



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE  
MÉXICO**

---

UNIVERSIDAD NACIONAL  
AUTÓNOMA DE  
MÉXICO

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA**

**ESTUDIO EXPERIMENTAL PARA LA EVALUACIÓN DE HUNDIMIENTO DE  
BARITA Y ACRECIÓN EN SISTEMAS BASE NO ACUOSA EMPLEADOS EN LA  
PERFORACIÓN DE AGUAS PROFUNDAS**

**T E S I S**

**QUE PARA OBTENER EL GRADO DE**

**I N G E N I E R O P E T R O L E R O**

**P R E S E N T A :**

**JOSÉ EDUARDO MELLÍN DE LA O**



**Director de Tesis:**

**ING. MA. CRISTINA AVILÉS ALCANTARA**



UNIVERSIDAD NACIONAL  
AUTÓNOMA DE  
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA  
60-I-373

**SR. JOSÉ EDUARDO MELLÍN DE LA O**  
**Presente**

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso la profesora Ing. Ma. Cristina Avilés Alcántara y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

**ESTUDIO EXPERIMENTAL PARA LA EVALUACIÓN DE HUNDIMIENTO DE BARITA Y ACRECIÓN EN SISTEMAS BASE NO ACUOSA EMPLEADOS EN LA PERFORACIÓN DE AGUAS PROFUNDAS**

- I INTRODUCCIÓN
- II GENERALIDADES DE LA PERFORACIÓN DE POZOS PETROLEROS EN AGUAS PROFUNDAS
- III CLASIFICACIÓN DE LOS FLUIDOS DE CONTROL Y SISTEMAS BASE NO ACUOSA EMPLEADOS EN LA PERFORACIÓN EN AGUAS PROFUNDAS
- IV CARACTERIZACIÓN DE SISTEMAS BASE NO ACUOSA EMPLEADOS EN LA PERFORACIÓN EN AGUAS PROFUNDAS
- V ESTUDIO EXPERIMENTAL PARA LA EVALUACIÓN DE HUNDIMIENTO DE BARITA Y PRUEBAS DE ACRECIÓN EN SISTEMAS BASE NO ACUOSA EMPLEADOS EN LA PERFORACIÓN EN AGUAS PROFUNDAS
- VI ANÁLISIS DE RESULTADOS
- VII CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

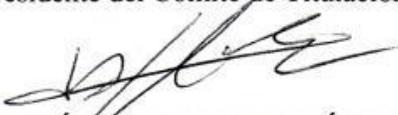
Asimismo, le recuerdo que la ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

Atentamente

**“POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU”**

CD. Universitaria, D. F., a 26 de Abril del 2012

El Presidente del Comité de Titulación de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

  
**DR. JOSÉ ANTONIO HERNÁNDEZ ESPRIÚ**

JAHE\*ICH\*srs





UNIVERSIDAD NACIONAL  
AUTÓNOMA DE  
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA  
DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA  
TIERRA

*Aceptación de Trabajo Escrito*

**MTRO. JOSÉ GONZALO GUERRERO ZEPEDA**  
**DIRECTOR DE LA FACULTAD DE INGENIERÍA**  
**DE LA U.N.A.M.**

**Presente.**

En relación con el Examen Profesional de **MELLIN DE LA O JOSE EDUARDO**, registrado con número de cuenta 304125432 en la carrera de **INGENIERÍA PETROLERA**, del cual hemos sido designados sinodales, nos permitimos manifestarle la aceptación del trabajo escrito desarrollado por el citado alumno.

Atentamente,

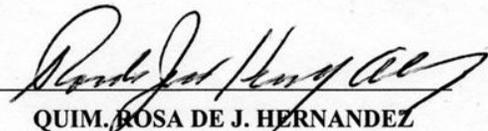
  
\_\_\_\_\_  
**ING. MANUEL JUAN VILLAMAR**  
**VIGUERAS**

  
\_\_\_\_\_  
**I.Q. MARÍA CRISTINA AVILES**  
**ALCANTARA**

FECHA DE ACEPTACIÓN: 03/10/12

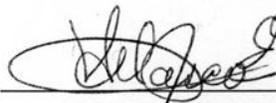
FECHA DE ACEPTACIÓN: 28/09/2012

  
\_\_\_\_\_  
**ING. RAFAEL VIÑAS RODRIGUEZ**

  
\_\_\_\_\_  
**QUIM. ROSA DE J. HERNANDEZ**  
**ALVAREZ**

FECHA DE ACEPTACIÓN: 8 OCT 2012

FECHA DE ACEPTACIÓN: 2/10/2012

  
\_\_\_\_\_  
**ING. JOSE AGUSTIN VELASCO ESQUIVEL**

FECHA DE ACEPTACIÓN: 26/9/12

FECHA DE EMISIÓN : 26 de Septiembre de 2012

FEX-2  
ICH

## AGRADECIMIENTOS

**A mis Padres Eleazar Mellín Bailón y María Guadalupe De La O Ramírez:** por el apoyo, la confianza y el cariño que me han brindado, ya que es gracias a ustedes que me he conducido por el buen camino que me ha llevado hasta aquí, quiero manifestarles mi agradecimiento, puesto que todos mis logros son resultado del esfuerzo que han hecho a través de los años al educarme, muchísimas gracias por todo, y aunque no lo parezca los quiero con toda mi alma.

**A mi hermano Christian Jesús Mellín De La O:** porque he compartido toda mi vida contigo, y estoy seguro que no podría tener un hermano mejor que lo que tu has sido, por enseñarme que no importa que tan complicado sea el camino, lo importante es seguir y llegar hasta el final, y te agradezco por todos los consejos que he recibido de tu parte, has sido muy importante en mi desarrollo y en mi vida.

**A mi familia:** primos, tíos y abuelos, por todo el cariño y apoyo que me han dado a través de los años, no existen palabras para decirles lo agradecido que estoy con ustedes.

**A Eva:** por tu apoyo incondicional, y por ese pequeño empujón, sin el cual este trabajo no estaría terminado, gracias por tu amistad, te quiero mucho.

**A Ale:** porque fuiste una fuerte influencia en mí, y aunque ya no estemos juntos, tú sabes todo el cariño que te tengo, gracias por todo lo que me enseñaste.

**A mis amigos de la Facultad:** Josué, Ussiel, Luis Enrique, German, Carlos, Daniel, Beto, Adán, Mario, Pallares, Alfredo, Bazán, Cesar, Anleu, Gerardo, Gabo, Edgar Andrés, Raúl, Luis Armando, Víctor, Balderas, Jorge, Fernanda, Nayeli, Noé, Everardo, Carlitos, Mantufar, Cerero, Angélica, Arturo, Tena, Medina, Christian, Roa, Oscar, Tere, Jhetro, Yusi, Velnezqui, Alejandro, Enrique, Mau, Sandra, Blas, Daniela, Bere, Manuel, Itzamna, Olga, Ricardo, Karenina, sin los cuales mi carrera no hubiera sido la misma, muchísimas gracias por ser más que sólo compañeros.

**A mis amigos:** Dianita, Francisco, Nacho, Edi, Camilo, Edgar, Leo, Mora, Alberto, Andrea, Mariana, Danny, Felipe, Silvia, Abel, Rafa, Roberto, Hugo, Carlitos, Ulises, Ángel, Daniel, Valeria, Poncho, Kim, Gary, Mario, Raúl, Memo, Joshua, García, Lourdes, Romina, Jenny, Fernando, Claudio, Pilar, Polo, Fer, porque de alguna manera influenciaron para convertirme en lo que soy.

**A la Ingeniera Ma. Cristina Avilés Alcántara:** por todo el apoyo que me brindó en la elaboración de este proyecto.

# INDICE

	Pág.
<b>INDICE DE FIGURAS</b>	<b>1</b>
<b>INDICE DE TABLAS</b>	<b>2</b>
<b>INDICE DE GRÁFICAS</b>	<b>3</b>
<b>INTRODUCCIÓN</b>	<b>4</b>
<b>1.- GENERALIDADES DE LA PERFORACIÓN DE POZOS PETROLEROS EN AGUAS PROFUNDAS.</b>	<b>5</b>
1.1.- INTRODUCCIÓN	5
1.2.- REGIONES PETROLERAS MEXICANAS PERTENECIENTES AL GOLFO DE MÉXICO PROFUNDO	5
1.3.- CARACTERÍSTICAS GEOLÓGICAS DE LAS PROVINCIAS PETROLERAS DEL GOLFO DE MÉXICO PROFUNDO	6
1.3.1.- Provincia Salina del Bravo	6
1.3.2.- Cinturón Plegado Perdido	7
1.3.3.- Cordilleras Mexicanas	7
1.3.4.- Cinturón Plegado de Catemaco	7
1.3.5.- Cuenca Salina del Istmo	7
1.4.- PROBLEMÁTICA DE LA PERFORACIÓN EN AGUAS PROFUNDAS	8
1.5.- TECNOLOGÍAS PARA PERFORAR EN AGUAS PROFUNDAS	9
1.5.1.- Plataformas con Piernas Tensionadas	9
1.5.2.- Plataformas Semisumergibles	10
1.5.3.- Barcos de Perforación	10
1.5.4.- Posicionamiento Dinámico	10
1.5.5.- Compensador de Movimiento Vertical (CMV)	10
1.5.6.- Base Guía	11
1.5.7.- Conductores Marinos (RISERS)	11
1.5.8.- Tecnología de Doble Gradiente	11
1.5.9.- Fluidos Base Aceite Sintético	11

<b>2.- CLASIFICACIÓN DE LOS FLUIDOS DE CONTROL Y SISTEMAS BASE NO ACUOSA EMPLEADOS EN LA PERFORACIÓN EN AGUAS PROFUNDAS</b>	<b>12</b>
2.1.- GENERALIDADES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN	12
2.2.- PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS DE UN LODO DE PERFORACIÓN	12
2.2.1.- Remover los recortes generados al atravesar las formaciones	12
2.2.2.- Enfriar y lubricar la barrena	13
2.2.3.- Controlar las presiones de formación	13
2.2.4.- Suspensión de los recortes	13
2.2.5.- Transmitir potencia hidráulica a la barrena	13
2.2.6.- Mantener la estabilidad del agujero	13
2.2.7.- Asistir en la toma e interpretación de información	13
2.3.- PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN	14
2.3.1.- Densidad	14
2.3.2.- Reología	14
2.3.3.- Punto de Cedencia	15
2.3.4.- Esfuerzo de gel	15
2.3.5.- Esfuerzo de corte	15
2.3.6.- Velocidad de corte	15
2.3.7.- Viscosidad	16
2.4.- CLASIFICACIÓN DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN	16
2.4.1.- Sistemas Base Agua (SBA)	17
2.4.2.- Sistemas Base No Acuosa (SBNA)	17
2.4.2.1.- Fluidos de perforación base aceite (OBM)	17
2.4.2.2.- Fluidos de perforación base aceite sintético (SBM)	18
2.4.3.- Fluidos de Perforación Aireados	19
2.5.- INTRODUCCIÓN A LAS EMULSIONES	20
2.5.1.- Propiedades de las Emulsiones	20
2.5.2.- Formación de una Emulsión	21
2.5.3.- Surfactantes	21
2.5.4.- Fuerzas de Interacción Interfaciales	23
2.5.4.1.- Fuerzas de Van der Waals	23
2.5.4.2.- Repulsión Electroestática	23

2.5.4.3.- Repulsión Estérica	23
<b>3.- CARACTERIZACIÓN DE SISTEMAS BASE NO ACUOSA EMPLEADOS EN LA PERFORACIÓN EN AGUAS PROFUNDAS</b>	<b>24</b>
3.1.- MODELOS REOLÓGICOS	24
3.1.1.- Modelo Plástico de Bingham	24
3.1.2.- Ley de Potencias	25
3.1.3.- Modelo de Herschel-Bulkley	26
3.2.- PROCEDIMIENTO	27
3.3.- ESTABILIDAD DE LA EMULSIÓN	30
3.3.1.- Estabilidad Eléctrica	32
<b>4.-ESTUDIO EXPERIMENTAL PARA LA EVALUACIÓN DE HUNDIMIENTO DE BARITA Y PRUEBAS DE ACRECIÓN EN SISTEMAS BASE NO ACUOSA PARA LA PERFORACIÓN EN AGUAS PROFUNDAS</b>	<b>34</b>
4.1.- HUNDIMIENTO DE BARITA	34
4.1.1.- Introducción	34
4.1.2.- Efecto del Hundimiento de Barita en la Perforación de Pozos	35
4.1.3.- Prueba de Hundimiento en el Viscosímetro	36
4.1.4.- Estudio Experimental de Hundimiento de Barita Usando el Método VST	36
4.2.- ACRECIÓN	39
4.2.1.- Introducción	39
4.2.2.- Problemas en la Perforación de Pozos Generados por la Acreción	40
4.2.3.- Prueba de Acreción	40
4.2.4.- Estudio Experimental de Acreción	41
<b>5.- ANÁLISIS DE RESULTADOS</b>	<b>44</b>
5.1.- SISTEMA 1	44
5.2.- SISTEMA 2	44
5.3.- SISTEMA 3	45
5.4.- SISTEMA 4	45
5.5.- SISTEMA 5	46
5.6.- HUNDIMIENTO DE BARITA	46
5.6.1.- Fluidos con Densidad de 1.20 [g/cm <sup>3</sup> ]	46
5.6.2.- Fluidos con Densidad de 1.50 [g/cm <sup>3</sup> ]	47
5.6.3.- Fluidos con Densidad de 1.80 [g/cm <sup>3</sup> ]	47

5.7.- ACRECIÓN	49
5.7.1.- Fluidos con Densidad de 1.20 [g/cm <sup>3</sup> ]	49
5.7.2.- Fluidos con Densidad de 1.50 [g/cm <sup>3</sup> ]	49
5.7.3.- Fluidos con Densidad de 1.80 [g/cm <sup>3</sup> ]	49
<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</b>	<b>51</b>
<b>ANEXO A: PRUEBA DE HUNDIMIENTO EN EL VISCOSÍMETRO</b>	<b>52</b>
<b>ANEXO B: PRUEBA DE ACRECIÓN</b>	<b>53</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	<b>54</b>

## INDICE DE FIGURAS

Figura 1: Provincias Geológicas en las Aguas Profundas del Golfo de México <sup>[1]</sup>

Figura 2: Clasificación de los Fluidos de Perforación

Figura 3: Modelo Plástico de Bingham

Figura 4: Modelo de Ley de Potencias

Figura 5: Modelo de Herschel-Bulkley

Figura 6: Medidor de Estabilidad Eléctrica <sup>[16]</sup>

Figura 7: Barita Asentada en el Fondo de un Vaso de Precipitados

Figura 8: Herramientas Utilizadas en la Prueba VST

Figura 9: Sólidos Adheridos a la Superficie de un Cilindro Metálico

Figura 10: Resultado de la Prueba de Capacidad de Intercambio Catiónico

Figura 11: Acreción en una Barra de Metal

## INDICE DE TABLAS

Tabla 1: Propiedades de los Sistemas a Estudiar

Tabla 2: Valores Obtenidos con el Modelo Reológico Herschel-Bulkley

Tabla 3: Resultados Obtenidos con el Medidor de ES

Tabla 4: Resultados en el Paso 1 de la Prueba VST

Tabla 5: Resultados en el Paso 2 de la Prueba VST

Tabla 6: Resultados en el Paso 3 de la Prueba VST

Tabla 7: Análisis del Hundimiento de Barita en los 15 Fluidos a Estudiar

Tabla 8: Resultados Obtenidos en la Prueba de Acreción

Tabla 9: Análisis de Acreción en los Lodos a Estudiar

Tabla 10: Análisis de los Resultados Obtenidos para los Fluidos Pertenecientes al sistema 1

Tabla 11: Análisis de los Resultados Obtenidos para los Fluidos Pertenecientes al sistema 2

Tabla 12: Análisis de los Resultados Obtenidos para los Fluidos Pertenecientes al sistema 3

Tabla 13: Análisis de los Resultados Obtenidos para los Fluidos Pertenecientes al sistema 4

Tabla 14: Análisis de los Resultados Obtenidos para los Fluidos Pertenecientes al sistema 5

## INDICE DE GRÁFICAS

Gráfica 1: Comportamiento Reológico del Sistema 1

Gráfica 2: Comportamiento Reológico del Sistema 2

Gráfica 3: Comportamiento Reológico del Sistema 3

Gráfica 4: Comportamiento Reológico del Sistema 4

Gráfica 5: Comportamiento Reológico del Sistema 5

Gráfica 6: Comportamiento del hundimiento de Barita para los Fluidos de densidad 1.20 [g/cm<sup>3</sup>]

Gráfica 7: Comportamiento del hundimiento de Barita para los Fluidos de densidad 1.50 [g/cm<sup>3</sup>]

Gráfica 8: Comportamiento del hundimiento de Barita para los Fluidos de densidad 1.80 [g/cm<sup>3</sup>]

Gráfica 9: Comportamiento de la Acreción en los Fluidos de densidad 1.20 [g/cm<sup>3</sup>]

Gráfica 10: Comportamiento de la Acreción en los Fluidos de densidad 1.50 [g/cm<sup>3</sup>]

Gráfica 11: Comportamiento de la Acreción en los Fluidos de densidad 1.80 [g/cm<sup>3</sup>]

## INTRODUCCIÓN

La industria petrolera siempre ha jugado un papel importante en nuestro país, puesto que es el principal sostén de las finanzas públicas del gobierno federal, además de que genera una gran cantidad de empleos, por consiguiente existe una estrecha relación entre la producción de hidrocarburos y el bienestar de nuestro país. Desafortunadamente la producción nacional de petróleo se encuentra en declinación, es por ello que es necesario buscar recursos en ambientes en los cuales es más complicado la explotación de yacimientos, ya que presentan una gran cantidad de retos, lo que implica un mayor riesgo. De aquí deriva que Petróleos Mexicanos haya puesto su interés en los yacimientos presentes en aguas profundas, ya que representan un gran aumento a las reservas existentes en nuestro país, para ello es necesario el implemento de nueva tecnología y de esta manera reducir los riesgos que conlleva explotar este tipo de yacimientos.

Como es conocido, la columna vertebral de la industria petrolera es la perforación de pozos, ya que es el único método para comunicar los yacimientos con la superficie, y de esta manera obtener los hidrocarburos que éste contenga, por lo tanto es de gran importancia que se aplique nueva tecnología en esta actividad.

Una de estas tecnologías a implementarse son los denominados fluidos sintéticos, los cuales nos brindan las propiedades presentes en los fluidos base aceite, pero con la ventaja que los lodos sintéticos no afectan de manera negativa al ambiente al hacer uso de estos, minimizando los costos que se generarían al momento de su deshecho, pero además de que cumplan los factores mencionados anteriormente, es necesario que este tipo de fluidos puedan ofrecer un desempeño importante al momento de perforar en ambientes de aguas profundas, ya que las profundidades a las que se encuentran los objetivos suelen ser muy grandes, pueden generarse una serie de problemas que sólo pueden ser controlados con el fluido de perforación.

Este trabajo analiza dos de estos problemas que se pueden presentar en ese tipo de ambientes, el hundimiento de barita y la acreción. Estos inconvenientes se relacionan directamente con el fluido de perforación que se está utilizando, y pueden llegar a afectar en gran manera la perforación de pozos, pudiendo llegar a provocar la pérdida de los mismos, así que se procederá a realizar un estudio experimental para examinar la ocurrencia de estos dos fenómenos en los fluidos sintéticos.

# **1.- GENERALIDADES DE LA PERFORACIÓN DE POZOS PETROLEROS EN AGUAS PROFUNDAS.**

## **1.1.- INTRODUCCIÓN <sup>[1]</sup>**

Durante los últimos años, las actividades petroleras se han ido dirigiendo progresivamente en aguas cada vez más y más profundas. En la industria petrolera internacional existen distintas definiciones para delimitar lo que se considera como Aguas Profundas.

El concepto de Aguas Profundas se define a partir del tirante de agua que existe en el lugar en el que se van a llevar a cabo las operaciones petroleras. En nuestro país Pemex clasifica las aguas profundas como aquellas que presentan tirantes de agua superiores a los 500 metros y se denomina ultraprofundas a aquellas que presenten un tirante de agua superior a los 1,500 metros.

## **1.2.- REGIONES PETROLERAS MEXICANAS PERTENECIENTES AL GOLFO DE MÉXICO PROFUNDO <sup>[1,2]</sup>**

La porción profunda de la Cuenca del Golfo de México se ubica en tirantes de agua superiores a 500 metros, cubriendo una superficie aproximada de 575,000 kilómetros cuadrados. La exploración de esta cuenca por parte de Petróleos Mexicanos inició a principios de los noventa y de manera sistemática en 2002, terminándose el primer pozo en 2004. Con base en la información obtenida se identificaron siete provincias geológicas (Figura 1), denominadas:

1. Provincia Salina del Bravo
2. Cinturón Plegado Perdido
3. Cordilleras Mexicanas
4. Planicie Abisal
5. Cinturón Plegado de Catemaco
6. Provincia Salina del Istmo
7. Escarpe de Campeche

Los estudios de recursos prospectivos realizados en esta cuenca, indican que es la de mayor potencial petrolero, al estimarse un recurso prospectivo medio de 29,500 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, lo que representa 56 por ciento del recurso total del país, el cual asciende a 52,300 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

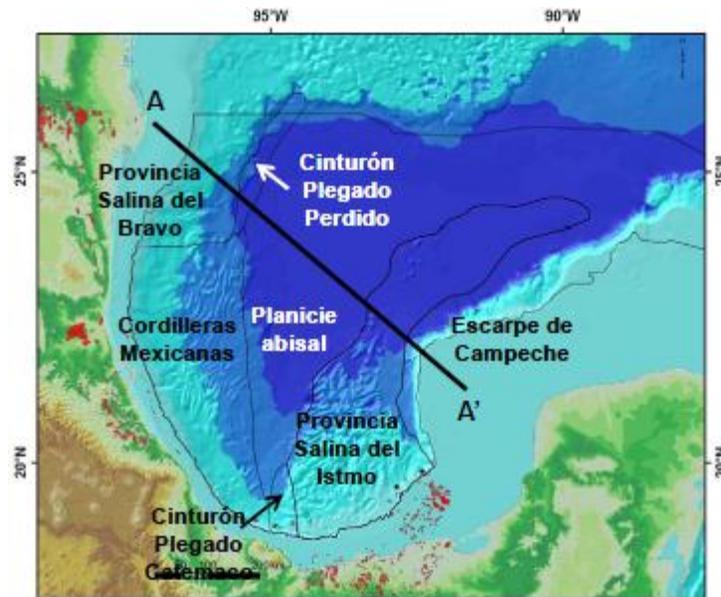


Figura 1: Provincias Geológicas en las Aguas Profundas del Golfo de México

### 1.3.- CARACTERÍSTICAS GEOLÓGICAS DE LAS PROVINCIAS PETROLERAS DEL GOLFO DE MÉXICO PROFUNDO <sup>[2,3]</sup>

Como ya se indicó, en los últimos años Petróleos Mexicanos ha centrado su atención en las aguas profundas del golfo de México, debido al potencial que esta representa, logrando identificar 7 provincias geológicas, las cuales fueron anteriormente señaladas de estas han sido estudiadas sólo 5, ya que parecen ser las que presentan mayores oportunidades.

#### 1.3.1.- Provincia Salina del Bravo

La mayor parte de esta provincia se ubica en la parte estadounidense del Golfo de México pero se extiende hacia la porción noroccidental de la parte mexicana. La parte mexicana de esta provincia está caracterizada por la presencia de mantos tabulares de sal, toldos (*canopies*) y diapiros, evacuados desde el poniente. Estudios de manifestaciones superficiales y muestreo de fondo marino indican que el área es propensa de contener aceite ligero almacenado en areniscas turbidíticas terciarias de complejos de canales y abanicos submarinos. Esta provincia se ubica en tirantes de agua de 500 a 2,000 metros.

### **1.3.2.- Cinturón Plegado Perdido**

Es el área con mayor interés de México por ser la continuación de los descubrimientos de Aceite ligero en los Estados Unidos de Norteamérica. Este cinturón subyace a tirantes de agua de entre 2,000 y 3,500 metros. Echado abajo de la Franja de Sal Alóctona, se formó un cinturón plegado y fallado originado por emplazamiento de sal y deslizamiento gravitacional sobre la cima de la sal jurásica, que involucra a la secuencia mesozoica. El tipo de hidrocarburo esperado es principalmente aceite y las rocas almacenadoras serían, dentro de la columna mesozoica calizas fracturadas de aguas profundas y en el Terciario, turbiditas siliciclásticas.

### **1.3.3.- Cordilleras Mexicanas**

La Provincia de las Cordilleras Mexicanas, se caracteriza por la presencia de estructuras plegadas alargadas debidas a deslizamientos gravitacionales de la cubierta sedimentaria, cuyos ejes se orientan en dirección Norte-Sur. Estas estructuras corresponden a la extensión al Sur del cinturón plegado de las Cordilleras Mexicanas. En este sector los principales hidrocarburos que se espera encontrar corresponden a gas y posiblemente aceites superligeros, en esta zona se presentan tirantes de agua de entre 500 y 3,500 metros.

### **1.3.4.- Cinturón Plegado de Catemaco**

Esta provincia está caracterizada por arenas turbidíticas del Eoceno-Mioceno, que se encuentran distribuidas en forma de pliegues con una orientación Noreste-Suroeste algunos de ellos afectados por fallas inversas y cabalgaduras. En esta región se han perforado tres pozos exploratorios, a partir de los cuales se ha comprobado la presencia de yacimientos de gas.

### **1.3.5.- Cuenca Salina del Istmo**

En esta provincia, la columna sedimentaria mesozoica y terciaria se encuentra fuertemente afectada por la presencia de grandes estructuras salinas que dieron origen a un conjunto de mini-cuencas generadas por la evacuación de sal, dejando confinados a los sedimentos del Plioceno, pudiendo de esta manera formar trampas de tipo estratigráfico. Este sector de la Cuenca Salina del Istmo se caracteriza por presentar tirantes de agua que varían de los 500 metros pudiendo llegar a profundidades mayores a 3,000 metros, se espera que el hidrocarburo principal en este sector sea aceite ligero.

#### 1.4.- PROBLEMÁTICA DE LA PERFORACIÓN EN AGUAS PROFUNDAS

La explotación de campos en aguas profundas requiere satisfacer una serie de desafíos tecnológicos derivados de la complejidad del desarrollo de los yacimientos en este ambiente. Algunos de estos desafíos son:

- Tolerancia muy pequeña entre la presión de poro y la presión de fractura generando ventanas de operación muy estrechas al momento de perforar, lo cual nos provoca un margen de error mucho menor al momento de perforar.
- Altas probabilidades de formación de hidratos de gas. Este fenómeno se forma en ambientes que presentan altas presiones y bajas temperaturas, consiste en el atrapamiento de una molécula de gas en una estructura formada por moléculas de agua que se solidifica, provocando el atascamiento de tubería, el cual es un gran problema en las operaciones en aguas profundas ya que en el lecho marino se pueden llegar a alcanzar temperaturas cercanas a los 4 °C, además de que al ser muy inestables pueden llegar a despresurizarse de manera violenta provocando daños severos al equipo.
- Excesivos programas de revestimiento que generan un agujero muy pequeño o que a veces no logran alcanzar la profundidad total.
- Presencia de estructuras salinas por encima de los intervalos de interés. Estas estructuras son de especial cuidado, ya que la sal presenta niveles agudos de impacto y vibración, lo que puede llegar a dañar el equipo subsuperficial, además de que al ejercerse un esfuerzo sobre esta se vuelve dúctil, permitiendo que invada el pozo perforado provocando así la pega de tubería.
- Depósitos de alquitrán debajo de las estructuras salinas. Estos depósitos encontrados por debajo de las estructuras salinas presentan una grave problemática, ya que tienden a taponar el pozo generando un aumento en la presión de suaveo, disminuyendo la velocidad de perforación e incrementando los costos debido al tiempo necesario para la remoción del mismo.
- Condiciones de alta presión y alta temperatura en el yacimiento, lo cual disminuye la vida de los componentes utilizados en la perforación, como son la tubería, barrenas, sellos, etc., disminuyendo la velocidad de perforación, aumentando así el tiempo de perforación.

- Mayor requerimiento de espacio en la plataforma. Esto se debe a la gran cantidad de tubería necesaria por la longitud del tirante de agua, lo cual implica el uso de una plataforma de mayor envergadura que resulta en un aumento en los costos de la perforación.
- Manejo de una columna hidrostática de lodo de mayor longitud. Este factor puede generar problemas relacionados con el control de presiones en el fondo del pozo.
- Corrientes Marinas. Las fuertes corrientes marinas originan el movimiento de las estructuras de perforación, lo cual puede provocar vibración en tuberías y fatiga en los componentes del equipo de perforación, además de que genera problemas de posicionamiento del mismo.
- Cambios de Temperatura. Debido a los diferentes grados de temperatura entre la superficie, el lecho marino y las formaciones perforadas, se generan problemas para bombear el lodo debido a que con estas variaciones de temperatura la viscosidad del lodo cambia, además de que se alteran las propiedades del mismo, pudiendo llegar a generar problemas en las operaciones de perforación.
- Problemas al inicio de la perforación. En esta zona existe una gran cantidad de problemas que afectan al control del pozo, como son flujos de agua y gas a altas presiones.

## **1.5.- TECNOLOGÍAS PARA PERFORAR EN AGUAS PROFUNDAS <sup>[4,5]</sup>**

Como se explicó anteriormente, los mayores desafíos en la construcción de pozos en aguas profundas se relacionan precisamente con las grandes profundidades que se deben de superar, pero también con las condiciones operativas extremas que se tienen en cada una de las zonas petroleras situadas costa afuera.

Para mitigar estos y otros problemas que se generan al momento de perforar en este tipo de ambientes, la industria petrolera ha trabajado en el desarrollo de diversas herramientas que han minimizado estos retos.

### **1.5.1.- Plataformas con Piernas Tensionadas**

Son estructuras de perforación que se sujetan al lecho marino mediante cables, y que se mantienen suspendidas en la superficie mediante el uso de columnas flotantes, son de gran utilidad puesto que son muy estables bajo condiciones meteorológicas severas, además de que pueden utilizarse tanto en operaciones de perforación, como de producción, pero al aumentar la profundidad del objetivo también se incrementa el costo de la misma debido al costo de los cables de anclaje.

### **1.5.2.- Plataformas Semisumergibles**

Son equipos de perforación flotantes soportados por un cierto número de columnas, que están asentadas debajo del nivel del agua sobre una serie de pontones, que son utilizados para mantener suspendido el equipo al almacenarse sólidos y fluidos dentro de ellas, y como dicha estructura queda equilibrada por debajo del agua, se evitan las turbulencias en la superficie del mar generadas por el oleaje, lo que las hace muy estables para realizar las operaciones de perforación aunque se encuentre operando en aguas turbulentas.

### **1.5.3.- Barcos de Perforación**

En un inicio consistían en barcos sobre los cuales se instalaba un equipo de perforación, con todo lo necesario para realizar dicha operación en el mar, pero conforme fue avanzando el tiempo, se empezaron a diseñar embarcaciones para cumplir dicha tarea en específico.

Son de gran utilidad, puesto que presentan una alta movilidad, ya que pueden viajar fácilmente de una localización a otra sin importar la profundidad de la misma, pero son más inestables que las plataformas semisumergibles, lo que entorpece las operaciones de perforación cuando se realizan en aguas muy turbulentas.

### **1.5.4.- Posicionamiento Dinámico**

Es una técnica mediante la cual se mantiene automáticamente la posición de una unidad sin el uso de anclas, dentro de una tolerancia obtenida por el uso de vectores de empuje para neutralizar las fuerzas generadas por el viento, olas, corrientes, etc. que tienden a mover la unidad de la ubicación requerida, este sistema utiliza propulsores de velocidad y fuerza variables, accionados por computadora, que producen el empuje necesario para mantener a la plataforma en la posición deseada.

Este tipo de sistemas se utilizan para aquellas profundidades en las que el anclaje no puede mantener la posición de la plataforma debido a los esfuerzos generados en el mismo por la profundidad a la cual se está perforando.

### **1.5.5.- Compensador de Movimiento Vertical (CMV)**

Este mecanismo anula o minimiza los movimientos horizontales que se generan al momento de la perforación, de esta manera se evitan problemas en las operaciones de perforación, de colocar tuberías de revestimiento, al tomar registros, entre otras actividades.

#### **1.5.6.- Base Guía**

La base guía temporal es una estructura soldada con un círculo central, en donde se aloja el housing del cabezal. Esta estructura se utiliza para guiar la barrena al iniciar la perforación. La base guía permanente es un armazón estructural cuya función principal es proporcionar una guía para colocar el conjunto de Preventores y posteriormente el cabezal.

#### **1.5.7.- Conductores Marinos (RISERS)**

Un conductor marino o riser se puede describir como un conducto que va de la plataforma al fondo del mar, que nos permite transportar la tubería de perforación y demás herramientas al interior del pozo y evitar la comunicación de los fluidos del pozo con el lecho marino.

El control del pozo, se lleva a cabo mediante un par de tuberías paralelas al riser marino, llamadas tubería de estrangular y de matar. Y se pueden dividir en 2 tipos, los usados para operaciones de perforación, y los usados para operaciones de producción.

#### **1.5.8.- Tecnología de Doble Gradiente**

La tecnología de doble gradiente nos permite minimizar el riesgo de fracturar la formación debido a la gran presión hidrostática generada por la columna de lodo, y consiste en aligerar la columna de lodo, bombeando una parte del mismo por un ducto diferente a partir del fondo del mar, hacia la superficie.

#### **1.5.9.- Fluidos Base Aceite Sintético**

Para disminuir los problemas generados en la operación a distintas temperaturas, la industria petrolera diseñó este tipo de fluidos, los cuales mantienen estables sus propiedades sin importar la temperatura a la cual estén sometidos, además de que reducen el problema de la generación de hidratos de metano, y por sus buenas propiedades reológicas proporcionan una gran capacidad de acarreo de recortes, lo que mejora el transporte a través de risers largos, sin mencionar que debido a los componentes que lo forman no dañan al ambiente como lo haría un fluido base aceite.

## **2.- CLASIFICACIÓN DE LOS FLUIDOS DE CONTROL Y SISTEMAS BASE NO ACUOSA EMPLEADOS EN LA PERFORACIÓN EN AGUAS PROFUNDAS**

### **2.1.- GENERALIDADES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN <sup>[6]</sup>**

Se denomina fluido o lodo de perforación a la mezcla de un fluido (agua, aceite o gas), con aditivos o productos, diseñado de tal manera que cumpla funciones específicas, de acuerdo a los requerimientos operativos y a las características de la formación a perforar. Los fluidos de perforación son una parte importante en las operaciones de perforación ya que la mayoría de los problemas que se generan al momento de realizar dicha actividad se relacionan con el diseño del fluido utilizado, cabe resaltar que el fluido no es la causa ni la solución a alguno de estos problemas, pero sí es una herramienta que nos ayuda a minimizar dichos efectos. El uso de los fluidos de perforación aumentó después de que se logró perforar con éxito el primer pozo mediante el método rotatorio, antes de este suceso solo eran un accesorio poco utilizado en la perforación por percusión.

La complejidad de los fluidos actuales y la gran diversidad de aditivos disponibles son una muestra del progreso que ha sufrido la industria de los lodos de perforación.

### **2.2.- PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS DE UN LODO DE PERFORACIÓN <sup>[5,6,7]</sup>**

En la época actual se puede encontrar un amplio mercado de fluidos de perforación, ya que existe un gran número de marcas disponibles para todo tipo de condiciones y necesidades, pero la principal función de estos es la de perforar exitosamente un pozo. Para que se pueda cumplir la función mencionada anteriormente, el fluido de perforación debe de cumplir con un cierto número de características para garantizar una perforación exitosa, dichas características suelen depender de una o varias de las propiedades del fluido, las funciones más importantes que debe desempeñar un fluido de perforación son las siguientes:

#### **2.2.1.- Remover los recortes generados al atravesar las formaciones**

La capacidad de levantar partículas de diversos tamaños, generadas al momento de atravesar una formación, es una de las funciones más importantes que debe de cumplir un fluido de perforación, ya que esta es la única manera de mantener limpio el agujero, si esta acción no se realiza de una manera adecuada, los recortes se irán acumulando en el fondo del pozo causando un aumento en la torsión, el arrastre y la presión hidrostática, generando así una gran cantidad de problemas tanto operacionales como económicos.

### **2.2.2.- Enfriar y lubricar la barrena**

El fluido de perforación debe ser capaz de minimizar la temperatura que se genera por la fricción entre la formación y la barrena. Esta función es de gran importancia, especialmente cuando se perforan pozos muy profundos o altamente desviados donde la temperatura y el arrastre presentan altos valores.

### **2.2.3.- Controlar las presiones de formación**

La presión hidrostática generada por la columna de lodo de perforación debe ser tal que no permita la invasión de fluidos de la formación al agujero. Pero dicha presión debe ser controlada de tal manera que se mantenga estable el agujero, previniendo así derrumbes y colapsos que puedan provocar el atascamiento del equipo.

### **2.2.4.- Suspensión de los recortes**

Cuando se deje de circular el fluido de perforación, este debe tener la capacidad de generar una estructura de gel, para mantener suspendidos los recortes, evitando así el asentamiento de los mismos, y al recircular debe de regresar a su estado de fluidez.

### **2.2.5.- Transmitir potencia hidráulica a la barrena**

El fluido de perforación al salir por las toberas de la barrena debe de poder remover los recortes que se acaban de producir por la rotación de la barrena, si esto no se realiza de una manera correcta la barrena seguirá re triturando los recortes, disminuyendo así la velocidad de penetración (ROP), así que es muy importante que el fluido cumpla con esta función, para evitar retrasos en las operaciones de perforación, también en ciertas ocasiones la fuerza hidráulica producida por el fluido puede utilizarse para hacer girar la barrena que se encuentra conectada a un motor de fondo, este tipo de accesorios es muy utilizado cuando se perforan pozos desviados.

### **2.2.6.- Mantener la estabilidad del agujero**

Conforme se va perforando el agujero, las paredes del mismo se van volviendo inestables, a tal grado que se pueden generar derrumbes, el fluido de perforación debe de poder sostener las paredes del agujero mediante la formación de una pequeña capa de lodo, denominada enjarre, en las paredes del agujero que le da sostén y estabilidad al mismo.

### **2.2.7.- Asistir en la toma e interpretación de información**

Además de cumplir con las funciones anteriormente mencionadas, para tener una correcta perforación es necesario que el fluido permita evaluar de una manera correcta las formaciones perforadas por la barrena, por lo tanto dicho fluido debe generar un medio apropiado para la toma de información, que nos permita obtener muestras representativas y datos precisos de las formaciones atravesadas.

## **2.3.- PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN <sup>[7,8,9]</sup>**

Las propiedades físicas y químicas de un fluido de perforación juegan un papel importante en el éxito de las operaciones de perforación.

Las propiedades de los fluidos de perforación puede que sean la única variable del proceso entero de perforación que pueda ser cambiada rápidamente para mejorar la eficiencia del proceso. Estas propiedades deben ser muy bien estudiadas para diseñar correctamente al fluido de perforación, y de esta manera su desempeño sea excelente, algunas de estas propiedades son:

### **2.3.1.- Densidad**

La densidad de los lodos está directamente relacionada con la cantidad y la gravedad específica media de los sólidos en el sistema. El control de la densidad es crítico ya que la presión hidrostática ejercida por la columna de fluido es necesaria para contener las presiones de formación y para ayudar a mantener la apertura del pozo. La presión ejercida por la columna hidrostática ideal debería ser sólo ligeramente más alta que el de la formación para asegurar la tasa de penetración máxima manteniendo un peligro mínimo de fluidos de la formación de entrar en el pozo.

Los fluidos de alta densidad facilitan la limpieza del pozo aumentando las fuerzas de flotación que actúan sobre los recortes, lo cual contribuye a su remoción del pozo. En comparación con los fluidos de menor densidad, los fluidos de alta densidad pueden limpiar el agujero de manera adecuada, aun con velocidades anulares más bajas y propiedades reológicas inferiores.

El método más común para el control de la densidad de los fluidos de perforación es la balanza de lodo. Este instrumento consta de una base de apoyo, una copa, una tapa, y un brazo graduado que lleva un peso deslizante.

### **2.3.2.- Reología**

Reología es la ciencia que estudia el flujo y la deformación de la materia. Al tomar ciertas medidas en un fluido, es posible determinar la manera en que dicho fluido se comportara bajo diversas condiciones, incluyendo la temperatura, la presión y la velocidad de corte. Esta propiedad se relaciona directamente con la correcta limpieza del pozo y con su estabilidad.

### **2.3.3.- Punto de Cedencia**

Es una medida de la fuerza de atracción entre las partículas, bajo condiciones dinámicas o de flujo. Es la fuerza que ayuda a mantener el fluido una vez que entra en movimiento. El punto cedente está relacionado con la capacidad de limpieza del fluido en condiciones dinámicas y el control de presión, generalmente sufre un incremento por la acción de los contaminantes solubles como el carbonato, calcio, y por los sólidos reactivos de formación. Un punto de cedencia alto incrementa la capacidad de acarreo del fluido y también incrementa las caídas de presión en el espacio anular al circular el fluido.

### **2.3.4.- Esfuerzo de gel**

Esta resistencia o fuerza de gel es una medida de la atracción física y electroquímica bajo condiciones estáticas, y nos indica cual es el esfuerzo de corte necesario para iniciar el flujo de un fluido que se ha mantenido estático por un periodo de tiempo considerable.

Es causada por partículas eléctricamente cargadas que se unen para formar una estructura rígida en el líquido. La fuerza de la estructura formada esta en función de la cantidad y tipo de sólidos en suspensión, el tiempo, la temperatura y la química del ambiente. Esta propiedad se relaciona con la capacidad de suspensión del fluido ya que reduce la velocidad de asentamiento de los recortes cuando se interrumpe la circulación.

### **2.3.5.- Esfuerzo de corte**

El esfuerzo de corte se define como el esfuerzo que es aplicado paralela o tangencialmente a la cara del material, este se opone a la fuerza normal, el cual está aplicado de manera perpendicular, matemáticamente se expresa:

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

### **2.3.6.- Velocidad de corte**

La velocidad de corte es un gradiente de velocidad. Se podría describir como la diferencia de velocidades entre dos líneas de flujo, de un perfil de flujo, divididas entre la distancia que las separa, la ecuación que representa este fenómeno es:

$$\gamma = \frac{\Delta v}{d}$$

### 2.3.7.- Viscosidad

La viscosidad se puede definir como la resistencia que opone una sustancia al flujo, este concepto también se puede definir como la relación que existe entre el esfuerzo de corte y la velocidad de corte, como lo indica la siguiente formula:

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

Los recortes se sedimentan rápidamente en fluidos de baja viscosidad y son difíciles de circular fuera del pozo. En general, los fluidos de mayor viscosidad mejoran el transporte de los recortes. Los fluidos que disminuyen su viscosidad con el esfuerzo de corte y que tienen altas viscosidades a bajas velocidades anulares han demostrado ser mejores para una limpieza eficaz del pozo.

### 2.4.- CLASIFICACIÓN DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN [6,7,10,11]

En la Figura 2 se muestra como se clasifican los fluidos de perforación de acuerdo a su base.

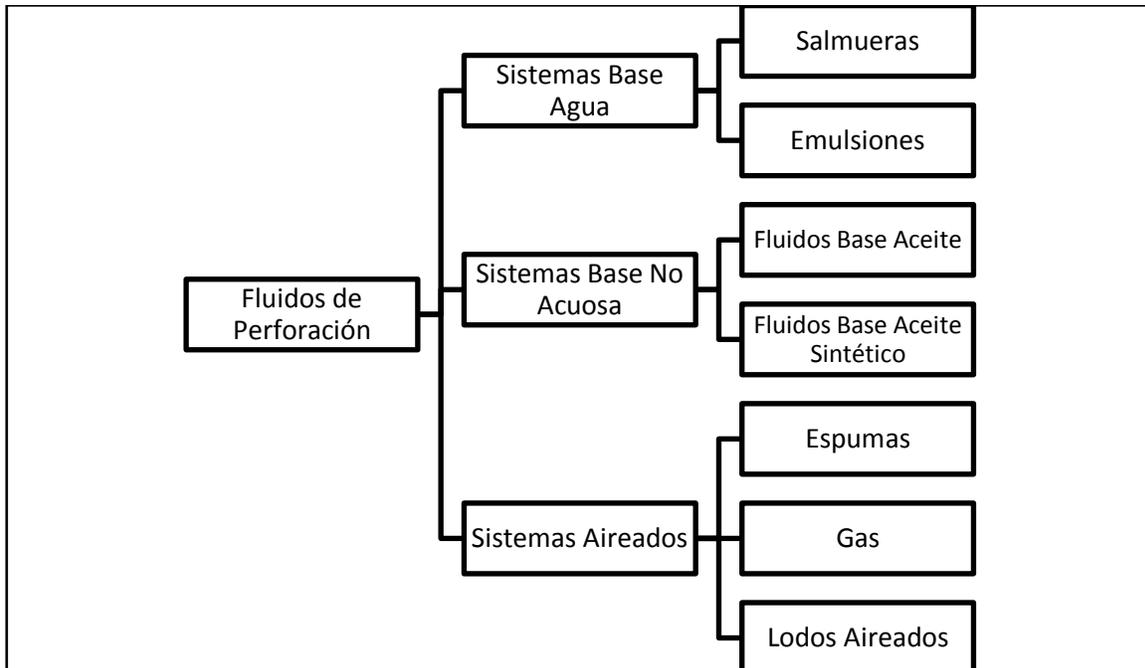


Figura 2: Clasificación de los Fluidos de Perforación

A continuación se describe la clasificación; poniendo especial énfasis en los Sistemas Base No Acuosa.

#### **2.4.1.- Sistemas Base Agua (SBA)**

Estos fluidos están formados por partículas muy finas, que se encuentran dispersas en agua, que les sirve como medio portador, estos sólidos proveen de todas las propiedades necesarias para generar una correcta perforación.

Este tipo de fluido es el más utilizado en la industria petrolera, el total de los pozos perforados a profundidades menores a 3000 metros y cerca del 85% de los pozos que han alcanzado profundidades superiores a los 3000 metros han sido perforados utilizando fluidos base agua.

El desempeño de este tipo de fluidos es deficiente en varios ambientes, como lo son al atravesar zonas de lutitas altamente reactivas al agua generando diversos problemas de estabilidad del agujero y aumentan el fenómeno de acreción, también generan prácticas deficientes en zonas de altas temperaturas, además de que presentan dificultades cuando se perforan pozos con un alto ángulo o de alcance extendido. Estas condiciones generan factores como lo son la pega de tubería y la disminución de la velocidad de perforación aumentando así el costo del pozo. Otro de los problemas generados al utilizar este tipo de fluidos, es que en los ambientes de aguas profundas es muy fácil la generación de hidratos de metano puesto que, como se explica en el Capítulo 1, estos se forman con la presencia de agua.

#### **2.4.2.- Sistemas Base No Acuosa (SBNA)**

Se denomina así a aquellos fluidos cuyo medio portador o base está formado por un aceite, ya sea hidrocarburo o no hidrocarburo, que le da ciertas características a comparación de los sistemas acuosos. Este sistema se divide en 2 categorías, los fluidos base aceite, y los fluidos base aceite sintético, a continuación se describe mejor cada una de los fluidos.

##### **2.4.2.1.- Fluidos de perforación base aceite (OBM)**

Se define fluido base aceite a aquel fluido que está formado por partículas finas, que se encuentran suspendidas en un aceite, el cual funciona como el medio portador. El origen de los fluidos de perforación base aceite se remonta a los años 20's, ya que en esta época se utilizaba el crudo producido como fluido de perforación. Con el paso de los años se fueron generando nuevos adelantos en este tipo de fluidos y en sus propiedades.

Este tipo de fluido se utiliza cuando el uso de los fluidos base agua es peligroso, presenta muchas deficiencias técnicas o cuando no es económicamente viable.

Alguna de las características que presentan esta categoría de fluidos de perforación es que pueden ser utilizados en formaciones altamente reactivas al agua, sin generar ningún tipo de problema, disminuye el riesgo de la pega de tuberías, aumenta la lubricidad de la barrena lo que incrementa las velocidades de perforación, es excelente para usarse en ambientes de aguas profundas ya que disminuye la formación de hidratos de metano, entre otros beneficios.

Aunque su uso presenta una gran cantidad de ventajas, este tipo de fluidos presenta una serie de desventajas, las cuales han disminuido el uso de éstos, ya que son altamente tóxicos, por lo tanto no pueden ser desechados directamente al medio ambiente, sino que necesita dársele un tratamiento especial, incrementando su costo al utilizarlos. También puede provocar una serie de problemas de salud a la tripulación que este expuesta a estos, y presenta gran dificultad en la detección de influjos de gas, ya que el gas de las formaciones se disuelve en el aceite.

#### **2.4.2.2.- Fluidos de perforación base aceite sintético (SBM)**

Los fluidos base aceite sintético son una categoría reciente de fluidos de perforación que presentan un uso particular en aguas profundas y en agujeros desviados. Se desarrollaron como una alternativa a los fluidos base aceite, ya que cumplen con las mismas propiedades que estos últimos pero con la baja toxicidad que presentan los fluidos base agua, además de que presenta ciertos beneficios económicos.

Se denomina fluido sintético, a un fluido de perforación, donde el medio portador consiste de un compuesto orgánico insoluble en agua.

Los fluidos sintéticos pueden clasificarse en cuatro categorías:

- Hidrocarburos sintéticos.
- Éteres.
- Esteres.
- Acetales.

Generalmente los fluidos sintéticos no aparentan tener mejores propiedades que los fluidos base aceite, por el contrario son más caros que estos últimos. Sin embargo, como la descarga de los fluidos sintéticos es permitida, al contrario de los lodos base aceite cuya descarga esta prohibida por las agencias ambientalistas, el gran costo de estos disminuye debido a que no se deben de pagar cuotas por su depósito en las costas como se suele realizar con los fluidos base aceite.

Algunas de las ventajas que presentan los sistemas sintéticos cuando se perfora en aguas profundas son:

- Incrementan las velocidades de perforación, reduciendo el tiempo de la misma, lo que disminuye los costos por la renta del equipo de perforación.
- Inhibe la formación de hidratos de metano.
- Ayuda a detectar de una manera más fácil la presencia de gas en el lodo, ya que el gas natural es menos soluble en los aceites sintéticos.
- Las propiedades reológicas de estos lodos generan un buen acarreo de recortes mejorando su transporte a través de largos y fríos risers.

#### **2.4.3.- Fluidos de Perforación Aireados**

Los recortes son removidos mediante una corriente de aire o gas a una alta velocidad. Los sistemas aireados incluyen aire, gas, espumas o lodos aireados. Este tipo de fluidos se utilizan en zonas depresionadas, con gradientes de fractura muy bajos, y tienen una gran aplicación en la perforación bajo balance, ya que en este método de perforación se requiere una presión hidrostática que sea menor a la presión del yacimiento, y para lograr esto se le inyecta nitrógeno al lodo de perforación.

Este fluido presenta una gran cantidad de desventajas, ya que para generar una correcta limpieza del agujero es necesario mantener una corriente de aire o gas constante que resulta en el uso de una gran cantidad de compresores, aumentando el costo, y los requerimientos de energía para hacerlos funcionar, también provocan diversas dificultades en el agujero ya que se erosiona el pozo con la corriente de gas, además de que al momento de toparse con formaciones húmedas las partículas que están siendo acarreadas por la corriente, forman anillos de lodo que pueden provocar el pegamiento de la tubería e incluso generar incendios, poniendo en peligro no solo al pozo, sino también la infraestructura y al equipo de trabajo.

## 2.5.- INTRODUCCIÓN A LAS EMULSIONES <sup>[12,13]</sup>

Como ya se mencionó anteriormente, los sistemas sintéticos están formados por 2 fluidos no hidrocarburos, dichos fluidos se encuentran suspendidos en forma de una emulsión, lo cual le da sus propiedades características, a continuación se describen las características de este tipo de sistemas.

Una emulsión puede definirse como una dispersión termodinámicamente inestable de dos o más líquidos inmiscibles o parcialmente miscibles, de los cuales uno se encontrará disgregado en forma de gotas, el cual recibirá el nombre de fase dispersa, en el segundo líquido que será el medio portador, el cual recibe el nombre de fase continua o base. Los diámetros de las gotas líquidas que se encuentran dispersas se encuentran en el rango de 0.1 y 20  $\mu\text{m}$ .

### 2.5.1.- Propiedades de las Emulsiones

Las propiedades más importantes que presentan este tipo de sistemas son: facilidad de disolución, viscosidad, estabilidad y, la facilidad con la que se pueden formar. Para un tipo dado de emulsificación, estas propiedades dependen de lo siguiente:

- Las propiedades de la fase continua
- La relación entre la fase interna y la externa
- El tamaño de partícula de la emulsión
- La relación entre la fase continua y las partículas
- Las propiedades de la fase discontinua.

La solubilidad de una emulsión es determinada por la fase continua; si la fase continua es hidrosoluble, la emulsión puede ser diluida con agua, si la fase continua es oleosoluble, la emulsión se puede disolver en aceite. La facilidad con que se puede disolver una emulsión se puede aumentar si se reduce la viscosidad de la emulsión.

La viscosidad de una emulsión cuando hay exceso de fase dispersa es virtualmente la viscosidad de dicha fase. Al aumentar la proporción de la base aumenta la viscosidad de la emulsión hasta un punto en que la emulsión deja de ser líquida. Cuando el volumen de la fase dispersa sobrepasa el de la continua, se aglomeran las partículas de la emulsión y la viscosidad aparente es parcialmente viscosidad estructural.

Teóricamente, el volumen máximo, que puede ser ocupado por partículas esféricas uniformes en la fase dispersa de una emulsión es 74% del volumen total. Se pueden preparar emulsiones que tengan hasta 99% de la fase dispersa. En estos casos hay considerable deformación en comparación con la forma ordinaria de partículas de la fase dispersa.

La facilidad de formación es modificada en mayor grado por la eficiencia y la cantidad del surfactante y por las propiedades inherentes de ambas fases.

### **2.5.2.- Formación de una Emulsión**

Para dispersar un líquido en otro, en la forma de una emulsión, requiere realizar un trabajo sobre el sistema igual al producto de la tensión interfacial, multiplicado por el incremento en la superficie. Existen dos métodos para formar una emulsión que presente gotas de un diámetro específico.

- **Condensación:**

Consiste en inyectar la fase que va a ser dispersa, en forma de vapor, bajo la superficie del líquido que hará la función de la base. Al realizarse este proceso el vapor se hará sobresaturado y se condensará en forma de pequeñas partículas, cuyo diámetro dependerá directamente de la presión de vapor que presente la fase dispersa, y del diámetro del orificio mediante el cual se inyectan.

- **Dispersión:**

Es el método más común para preparar una emulsión, y consiste en aplicar un esfuerzo sobre el sistema a ser disperso, a fin de romper la interfase en finas partículas. El problema es que una emulsión producida por la agitación mecánica de dos líquidos inmiscibles siempre es inestable, las gotas del líquido disperso se funden al entrar en contacto para disminuir el área interfacial.

En ambos casos, para formar una emulsión estable es necesario que la película que separa a las gotas sea estable, para que esto sea posible debe añadirse una sustancia que, debido a su alta adsorción superficial, disminuya en gran medida la tensión superficial, la cual se conoce como surfactante.

### **2.5.3.- Surfactantes**

Los surfactantes son sustancias que presentan grupos polares (hidrofílico) y no polares (lipofílico) en su estructura. El grupo polar es generalmente un grupo funcional que contiene heteroátomos (O, S, N, P), mientras que el grupo apolar es en la mayoría de los casos un hidrocarburo parafínico o alquil-aromático.

Esta dualidad polar-apolar, llamada carácter anfipático o anfifílico, resulta en una doble afinidad que solo puede ser satisfecha en una interfase polar/no polar. Cuando una molécula de surfactante se coloca en una interfase que presenta estas características, tiende a orientarse de tal manera que el grupo polar se sitúa en el medio polar, mientras que el grupo apolar se ubica en el medio no polar.

La adsorción de un surfactante en una interfase polar/no polar, generalmente produce una reducción de la tensión superficial o interfacial, de aquí que también se les denomine "tensioactivos". Al migrar los grupos a su respectivo solvente. Las moléculas se agrupan en agregados denominados micelas, en el interior de la disolución. Este proceso espontáneo minimiza las fuerzas repulsivas entre el solvente y las moléculas de surfactante y maximiza las interacciones atractivas, disminuyendo de esta manera la tensión entre las 2 fases. El descenso de la tensión favorece la deformación y la ruptura de una interfase, formando de esta manera sistemas dispersos como las emulsiones.

Generalmente los surfactantes se clasifican de acuerdo a su tipo de molécula, particularmente de acuerdo al tipo de disociación:

- **Surfactantes aniónicos**

Son aquellos que en solución acuosa se disocian en un anión anfífilo y un catión, el cual es generalmente un metal alcalino o un amonio cuaternario. Se caracterizan por la existencia en su molécula de cationes orgánicos e inorgánicos y una parte hidrofóbica que contiene los grupos aniónicos unidos a la fracción orgánica.

- **Surfactantes catiónicos**

Son aquellos que se disocian en un catión anfífilo y un anión generalmente de tipo halogenado. Son compuestos que presentan por lo menos una cadena de 8 a 25 átomos de carbono, derivada de ácidos grasos o de un derivado petroquímico y un nitrógeno cargado positivamente. La mayoría están constituidos por una cadena larga de sales de amonio cuaternarias o sales de alquilaminas. La cadena larga es el grupo hidrofóbico y el grupo hidrófilo pequeño y altamente ionizado lo constituye el N cuaternario.

- **Surfactantes no-iónicos**

El grupo hidrofóbico esta formado por una cadena larga que tiene grupos débilmente solubilizantes. En solución acuosa no forman iones, ya que su parte hidrofílica está formado por grupos polares no ionizados como: alcohol, éter o éster. Se solubilizan mediante un efecto combinado de un cierto número de grupos solubilizantes débiles (hidrófilos) como éter, y OH-.

- **Surfactantes Anfotéricos**

Presentan en su molécula grupos aniónicos y catiónicos, formados por una cadena grasa y un nitrógeno cuaternario, conteniendo un radical aniónico, son productos estables en sistemas ácidos y alcalinos.

- **Surfactantes Cataniónicos**

Están formados por la unión de un surfactante catiónico y otro aniónico que actúa como contra ion. No tienen carga eléctrica neta pero disponen de un grupo polar formado por la unión del catión y del anión, ambos unidos a su respectiva cadena alquílica que contiene en torno a diez átomos de carbono.

#### **2.5.4.- Fuerzas de Interacción Interfaciales**

Las fuerzas de interacción entre interfases son las principales responsables de varias de las características presentes en los sistemas dispersos, en las emulsiones existen principalmente 3 tipos de interacciones, las cuales son:

##### **2.5.4.1.- Fuerzas de Van der Waals**

La atracción por fuerzas de Van der Waals entre átomos o moléculas puede ser de 3 diferentes tipos:

1. Dipolo – Dipolo (Interacciones de Keesom).
2. Dipolo – Dipolo inducido (Interacciones de Debye).
3. Dispersión (Interacciones de London).

Las fuerzas de atracción de Keesom y Debye son vectores y aunque la atracción dipolo – dipolo o dipolo - dipolo inducido, es grande, tienden a cancelarse debido a las diferentes orientaciones de los dipolos. Por lo tanto, las fuerzas de atracción más importantes son las interacciones de dispersión de London, que surgen de las fluctuaciones de las cargas. Como los átomos o moléculas están formados por un núcleo y electrones, estos últimos en continua rotación en torno al núcleo, un dipolo temporal se crea como resultado de las variaciones de las cargas. Este dipolo temporal induce a otro dipolo en el átomo o molécula adyacente.

##### **2.5.4.2.- Repulsión Electrostática**

La fuerza de repulsión electrostática se genera cuando entre superficies cargadas. Cuando se tienen partículas cargadas sumergidas en una solución electrolítica, se genera una capa difusa por encima de las partículas cargadas, altamente móvil, de iones y contra iones. Esta capa se opone a la compresión debido a que los contra iones deben conservar su movilidad.

##### **2.5.4.3.- Repulsión Estérica**

La repulsión estérica (barrera) se produce entre partículas que contienen especies adsorbidas en su superficie. Este tipo de fuerzas no tienen efecto sobre las partículas excepto cuando entran “en contacto”, es decir cuando la distancia que las separa es de tamaño molecular, estas impiden que haya compenetración de la materia de las partículas en contacto.

### 3.- CARACTERIZACIÓN DE SISTEMAS BASE NO ACUOSA EMPLEADOS EN LA PERFORACIÓN EN AGUAS PROFUNDAS

Para que la perforación de pozos se realice sin ningún inconveniente, es necesario tener completo conocimiento de las propiedades del fluido de perforación a utilizar, para esto es necesario caracterizar los fluidos de perforación, esto consiste en estudiar su comportamiento con respecto a un esfuerzo cortante.

#### 3.1.- MODELOS REOLÓGICOS <sup>[14,15]</sup>

Una de las herramientas más importantes para describir el comportamiento de los fluidos de perforación son los modelos reológicos, los cuales son una relación matemática que describe la deformación que sufre un fluido a una velocidad de corte específica. El estudio de la reología de los fluidos es de vital importancia, ya que nos permite calcular la hidráulica de la perforación, la limpieza del agujero, y para este trabajo en específico nos ayuda a predecir si se generará el hundimiento de barita en los sistemas estudiados.

Existen un gran número de modelos reológicos, a continuación se describirán los tres modelos más utilizados en la industria petrolera.

##### 3.1.1.- Modelo Plástico de Bingham

Este tipo de fluidos se mantienen estáticos, hasta que el esfuerzo de corte aplicado alcanza un valor mínimo, conocido como Punto de Cedencia, a partir de este momento el esfuerzo de corte es directamente proporcional a la velocidad de corte. La Figura 3 representa el comportamiento de este tipo de fluidos.

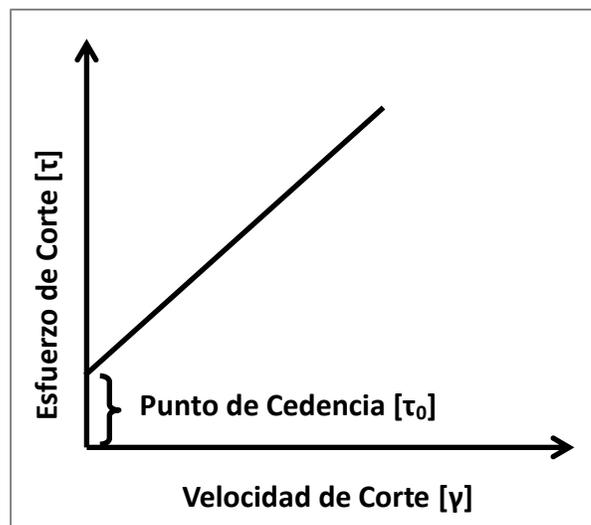


Figura 3: Modelo Plástico de Bingham

El comportamiento que existe entre la velocidad de corte y el esfuerzo de corte en este modelo reológico está dado por la siguiente ecuación.

$$\tau = \tau_0 + \mu_p \gamma$$

Para determinar los parámetros que describen el comportamiento del fluido, que son la Viscosidad Plástica ( $\mu_p$ ) y el Punto de Cedencia ( $\tau_0$ ), es necesario obtener las lecturas de  $\Theta_{600}$  y  $\Theta_{300}$ , del viscosímetro Fann, para así utilizar las siguientes ecuaciones.

$$\mu_p = \theta_{600} - \theta_{300}$$

$$\tau_0 = \theta_{300} - \mu_p$$

### 3.1.2.- Ley de Potencias

Es un modelo reológico que se utiliza para predecir el comportamiento de los fluidos pseudoplásticos, que son aquellos cuya viscosidad aparente tenderá a disminuir conforme aumenta el esfuerzo de corte, a diferencia del plástico de Bingham, el esfuerzo de corte no debe alcanzar un valor mínimo para lograr el flujo de fluido, otra diferencia es que no supone una relación directa entre la velocidad de corte y el esfuerzo de corte. La Figura 4 representa el comportamiento de este tipo de fluidos.

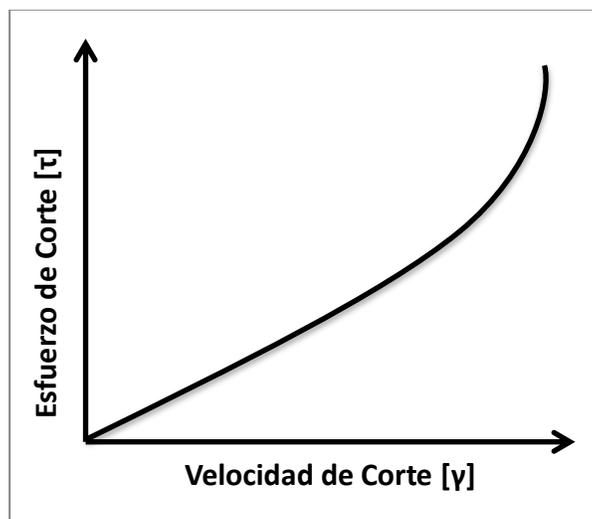


Figura 4: Modelo de Ley de Potencias

La relación entre la velocidad de corte y el esfuerzo de corte está representada por la siguiente ecuación:

$$\tau = k\gamma^n$$

Para obtener los parámetros  $n$  y  $k$ , es necesario utilizar los valores obtenidos en el viscosímetro Fann, en las siguientes ecuaciones.

$$n = 3.32 \log_{10} \left( \frac{\theta_{600}}{\theta_{300}} \right) \qquad k = \frac{\theta_{100}}{511^n}$$

### 3.1.3.- Modelo de Herschel-Bulkley

También conocido como Ley de Potencias Modificado, este modelo resulta de combinar los dos modelos anteriores. Es usado para describir el comportamiento de fluidos pseudoplásticos que requieran de un esfuerzo cortante mínimo, Punto de Cedencia, para iniciar su deformación. Este modelo es el más utilizado de los tres, debido a que describe mejor el comportamiento de la mayoría de los lodos de perforación, además de que toma en cuenta el Punto de Cedencia, que es muy importante al momento de determinar la hidráulica del fluido. La Figura 5 representa el comportamiento de los fluidos pertenecientes a este modelo reológico.

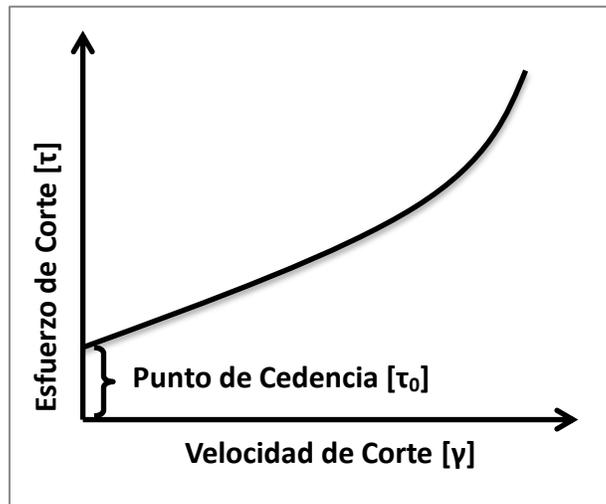


Figura 5: Modelo de Herschel-Bulkley

La relación entre el esfuerzo de corte y la velocidad de corte está dada por la siguiente ecuación.

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

Para obtener los parámetros  $n$  y  $k$ , se utilizan las medidas obtenidas a partir del viscosímetro Fann, y las siguientes ecuaciones.

$$\tau_y = 2\theta_3 - \theta_6$$

$$n = 3.32 \log_{10} \left( \frac{\theta_{600} - \tau_y}{\theta_{300} - \tau_y} \right)$$

$$k = \frac{(\theta_{300} - \tau_y)}{511^n}$$

### 3.2.- PROCEDIMIENTO <sup>[9,15]</sup>

Para poder iniciar con el estudio experimental es necesario conocer a la perfección las propiedades que presentan los fluidos a evaluar, para ello es necesario hacer una caracterización de los sistemas con los que se cuenta. Primero se procederá a graficar los valores, de esfuerzo de corte vs velocidad de corte, obtenidos a partir de las mediciones en el viscosímetro Fann 35, para así determinar el modelo reológico que se ajuste mejor, y poder calcular el comportamiento reológico de cada uno de los sistemas.

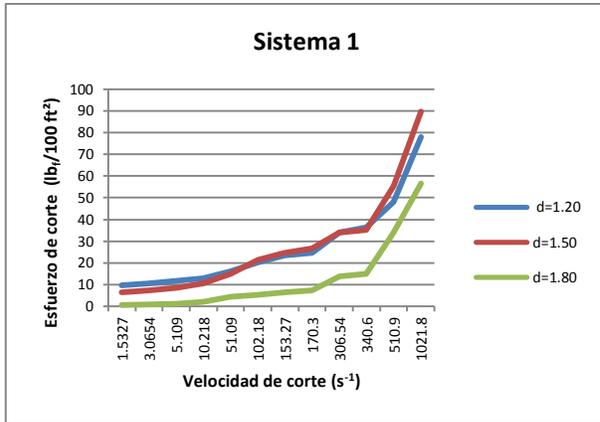
Dicho estudio se realizará en 5 sistemas con 3 densidades diferentes para cada uno, lo cual nos da un total de 15 fluidos, a continuación se presenta la Tabla 1, en la cual se describen las características de cada uno de los lodos.

SISTEMA	$\rho$	ES	$\theta_3$	$\theta_6$	$\theta_{100}$	$\theta_{200}$	$\theta_{300}$	$\theta_{600}$	$\theta_{0.9}$	$\theta_{1.8}$	$\theta_{30}$	$\theta_{60}$	$\theta_{90}$	$\theta_{180}$	G10s	G10m	Sólidos	Agua	Aceite
1	1.20	351	11	12	23	34	45	73	9	10	15	19	22	32	13	19	10%	24%	66%
	1.50	594	8	10	25	33	52	84	6	7	14	20	23	32	13	18	20%	20%	60%
	1.80	1534	1	2	7	14	32	53	<1	<1	4	5	6	13	3	6	30%	10%	60%
2	1.20	569	7	8	18	29	42	61	5	6	12	15	17	26	9	12	10%	21%	69%
	1.50	692	6	7	19	33	41	74	4	5	12	15	18	29	8	12	20%	15%	65%
	1.80	1116	5	6	32	56	81	148	3	4	14	22	30	52	6	12	30%	10%	60%
3	1.20	554	14	15	38	57	74	112	12	13	21	29	36	54	23	36	10%	22%	68%
	1.50	650	11	12	33	52	70	109	9	10	18	25	31	49	20	41	20%	20%	60%
	1.80	548	3	4	20	34	46	83	2	3	10	15	19	31	5	7	30%	11%	59%
4	1.20	233	4	5	23	38	49	86	2	3	9	11	22	35	6	12	10%	30%	60%
	1.50	435	6	7	34	53	71	117	4	5	16	23	32	50	10	16	20%	18%	62%
	1.80	586	8	9	41	66	87	144	5	6	18	27	38	61	9	18	26%	14%	60%
5	1.20	192	13	15	47	67	86	117	11	12	21	30	38	61	14	29	10%	20%	70%
	1.50	268	10	11	44	72	97	145	8	9	19	29	40	65	16	25	20%	18%	62%
	1.80	379	6	7	23	38	54	92	4	5	11	12	21	35	10	18	30%	12%	58%

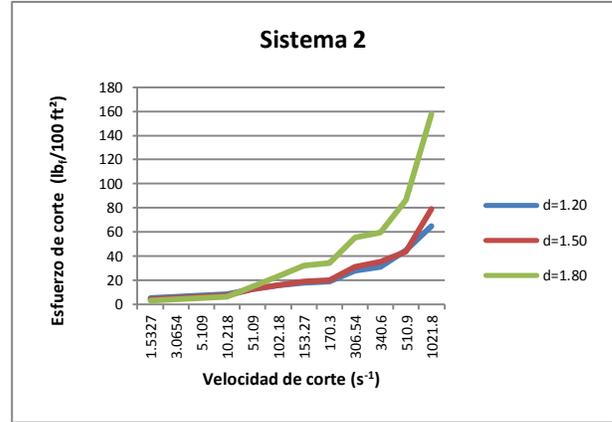
$\theta_{0.9}$ - $\theta_{600}$ : Lecturas del Viscosímetro, G10s: Geles a 10 segundos, G10m: Geles a 10 minutos

**Tabla 1: Propiedades de los Sistemas a Estudiar**

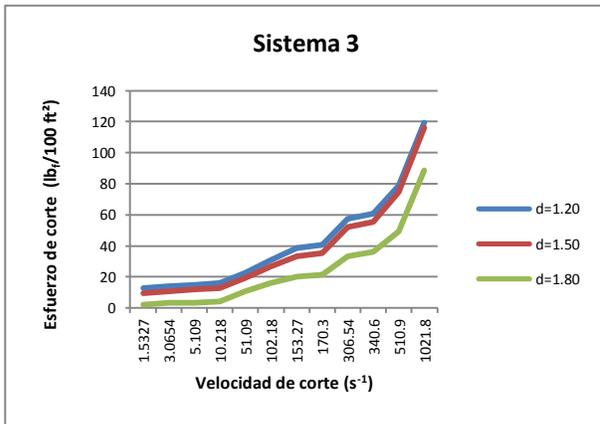
Se prosigue a graficar cada uno de los valores obtenidos para así conocer el comportamiento del fluido a distintas velocidades de corte (Gráficas 1, 2, 3, 4, 5).



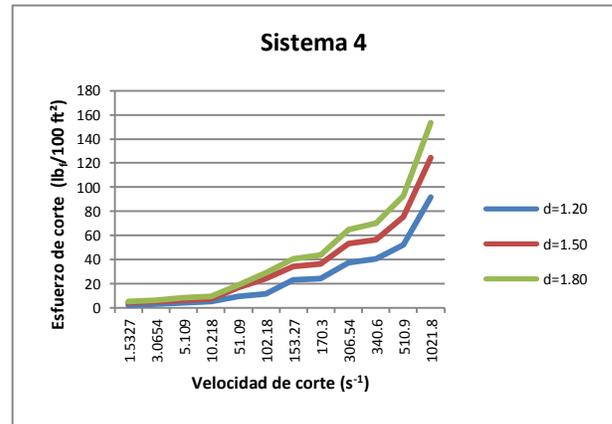
Gráfica 1: Comportamiento Reológico del Sistema 1



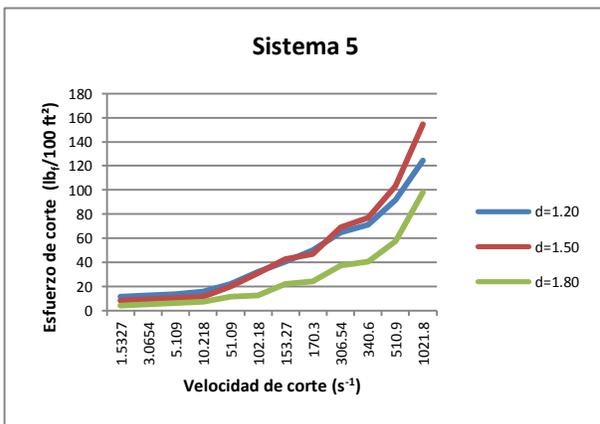
Gráfica 2: Comportamiento Reológico del Sistema 2



Gráfica 3: Comportamiento Reológico del Sistema 3



Gráfica 4: Comportamiento Reológico del Sistema 4



Gráfica 5: Comportamiento Reológico del Sistema 5

Como se puede observar, por el comportamiento de las gráficas, el modelo reológico que más se ajusta a los fluidos a estudiar es el Herschel-Bulkley (ver Figura 5), por lo tanto se procede a utilizar las ecuaciones indicadas anteriormente, para así obtener las propiedades de cada uno de los fluidos a estudiar. Dichas propiedades se describen a continuación:

Punto de Cedencia a bajas Velocidades de Corte ( $\tau_y$ ): Representa el valor del esfuerzo de corte mínimo requerido para una velocidad de corte igual a cero, para que el fluido sufra una deformación. Su valor es dependiente del contenido de sólidos y del contenido de agua o dispersantes que presente el fluido.

Índice de Comportamiento ( $n$ ): Este parámetro nos indica que tanto se desvía el comportamiento reológico del fluido estudiado, con respecto a los fluidos newtonianos.

Índice de Consistencia ( $k$ ): Es una medida indirecta de la viscosidad, a medida que este parámetro aumenta el fluido se hace más espeso o viscoso.

SISTEMA	$\rho$ [gr/cm <sup>3</sup> ]	$\Theta_3$	$\Theta_6$	$\Theta_{100}$	$\Theta_{200}$	$\Theta_{300}$	$\Theta_{600}$	$\tau_y$	$n$	$k$
1	1.20	11.726	12.792	24.518	36.244	47.97	77.818	10.66	0.8475	0.1890
	1.50	8.528	10.66	26.65	35.178	55.432	89.544	6.396	0.7614	0.4249
	1.80	1.066	2.132	7.462	14.924	34.112	56.498	0	0.7275	0.3652
2	1.20	7.462	8.528	19.188	30.914	44.772	65.026	6.396	0.6111	0.8492
	1.50	6.396	7.462	20.254	35.178	43.706	78.884	5.33	0.9381	0.1105
	1.80	5.33	6.396	34.112	59.696	86.346	157.768	4.264	0.9026	0.2948
3	1.20	14.924	15.99	40.508	60.762	78.884	119.392	13.858	0.6982	0.8357
	1.50	11.726	12.792	35.178	55.432	74.62	116.194	10.66	0.7220	0.7084
	1.80	3.198	4.264	21.32	36.244	49.036	88.478	2.132	0.8799	0.1941
4	1.20	4.264	5.33	24.518	40.508	52.234	91.676	3.198	0.8510	0.2430
	1.50	6.396	7.462	36.244	56.498	75.686	124.722	5.33	0.7625	0.6055
	1.80	8.528	9.594	43.706	70.356	92.742	153.504	7.462	0.7757	0.6762
5	1.20	13.858	15.99	50.102	71.422	91.676	124.722	11.726	0.4988	3.5631
	1.50	10.66	11.726	46.904	76.752	103.402	154.57	9.594	0.6277	1.8718
	1.80	6.396	7.462	24.518	40.508	57.564	98.072	5.33	0.8278	0.2993

Tabla 2: Valores Obtenidos con el Modelo Reológico Herschel-Bulkley

Estas propiedades nos ayudarán más adelante a analizar los resultados obtenidos en las pruebas que se describirán en el capítulo siguiente. En la Tabla 2, mostrada anteriormente se expresan los valores obtenidos.

### 3.3.- ESTABILIDAD DE LA EMULSIÓN <sup>[12,13,16]</sup>

Además de las propiedades reológicas del fluido es necesario conocer qué tan estable es el fluido. La definición de estabilidad incluye forzosamente la no coalescencia de las partículas de la emulsión y la no sedimentación. La incorporación de aire en una emulsión puede tener como consecuencia la reducción notable de la estabilidad.

La estabilidad de una emulsión depende de los siguientes factores: el tamaño de partícula, la diferencia de densidad de ambas fases, la viscosidad de la fase continua y de la emulsión acabada, las cargas de las partículas, la naturaleza, la eficacia y cantidad del emulsificante, y las condiciones de almacenamiento, o sea, las temperaturas altas y bajas, la agitación y vibración, la dilución o evaporación durante el almacenamiento o el uso.

El proceso de ruptura de las emulsiones puede ocurrir mediante cinco mecanismos de inestabilidad diferentes:

1. *Cremado/Sedimentación.* Este proceso es resultado de la acción de fuerzas externas, como la gravedad o la fuerza centrífuga. Cuando estas fuerzas exceden el movimiento térmico de las gotas (movimiento Browniano), se acumula un gradiente de concentración haciendo que las gotas más grandes se muevan con una mayor velocidad hacia la parte superior o inferior, dependiendo de la densidad de los líquidos, del recipiente. Formando así empacamientos en la parte superior o inferior, cuando la densidad de la fase dispersa es menor que la del medio, ocurre el cremado, y cuando la densidad de la fase dispersa es mayor a la del medio ocurre la sedimentación.

Para una gota de emulsión aislada, la velocidad de cremado/sedimentación ( $v$ ) es definida por:

$$v = 2a^2 \frac{(\rho_o - \rho)g}{9\eta}$$

En donde  $a$  representa el radio de la gota,  $\rho_o$  y  $\rho$  las densidades de las fases continuas y dispersas respectivamente,  $g$  el valor de la gravedad y  $\eta$  la viscosidad absoluta de la fase continua.

2. *Floculación*. Es la concentración de las gotas sin fusionarse, sin que exista una variación en la distribución del tamaño de las gotas. El proceso de floculación ocurre cuando no existe suficiente repulsión para mantener separadas las gotas, por lo tanto estas tienden a agruparse debido a las fuerzas de atracción de Van der Waals.
3. *Coalescencia*. Es la fusión de gotas, generándose así gotas más grandes con la eliminación de una cierta parte de la interfase líquido/líquido. Este cambio requiere de un aporte extra de energía para restablecer la distribución del tamaño original de las partículas. Se cree que este proceso está relacionado con la curvatura y con la rigidez de la capa del tensioactivo que estabiliza la emulsión.
4. *Desproporción o Maduración de Ostwald*. Se debe al crecimiento de las gotas más grandes a costa de las más pequeñas hasta que éstas últimas prácticamente desaparecen. Esto se debe a que los líquidos inmiscibles a menudo presentan solubilidades mutuas que no son despreciables, al estar dispersos en otro líquido, las gotas más pequeñas presentarán solubilidades mayores a las de las gotas más grandes, conforme pase el tiempo las gotas más pequeñas tenderán a desaparecer, y sus moléculas se irán depositando en las gotas más grandes.

La siguiente ecuación define la velocidad de engrosamiento de las gotas dispersas:

$$\omega = \frac{da_c^3}{dt} = \frac{8c(\infty)\gamma DV_m}{9RT} f(\phi)$$

siendo  $t$  el tiempo,  $a_c$  el radio crítico de gota, para el cual las gotas ni crecen ni se encogen,  $D$  es el coeficiente de las especies disueltas en la fase acuosa,  $\gamma$  es la tensión superficial de la interface agua-aceite,  $V_m$  es el volumen molar del aceite,  $c(\infty)$  es la solubilidad molecular de la fase dispersa en la fase continua y  $f(\phi)$  es el factor de corrección que toma en cuenta que la velocidad de engrosamiento es función de la fracción de volumen  $\phi$ ,  $R$  es la constante de los gases y  $T$  la temperatura absoluta.

5. *Inversión de Fase*. Es el proceso mediante el cual se da un intercambio entre la fase dispersa, y la fase continua. Por ejemplo, una emulsión O/W puede con el tiempo o con la variación de las condiciones formar una emulsión W/O. En muchos casos, la inversión de fase pasa por un estado de transición en el cual se producen emulsiones múltiples.

En general, el complejo proceso de la inestabilidad de las emulsiones suele ocurrir mediante la combinación de los cinco posibles procesos de inestabilidad que pueden suceder simultáneamente a diferentes velocidades.

### **3.3.1.- Estabilidad Eléctrica**

El método más utilizado en la industria petrolera para determinar la estabilidad de las emulsiones es la prueba de la estabilidad eléctrica, ES por sus siglas en inglés. Este método consiste en la aplicación de un voltaje sinusoidal a través de un par de placas paralelas que son sumergidas en el fluido de perforación hasta alcanzar el umbral. A este voltaje, la conducción entre los dos electrodos resulta en un incremento de corriente. Cuando esta corriente alcanza los 61 micro-amperes, el valor máximo del voltaje en este punto es medido y reportado como el valor de ES para el fluido de perforación o algún otro material.

En el inicio de la ruptura de emulsión, se forma un puente entre los electrodos. Este puente está formado por sólidos y agua, el agua forma la vía de conducción en el puente, mientras que los sólidos son sólo el medio portador del agua.

La composición del fluido de perforación base aceite controla la magnitud absoluta del ES de una manera compleja. Muchas condiciones influyen la ES de un fluido dado. Los principales son:

- Resistividad de la fase continua (típico en aceite)
- Conductividad de la fase no continua (típico en gotas de agua con sales disueltas)
- Propiedades de los sólidos suspendidos
- Temperatura
- Tamaño de las gotas
- Tipo de emulsificante usado
- Propiedades dieléctricas de los fluidos
- Historia de corte de la muestra

El resultado de la prueba determina las condiciones de la emulsión. Generalmente la estabilidad eléctrica disminuye con el incremento del contenido de salmuera. En cambio cuando la fase interna se encuentra suspendida en gotas muy pequeñas es necesario un alto voltaje para que ocurra la coalescencia de las gotas y formen una fase continua que permita el paso de la corriente eléctrica.

Para este trabajo se utilizó un medidor de estabilidad eléctrica Fann modelo 23D, para así obtener los valores de ruptura de la emulsión. La Tabla 3 muestra los valores obtenidos a través del medidor de estabilidad eléctrica, para los 15 lodos a estudiar.

SISTEMA	DENSIDAD [gr/cm <sup>3</sup> ]	E.S. [V]
1	1.20	351
	1.50	594
	1.80	1534
2	1.20	569
	1.50	692
	1.80	1116
3	1.20	554
	1.50	650
	1.80	548
4	1.20	233
	1.50	435
	1.80	586
5	1.20	192
	1.50	268
	1.80	379

Tabla 3: Resultados Obtenidos con el Medidor de ES



Figura 6: Medidor de Estabilidad Eléctrica

## 4.-ESTUDIO EXPERIMENTAL PARA LA EVALUACIÓN DE HUNDIMIENTO DE BARITA Y PRUEBAS DE ACRECIÓN EN SISTEMAS BASE NO ACUOSA PARA LA PERFORACIÓN EN AGUAS PROFUNDAS

### 4.1.- HUNDIMIENTO DE BARITA <sup>[17,18,19]</sup>

#### 4.1.1.- Introducción

Una de las tareas más importantes del fluido de perforación, como ya se explicó, es el control de las presiones en el pozo. Para que el fluido cumpla con este objetivo, generalmente se añade al fluido material pesado, a fin de que el fluido obtenga una densidad específica capaz de controlar dichas presiones. No obstante, la experiencia ha demostrado que mantener en suspensión el material de peso es un gran reto, especialmente si se están utilizando fluidos que no generen suficientes estructuras de gel, como los son los sistemas base no acuosa, provocando el asentamiento de los sólidos en el fondo del pozo, este fenómeno es conocido como Hundimiento de Barita.

El término Hundimiento de Barita se utiliza para describir la fluctuación indeseable de la densidad del lodo de perforación, que ocurre debido al asentamiento, en el fondo del pozo, del material que da peso cuando se recircula el lodo después de alguna operación en la que se requiera que el lodo permanezca estático por un periodo de tiempo extenso (Figura 7).



Figura 7: Barita Asentada en el Fondo de un Vaso de Precipitados

El hundimiento puede ser causado por factores tanto estáticos como dinámicos. El hundimiento estático es provocado por el efecto de la gravedad sobre las partículas sólidas presentes en el fluido de perforación generando su depósito en el fondo.

En cambio, el hundimiento dinámico se relaciona con el efecto Boycott, el cual indica que si un fluido que presenta sólidos suspendidos en él, se encuentra en un tubo con un cierto ángulo de inclinación (entre 60 y 75°), se generará un flujo interno semejante a las corrientes de convección, conforme las partículas depositadas migran a uno de los lados del tubo inclinado, la variación de la densidad resultante creará un inbalance en la presión a través del tubo con un gradiente de presión que induce el flujo convectivo, y acelera el proceso de separación, finalmente se forman camas de sedimentos que al alcanzar un espesor crítico se derrumban formando la variación característica de la densidad al recircular el fluido.

#### **4.1.2.- Efecto del Hundimiento de Barita en la Perforación de Pozos**

El depósito del material que da peso a los fluidos de perforación suele ser el causante de una gran cantidad de problemas al momento de realizar actividades en el pozo. A continuación se enlistan algunas de las complicaciones más importantes:

- Al asentarse el material de peso, la presión en el fondo del pozo ejercida por la columna de fluido no es suficiente para controlarlo, provocando la entrada de fluidos de la formación al pozo.
- Al recircular el lodo, la variación de densidad generada por el levantamiento de las camas de barita puede ser tan alta que llegue a fracturar la formación.
- Las tuberías pueden llegar a atascarse por el gran volumen de sólidos depositados.
- La segregación del material de peso genera barreras físicas y mecánicas para desplazar correctamente la tubería dentro del agujero.
- El depósito también genera una gran ineficiencia al momento de desplazar las lechadas de cemento durante las operaciones de cementación.
- Al correr algún tipo de registro o herramienta en el pozo, se pueden llegar a ver alterados los resultados por la alta concentración de sólidos en el fondo del pozo.

Debido a éstos y muchos otros problemas es necesario contar con un método para detectar dicho fenómeno en la plataforma, es por ello que en este trabajo se utilizará el método de asentamiento en el viscosímetro o VST por sus siglas en ingles. A continuación se explica el origen de esta prueba.

#### 4.1.3.- Prueba de Hundimiento en el Viscosímetro

Esta prueba fue introducida en 1991 como un método práctico y de bajo costo para detectar las tendencias del hundimiento de barita al intentar reproducir las condiciones de asentamiento dinámico utilizando un viscosímetro Fann 35; debido a esto, dicha prueba es posible realizarla tanto en el laboratorio como en el campo, además de ser muy simple. La prueba consiste en medir las variaciones de la densidad en el fondo de la Termocopa. El viscosímetro tiene la capacidad de simular el comportamiento del fluido a las distintas condiciones a las que se puede encontrar en el campo. El procedimiento de esta prueba se describe mejor en el Anexo A.



Figura 8: Herramientas Utilizadas en la Prueba VST

#### 4.1.4.- Estudio Experimental de Hundimiento de Barita Usando el Método VST

El estudio se realiza utilizando los 15 fluidos que se describieron en el capítulo anterior. El primer paso consiste en obtener la densidad en el fondo de la Termocopa, al mezclar el fluido a 600 rpm durante 20 minutos, utilizando el viscosímetro Fann 35 y una jeringa. En la Tabla 4 se muestran los resultados obtenidos.

SISTEMA	DENSIDAD [gr/cm <sup>3</sup> ]	VST <sub>1</sub> [gr/10 ml]
1	1.20	11.81
	1.50	15.54
	1.80	17.35
2	1.20	12.06
	1.50	15.54
	1.80	19.74
3	1.20	12.44
	1.50	14.59
	1.80	17.66
4	1.20	12.14
	1.50	14.49
	1.80	17.29
5	1.20	12.11
	1.50	15.26
	1.80	17.10

**Tabla 4: Resultados en el Paso 1 de la Prueba VST**

El siguiente paso es mezclar el fluido a 300 rpm durante media hora, y medir el aumento en la densidad en el fondo de la Termocopa con la jeringa, la Tabla 5 muestra los resultados, junto con los obtenidos a 600 rpm, en el paso anterior.

SISTEMA	DENSIDAD [gr/cm <sup>3</sup> ]	VST <sub>1</sub> [gr/10 ml]	VST <sub>2</sub> [gr/10 ml]
1	1.20	11.81	13.57
	1.50	15.54	18.95
	1.80	17.35	20.13
2	1.20	12.06	14.84
	1.50	15.54	17.88
	1.80	19.74	21.27
3	1.20	12.44	13.06
	1.50	14.59	16.53
	1.80	17.66	21.15
4	1.20	12.14	14.61
	1.50	14.49	16.64
	1.80	17.29	20.43
5	1.20	12.11	12.97
	1.50	15.26	17.09
	1.80	17.10	19.38

**Tabla 5: Resultados en el Paso 2 de la Prueba VST**

Y por último es necesario realizar una nueva medición mezclando el lodo a 600 rpm durante 20 minutos, para poder obtener el porcentaje de barita asentada que se puede levantar al recircular el pozo, la Tabla 6 muestra los resultados de las 3 mediciones realizadas en la prueba.

SISTEMA	DENSIDAD [gr/cm <sup>3</sup> ]	VST <sub>1</sub> [gr/10 ml]	VST <sub>2</sub> [gr/10 ml]	VST <sub>3</sub> [gr/10 ml]
1	1.20	11.81	13.57	12.48
	1.50	15.54	18.95	16.27
	1.80	17.35	20.13	18.79
2	1.20	12.06	14.84	12.28
	1.50	15.54	17.88	15.76
	1.80	19.74	21.27	21.03
3	1.20	12.44	13.06	12.52
	1.50	14.59	16.53	14.6
	1.80	17.66	21.15	17.72
4	1.20	12.14	14.61	13.08
	1.50	14.49	16.64	14.77
	1.80	17.29	20.43	18.05
5	1.20	12.11	12.97	12.45
	1.50	15.26	17.09	15.59
	1.80	17.10	19.38	17.16

**Tabla 6: Resultados en el Paso 3 de la Prueba VST**

Con ésto concluye la prueba, y con los resultados obtenidos de la misma es posible determinar el aumento en la densidad debido al hundimiento de barita (VST SAG), y el porcentaje de barita que puede ser re-suspendida (VST BPU), para ello es necesario hacer uso de las ecuaciones que se describen en el anexo, en donde se encuentra explicado el procedimiento de este método. Usando dichas ecuaciones se obtienen los resultados mostrados en la Tabla 7.

SISTEMA	DENSIDAD [gr/cm <sup>3</sup> ]	VST <sub>1</sub> [gr/10 ml]	VST <sub>2</sub> [gr/10 ml]	VST <sub>3</sub> [gr/10 ml]	VST SAG [gr/10 ml]	VST BPU
1	1.20	11.81	13.57	12.48	1.76	62%
	1.50	15.54	18.95	16.27	3.41	79%
	1.80	17.35	20.13	18.79	2.78	48%
2	1.20	12.06	14.84	12.28	2.78	92%
	1.50	15.54	17.88	15.76	2.34	91%
	1.80	19.74	21.27	21.03	1.53	16%
3	1.20	12.44	13.06	12.52	0.62	87%
	1.50	14.59	16.53	14.6	1.94	99%
	1.80	17.66	21.15	17.72	3.49	98%
4	1.20	12.14	14.61	13.08	2.47	62%
	1.50	14.49	16.64	14.77	2.15	87%
	1.80	17.29	20.43	18.05	3.14	76%
5	1.20	12.11	12.97	12.45	0.86	60%
	1.50	15.26	17.09	15.59	1.83	82%
	1.80	17.10	19.38	17.16	2.28	97%

**Tabla 7: Análisis del Hundimiento de Barita en los 15 Fluidos Estudiados**

## 4.2.- ACRECIÓN [20,21,22]

### 4.2.1.- Introducción

Otro problema grave que existe al momento de perforar formaciones muy profundas es la denominada acreción, que se define como la tendencia que presentan los sólidos hidratados a adherirse a las superficies metálicas. Este fenómeno es un factor importante a considerarse, ya que contribuye severamente a la generación de varios problemas durante las operaciones de perforación, como son la pegadura de tubería y el embolamiento de las barrenas.

Estos problemas han sido estudiados por la industria del petróleo, y se han encontrado explicaciones tanto químicas como mecánicas. Las explicaciones mecánicas indican que las arcillas al quedar atrapadas bajo la barrena, entre los cortadores, tienden a hincharse debido a la disminución en la presión sobre estas, y debido a la dificultad de los fluidos a entrar entre ésta y el cortador, su remoción es muy complicada. Al momento de que una partícula de arcilla queda atrapada entre los cortadores las fuerzas de cohesión entre las arcillas aumentarán lo que provocará que más partículas se adhieran, acumulándose, y provocando así el embolamiento o pega de tubería.

La explicación química indica que debido a la gran capacidad de adherencia que presentan los recortes hidratados, se genera una atracción entre estas partículas y las superficies metálicas de la tubería y la barrena, así que este fenómeno depende de 4 factores importantes, la capacidad de intercambio catiónico que presenta la zona que se está perforando, el tamaño de los recortes que se encuentran suspendidos en el fluido de perforación, el volumen de agua que tiene el fluido de perforación, y el área superficial de la tubería que se encuentra en contacto con el fluido y los detritos en suspensión.



Figura 9: Sólidos Adheridos a la Superficie de un Cilindro Metálico

#### **4.2.2.- Problemas en la Perforación de Pozos Generados por la Acreción**

Esta condición puede generar una gran cantidad de problemas al momento de la perforación de un pozo. A continuación se enumeran algunas de ellas:

- Reducción de las velocidades de perforación, debido a que al adherirse los detritos entre los dientes de la barrena se genera un acojinamiento entre ésta y la formación, disminuyendo la penetración de los dientes, lo que complica la correcta perforación.
- Incrementos en las presiones de suaveo y surgencia al realizarse un viaje, ya que al adherirse los detritos pueden llegar a obstaculizar las toberas, impidiendo la correcta limpieza del agujero.
- Desgaste asimétrico de los conos de la barrena, ya que al irse adhiriendo partículas y partículas a los conos, puede llegarse a impedir la libre rotación del mismo, generando un desgaste en sólo una porción del cono.

Por éstos y otros problemas, es necesario analizar de una manera correcta el comportamiento de los fluidos para impedir o minimizar la acreción, de tal manera que tengan un excelente desempeño en el campo y, de este modo, reducir los tiempos y gastos relacionados con este problema.

#### **4.2.3.- Prueba de Acreción**

El método se detalla mejor en el anexo B expuesto al final de este trabajo, pero a grandes rasgos consiste en introducir en una celda recortes de perforación, una porción de tubería y el fluido a analizar, después de esto se hacen rolar durante media hora para así simular las condiciones a las que se da el fenómeno de acreción, analizando el aumento en el peso de la pieza de tubería.

Como se puede notar, en este experimento sólo se analizará el fenómeno químico que genera la acreción, ya que el contenido de la celda no está sujeto a presión alguna, el trabajo no toma en cuenta los factores mecánicos que generan este fenómeno, puesto que éstos no dependen de las propiedades de los fluidos, sino de las características que presenta el ambiente en el que se perfora.

#### 4.2.4.- Estudio Experimental de Acreción

Cómo se describió anteriormente uno de los factores que afectan en gran medida este proceso, es el tipo de formación que se está perforando, por lo tanto antes de empezar el estudio de acreción es necesario realizar una prueba de capacidad de intercambio catiónico a los recortes que se utilizarán.

El primer paso es pesar una cantidad de recortes que sean aproximadamente 0.5 g, al tener esta cantidad se muele en un mortero, para así agregarla a un vaso de precipitados en donde se realizará la prueba de capacidad de intercambio catiónico.

Como resultado se obtuvo que los recortes a utilizar presentan una capacidad de intercambio catiónico de 39.58 [meq. /100g], que puede ser un valor bajo, pero que de igual manera nos dará una medida de la tendencia en que el fluido actúa bajo los efectos de la acreción, Ver Figura 10. Ya obtenidas las características de los detritos a usar para la realización de la prueba, se puede comenzar con el estudio experimental de la acreción, para ello se utilizarán segmentos de tubería de perforación, que presentan un área de contacto de 2" de largo por 1" de ancho.

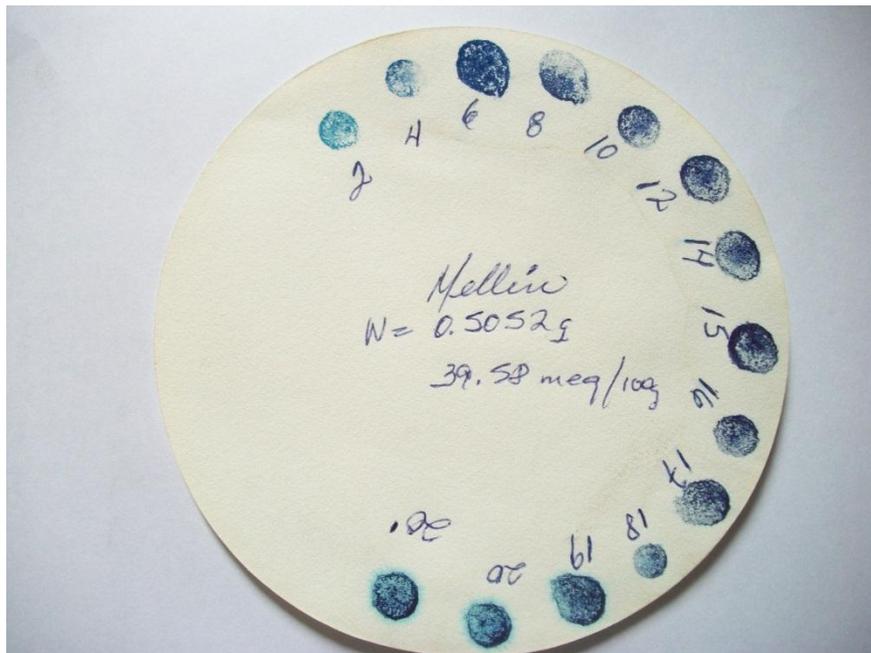


Figura 10: Resultado de la Prueba de Capacidad de Intercambio Catiónico

Ya que se tienen estos factores que deben ser considerados para los análisis se procede a realizar las pruebas para cada uno de los lodos, los resultados obtenidos se enlistan en la Tabla 8.

SISTEMA	DENSIDAD	W <sub>barra</sub> [gr]	W <sub>recortes</sub> [gr]	W <sub>prueba</sub> [gr]	W <sub>R.R.</sub> [gr]
1	1.20	54.50	24.94	55.44	0.94
	1.50	56.08	25.02	57.77	1.69
	1.80	63.88	25.01	64.45	0.57
2	1.20	60.96	25.01	61.40	0.44
	1.50	54.48	25.02	55.06	0.58
	1.80	56.13	25.13	57.33	1.2
3	1.20	63.93	25.01	66.19	2.26
	1.50	60.99	25.11	61.93	0.94
	1.80	54.48	25.23	55.10	0.62
4	1.20	56.05	25.38	56.57	0.52
	1.50	63.93	25.44	64.52	0.59
	1.80	60.94	25.16	61.78	0.84
5	1.20	54.43	25.15	56.07	1.64
	1.50	56.07	25.44	57.15	1.08
	1.80	63.93	25.06	64.42	0.49

Tabla 8: Resultados Obtenidos en la Prueba de Acreción

La primer columna nos indica el sistema que se está estudiando, la segunda la densidad del fluido que se está utilizando para dicha prueba, en la tercera se enlista el peso del segmento de tubería, en la cuarta la masa de recortes utilizadas, en la quinta y sexta columna se puede observar el aumento que sufrió el peso del segmento de tubería, por la adherencia de recortes.

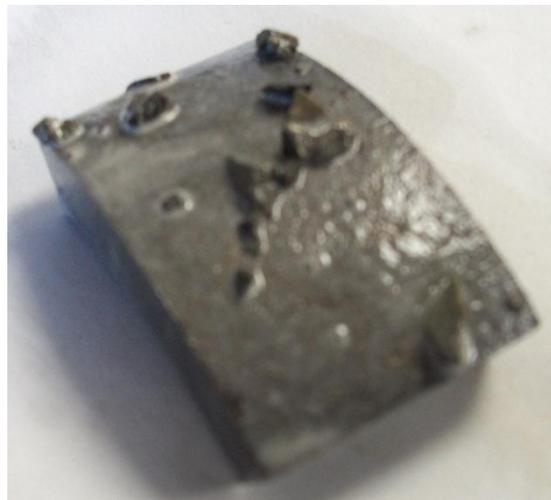


Figura 11: Acreción en una Barra de Metal

A partir de estos datos se obtiene el porcentaje de sólidos que se adhieren a la superficie de la tubería utilizando la siguiente fórmula:

$$\% \text{ Adherencia} = \left( \frac{W_{R.R.}}{W_{\text{Recortes}}} \right) \times 100$$

Utilizando dicha fórmula con los valores de la Tabla 8 se obtiene la tendencia que presenta cada uno de los fluidos, de disminuir o acrecentar la acreción, dichos valores se exponen en la Tabla 9.

SISTEMA	DENSIDAD	W <sub>recortes</sub> [gr]	WR.R. [gr]	% Adherencia
1	1.20	24.94	0.94	3.77
	1.50	25.02	1.69	6.75
	1.80	25.01	0.57	2.28
2	1.20	25.01	0.44	1.76
	1.50	25.02	0.58	2.32
	1.80	25.13	1.2	4.78
3	1.20	25.01	2.26	9.04
	1.50	25.11	0.94	3.74
	1.80	25.23	0.62	2.46
4	1.20	25.38	0.52	2.05
	1.50	25.44	0.59	2.32
	1.80	25.16	0.84	3.34
5	1.20	25.15	1.64	6.52
	1.50	25.44	1.08	4.25
	1.80	25.06	0.49	1.96

Tabla 9: Análisis de Acreción en los Lodos a Estudiar

## 5.- ANÁLISIS DE RESULTADOS

En este capítulo se analizan los valores obtenidos en ambas pruebas, y se comparan con las propiedades que se obtuvieron de dicho lodo en el Capítulo 3, en el que se hizo la caracterización de los fluidos.

### 5.1.- SISTEMA 1

Como se puede observar en la Tabla 10, el sistema 1 presenta los valores más bajos de re-suspensión de la barita que es depositada, aunque el aumento de densidad en el fondo de la Termocopa no es muy alto, y a pesar que en la tabla parece que el lodo de densidad 1.50 [gr/cm<sup>3</sup>] presenta mayores valores de Hundimiento de Barita que el fluido de densidad igual a 1.80 [gr/cm<sup>3</sup>], este último es el sistema que presenta mayores problemas de asentamiento, su aumento de densidad es muy bajo debido a que en el fondo del recipiente se formó una pasta y la jeringa no era capaz de succionarla por lo tanto este fluido puede generar un sinnúmero de problemas al momento de utilizarlo en el campo, cómo se puede notar no genera buenos geles y el Punto de Cedencia es de cero, pudiendo ser estas características las causantes del comportamiento de dicho fluido. En cuanto al problema de acreción presentan valores bajos de dicho fenómeno, ya que se considera que el valor máximo permisible es del 20% de adherencia de los recortes.

SISTEMA	$\rho$ [gr/cm <sup>3</sup> ]	$\tau_y$	n	k	G10s	G10m	Sólidos	Agua	Aceite	E.S. [V]	VST SAG	VST BPU	% Acreción
1	1.20	10.66	0.8475	0.1890	13.858	20.254	10%	24%	66%	351	1.76	62%	3.77
	1.50	6.396	0.7614	0.4249	13.858	19.188	20%	20%	60%	594	3.41	79%	6.75
	1.80	0	0.7275	0.3652	3.198	6.396	30%	10%	60%	1534	2.78	48%	2.28

Tabla 10: Análisis de los Resultados Obtenidos para los Fluidos Pertenecientes al sistema 1

### 5.2.- SISTEMA 2

Los fluidos pertenecientes al sistema 2 presentan aumentos de densidad relativamente constantes, además de que la re-suspensión de barita de los lodos de 1.20 y 1.50 [gr/cm<sup>3</sup>] es muy buena, pero aunque el lodo de densidad 1.80 sea el que aumento en menor medida la densidad en el fondo del recipiente, la re-suspensión de la barita es muy pobre, además de que de los tres, es el fluido que presenta el mayor porcentaje de acreción, aunque sigue siendo un valor permisible, en la Tabla 11 se muestra el comportamiento de los lodos que conforman este sistema.

SISTEMA	$\rho$ [gr/cm <sup>3</sup> ]	$\tau_y$	n	k	G10s	G10m	Sólidos	Agua	Aceite	E.S. [V]	VST SAG	VST BPU	% Acreción
2	1.20	6.396	0.6111	0.8492	9.594	12.792	10%	21%	69%	569	2.78	92%	1.76
	1.50	5.33	0.9381	0.1105	8.528	12.792	20%	15%	65%	692	2.34	91%	2.32
	1.80	4.264	0.9026	0.2948	6.396	12.792	30%	10%	60%	1116	1.53	16%	4.78

**Tabla 11: Análisis de los Resultados Obtenidos para los Fluidos Pertenecientes al sistema 2**

### 5.3.- SISTEMA 3

El sistema 3, Tabla 12, presenta los mayores valores de re-suspensión de barita, y cabe señalar que el fluido de densidad de 1.20 es el lodo con menor aumento de densidad en el fondo del recipiente, esto se debe a que presenta el Punto de Cedencia más alto de todos los sistemas, sin embargo, es el que presenta el mayor valor de acreción de todos los sistemas. Pero dejando a un lado estos problemas presentan muy buenos valores en los esfuerzos de gel y esto es muy importante debido a que entre mayores sean dichos valores, serán menos propensos a que se asiente el material que da peso a los mismos.

SISTEMA	$\rho$ [gr/cm <sup>3</sup> ]	$\tau_y$	n	k	G10s	G10m	Sólidos	Agua	Aceite	E.S. [V]	VST SAG	VST BPU	% Acreción
3	1.20	13.858	0.6982	0.8357	24.518	38.376	10%	22%	68%	554	0.62	87%	9.04
	1.50	10.66	0.7220	0.7084	21.32	43.706	20%	20%	60%	650	1.94	99%	3.74
	1.80	2.132	0.8799	0.1941	5.33	7.462	30%	11%	59%	548	3.49	98%	2.46

**Tabla 12: Análisis de los Resultados Obtenidos para los Fluidos Pertenecientes al sistema 3**

### 5.4.- SISTEMA 4

El sistema 4, Tabla 13, puede considerarse como el sistema que presenta un comportamiento balanceado, ya que el aumento de la densidad en el fondo del recipiente es considerablemente alto para los 3 fluidos, pero tiene una re-suspensión de los sólidos depositados buena, además de que el porcentaje de acreción de los recortes es relativamente bajo para los 3 lodos y presentan buenos geles, aunque la estabilidad de la emulsión es considerablemente baja para los primeros 2 fluidos.

SISTEMA	$\rho$ [gr/cm <sup>3</sup> ]	$\tau_y$	n	k	G10s	G10m	Sólidos	Agua	Aceite	E.S. [V]	VST SAG	VST BPU	% Acreción
4	1.20	3.198	0.8510	0.2430	6.396	12.792	10%	30%	60%	233	2.47	62%	2.05
	1.50	5.33	0.7625	0.6055	10.66	17.056	20%	18%	62%	435	2.15	87%	2.32
	1.80	7.462	0.7757	0.6762	9.594	19.188	26%	14%	60%	586	3.14	76%	3.34

**Tabla 13: Análisis de los Resultados Obtenidos para los Fluidos Pertenecientes al sistema 4**

## 5.5.- SISTEMA 5

El sistema 5, Tabla 14, presenta valores bajos de aumento de densidad y altos valores de re-suspensión de sólidos, lo que lo hace un buen sistema para evitar el fenómeno de hundimiento de barita, además de que los valores de acreción que se generaron usando dicho sistema siguen entrando en los valores permisibles, además de que presenta altos geles, lo cual lo pondrían como uno de los mejores sistemas, pero presentan valores bajos de estabilidad eléctrica, lo cual nos indica que la estabilidad de la emulsión no es muy fuerte, y esto puede llegar a generar varios problemas en el momento de la perforación.

SISTEMA	$\rho$ [gr/cm <sup>3</sup> ]	$\tau_y$	n	k	G10s	G10m	Sólidos	Agua	Aceite	E.S. [V]	VST SAG	VST BPU	% Acreción
5	1.20	11.726	0.4988	3.5631	14.924	30.914	10%	20%	70%	192	0.86	60%	6.52
	1.50	9.594	0.6277	1.8718	17.056	26.65	20%	18%	62%	268	1.83	82%	4.25
	1.80	5.33	0.8278	0.2993	10.66	19.188	30%	12%	58%	379	2.28	97%	1.96

Tabla 14: Análisis de los Resultados Obtenidos para los Fluidos Pertenecientes al sistema 5

## 5.6.- HUNDIMIENTO DE BARITA

A continuación se comparan los resultados obtenidos en la prueba VST entre los distintos sistemas, utilizando como base la densidad del fluido.

### 5.6.1.- Fluidos con Densidad de 1.20 [g/cm<sup>3</sup>]

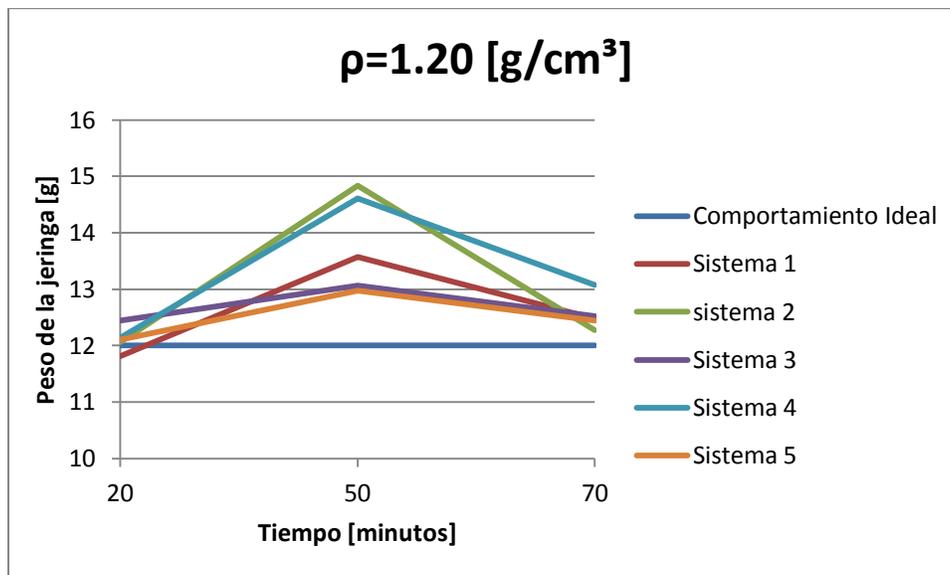
Como se puede notar en la Gráfica 6, todos los sistemas difieren en gran medida del comportamiento ideal que deberían presentar los fluidos, podemos observar que los sistemas que presentan un alto valor de hundimiento de barita son el 2 y el 4, llegando a diferir casi en una cuarta parte del comportamiento ideal, lo que representaría un aumento del 25% de la densidad en el fondo del pozo, pudiendo llegar a fracturar la formación, pero a diferencia del sistema 4, el sistema 2 presenta un alto valor de re-suspensión de la barita, dándole una ventaja sobre el anterior, por el contrario los sistemas 3 y 5 presentan los menores valores de hundimiento de barita, llegando a incrementarse la densidad en el fondo en tan sólo un 8%, pero a diferencia del sistema 3, en el sistema 5 la re-suspensión de la barita es baja.

### 5.6.2.- Fluidos con Densidad de 1.50 [g/cm<sup>3</sup>]

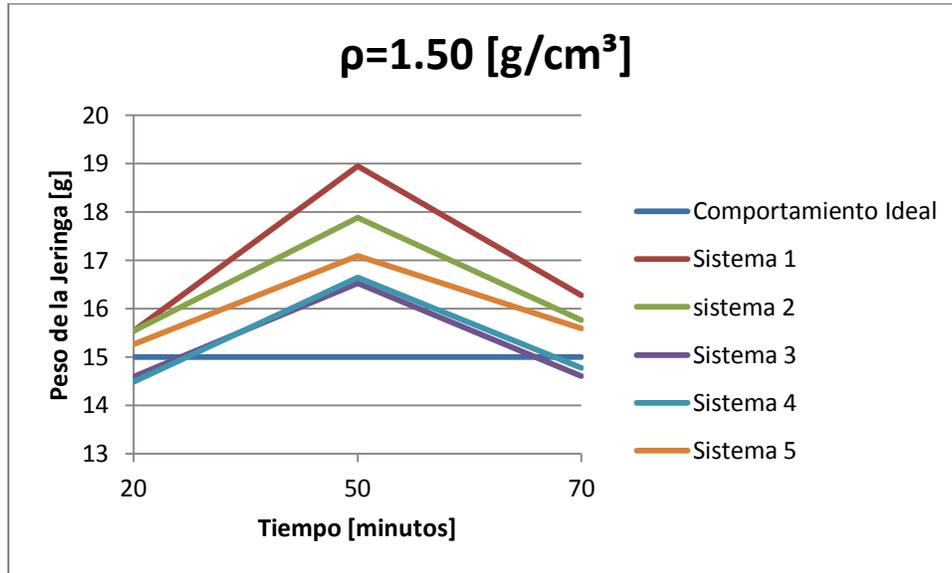
En la Gráfica 7 se puede observar que el peor comportamiento lo presenta el sistema 1, llegando a tener un aumento en la densidad superior al 26%, además de que presenta los valores de re-suspensión más bajos de todos los sistemas para esta densidad, por el contrario aunque los sistemas 3 y 4 presentan los menores valores de hundimiento no hay que perder de vista que el peso que presenta la jeringa a los 20 minutos es menor al del comportamiento ideal, por lo tanto esto afectaría en gran medida a la perforación, aunque ambos presentan una excelente re-suspensión de barita, el sistema más equilibrado tendría que ser el sistema 5, al presentar sólo un aumento del 13% y exhibir una buena re-suspensión del material que da peso, no obstante, aunque se haya señalado como el sistema más equilibrado, cabe señalar que es un valor muy alto que puede causar problemas graves al momento de realizar una operación en el campo.

### 5.6.3.- Fluidos con Densidad de 1.80 [g/cm<sup>3</sup>]

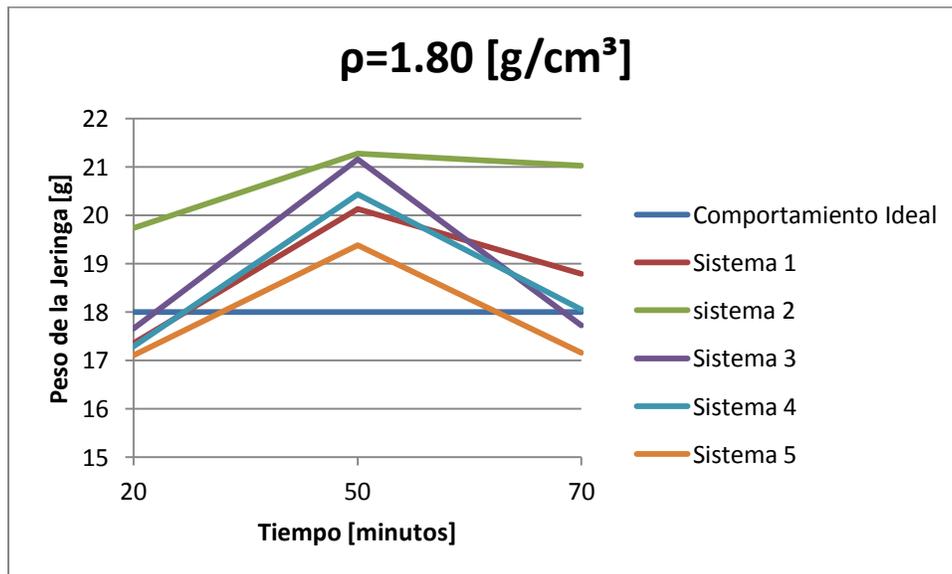
Como nos indica la Gráfica 8 el sistema que pareciera tener el peor comportamiento de todos es el 2, pero no hay que olvidar que debido a que el sistema 1 forma una pasta al asentarse, no es posible levantarla de manera correcta con la jeringa, además de que no se puede re-suspender al aumentar la velocidad de circulación, por lo tanto y aunque en la gráfica no lo parezca, el sistema con mayores problemas y en esta densidad, es el sistema 1, dejando al sistema 5 como el que presenta las condiciones más favorables en cuanto a hundimiento de barita, con un aumento del 12%, y una buena re-suspensión.



Gráfica 6: Comportamiento del hundimiento de Barita para los Fluidos de densidad 1.20 [g/cm<sup>3</sup>]



Gráfica 7: Comportamiento del hundimiento de Barita para los Fluidos de densidad  $1.50 \text{ [g/cm}^3\text{]}$



Gráfica 8: Comportamiento del hundimiento de Barita para los Fluidos de densidad  $1.80 \text{ [g/cm}^3\text{]}$

## 5.7.- ACRECIÓN

Además del análisis de hundimiento de barita, es necesario estudiar el comportamiento de la acreción en los fluidos estudiados, por consiguiente se realizará una comparación entre dichos sistemas.

### 5.7.1.- Fluidos con Densidad de 1.20 [g/cm<sup>3</sup>]

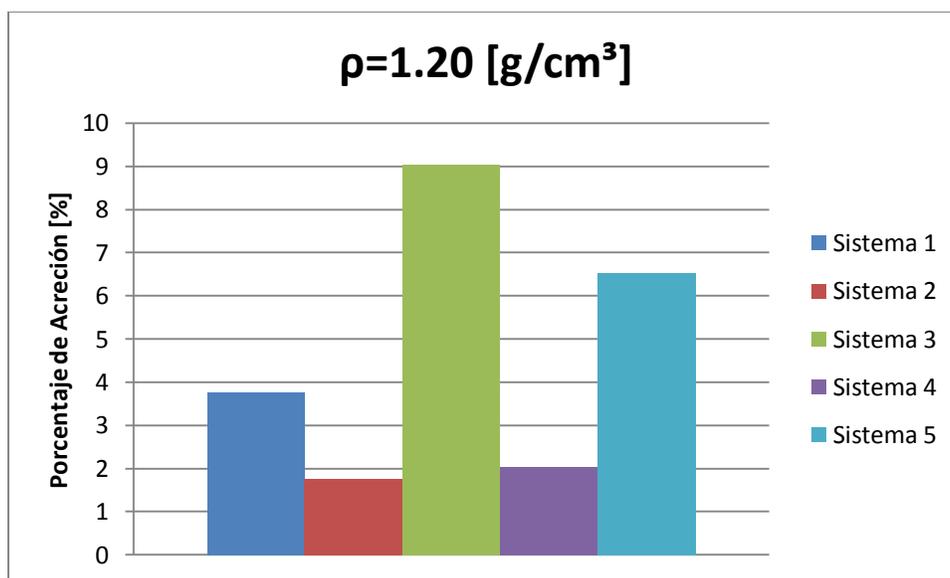
Como denota la Gráfica 9, los 5 sistemas presentan valores aceptables de acreción, puesto que no superan el valor máximo permisible que es del 20%, teniendo al sistema 3 como el que genera la mayor adherencia de recortes sobre la barra de acero con un 9%, y al sistema 2 como el que restringe en mayor medida este fenómeno con un valor menor al 2%.

### 5.7.2.- Fluidos con Densidad de 1.50 [g/cm<sup>3</sup>]

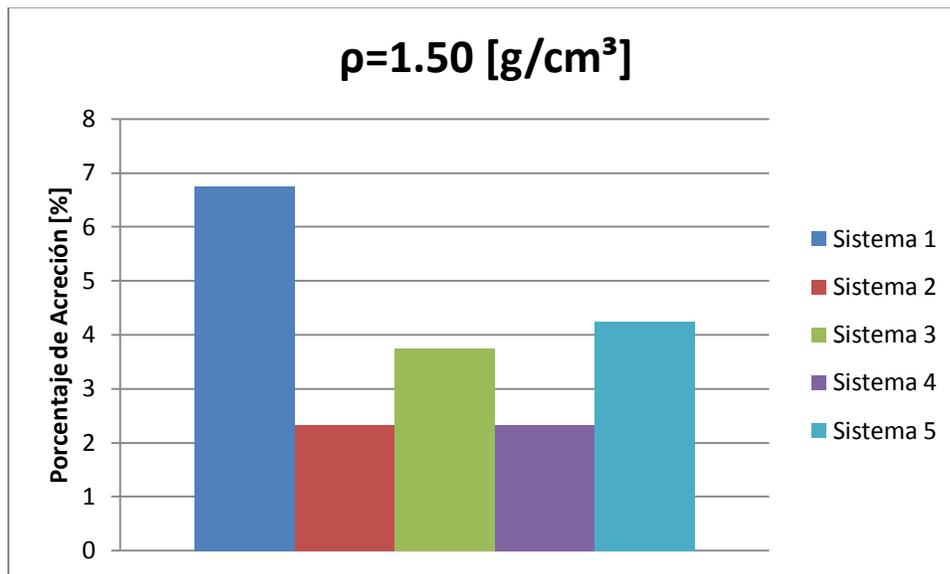
La Gráfica 10 nos indica que el sistema que presenta el mayor porcentaje de recortes adheridos por el fenómeno de acreción para esta densidad es el sistema 1, alcanzando un valor cercano al 7%, mientras que los sistemas 2 y 4 presentan el menor valor de acreción con un 2.32% de recortes adheridos, no hay que olvidar que ninguno de los sistemas alcanza un valor que sea considerado como peligroso para ser utilizado en el pozo.

### 5.7.3.- Fluidos con Densidad de 1.80 [g/cm<sup>3</sup>]

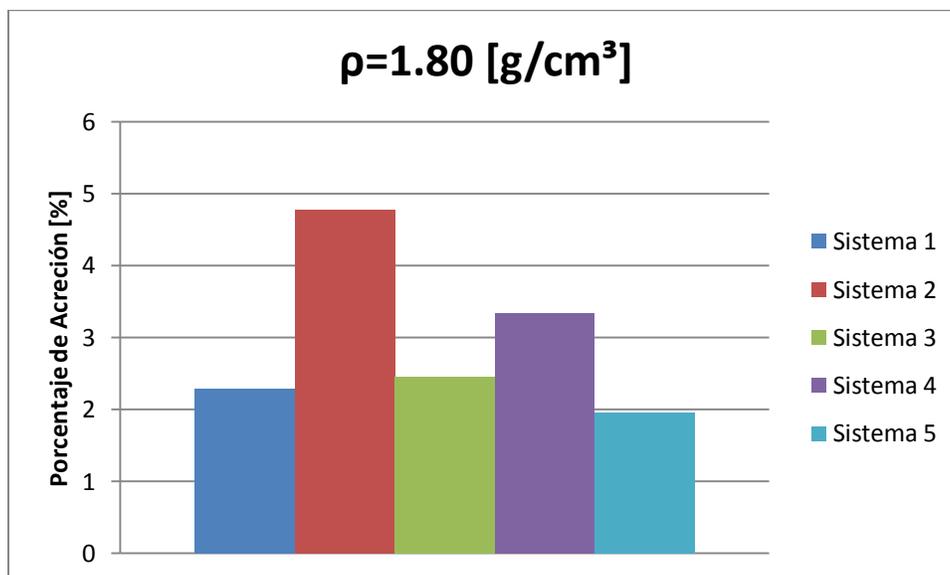
Para terminar, en la Gráfica 11 se puede notar que el sistema con un mayor porcentaje de acreción, en este caso, es el sistema 2, con un valor por debajo del 5%, mientras que el sistema 5 es el que presenta el menor porcentaje de adherencia de recortes con una cifra menor al 2%.



Gráfica 9: Comportamiento de la Acreción en los Fluidos de densidad 1.20 [g/cm<sup>3</sup>]



Gráfica 10: Comportamiento de la Acreción en los Fluidos de densidad 1.50 [g/cm³]



Gráfica 11: Comportamiento de la Acreción en los Fluidos de densidad 1.80 [g/cm³]

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

El análisis de hundimiento de barita efectuado en este trabajo nos reveló que para los 15 lodos que se estudiaron el hundimiento de barita es relativamente grande, y aunque una gran proporción de estos presentan porcentajes altos de levantamiento de barita al recircular, no olvidemos que si se realiza dicha acción se puede llegar a fracturar la formación, sin mencionar que debido a la pérdida del agente que da peso pueden llegarse a ver disminuidas las propiedades críticas del fluido lo que puede llegar a generar una gran cantidad de problemas.

Refiriéndonos al fenómeno de acreción, los resultados obtenidos para cada uno de los fluidos probados se encuentran dentro del rango de valores permisibles; esto puede deberse a que la presencia de agua en los fluidos sintéticos es muy pequeña y, por lo tanto, la cantidad de agua absorbida por los recortes no es lo suficientemente grande para que se lleguen a adherir y aglutinarse alrededor de las estructuras metálicas.

Como se puede observar, es de gran importancia que los fluidos que se utilicen en nuestro país, para las operaciones de perforación en aguas profundas, sean analizados de esta manera, ya que de esta manera se pueden modificar los fluidos a fin de que los problemas de hundimiento de barita y acreción, se puedan evitar, o en caso de que el fluido sea comprado a alguna compañía se puedan rechazar, y de esta manera, disminuir las probabilidades de que se generen accidentes o problemas al momento de perforar, lo que resulta en una reducción de tiempo y dinero.

## ANEXO A: PRUEBA DE HUNDIMIENTO EN EL VISCOSÍMETRO

### Materiales

- 140 ml de fluido de perforación
- Balanza
- Cronómetro
- Jeringa de 10 ml
- Termocopa
- Termómetro
- Viscosímetro Fann de 6 velocidades

### Procedimiento

- Precalentar la termocopa a una temperatura de 120 °F.
- Colocar 140 ml del fluido a probar en la termocopa y mezclar a 600 rpm hasta que se estabilice la temperatura del fluido, y después mezclarla durante otros 5 minutos.
- Introducir la jeringa a la termocopa y obtener una muestra de 10 ml del fondo del recipiente.
- Limpiar y secar la superficie de la jeringa, pesar la jeringa y registrar como VST1.
- Devolver la muestra a la termocopa y volver a mezclar a 100 rpm durante 30 minutos.
- Obtener otra muestra de 10 ml del fondo de la termocopa, limpiar y secar la superficie de la jeringa para después pesarla.
- Registrar dicho valor como VST2.
- Al utilizar la formula que se muestra a continuación se obtiene el valor de incremento de la densidad del fluido por el asentamiento de la barita:

$$VST\ Sag = VST_2 - VST_1$$

- Regresar la muestra a la termocopa y mezclar a 600 rpm durante 20 minutos.
- Obtener una nueva muestra del fondo de la termocopa, limpiar y secar la superficie de la jeringa para posteriormente pesarla.
- Mediante la siguiente fórmula se obtiene el porcentaje de barita asentada que es re-suspendida:

$$VST\ BPU = \frac{VST_2 - VST_3}{VST\ Sag} \times 100$$

## ANEXO B: PRUEBA DE ACRECIÓN

### Materiales

- 350 ml de Fluido de Perforación
- Balanza
- Celda de Rolado
- Cronómetro
- Horno Rolador
- Mallas de tamizado de 5 y 10 mesh
- Recortes de Perforación
- Termómetro
- Tubo o barra de acero

### Procedimiento

- Se prepara la muestra de recortes, secándola y tamizándola por malla 5 y 10 (se utiliza la retenida en la malla 10).
- Se coloca un tubo o una barra de acero previamente pesada en una celda de rolado o en un frasco de vidrio para rolado.
- Posteriormente se agrega lodo a la celda o frasco de rolado de forma que cubra completamente la barra de acero y se rola por 5 min a temperatura ambiente.
- Se destapa y se agrega de 20-30 g. de recortes.
- Se deja en rolado por 30 min a temperatura ambiente.
- Se remueve la barra, con cuidado de no remover la arcilla adherida, dejándola escurrir encima de la malla hasta que pierda el exceso de lodo.
- Se espera por 30 min. a que el lodo se halla escurrido completamente de la barra y se seca en el horno a 185 °F por 30 min.
- Se registra el peso final de la barra.
- El peso de la arcilla adherida es igual al peso final de la barra –peso inicial de la barra en gramos.
- Para obtener el porcentaje de acreción se utiliza a siguiente fórmula:

$$\% \text{ACRECIÓN} = \frac{W_{\text{RECORTE ADHERIDO}}}{W_{\text{RECORTE TOTAL}}}$$

NOTA: Entre más alto sea este porcentaje mas alta será la tendencia del fluido a causar embolamiento. Como referencia valores menores al 20% se consideran buenos.

## BIBLIOGRAFÍA

- 1.- **ESCALERA A., José Antonio**, "Exploración y Producción en Aguas Profundas", IV Congreso Nacional de la Academia de Ingeniería, 5 de Mayo de 2010.
- 2.- **ESCALERA A., José Antonio y Ulises Hernández Romano**, "Provincias Petroleras de México", WEC 2010, Capítulo 1.
- 3.- **Petróleos de México (PEMEX)**, "Recursos Prospectivos al 1 de Enero de 2010".
- 4.- **CHAKRABARTI, Subrata K.**, "Handbook of Offshore Engineering", Ed. Elsevier, Volumen 1, E.U.A. 2005.
- 5.- **Asociación de Ingenieros Petroleros de México**, "Un Siglo de la Perforación en México", AIPM, México 2000.
- 6.- **International Petroleum Environmental Conservation Association**, "Drilling Fluids and Health Risk Management", IPIECA 2009.
- 7.- **DARLEY, H.C. y George R. Gray**, "Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids", Ed. Gulf Professional Publishing, 5ta Edición, E.U.A. 1988.
- 8.- **BAROID**, "BAROID Fluids Handbook", BAROID Drilling Fluids Inc., E.U.A. 1998.
- 9.- **American Petroleum Institute, 2001.**  
"Manual de Fluidos de Perforación: procedimiento estándar para las pruebas de fluidos de perforación".
- 10.- **NEFF, J.M.**, "Environmental Impacts of Synthetic Based Drilling Fluids", U.S. Department of the Interior Minerals Management Service, 2000.
- 11.- **VEIL, J.A., Christopher J. Burke y David O. Moses**, "Synthetic Drilling Fluids-A Pollution Prevention Opportunity for the Oil and Gas Industry", U.S. Department of Energy, 1995.
- 12.- **ARANBERRI et al**, "Elaboración y Caracterización de Emulsiones Estabilizadas por Polímeros y Agentes Tensioactivos", Revista Iberoamericana de Polímeros, Volumen 7, Agosto de 2006.

- 13.- SHERMAN, Philip**, "Emulsion Science", Academic Press, Londres 1968.
- 14.- BEDOYA M., María y Natalia Cardona Lampion**, "Estudio Comparativo de Modelos Reológicos para Lodos de Perforación", Trabajo para Obtener el Título de Ingeniero de Petróleos, Universidad Nacional de Colombia 2009.
- 15.- American Petroleum Institute**, "API Recommended Practice 13D-Rheology and Hydraulics of Oil-Well Drilling Fluids", E.U.A 2009.
- 16.- FANN**, "Manual de Instrucciones del Medidor de Estabilidad Eléctrica Modelo 23 D"
- 17.- BERN, P.A. et al**, "The Influence of Drilling Variables on Barite Sag", SPE International 1996.
- 18.- OMLAND, Tor H.**, "Detection Techniques Determining Weighting Material Sag in Drilling Fluid and Relationship to Rheology", AADE E.U.A. 2007.
- 19.- PASLAY, P.R. et al**, "A Phenomenological Approach to Analysis of Barite Sag in Drilling Muds", AADE E.U.A. 2007.
- 20.- AGHASSI, Arash**, "Investigation of Qualitative Methods For Diagnosis of Poor Bit Performance Using Surface Drilling Parameters", Trabajo para Obtener el Grado Master of Science in Petroleum Engineering, Universidad Estatal de Lousiana 2003.
- 21.- BLAND, R., Rolf Pessier y Matt Isbell**, "Balling in Water-Based Muds", AADE E.U.A. 2001.
- 22.- CHEATHAM, C.A. y J.J. Nahm**, "Bit Balling in Water-Reactive Shale During Full-Scale Drilling Rate Tests", AADE E.U.A. 1990.