fluido newtoniano debido a que los coeficientes de determinación son muy cercanos a 1. Presenta mayor exactitud el modelo lineal que establece que la relación esfuerzo de corte vs. Velocidad de corte cambian proporcionalmente.

Figura 14. Reogramas a 80 °C del fluido con cal y del fluido con activador polar envejecidos (Rolling-up) a 80 °C.



**FLUIDO NEWTONIANO**



**FLUIDO NEWTONIANO**

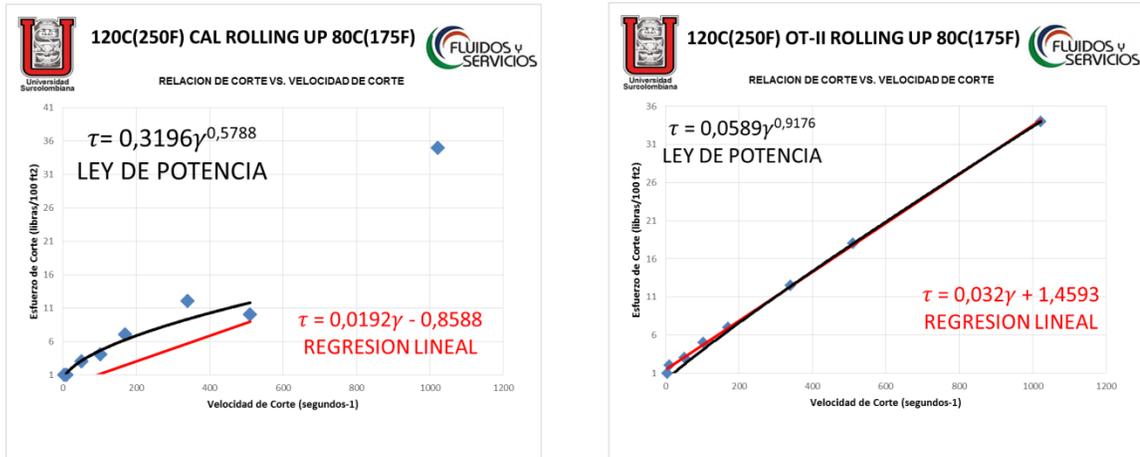
Fuente: H. Norza; S. Campos; 2016

Coeficientes de determinación

Potencial ( $R^2$ )	0,9879	Potencial ( $R^2$ )	0,983
Lineal ( $R^2$ )	0,9994	Lineal ( $R^2$ )	0,9998

Fluidos newtonianos donde el fluido con cal es más grueso y presenta mayores pérdidas por fricción que el fluido con activador polar. Se puede utilizar el modelo de ley de potencia con un porcentaje de error del 0,02%, igualmente en éste modelo se conserva la tendencia a que el fluido sea newtoniano y que la pendiente de viscosidad sea mayor para el fluido con cal. El fluido con cal es más grueso que el fluido con activador polar, por tanto tiene mayores pérdidas por fricción.

Figura 15. Reogramas a 120 °C del fluido con cal y del fluido con activador polar envejecidos (Rolling-up) a 80 °C



**FLUIDO PSEUDOPLASTICO**

**FLUIDO NEWTONIANO**

Fuente: H. Norza; S. Campos; 2016

Coefficientes de determinación

Potencial (R <sup>2</sup> )	0,9667	Potencial (R <sup>2</sup> )	0,9648
Lineal (R <sup>2</sup> )	0,9493	Lineal (R <sup>2</sup> )	0,9993

La distribución de los datos para el fluido con cal es tan dispersa que no permite que ningún modelo se acople con un coeficiente de determinación aceptable, el más cercano es el modelo de la ley de la potencia modificada, pero el diferencial entre los valores calculados y los medidos es muy alto.

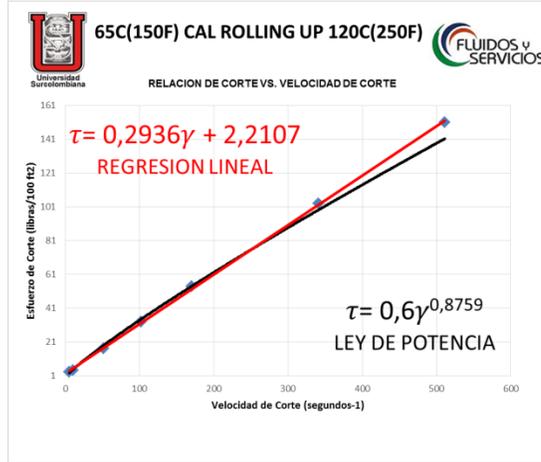
Los datos tienden a seguir un comportamiento constante a bajas velocidades de corte, pero cambian bruscamente a 1021,8 s<sup>-1</sup> (600rpm), si se ignora éste valor, se obtiene ecuaciones de flujo con un coeficiente de determinación favorables.

El fluido con activador polar es más estable en su comportamiento y presenta una notable disminución en el índice de flujo. El fluido con cal tiene un índice de consistencia mayor que el fluido con activador polar en éstas condiciones, lo cual quiere decir que el fluido con cal presenta mayor grosor y pérdidas por fricción.

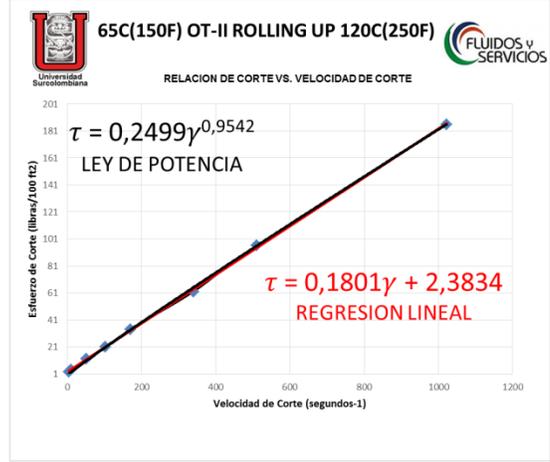
El pronunciado cambio en la pendiente entre 1021,8 s<sup>-1</sup> y 510,9 s<sup>-1</sup> se puede asociar a que el fluido cambia de estado laminar a turbulento, en éstas condiciones, la relación esfuerzo de corte vs. Velocidad de corte disminuye su dependencia hacia las fuerzas viscosas y se ve más influenciada por las fuerzas inerciales.

#### 9.4.4. Reogramas de los fluidos envejecidos a 120 °C (250° F)

Figura 16. Reogramas a 65 °C del fluido con cal y del fluido con activador polar envejecidos (Rolling-up) a 120 °C



**FLUIDO NEWTONIANO**



**FLUIDO NEWTONIANO**

Fuente: H. Norza; S. Campos; 2016

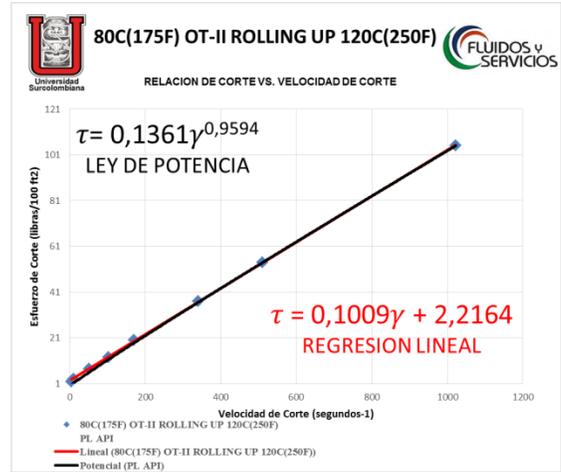
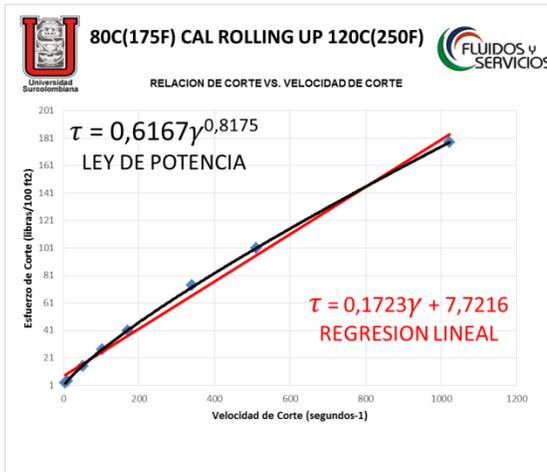
Coeficientes de determinación

Potencial ( $R^2$ )	0,995	Potencial ( $R^2$ )	0,9931
Lineal ( $R^2$ )	0,9996	Lineal ( $R^2$ )	0,9997

La ecuación que mejor representa el comportamiento del fluido con cal es la de una línea recta, aun así la de la ley de la potencia también presenta un índice de determinación favorable y permite observar el índice de consistencia y de flujo.

El fluido con activador polar sigue con su tendencia hacia la linealidad y menor perdida por fricción que el fluido con cal.

Figura 17. Reogramas a 80 °C del fluido con cal y del fluido con activador polar envejecidos (Rolling-up) a 120 °C



### FLUIDO PSEUDOPLASTICO

### FLUIDO NEWTONIANO

Fuente: H. Norza; S. Campos; 2016

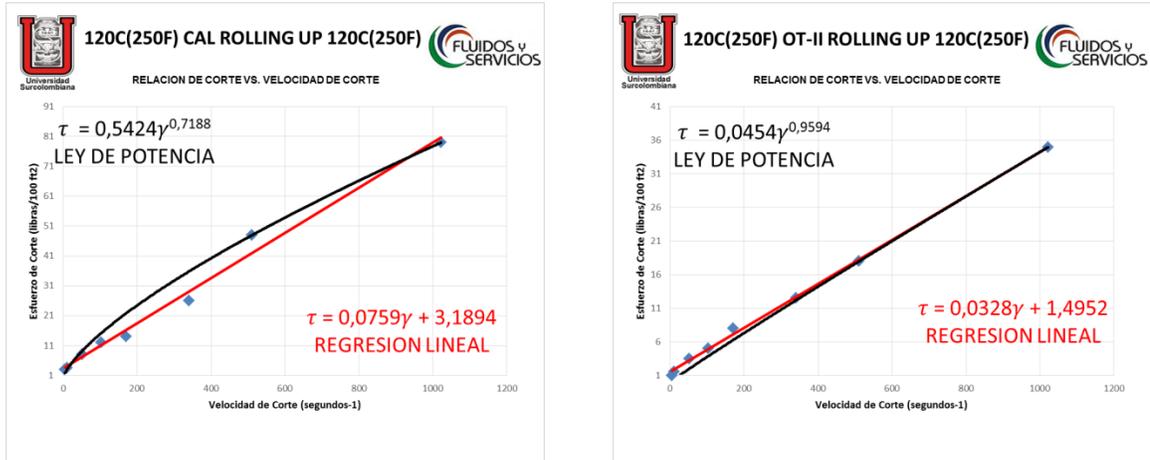
Coefficientes de determinación

Potencial ( $R^2$ )	0,9972	Potencial ( $R^2$ )	0,9862
Lineal ( $R^2$ )	0,9921	Lineal ( $R^2$ )	0,9998

Al aumentar la temperatura, el fluido con cal presenta un comportamiento pseudoplástico, sigue el modelo de ley de potencia con un porcentaje de error 0,005% menor que el modelo de fluidos newtonianos.

El fluido con cal posee un índice de flujo  $n$  menor que el fluido con activador polar y un mayor índice de consistencia haciéndolo más viscoso demostrando que la presencia de cal activa en mayor medida las propiedades viscosas que el activador polar.

Figura 18. Reogramas a 120 °C del fluido con cal y del fluido con activador polar envejecidos (Rolling-up) a 120 °C



**FLUIDO PSEUDOPLASTICO**

**FLUIDO NEWTONIANO**

Fuente: H. Norza; S. Campos; 2016

Coeficientes de determinación

Potencial ( $R^2$ )	0,9979	Potencial ( $R^2$ )	0,9956
Lineal ( $R^2$ )	0,9888	Lineal ( $R^2$ )	0,9982

El fluido con cal presenta comportamiento pseudoplastico, mientras que el fluido con activador polar presenta comportamiento newtoniano. Las pendientes de viscosidad del fluido con cal tienden a ser más pronunciadas, lo cual significa que el fluido es más grueso y por tanto el índice de consistencia es mayor resultando en mayores pérdidas por fricción. El índice de flujo  $n$  para el fluido con cal se ve notablemente menor a 1, lo cual confirma su comportamiento pseudoplastico.

## 9.5. CAMBIOS EN LA COMPOSICION DE LOS FLUIDOS POST-ENVEJECIMIENTO

Se presenta el cambio en la composición de los fluidos a la menor y mayor temperatura de envejecimiento. Estos valores se tomaron de la prueba de retorta donde se puede observar en recipientes milimetrados el % de cada componente del fluido.

Tabla 12. Composición de los fluidos según la prueba de retorta.

 <b>CAMBIOS EN LA COMPOSICION DEL FLUIDO POST-ENVEJECIMIENTO</b> 				
<b>NORZA &amp; CAMPOS 2016</b> <b>INGENIERIA DE PETROLEOS</b>				
Composicion	Lodo con Cal envejecido 16hr 65C	Lodo con OilTend-II envejecido 16hr 65C	Lodo con Cal envejecido 16 hr 120C	Lodo con Oiltend-II envejecido 16hr 120C
%Solidos	12%	12%	12%	18%
%Glicerol	57%	40%	32%	32%
&Acidos grasos	31%	48%	56%	50%

Fuente: H. Norza; S. Campos; 2016

A medida que aumenta la temperatura, el fluido cambia levemente su composición interna y varía el porcentaje de ácidos grasos, al agregar cal en la formulación se observa que a temperatura de 120 °C, se genera un 6% más cantidad de ácidos grasos.

## 9.6. PREPARACION DEL FLUIDO OPERATIVO CON BASES FUERTES Y DEL FLUIDO CON ACTIVADOR POLAR Y MEDICIÓN DE LA REOLOGIA POST-ENVEJECIMIENTO

Con el fin de dar por terminada la investigación y obtener datos extrapolables a campo, se procede a preparar dos fluidos operativos utilizando una arcilla organofílica diferente y su respectivo activador polar, además se agrega cal para observar el comportamiento del mismo al adicionar cal en su formulación. Estas pruebas se realizan debido a que los resultados obtenidos en las pruebas

anteriores, a pesar de cumplir con ciertos estándares operativos (YP mayor a 10 lb/ ft<sup>2</sup> y VP mayor a 50 cp), otros parámetros como los geles (muy bajos) y el volumen de filtrado (valores altos) pueden ser mejorados con el objetivo de poder usar el lodo en campo y que los resultados de la investigación puedan ser más aplicables.

Tabla 13. Primera formulación de fluido operativo con activador polar y de fluido operativo con cal.

 <b>FORMULACION FLUIDO OPERATIVO 1 CON ACTIVADOR Y BASES FUERTES (CAL)</b> 			
NORZA & CAMPOS 2016 INGENIERIA DE PETROLEOS			
FLUIDO OPERATIVO 1 CON ACTIVADOR		FLUIDO OPERATIVO 1 CON BASES FUERTES (CAL)	
Aditivo	Concentración (lb/bbl)	Aditivo	Concentración (lb/bbl)
Arcilla Organofilica	14	Arcilla organofilica	14
activador polar (AO)	7	activador polar (AO)	7
humectante	2	humectante	2
emulsificante	4	emulsificante	4
gilsonita	10	gilsonita	10
CaCo3 (malla 150)	60	CaCo3 (malla 150)	60
CaCo3 (malla 600)	45	CaCo3 (malla 600)	45
		Cal	10

Fuente: H. Norza; S. Campos; 2016

Las muestras se envejecieron 16 horas a 90 °C y se mide su reología y geles. Los resultados se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 14. Reología de fluido operativo 1 post- envejecimiento con activador polar y de fluido operativo con cal.

COMPORTAMIENTO FLUIDO OPERATIVO 1 CON ACTIVADOR Y BASES FUERTES (CAL)												
	NORZA & CAMPOS 2016 INGENIERIA DE PETROLEOS											
	Lecturas a temperatura 65°C (150F)				Lecturas a temperatura 80°C (175F)				Lecturas a temperatura 120°C (250F)			
Parametros	Lodo con cal sin envejecer	Lodo con activador sin envejecer	Lodo con Cal envejecido 16hr 90C	Lodo con activador envejecido 16hr 90C	Lodo con cal sin envejecer	Lodo con activador sin envejecer	Lodo con Cal envejecido 16hr 90C	Lodo con activador envejecido 16hr 90C	Lodo con cal sin envejecer	Lodo con activador sin envejecer	Lodo con Cal envejecido 16hr 90C	Lodo con activador envejecido 16hr 90C
Densidad	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5
Ø600	256	217	274	280	158	129	152	136	90	72	90	82
Ø300	141	116	149	155	88	70	86	75	50	40	51	46
Ø200	101	81	107	109	63	49	61	54	36	28	38	33
Ø100	57	45	61	62	36	28	37	31	22	17	22	20
Ø60	38	30	41	42	26	19	25	22	16	11	15	14
Ø30	23	18	26	25	16	12	16	14	9	7	10	9
Ø6	10	6,5	10	10	7	5	7	6	5	4	5	4
Ø3	8	5	8	8	6	4	6	5	5	3	4,5	3,5
Vp (Cp)	115	101	125	125	70	59	66	61	40	32	39	36
YP (Lb/100ft <sup>2</sup> )	26	15	24	30	18	11	20	14	10	8	12	10
Viscosidad (Cp)	270,784601	191,652004	280,507778	281,679245	188,547617	135,538734	187,37615	160,139541	132,961507	93,0144813	128,158492	106,193485
Geles 10 secs	8	5	8	8	7	4	6	5	4,5	3	4,5	4
Geles 10 mins	8	5	8	8	7	4	6	5	4,5	3	4,5	4
Ty	6	3,5	6	6	5	3	5	4	5	2	4	3

Fuente: H. Norza; S. Campos; 2016

La presencia de cal en la formulación incrementa favorablemente todas las medidas de viscosidad, puntos cedentes y geles.

En el fluido sin envejecer, la presencia de cal disminuye el índice de flujo  $n$  hasta la temperatura de 80 °C acentuando su comportamiento pseudoplástico a la vez que aumenta la viscosidad plástica y por tanto le hace más grueso. Al alcanzar la temperatura de 120 °C (250 °F), el índice de flujo  $n$  no se ve afectado por la presencia de cal y la viscosidad plástica varía en una muy menor proporción que anteriormente. Los geles son planos para todos los casos y la tixotropía aumenta notablemente con la cal, esto debido al cambio en la composición al aparecer cal y generarse una muy ligera saponificación.

Al fluido después de envejecer, las viscosidades plásticas y puntos cedentes se ven aumentados, esto debido a la activación de los productos por el calor. En tanto al índice de flujo, la presencia de cal le hace menor y el índice de consistencia se hace mayor a todas las temperaturas.

Los valores de filtrado para todos los fluidos preparados son muy altos, se decide cambiar las mallas de los densificantes y agregar reductores otros reductores de filtrado como se muestra en la siguiente formulación:

#### **9.6.1. Reogramas primera formulación de fluido operativo con activador polar y del fluido operativo con bases fuertes (cal hidratada).**

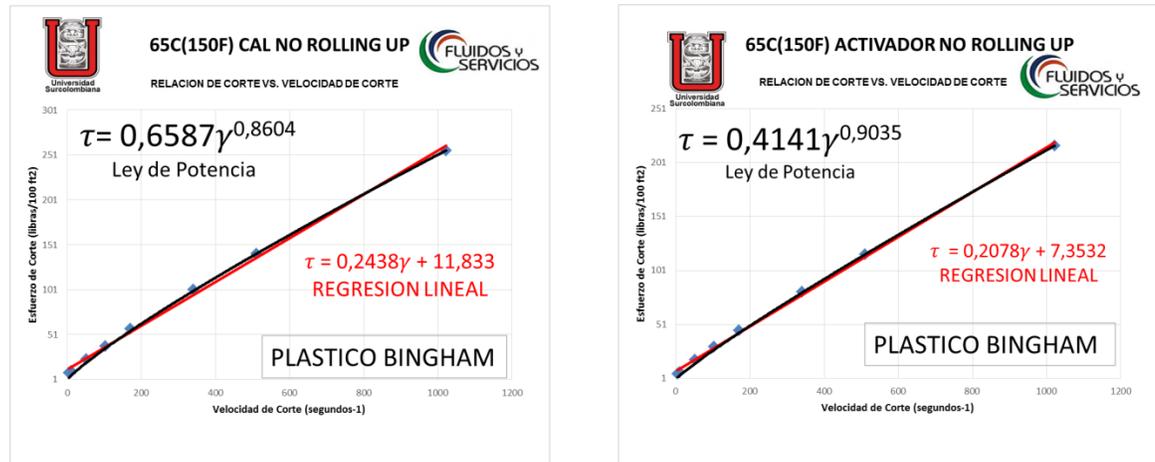
##### **Reogramas fluidos previo envejecimiento**

Se presentan los reogramas para los fluidos operativos preparados y los coeficientes de determinación para los modelos de ley de potencia (potencial) y de flujo lineal que puede ser newtoniano o plástico de bingham dependiendo de la existencia de puntos cedentes.

Los índices de flujo en la mayoría de los casos se alejan entre un 0,2 y 0,3 de 1 sugiriendo comportamientos no newtonianos, pero los coeficientes de determinación en la mayoría de los casos son mayores para regresiones lineales con puntos cedentes cuya ecuación representa fluidos plásticos de Bingham.

Los modelos de flujo tienen desviaciones máximas con los datos reales a bajas velocidades de corte (menores o iguales a  $102,18 \text{ s}^{-1}$  o 60 rpm).

Figura 19. Reogramas a 65 °C del fluido con cal y del fluido con activador polar sin envejecer.



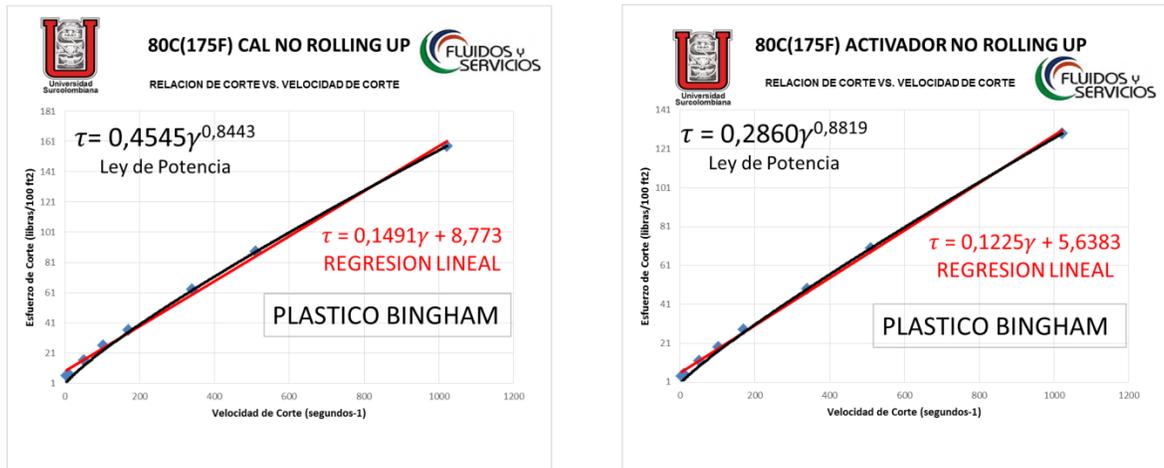
Coefficientes de determinación

Potencial ( $R^2$ )	0,9814	Potencial ( $R^2$ )	0,989
Lineal ( $R^2$ )	0,9972	Lineal ( $R^2$ )	0,9987

Siendo el coeficiente de determinación mejor para las regresiones lineales, el modelo que mejor representa el fluido es el de plástico de Bingham en éstas condiciones, teniéndose máximos picos de desviación entre los modelos y los datos reales a velocidades de corte de 102, 18 s<sup>-1</sup> (60 rpm) e inferiores. Por tanto para el análisis del punto cedente no se recomienda tomar el valor del punto de corte cuando la velocidad de corte es cero si no utilizar el valor de esfuerzo de punto cedente que utiliza los valores de 10,218 s<sup>-1</sup> (6 rpm) y 5,109 s<sup>-1</sup> (3 rpm).

El fluido con cal presenta mayor índice de consistencia y por tanto mayores pérdidas por fricción que el fluido con activador polar.

Figura 20. Reogramas a 80 °C del fluido con cal y del fluido con activador polar sin envejecer.



Coeficiente de determinación

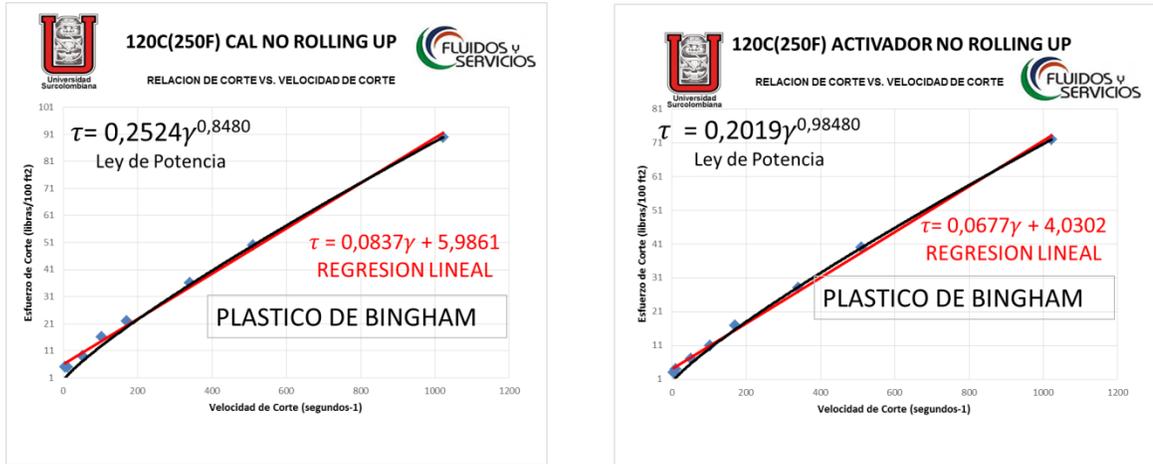
Potencial ( $R^2$ )	0,9791	Potencial ( $R^2$ )	0,9982
Lineal ( $R^2$ )	0,9967	Lineal ( $R^2$ )	0,9984

Siendo el coeficiente de determinación mejor para las regresiones lineales, el modelo que mejor representa el fluido es el de plástico de Bingham en éstas condiciones. El fluido con cal es más grueso que el fluido con activador polar en éstas condiciones resultando en mayores pérdidas por fricción.

Ambos modelos tienen una desviación máxima en las lecturas más bajas, por tanto, el cálculo de punto cedente mediante extrapolación de los modelos no es recomendable.

Para analizar con un valor de punto cedente más cercano al real se recomienda utilizar el esfuerzo de punto cedente.

Figura 21. Reogramas a 120 °C del fluido con cal y del fluido con activador polar sin envejecer.



Coeficiente de determinación

Potencial ( $R^2$ )	0,953		Potencial ( $R^2$ )	0,9657
Lineal ( $R^2$ )	0,9969		Lineal ( $R^2$ )	0,9977

Los coeficientes de determinación indican que para ambos fluidos en estas condiciones es mejor representado por el modelo fluidos plásticos de Bingham pero presenta una amplia desviación con los datos reales a velocidades de corte inferiores a 102,18 s<sup>-1</sup>. El fluido con cal es más viscoso que el fluido con activador polar.

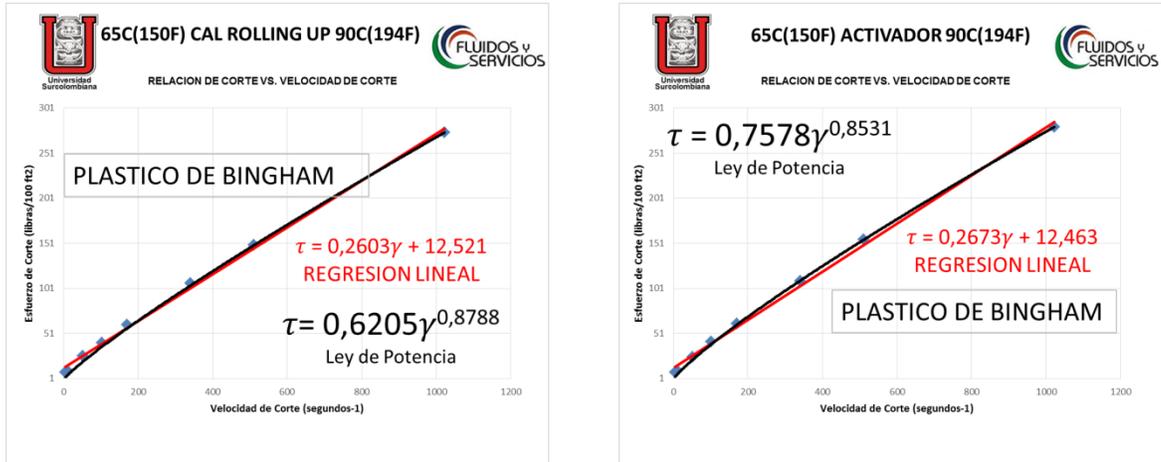
Ambos modelos tienen una desviación máxima en las lecturas inferiores a 102,18 s<sup>-1</sup> (60 rpm) por tanto, el cálculo de punto cedente mediante extrapolación de los modelos no es recomendable.

La relación esfuerzo de corte vs. Velocidad de corte es mejor representada por las ecuaciones lineales que se muestran en la figura y es acertado utilizar ésta ecuación a partir de velocidades de corte de 102,18 s<sup>-1</sup> (60 rpm).

Para el análisis de punto cedente es más recomendable el uso de la ecuación de esfuerzo de punto cedente.

## Reogramas de los fluidos envejecidos 16 horas 90°C (194°F).

Figura 22. Reogramas a 65°C del fluido con cal y del fluido con activador polar envejecidos 16 horas a 90°C (194°F).



### Coeficiente de determinación

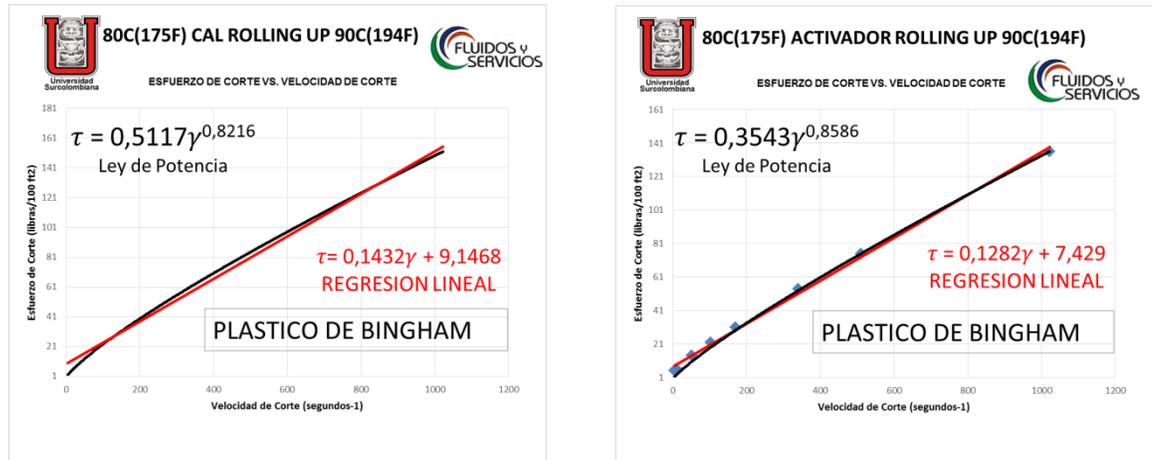
Potencial (R <sup>2</sup> )	0,9867	Potencial (R <sup>2</sup> )	0,9857
Lineal (R <sup>2</sup> )	0,9974	Lineal (R <sup>2</sup> )	0,997

Ambos modelos tienen una desviación máxima en las lecturas inferiores a 102,18 s<sup>-1</sup> (60 rpm) por tanto, el cálculo de punto cedente mediante extrapolación de los modelos no es recomendable.

La relación esfuerzo de corte vs. Velocidad de corte es mejor representada por las ecuaciones lineales que se muestran en la figura y es acertado utilizar ésta ecuación a partir de velocidades de corte de 102,18 s<sup>-1</sup> (60 rpm).

Al envejecer los fluidos, la pendiente de viscosidad aumenta y se acerca al ángulo recto, lo cual significa que la viscosidad de los fluidos es incrementada.

Figura 23. Reogramas a 80°C del fluido con cal y del fluido con activador polar envejecidos 16 horas a 90°C (194°F).



Coefficientes de determinación

Potencial ( $R^2$ )	0,98	Potencial ( $R^2$ )	0,9811
Lineal ( $R^2$ )	0,9956	Lineal ( $R^2$ )	0,9971

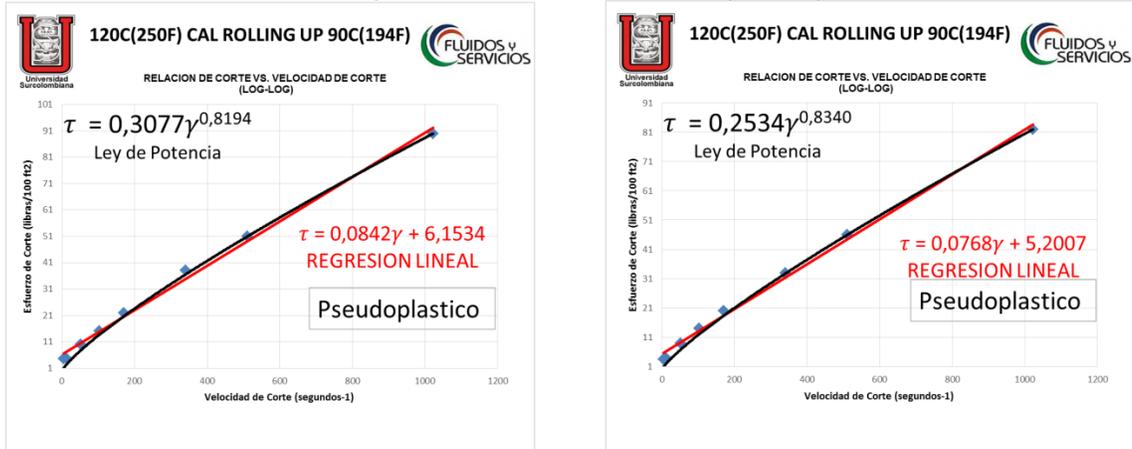
Los coeficientes de determinación indican que para ambos fluidos en estas condiciones es mejor representado por el modelo fluidos plásticos de Bingham pero presenta una amplia desviación con los datos reales a velocidades de corte inferiores a  $102,18 \text{ s}^{-1}$ . El fluido con cal es más viscoso que el fluido con activador polar.

Según el modelo de ley de potencia, sería un fluido pseudoplástico con pendientes de viscosidad suavizadas. El fluido con cal es más grueso que el fluido con activador polar en éstas condiciones resultando en mayores pérdidas por fricción.

Para el fluido con activador polar, el coeficiente de determinación es mayor para la regresión lineal. Ambos modelos tienen desviaciones máximas con los datos reales en las lecturas más bajas, por tanto, el cálculo de punto cedente mediante extrapolación de los modelos no es recomendable.

Para obtener un valor de punto cedente más cercano al real se recomienda utilizar el esfuerzo de punto cedente.

Figura 24. Reogramas a 120°C del fluido con cal y del fluido con activador polar envejecidos 16 horas a 90°C (194°F).



Coefficiente de determinación

Potencial ( $R^2$ )	0,9668	Potencial ( $R^2$ )	0,9785
Lineal ( $R^2$ )	0,9952	Lineal ( $R^2$ )	0,996

La ecuación que mejor representa el comportamiento del fluido con cal es la de una línea recta, aun así la de la ley de la potencia también presenta un índice de determinación favorable y permite observar el índice de consistencia y de flujo.

El fluido con activador polar sigue con su tendencia hacia la linealidad y menor perdida por fricción que el fluido con cal.

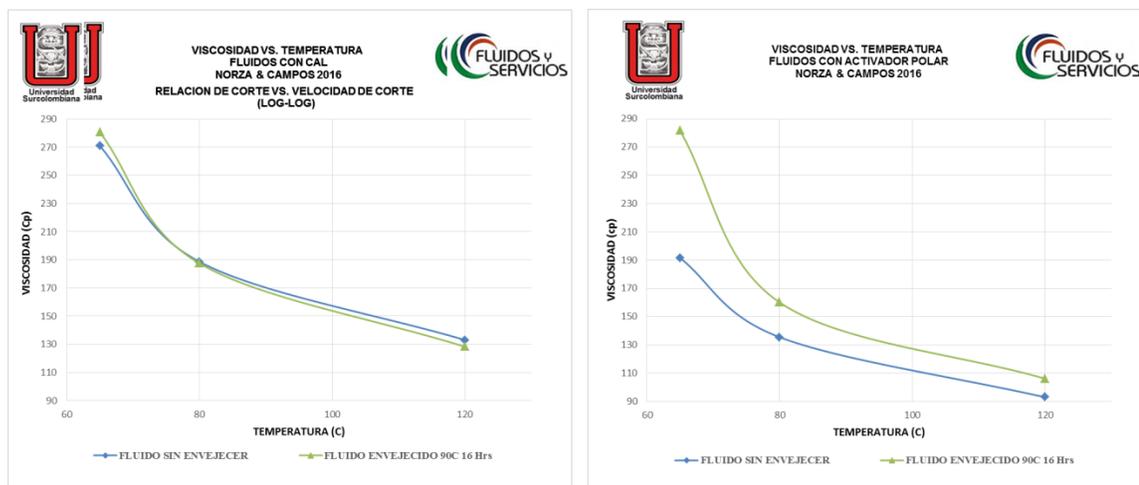
## 9.7. COMPARACION DE CAMBIOS Y ESTABILIDAD PARA EL FLUIDO CON CAL Y EL FLUIDO CON ACTIVADOR POLAR CON RESPECTO A LA TEMPERATURA

### VISCOSIDAD VS TEMPERATURA

Siendo la viscosidad la relación entre esfuerzo de corte vs. Velocidad de corte, se calcula el valor de viscosidad para cada punto en los reogramas en lbf s/ft<sup>2</sup> y se hace la conversión a centipoise.

Los valores de viscosidad calculados vs. Temperatura se grafican para los fluidos como se muestra:

Figura 25. Grafica de viscosidad vs. Temperatura para fluidos operativos 1 con activador polar y bases fuertes.



Ésta es una formulación diferente con aditivos diferentes, el activador polar es un aditivo compatible con la arcilla organofílica.

La viscosidad cambia al aumentar la temperatura con pendientes negativas pronunciadas que se van atenuando a medida que aumenta la temperatura.

La cal incrementa la viscosidad 27% más que el activador polar y al envejecer la muestra de fluido a 90C por 16 horas los valores de viscosidad se mantienen constantes con una desviación de 5% con respecto al mismo fluido sin envejecer.

El activador polar una vez culmina el periodo de envejecimiento se activa al punto que permite obtener valores de viscosidad iguales a 65 °C (150 °F), 14,5% menores a 80 °C (175 °F) y 17% menores a 120 °C (250 °F) que el fluido con cal envejecido a las mismas condiciones.

Como conclusión se puede decir que el uso de activador polar puede activar la arcilla organofílica un 86% similar a cuando se utiliza cal hidratada, con la ventaja de que al no existir cal en la composición, no se deteriora el aceite de higuera.

## Punto cedente

Defínase el punto cedente cualitativamente como el esfuerzo mínimo para iniciar el flujo, es decir que es igual al valor de esfuerzo de corte cuando la velocidad de corte tiende a cero.

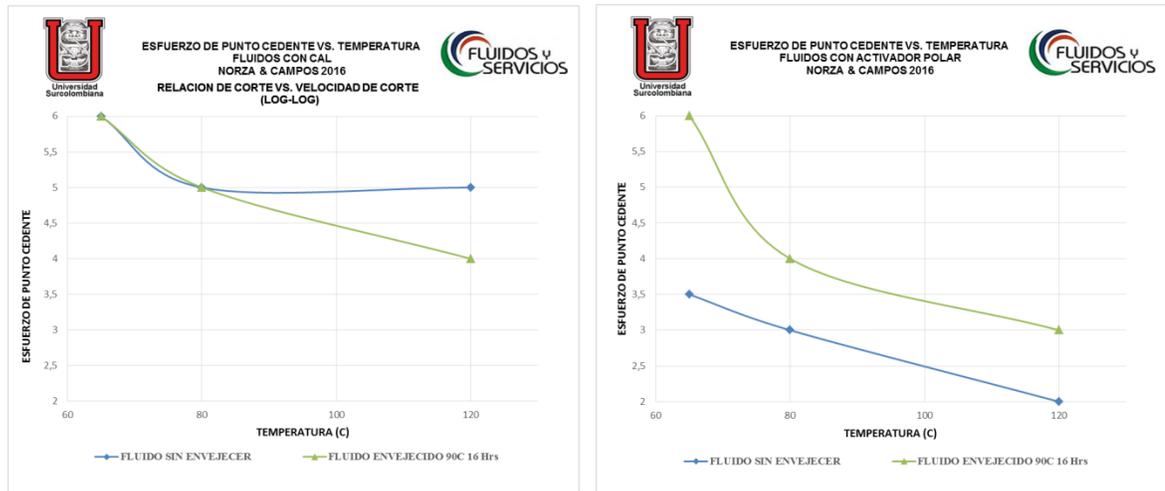
Se obtiene una estimación numérica mediante el cálculo de punto cedente siguiendo la ecuación de Bingham. Éste valor surge de aquellos tiempos cuando los viscosímetros únicamente median valores de esfuerzo de corte a 600 y 300RPM y se tiene en cuenta que numéricamente es diferente al dato real. En tiempos modernos se tienen viscosímetros capaces de obtener esfuerzos de corte a RPM de entre 3 y 6, con éstos valores se calcula el valor de esfuerzo de punto cedente ( $T_y$ ), el cual es cualitativamente igual al YP pero cuantitativamente su valor es más cercano al real.

De igual forma, gracias a los viscosímetros de 8 y 12 velocidades, hoy en día es posible obtener los suficientes datos para lograr extrapolar la ecuación que describe el comportamiento de un fluido dado, una vez obtenida ésta, se puede reemplazar el dato de  $0s^{-1}$  y obtener el valor aún más real del punto cedente.

Para la presente investigación, se graficaron los esfuerzos de corte medidos y se hallaron las ecuaciones que mejor representan el comportamiento de los fluidos preparados y se descubrió que para todos ellos el uso de las ecuaciones generadas por iteración numérica presentan sus máximas desviaciones con los valores reales cuando las velocidades de corte son inferiores a  $102,8 s^{-1}$  (60 rpm).

Por tanto, en éste análisis se compara el cambio en el punto cedente mediante el uso del esfuerzo de punto cedente que correlaciona directamente los dos esfuerzos de corte a velocidades de corte más bajas que mide el viscosímetro de 8 velocidades.

Figura 26. Grafica esfuerzo de punto cedente vs. Temperatura para fluidos operativos 1 con activador polar y bases fuertes.



Fuente: H. Norza; S. Campos; 2016

Los fluidos con cal tienen una disminución del esfuerzo de punto cedente promedio de 16,6% al aumentar la temperatura desde 65 °C (150 °F) hasta 80 °C (175 °F), para el fluido sin envejecimiento un delta del 20% al subir la temperatura desde 80 °C (175 °F) hasta 120 °C (250 °F) y para el fluido envejecido se mantiene constante al subir la temperatura desde 80 °C (175 °F) hasta 120 °C (250 °F).

Los fluidos con activador polar sin envejecer tienen una disminución del esfuerzo de punto cedente de 14% para el fluido sin envejecer y 33% para el envejecido al aumentar la temperatura desde 65 °C (150 °F) hasta 80 °C (175 °F), un delta del 33% al subir la temperatura desde los 80 °C (175 °F) hasta los 120 °C (250 °F).

El uso de cal genera un 31% más esfuerzos de punto cedente y sus valores al ser envejecidos se mantienen estables hasta 80 °C (175 °F) y disminuyen 20% a 120 °C (250 °F) mientras que para el fluido con activador polar sus valores al ser envejecidos aumenten 70% 65 °C (150 °F), 33% a 80 °C (175 °F) y 50% a 120 °C (250 °F).

## 9.8. PREPARACION DE SEGUNDO FLUIDO OPERATIVO CON ACTIVADOR POLAR Y BASES FUERTES (CAL HIDRATADA)

Tabla 15. Segunda formulación de fluido operativo con cal.

<b>FORMULACION FLUIDO OPERATIVO 2 CON ACTIVADOR Y BASES FUERTES (CAL) NORZA &amp; CAMPOS 2016 INGENIERIA DE PETROLEOS</b>	
<b>aditivo</b>	<b>concentración (lb/bbl)</b>
arcilla organofílica	14
activador polar (AO)	7
humectante	2
emulsificante	4
gilsonita	20
CaCo3 (malla 150)	60
CaCo3 (malla 400)	60
Cal	10
IRF	10
COPTROL	5
Lignito organofilico	10

Fuente: H. Norza; S. Campos; 2016

Los resultados de reología, geles y puntos cedentes se muestran a continuación:

Tabla 16. Reología de fluido operativo 2 post- envejecimiento con bases fuertes (cal hidratada)

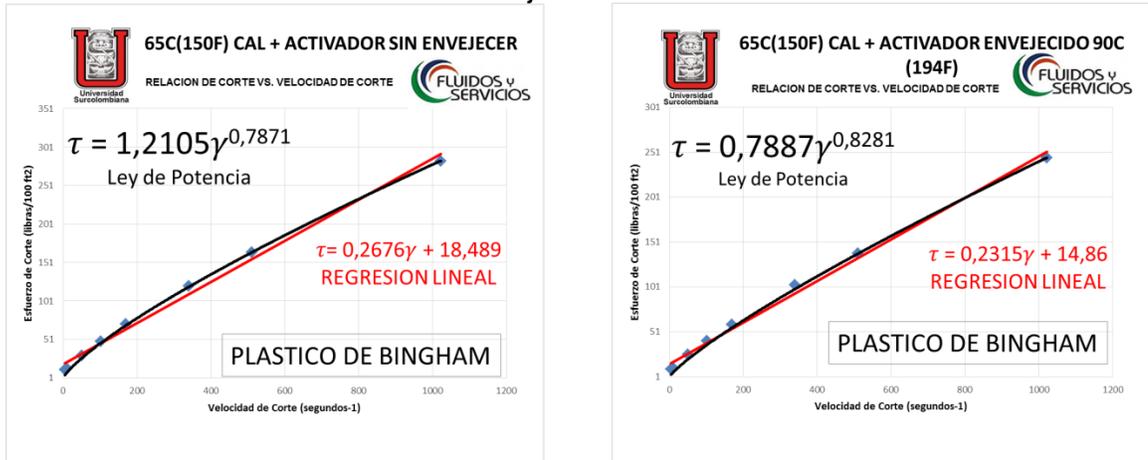
<b>COMPORTAMIENTO FLUIDO OPERATIVO 2 CON ACTIVADOR Y BASES FUERTES (CAL)</b>						
<b>NORZA &amp; CAMPOS 2016</b>						
<b>INGENIERIA DE PETROLEOS</b>						
<b>Lecturas a 65°C</b>			<b>Lecturas a 80°C</b>		<b>Lecturas a 120°C</b>	
<b>Parametros</b>	<b>Lodo con cal sin envejecer</b>	<b>Lodo con Cal envejecido 16hr 90C</b>	<b>Lodo con cal sin envejecer</b>	<b>Lodo con Cal envejecido 16hr 90C</b>	<b>Lodo con cal sin envejecer</b>	<b>Lodo con Cal envejecido 16hr 90C</b>
Ø600	283	245	208	153	157	115
Ø300	164	138	123	89	94	66
Ø200	120	103	92	65	69	48
Ø100	71	59	54	38,5	40	28,5
Ø60	48	41	37	27	28	19,5
Ø30	30	25,5	23	17	18	12,5
Ø6	13	10,5	10	8	8	6
Ø3	11	9	9	6	7	5
Vp (Cp)	119	107	85	64	63	49
YP (Lb/100ft <sup>2</sup> )	45	31	38	25	31	17
Viscosidad (cP)	350,092919	192,15266	296,758511	127,426816	260,787285	100,441254
Geles 10 secs	10	8,5	9	6,5	7	6
Geles 10 mins	10	8,5	9	6,5	7	6
Ty	9	7,5	8	4	6	4

Fuente: H. Norza; S. Campos; 2016

Se confirma que la presencia de cal activa en mayor medida los agentes encargados de generar viscosidad y geles. El índice de flujo n disminuye y el índice de consistencia aumenta.

### 9.8.1. Reogramas segunda formulación del fluido operativo con activador polar y fluido operativo con bases fuertes (cal hidratada)

Figura 27. Reogramas a 65 °C del fluido con cal y activador polar sin envejecer y envejecido a 90°C.



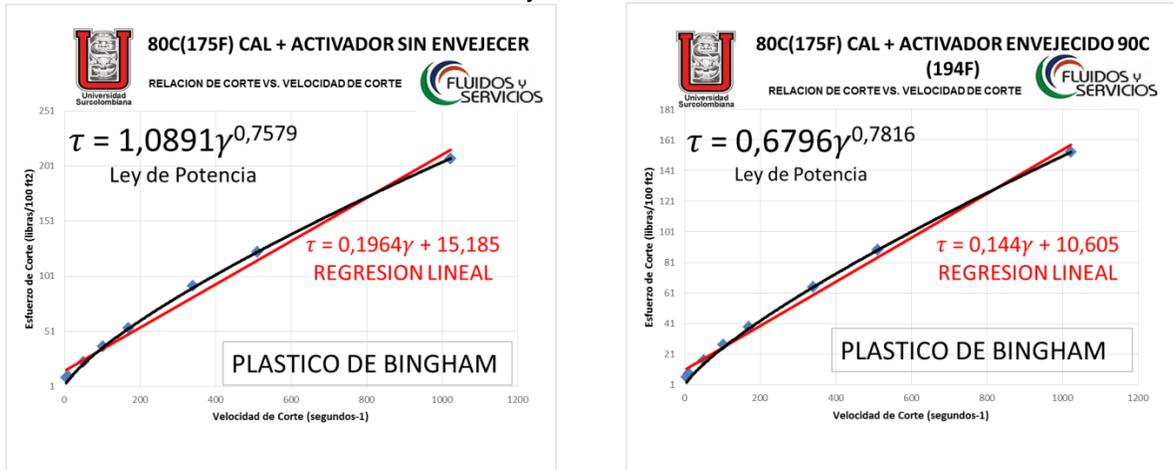
Coeficiente de determinación

Potencial ( $R^2$ )	0,9829	Potencial ( $R^2$ )	0,9839
Lineal ( $R^2$ )	0,9924	Lineal ( $R^2$ )	0,994

El uso de cal + activador en éstas condiciones aumenta las propiedades viscosas, se activa más el viscosificante y los índices de consistencia se incrementan.

El fluido presenta comportamiento Plastico de bingham real, su viscosidad plástica y punto cedente cambian cuando se envejece el fluido. El punto cedente tiende a disminuir y la viscosidad plástica sugiere disminución en su grosor.

Figura 28. Reogramas a 80°C del fluido con cal y activador polar sin envejecer y envejecido a 90°C.



Coeficiente de determinación

Potencial ( $R^2$ )	0,9807	Potencial ( $R^2$ )	0,985
Lineal ( $R^2$ )	0,9893	Lineal ( $R^2$ )	0,9924

El fluido presenta comportamiento plástico de Bingham, la pendiente de viscosidad disminuye indicando disminución en la viscosidad plástica.

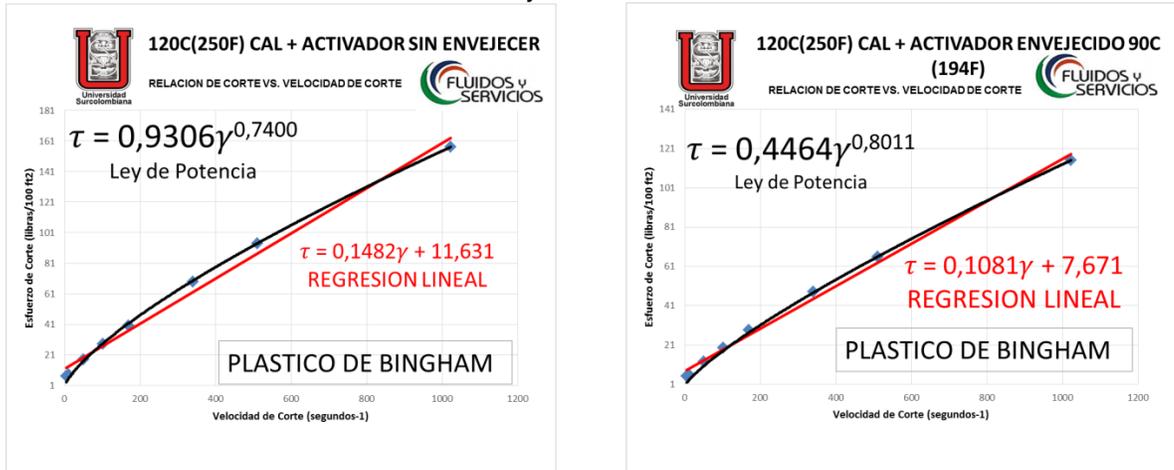
Si se analiza por ley de potencia, sus índices de flujo y consistencia cambian cuando se envejece el fluido. El índice “n” tiende hacia la linealidad y el índice “K” tiende a disminuir su grosor.

El uso de cal + activador en éstas condiciones aumenta las propiedades viscosas, se activa más el viscosificante y los índices de consistencia se incrementan.

Los puntos cedentes calculados por métodos de campo que sugiere el modelo de Bingham resultan en valores más altos que los reales, los puntos cedentes mediante el uso de la ecuación de flujo descrita en el grafico también difiere del dato real, debido a que es mayor que el dato a bajas velocidades de corte.

Para análisis de puntos cedentes se recomienda usar el esfuerzo de punto cedente que relaciona los esfuerzos de corte obtenidos a las dos más bajas velocidades de corte del viscosímetro de 8 velocidades.

Figura 29. Reogramas a 120°C del fluido con cal y activador polar sin envejecer y envejecido a 90°C.



Coeficiente de determinación

Potencial ( $R^2$ )	0,996	Potencial ( $R^2$ )	0,989
Lineal ( $R^2$ )	0,9896	Lineal ( $R^2$ )	0,9943

El fluido disminuye su viscosidad al aumentar la temperatura, se hace más fluido y sigue conservando el comportamiento plástico de Bingham.

Las pérdidas por fricción son mayores para el fluido con cal, las propiedades viscosas se aumentan en mayor medida con el fluido con cal.

La pendiente del fluido con activador tiene un ángulo más recto que el fluido con cal en la composición, resultando en comportamientos de flujo más estables y predecibles.

El uso de cal + activador a éstas condiciones en comparación con el uso de uno de los aditivos solamente permite que el fluido mantenga sus características pseudoplásticas y mayores esfuerzos de corte a las mismas velocidades de corte.

## 9.9. PRUEBAS DE IMPACTO AMBIENTAL

Estas pruebas se realizan con el fin de establecer y comparar el impacto que puede llegar a tener el lodo de perforación base aceite vegetal de higuera en comparación con el impacto ambiental de un lodo base aceite ACPM y lodo base aceite de palma en un ecosistema acuático, teniendo como referencia un indicador biológico. En este caso se usan alevinos del pez tilapia perteneciente a la familia *cichlidae* debido a la facilidad de obtención y supervivencia de este pez en regiones tropicales y se obtuvieron como datos a analizar el porcentaje de mortalidad vs concentración del lodo contaminante. Esto se hizo con el fin de determinar la LC50 o concentración letal a la que mueren el 50% de los sujetos de prueba ya que esta es la medida necesaria para clasificar la toxicidad de una sustancia (numeral 6.10).

### 9.9.1. Acondicionamiento del ambiente de prueba

- **Acuarios:** Se decide que el número de acuarios a usar en estas pruebas son cuatro en total. Con el fin de mantener el nivel de oxígeno mayor a los 4 mg/L y la temperatura entre los 28° C y 32 °C se sumergen en cada uno de los acuarios un sistema de oxigenación artificial con bombas de aire así como termostatos, ya que estos son los dos parámetros claves para la supervivencia de la tilapia roja en condiciones normales (numeral 6.9.1). La contaminación realizada en los acuarios y la población de tilapias rojas en cada uno son presentados a continuación en la tabla:

Tabla 17. Descripción de los acuarios

DESCRIPCIÓN DE LOS ACUARIOS		
 		
NORZA & CAMPOS 2016 INGENIERIA DE PETROLEOS		
ACUARIO	CONTAMINACION	POBLACIÓN SUJETA A CADA PRUEBA
1	Blanco (control)	-
2	Lodo base ACPM	10
3	Lodo base a. palma	10
4	Lodo base a. higuera	10

**Nota:** La población del acuario N° 1 consiste en el número de tilapias total que no están sometidas a contaminación.

- **Agua:** El agua que se usa para llenar cada uno de los acuarios mencionados proviene de la quebrada la raya ubicada en el municipio de Palermo con el fin de que cumpla los parámetros fisicoquímicos adecuados para la supervivencia de la tilapia roja en condiciones ambientales normales. El agua, se extrae de la quebrada y se lleva hasta el laboratorio de fluidos de perforación de la universidad Surcolombiana con el fin de realizar el correspondiente llenado de los acuarios. Este proceso de extracción se realiza cada vez que sea necesario para el cambio de agua de los acuarios.

Imagen 10. Quebrada la raya



Fuente: H. Norza; S. Campos; 2016

- **Lodos de contaminación:** Se preparan los lodos necesarios para la contaminación según la formulación final presentada en el numeral 9.6, variando únicamente el aceite base usado en cada uno, esto se hace con el fin de obtener un lodo base aceite ACPM, uno base aceite de palma y uno base aceite de higuierilla con igual concentración de aditivos y así comparar únicamente el efecto que tiene el aceite base del lodo en la población sujeta a contaminación. En la siguiente imagen se pueden observar los lodos usados en las pruebas:

Imagen 11. Lodos usados en las pruebas de impacto ambiental



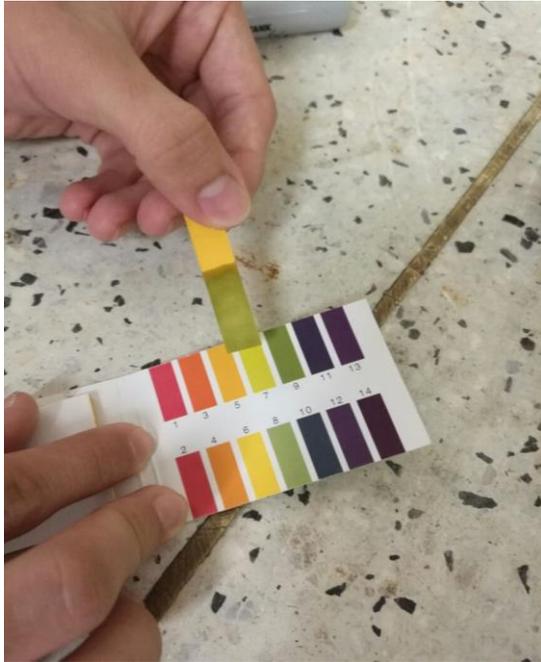
Fuente: H. Norza; S. Campos; 2016

- **Alevinos:** Como se describió anteriormente (numeral 9.7) los organismos expuestos a la contaminación durante estas pruebas de impacto ambiental son alevinos (crías) de tilapia roja (familia *cichlidae*), los cuales fueron suministrados por un criadero ubicado en las cercanías del barrio Ipanema de la ciudad de Neiva. En total fueron suministrados 140 alevinos en etapa pre-cría (7 días desde su nacimiento).

### 9.9.2. Aclimatación de peces

Con el fin de que los alevinos sufran el mínimo estrés posible debido a los cambios en su entorno, se procede a realizar la aclimatación de los peces en los acuarios preparados para las pruebas. Primero, se realiza la medición del pH del agua de los acuarios el cual da un valor de 7.5, lo que confirma que el agua es apta para la correcta supervivencia de los peces. Posteriormente, se introducen las bolsas con los alevinos dentro de los acuarios y se dejan allí por 15 minutos, esto se hace con el propósito de que el agua tanto de la bolsa como de los acuarios adquiera la misma temperatura. Luego se procede a abrir las bolsas para que el agua se mezcle, y finalmente, se retiran las bolsas de tal forma de que los alevinos naden hacia el acuario libremente y así ocasionarles el menor daño y estrés posible que puede generar este proceso.

Imagen 12. PH del agua proveniente de la quebrada la raya.



Fuente: H. Norza; S. Campos; 2016

Imagen 13. Aclimatación de peces.



Fuente: H. Norza; S. Campos; 2016

### 9.9.3. Pruebas de contaminación

El objetivo de las pruebas de contaminación es el de alcanzar la concentración letal a la que mueren el 50% de los peces (LC50) ya que tal como se dijo en el numeral 6.10 esta es la medida que se necesita para clasificar la toxicidad de una sustancia. Para lograr este objetivo, se decide contar con un acuario de control o acuario número 1 en donde se mantienen a todos los peces que no están sujetos a contaminación; de este acuario se sacan 10 peces para cada uno de los otros tres acuarios de contaminación. Este mismo proceso se sigue para cada una de las contaminaciones realizadas, y además, con el fin de asegurar que los peces sujetos a contaminación no se vuelvan a contaminar, se resuelve hacer uso de un recipiente en donde se ponen los peces que sobrevivan a las contaminaciones realizadas.

Para el propósito de visualizar el efecto de los lodos en los acuarios, se decide hacer una prueba preliminar con 400 ppm de lodo base aceite ACPM. Esta prueba se hace con el objetivo de tener una idea de la mortalidad que ocasiona a los peces el lodo a bajas concentraciones. Para esto, se hizo necesario tomar las medidas del acuario número 2 y así calcular la cantidad en ml necesaria de lodo para alcanzar una concentración de 400 ppm. Las mediciones del acuario son presentadas en la siguiente tabla:

Tabla 18. Mediciones acuario 2.

MEDICIONES DEL ACUARIO NÚMERO 2	
NORZA Y CAMPOS 2016	
INGENIERÍA DE PETRÓLEOS	
PARÁMETRO	VALOR
Ancho	60 cm
Largo	34 cm
Alto (nivel del agua)	29.5 cm
Volumen de agua	60.18 Litros
Volumen de lodo necesario	24.1 ml

Fuente: H. Norza; S. Campos; 2016

**Nota:** Se escoge el lodo base ACPM para la prueba preliminar debido a que por su composición se sabe que es más tóxico que el lodo base aceite de palma y aceite de higuera.

Los resultados de las pruebas de contaminación con 400 ppm de lodo base ACPM son presentadas en la siguiente tabla:

Tabla 19. Resultados de contaminación con 400 ppm lodo base ACPM.

 <b>CONTAMINACIÓN CON 400 PPM</b> 	
NORZA Y CAMPOS 2016 INGENIERÍA DE PETRÓLEOS	
TIEMPO TRANSCURRIDO (horas)	MORTALIDAD (%)
2	0
4	0
8	0
24	0
48	0
72	0
96	0

Fuente: H. Norza; S. Campos; 2016

Como se logra observar en la tabla las 400 ppm del lodo base ACPM no genera ninguna mortalidad en los peces después de pasadas 96 horas, por esto se decide aumentar la concentración a 600 ppm y realizar la contaminación con los tres lodos para determinar el impacto de cada uno.

Debido a que se necesita conocer el volumen de lodo necesario para alcanzar las 600 ppm de concentración en los acuarios 2, 3 y 4 se hace la medición correspondiente de cada uno de ellos tal como se puede observar en la tabla:

Tabla 20. Mediciones de los acuarios 3 y 4.

 <b>DESCRIPCIÓN DE LOS ACUARIOS</b> 		
NORZA & CAMPOS 2016 INGENIERIA DE PETROLEOS		
PARÁMETRO	ACUARIO 3	ACUARIO 4
Ancho	50 cm	50 cm
Largo	30 cm	30 cm
Alto (nivel del agua)	30 cm	31.5 cm

Fuente: H. Norza; S. Campos; 2016

**Nota:** No es necesario tomar las medidas del acuario 2 debido a que se mantuvo el mismo nivel de agua que en la prueba preliminar.

Tabla 21. Resultados de contaminación con 600 ppm.

 Universidad Surcolombiana	MORTALIDAD (%) NORZA Y CAMPOS 2016 INGENIERÍA DE PETRÓLEOS			
	TIEMPO TRANSCURRIDO (horas)	Lodo ACPM	Lodo palma	
2	0	0	0	
4	0	0	0	
8	0	0	0	
24	0	0	0	
48	10	0	0	
72	10	10	0	
96	10	10	0	
<b>Porcentaje vivos</b>	<b>90</b>	<b>90</b>	<b>100</b>	

Fuente: H. Norza; S. Campos; 2016

En la tabla se puede ver que a pesar del aumento en la concentración de lodo contaminante aún no se alcanza la LC50, por lo tanto se decide hacer un cambio total de agua de los acuarios y aumentar la concentración del lodo contaminante a 1000 ppm. El nuevo volumen de los acuarios y los resultados de las pruebas son presentados a continuación:

Tabla 22. Mediciones de los acuarios luego del primer cambio de agua.

 Universidad Surcolombiana	SEGUNDA MEDICIÓN DE LOS ACUARIOS NORZA Y CAMPOS 2016 INGENIERÍA DE PETRÓLEOS		
	ACUARIO	VOLUMEN DE AGUA	
2	28.6 Litros	28.6 ml	
3	25.5 Litros	25.5 ml	
4	29.3 Litros	29.3 ml	

Fuente: H. Norza; S. Campos; 2016

Tabla 23. Resultados de contaminación con 1000 ppm.

 <b>CONTAMINACIÓN CON 1000 ppm</b> 			
NORZA Y CAMPOS 2016 INGENIERÍA DE PETRÓLEOS			
MORTALIDAD (%)			
TIEMPO TRANSCURRIDO (horas)	Lodo ACPM	Lodo palma	Lodo higuierilla
2	0	0	0
4	10	0	0
8	10	0	0
24	10	0	0
48	20	10	0
72	20	10	10
96	20	10	10
<b>Porcentaje vivos</b>	<b>80</b>	<b>90</b>	<b>90</b>

Fuente: H. Norza; S. Campos; 2016

Si se comparan los resultados obtenidos se puede observar que debido al aumento de la concentración de contaminante los peces mueren más rápidamente y con el lodo base ACPM se alcanza una mortalidad del 20%, además, en el lodo base aceite de higuierilla ya se empieza a observar un 10% de mortalidad. Por otro lado, después de transcurridas 48 horas de la contaminación se evidencia un color pálido en los peces contaminados con lodo base ACPM y lodo base aceite de palma, y en el acuario contaminado con lodo base aceite de higuierilla se observa mayor turbidez del agua debido a la alta viscosidad y densidad del aceite.

Así como con las pruebas anteriores, se decide aumentar la concentración de lodo contaminante con el objetivo de alcanzar la LC50 y se hace un cambio de agua de todos los acuarios, por lo cual se hace necesario volver a medir el volumen de agua y realizar el cálculo para determinar el volumen de lodo a adicionar en cada caso. Los volúmenes nuevos de cada acuario y los resultados de la prueba se presentan en las siguientes tablas:

Tabla 24. Mediciones de los acuarios luego del segundo cambio de agua.

 <b>TERCERA MEDICIÓN DE LOS ACUARIOS</b> 		
NORZA Y CAMPOS 2016 INGENIERÍA DE PETRÓLEOS		
ACUARIO	VOLUMEN DE AGUA	VOLUMEN DE LODO NECESARIO
2	25.5 Litros	51 ml
3	23.3 Litros	46.6 ml
4	25.5 Litros	51 ml

Fuente: H. Norza; S. Campos; 2016

Tabla 25. Resultados de contaminación con 2000 ppm.

 <b>CONTAMINACIÓN CON 2000 PPM</b> 			
NORZA Y CAMPOS 2016 INGENIERÍA DE PETRÓLEOS			
TIEMPO TRANSCURRIDO (horas)	MORTALIDAD (%)		
	Lodo ACPM	Lodo palma	Lodo higuera
2	0	0	0
4	0	0	0
8	10	10	0
24	10	10	0
48	20	20	10
72	20	20	10
96	30	20	10
<b>Porcentaje vivos</b>	<b>70</b>	<b>80</b>	<b>90</b>

Fuente: H. Norza; S. Campos; 2016

Se observa que la mortalidad de los peces sigue aumentando y para la contaminación con el lodo base ACPM ya se alcanza una mortalidad del 30%, adicionalmente, transcurridas unas 8 horas después de la contaminación se observa letargo en los peces y 24 horas después un color pálido en los peces el cual es aún más evidenciable en los peces contaminados con el lodo base ACPM. Debido a la imposibilidad de obtener la medida de la LC50 y a que los resultados de mortalidad obtenidos no varían en una gran medida se decide realizar cambio de agua y aumentar la concentración de lodo hasta las 5000 ppm por acuario. Los

nuevos volúmenes de los acuarios y los resultados de la prueba se presentan a continuación:

Tabla 26. Mediciones de los acuarios luego del tercer cambio de agua.

 <b>CUARTA MEDICIÓN DE ACUARIOS</b> 		
NORZA Y CAMPOS 2016 INGENIERÍA DE PETRÓLEOS		
ACUARIO	VOLUMEN DE AGUA	VOLUMEN DE LODO NECESARIO
2	32 Litros	160 ml
3	33.5 Litros	167.5 ml
4	31.3 Litros	156.5 ml

Fuente: H. Norza; S. Campos; 2016

Tabla 27. Resultados de contaminación con 5000 ppm.

 <b>CONTAMINACIÓN CON 5000 ppm</b> 			
NORZA Y CAMPOS 2016 INGENIERÍA DE PETRÓLEOS			
TIEMPO TRANSCURRIDO (horas)	MORTALIDAD (%)		
	Lodo ACPM	Lodo palma	Lodo higuierilla
2	0	0	0
4	0	0	0
8	10	10	10
24	20	10	10
48	40	20	30
72	50	40	40
96	50	50	50
<b>Porcentaje vivos</b>	<b>50</b>	<b>50</b>	<b>50</b>

Fuente: H. Norza; S. Campos; 2016

Con esta última contaminación se logra obtener la concentración letal a la que mueren el 50% de los peces o LC50, la cual como se ha mencionado anteriormente (numeral 6.10) es la medida necesaria para determinar la toxicidad de una sustancia según la escala Hodge y Sterner. Adicionalmente, se puede ver en la tabla que los efectos del aceite de higuierilla, contrario a lo que ha sucedido en pruebas anteriores, presenta mayor toxicidad que el lodo base aceite de palma,

lo cual se debe a la alta turbidez del agua generada por la decantación del aceite en forma de pequeñas burbujas. La decantación del lodo en burbujas es debida a la alta densidad que presenta el aceite de higuierilla, lo cual genera un ambiente hostil para la supervivencia de los peces al transcurrir largos períodos de tiempo. A continuación se presenta la clasificación de la toxicidad de cada uno de los lodos según Hodge y Sterner:

Tabla 28. Clasificación toxicológica de los lodos según Hodge y Sterner.

 <b>CLASIFICACIÓN TOXICOLÓGICA</b> 		
NORZA Y CAMPOS 2016 INGENIERÍA DE PETRÓLEOS		
<b>SUSTANCIA CONTAMINANTE</b>	<b>LC50 (ppm)</b>	<b>CLASIFICACION DE TOXICIDAD (Hodge y Sterner)</b>
<b>Lodo base ACPM</b>	5000 (72 horas)	4 (ligeramente tóxico)
<b>Lodo base aceite de palma</b>	5000 (96 horas)	4 (ligeramente tóxico)
<b>Lodo base aceite de higuierilla</b>	5000 (96 horas)	4 (ligeramente tóxico)

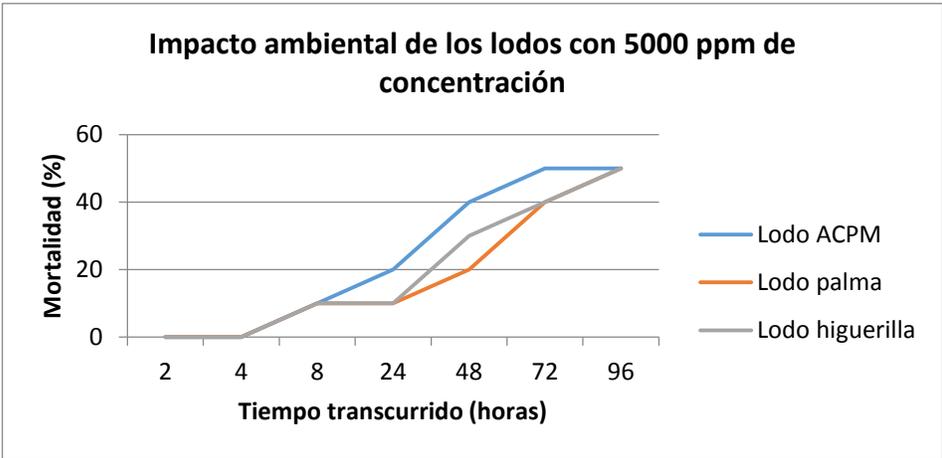
Fuente: H. Norza; S. Campos; 2016

A pesar de que los tres lodos poseen la misma clasificación toxicológica cabe resaltar que en todas las pruebas de contaminación la mortalidad de los peces empieza mucho antes cuando se contamina con el lodo base ACPM, tiempo después cuando se contamina con el lodo base aceite de palma y por último cuando se contamina con el lodo base aceite de higuierilla. Este comportamiento se repite en todos los casos excepto en la contaminación con 5000 ppm de lodo, en donde como ya se explicó anteriormente la mortalidad de los peces contaminados con lodo base aceite de higuierilla ocurre de forma más rápida que con el lodo base aceite de palma. Por último, también hay que señalar que los síntomas de letargo en los peces como era de esperarse aumenta con la concentración de lodo contaminante y, además, también se observa que los peces muchas veces ingieren el aceite de higuierilla, lo que ocasiona una mayor deposición de desechos.

## 10. CONCLUSIONES

- Si se puede preparar un fluido base aceite de higuera operativo y funcional con los aditivos comercializados en el país pero existe limitaciones en cuanto a que el fluido cambia sus viscosidades al cambiar las temperaturas de envejecimiento, lo cual quiere decir que las propiedades no se mantienen constantes durante el uso operativo del fluido y se debe mantener en constante observación las propiedades.
- El fluido en temperatura ambiente posee muy altas viscosidades y no puede ser bombeable.
- El aceite de higuera es estable hasta la temperatura de 120 °C (250 °F), presenta un 6% más cantidad de ácidos grasos debido a la presencia de bases fuertes (cal) en un periodo inferior a 16 horas sometido a temperaturas entre los 65 °C (150 °F) Y 120 °C (250 °F).
- Los valores de viscosidad son 19,9% más estables con el tiempo al usar activador polar en comparación de cuando se utiliza cal hidratada en la composición del fluido.
- El comportamiento del fluido base aceite de higuera con activador polar o con cal hidratada es bien representado por el modelo de flujo newtoniano cuando el fluido no logra desarrollar altos esfuerzos de corte a bajas velocidades de corte, pero cuando la formulación permite acarrear valores de punto cedente altos, el modelo de fluidos plásticos de Bingham representa mejor su comportamiento a velocidades de corte superiores a 102,18 s<sup>-1</sup> (60 rpm).
- Según las tasas de mortalidad y el tiempo transcurrido después de cada contaminación, se puede decir que en caso de un derrame en cuerpos de agua se lograrían tomar las medidas necesarias para la remoción de los lodos sin generar casi ningún impacto en el ambiente ya que la concentración necesaria para que mueran el 50% de los peces es de 5000 ppm de lodo al cabo de 96 horas, además, se puede comprobar que el lodo base ACPM genera más rápidamente mortalidad en los peces que el lodo base aceite de higuera y el lodo base aceite de palma, tal como se puede observar en la siguiente gráfica:

Figura 17. Prueba de impacto ambiental con 5000 ppm de lodo



Fuente: H. Norza; S. Campos; 2016

## 11. RECOMENDACIONES Y SUGERENCIAS

- Para futuras investigaciones del aceite de higuerilla en lodos de perforación se recomienda el uso de un buen controlador de filtrado como la gilsonita para reducir el volumen de pérdida de filtrado.
- Existe una incertidumbre sobre la causa del incremento de visosidades a 120 °C (250 °F). Se recomienda el estudio del aceite de higuerilla a éstas condiciones y envejecimiento a 120 °C (250 °F).
- Para aumentar los valores de índice de acarreo y geles en el lodo base aceite de higuerilla es necesario el uso de una arcilla organofílica con su activador respectivo.
- Se recomienda analizar la eficacia de los modelos reologicos utilizando modelos estadísticos que permitan medir la desviación de los datos reales con los datos simulados.
- Se recomienda la realización de futuras investigaciones del aceite de higuerilla en la formulación de lodos de perforación base aceite ya que no se degrada a altas temperaturas, hay gran disponibilidad de la semilla y posee buenas propiedades.
- Se recomienda realizar en futuras investigaciones las pruebas de impacto ambiental con especies que tengan mayor susceptibilidad a los cambios en el ambiente y se obtendrían lecturas del LC50 en especies menos fuertes.

## 12. REFERENCIAS Y BIBLIOGRAFIA

1. Adewale, D., 2010. Development of Environmentally Friendly Oil Based Mud Using Palm Oil and Ground Oil. Paper SPE 140720 presented at the 2010 at the 34th Annual SPE International Conference and Exhibition held in Tinapa – Calabar, Nigeria, 31 July – 7 August 2010.
2. Auta, M. 2013. Extraction and Characterization of Drilling Fluid from Castor Oil. International Journal of Innovation and Applied Studies. ISSN 2028-9324 Vol 3 N° 2, 282-287 pp.
3. Ayala V., 2004. Síntesis y Evaluación de Aditivos a Partir de Aceite Vegetal Nacional para Lodos de Perforación. Universidad Metropolitana. Caracas. 23 pp.
4. Benavides F., Quintero J., 2010. Estudio de factibilidad del uso de biodiesel como fase continúa en lodos de perforación de emulsión inversa. UIS. Bucaramanga. 42 pp.
5. Castiblanco, C., Etter, A., y Mitchell, A. 2013. Oil palm plantations in Colombia: a model of future expansion. Environmental Science and Policy 27 (2013) 172-183 pp.
6. Castro J., 2002. Evaluación de aditivos nacionales para fluidos de perforación y rehabilitación de pozos de petróleo y/o gas. Universidad Metropolitana, Caracas.
7. Díaz L., Mota m., 2009. Evaluación de los aceites minerales Vassa LP-120-0AE, para la preparación de fluidos de perforación 100% aceite diseñados para las perforaciones costa afuera en el campo Dragón-Norte de Paria. Universidad de Oriente. 29-34 pp.
8. Dong Guo L., 2013. Study of the Rheological Properties of Various Oil-Based Drilling Fluids. Perak. 9-11 pp
9. Ecured, 2015. Alevín y cuidados que requieren los alevines.
10. Ekwenye U., 2006. Chemical Characteristics of Palm Oil Biodegradation. Biokemistri 18 (2):141-149pp. <http://www.bioline.org.br/bk> and <http://www.ajol.info/journals/biokem>. Nigeria Society for Experimental Biology.
11. García D., Vanegas F. 2014. Preparación y pruebas a un fluido de perforación con fase continúa aceite usando formiato de sodio para zonas lutíticas. Universidad Surcolombiana. Colombia
12. Hgassapa F.F, Niandoro, S.S, Mwaisaka TR., 2012. Effects of Temperature on the Physicochemical Properties of Traditional Processed Vegetable Oils and Their Blends. Tanzania Journal Science 38 (3) – 2012 -. 166-176 pp.
13. Margarita A., 2003. Prospectiva de la producción en Colombia de oleo químicos derivados del aceite de higuera. Universidad Nacional de Colombia.
14. Nicovita. Manual de crianza de tilapia. 3-15 pp.
15. "OFI testing equipment". Instructions high temperature roller oven. 131 pp.
16. "OFI testing equipment". Instructions HPHT cell. 110 pp.
17. "OFI testing equipment". Instructions Mud Balance". 115 pp.

18. "OFI testing equipment". Instructions pH analysis". 147 pp.
19. "OFI testing equipment". Instructions retort kit. 50 pp.
20. "OFI testing equipment". Instructions viscosimeter 8 speeds, model 800. 130 pp.
21. PDVSA, 2002. Fluidos de Perforación. 1<sup>ra</sup> versión. Venezuela. 4 pp.
22. Ramírez R., Cárdenas D. 2005. Evaluación del proceso de producción de higuera como alternativa energética de bajo nivel de contaminación ambiental. Colombia.
23. The university of Arizona, 2001. Evaluación de riesgos y restauración ambiental. Toxicología ambiental.
24. Zabala A., 2011. Manual de Fluidos de Perforación. Qmax Colombia. Cota.16-54 pp.

## 13. ANEXOS

### 13.1. ANEXO 1. REGISTRO FOTOGRAFICO

Imagen 1. Imagen del proceso de mezcla del lodo base aceite de higuera.



Fuente: H. Norza; S. Campos; 2016

Imagen 2. Celda de rolado con lodo base aceite de higuera



Fuente: H. Norza; S. Campos; 2016

Imagen 3. Imagen de la formación de espuma superficial en el lodo de perforación base aceite de higuera.



Fuente: H. Norza; S. Campos; 2016

Imagen 4. Imagen de la extracción de una celda de rolado con lodo base aceite de higuera.



Fuente: H. Norza; S. Campos; 2016

Imagen 5. Imagen del panel de control del horno de rolado.



Fuente: H. Norza; S. Campos; 2016

Imagen 6. Aceite de higuera.



Fuente: H. Norza; S. Campos; 2016

Imagen 7. Cake formado durante el filtrado HTHP.



Fuente: H. Norza; S. Campos; 2016

Imagen 8. Alevinos en recipiente de recuperación.



Fuente: H. Norza; S. Campos; 2016