

# **TRABAJO ESPECIAL DE GRADO**

## **ESTUDIO EXPERIMENTAL PARA LA SELECCIÓN DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN A SER USADOS EN EL PROYECTO MARISCAL SUCRE, CAMPO DRAGÓN**

Presentado ante la Ilustre  
Universidad Central de Venezuela  
Por el Br. García H., Richard D.  
Para optar al Título de  
Ingeniero de Petróleo

Caracas, 2.005

# **TRABAJO ESPECIAL DE GRADO**

## **ESTUDIO EXPERIMENTAL PARA LA SELECCIÓN DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN A SER USADOS EN EL PROYECTO MARISCAL SUCRE, CAMPO DRAGÓN**

TUTOR ACADÉMICO: Prof. Msc. Poquioma Walter.

TUTOR INDUSTRIAL: Ing. Msc. Rengifo Richard.

Presentado ante la Ilustre  
Universidad Central de Venezuela  
Por el Br. García H., Richard D.  
Para optar al Título de  
Ingeniero de Petróleo

Caracas, 2.005

*A mi querida Madre...*

## AGRADECIMIENTOS

A Dios por no dejarme nunca a la deriva y por guiarme en la vida hacia el camino del bien.

Muy especialmente a ti mamá por ser tan especial y estar siempre a mi lado apoyándome en todo momento con tu amor y confianza, no encuentro palabras que describan lo que siento por ti, te quiero mucho vieja. Gracias por estar allí siempre...

A mis tres hermanos, Willy, Ive y Eli, quienes siempre han confiado en mí y me han ofrecido ayuda y apoyo en todo momento para lograr mis metas, y además, por permitirme aprender de sus experiencias.

A mi segunda mamá, Fina, por ayudarme a ser cada día mejor y enseñarme a que lo importante no es caerse sino levantarse y a mi tío preferido, Julio, por sus consejos, amistad y cariño.

A Ro, por haber compartido conmigo estos últimos años de mi carrera, por ser una persona que fue fuente de inspiración y perseverancia en esta etapa de mi vida, porque siempre estuvo dándome el apoyo necesario, no solo en mis estudios sino en todos los proyectos que me he planteado en mi vida.

A mi amigo y tutor industrial Richard Rengifo, por haber creído inicialmente en el éxito de este Trabajo Especial de Grado, por su confianza y paciencia que fueron fundamentales para formar un gran equipo, por permitirme trabajar a su lado ofreciendo toda su colaboración y experiencia, además de su amistad y de aconsejarme en los momentos apropiados. Jefe sin ti hubiese sido más difícil.

Al profesor Walter Poquioma como tutor académico y quien siempre estuvo en todo momento pendiente de brindarme una mano amiga.

A la profesora Bernarda Romero, por sus conocimientos durante toda la carrera y sobretodo por su ayuda cuando más la necesité.

A Don José G. Tovar, por haberme brindado su colaboración y conocimientos de la manera más agradable, humilde y sencilla, pero de vital importancia para la culminación con éxito de este trabajo.

A todas las personas que conocí en PDVSA INTEVEP durante la realización de este trabajo, sin ellos no hubiera sido posible realizarlo.

A PDVSA INTEVEP, por haberme brindado la oportunidad de realizar mi Trabajo Especial de Grado en sus maravillosas y confortables instalaciones.

Y por último, pero no por eso menos importante, a la excelente e incomparable Universidad Central de Venezuela, la casa que vence la sombra y patrimonio cultural de la humanidad, por haberme brindado una educación del más alto nivel.

Definitivamente gracias a todas las personas que mencioné, porque sin ellos este trabajo hubiera sido imposible. SINCERAMENTE, GRACIAS.

*Richard García.*

García H., Richard D.

**ESTUDIO EXPERIMENTAL PARA LA SELECCIÓN DE FLUIDOS  
DE PERFORACIÓN A SER USADOS EN EL PROYECTO  
MARISCAL SUCRE, CAMPO DRAGÓN**

**Tutor Académico: Prof. Msc. Walter Poquioma. Tutor Industrial: Ing. Msc. Richard Rengifo. Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería de Petróleo. Año 2.005, 140 p.**

**Palabras Claves: Proyecto Mariscal Sucre, Campo Dragón (Estado Sucre), Fluidos de perforación, Lodos de perforación, Propiedades reológicas.**

**Resumen.** En este trabajo se analizó la evaluación técnica-económica de alternativas potenciales en fluidos de perforación, a ser considerados en la planificación de las etapas de construcción de pozos en el campo Dragón, dentro del Proyecto Mariscal Sucre. El punto de referencia para la selección de los fluidos fueron las experiencias de PDVSA dentro del Proyecto Plataforma Deltana. Tres pozos perforados previamente en el campo Dragón fueron revisados con el fin de tener idea del comportamiento de los fluidos de perforación usados.

Para realizar este estudio experimental se acordaron las formulaciones a evaluar con la Gerencia Costa Afuera de PDVSA. Luego se preparó, evaluó y comparó el comportamiento en laboratorio (pruebas físicas, químicas e hinchamiento de lutas) de cada una de las formulaciones preseleccionadas según la fase de perforación pre-establecida para los pozos del campo Dragón. Los resultados obtenidos muestran como alternativas potenciales de fluidos de perforación para el campo Dragón las siguientes:

- a) Para los hoyos de 36" y 26", un sistema base agua polimérico, preparado con agua de mar como fase continua predominante.
- b) Para los hoyos de 17 ½" y 12 ¼", se presentan dos alternativas. La primera, un fluido de perforación base agua de mar del tipo lignosulfonato con aditivos inhibidores de arcillas; y la segunda, un sistema base aceite sintético (IO C<sub>16</sub>-C<sub>18</sub>) del tipo emulsión inversa.
- c) Para el hoyo productor de 8 ½", un sistema de fluido base agua (100% agua de mar) del tipo viscoelástico y con aditivos inhibidores de arcilla.

ÍNDICE

	pp.
<b>LISTA DE TABLAS</b> .....	x
<b>LISTA DE FIGURAS</b> .....	xii
<b>1. INTRODUCCIÓN</b> .....	xiv
1.1. Objetivos.....	xvi
1.1.1. Objetivo general.....	xvi
1.1.2. Objetivos específicos.....	xvi
1.1.3. Análisis del problema.....	xvii
<b>2. MARCO TEÓRICO</b> .....	1
2.1. Introducción a la ingeniería de perforación.....	1
2.2. Fluidos.....	6
2.3. Reología.....	8
2.3.1. Modelos reológicos.....	9
2.4. Fluidos de perforación.....	12
2.4.1. Antecedentes.....	12
2.4.2. Definición.....	13
2.4.3. Funciones.....	14
2.4.4. Clasificación.....	17
2.4.4.1. Base agua.....	17
2.4.4.2. Base aceite.....	18
2.4.4.3. Neumáticos.....	21
2.4.4.4. Sintéticos.....	21
2.4.5. Propiedades fundamentales.....	22
2.4.5.1. Densidad.....	22
2.4.5.2. Propiedades reológicas.....	23
2.4.5.2.1. Viscosidad.....	23
2.4.5.2.2. Viscosidad plástica.....	24
2.4.5.2.3. Viscosidad aparente.....	24
2.4.5.2.4. Resistencia de gel.....	25
2.4.5.2.5. Punto cedente.....	26

2.4.5.3. Control del filtrado.....	27
2.4.5.4. Contenido de sólidos.....	28
2.4.5.5. Medición de pH.....	28
2.4.5.6. Estabilidad eléctrica.....	29
2.4.5.7. Observaciones visuales.....	30
2.4.5.8. Análisis químico.....	30
2.4.5.8.1. Salinidad.....	31
2.4.5.8.2. Alcalinidad.....	31
2.4.5.8.3. Dureza.....	32
2.4.5.8.4. Prueba de azul de metileno.....	32
2.5. Ventana del fluido de perforación.....	33
2.6. Campo Dragón.....	35
2.6.1. Ubicación.....	35
2.6.2. Estratigrafía.....	37
2.6.3. Estructura.....	37
<b>3. RESÚMENES OPERACIONALES DE POZOS PERFORADOS EN EL CAMPO DRAGÓN.....</b>	<b>39</b>
<b>4. METODOLOGÍA.....</b>	<b>52</b>
4.1. Materiales.....	52
4.2. Equipos de laboratorio.....	56
4.3. Procedimiento experimental.....	67
4.3.1. Preselección de los sistemas de fluidos.....	67
4.3.2. Aditivos utilizados en las formulaciones.....	68
4.3.3. Preparación de los fluidos.....	72
4.3.3.1. Preparación de la formulación base agua.....	72
4.3.3.2. Preparación de la formulación base aceite.....	72
4.3.4. Medición de propiedades.....	72
4.3.4.1. Medición de pH.....	73
4.3.4.2. Medición de la densidad.....	73
4.3.4.3. Medición de las propiedades reológicas.....	73
4.3.4.4. Ensayo de filtración.....	74
4.3.4.4.1. Fluido base agua.....	74

4.3.4.4.2. Fluido base aceite.....	74
4.3.4.5. Prueba de hinchamiento de lutitas.....	75
4.3.4.6. Ensayo de envejecimiento.....	76
4.3.4.7. Ensayo de estabilidad eléctrica.....	76
4.3.4.8. Prueba de salinidad.....	77
4.3.4.9. Prueba de alcalinidad.....	78
4.3.4.10. Prueba de dureza.....	79
4.3.4.11. Prueba de azul de metileno.....	80
<b>5. ANÁLISIS DE RESULTADOS.....</b>	<b>82</b>
5.1. Fase I (hoyos: 36" y 26").....	82
5.2. Fase II (hoyos: 17 1/2" y 12 1/4").....	85
5.3. Fase III (hoyo: 8 1/2").....	95
5.4. Análisis de costos.....	101
<b>6. CONCLUSIONES.....</b>	<b>106</b>
<b>7. RECOMENDACIONES.....</b>	<b>108</b>
<b>8. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....</b>	<b>109</b>
<b>9. ABREVIATURAS Y SÍMBOLOS.....</b>	<b>111</b>
<b>10. GLOSARIO DE TÉRMINOS.....</b>	<b>116</b>
<b>11. APÉNDICES.....</b>	<b>125</b>
11.1. Apéndice A. Tablas de resultados.....	125
11.2. Apéndice B. Cálculos tipo.....	129
11.3. Apéndice C. Propiedades referenciales.....	137
11.4. Apéndice D. Fotos de las pruebas de azul de metileno.....	138

## LISTA DE TABLAS

	pp.
<b>Tabla 1</b> Formulaciones de los fluidos para la Fase I.....	68
<b>Tabla 2</b> Formulaciones de los fluidos base agua para la Fase II.....	69
<b>Tabla 3</b> Formulaciones de los fluidos base aceite para la Fase II.....	70
<b>Tabla 4</b> Formulaciones de los fluidos para la Fase III.....	71
<b>Tabla 5</b> Datos y propiedades de las formulaciones para la Fase I.....	82
<b>Tabla 6</b> Resultados de las pruebas complementarias para F3. Fase I.....	84
<b>Tabla 7</b> Datos y propiedades de las formulaciones base agua para la Fase II.....	86
<b>Tabla 8</b> Resultados de las pruebas complementarias para F5. Fase II.....	89
<b>Tabla 9</b> Datos y propiedades de las formulaciones base aceite para la Fase II.....	91
<b>Tabla 10</b> Resultados de las pruebas complementarias para F7. Fase II.....	93
<b>Tabla 11</b> Datos y propiedades de las formulaciones para la Fase III.....	96
<b>Tabla 12</b> Resultados de las pruebas complementarias para F10, F11 y F12. Fase III.....	98
<b>Tabla 13</b> Estimado de costos para las formulaciones de la Fase I.....	102
<b>Tabla 14</b> Estimado de costos para las formulaciones de la Fase II.....	103
<b>Tabla 15</b> Estimado de costos para las formulaciones de la Fase III.....	104
<b>Tabla 16</b> Resultados de las pruebas complementarias para F3.....	125
<b>Tabla 17</b> Resultados de las pruebas complementarias para F5.....	126
<b>Tabla 18</b> Resultados de las pruebas complementarias para F7.....	127
<b>Tabla 19</b> Resultados de las pruebas complementarias para F10, F11 y F12.....	128
<b>Tabla 20</b> Masas y volúmenes de los aditivos del sistema F7.....	130
<b>Tabla 21</b> Propiedades referenciales para fluidos de perforación de tipo agua gel para los hoyos de 36" y 26".....	137

<b>Tabla 22</b> Propiedades referenciales para fluidos de perforación base agua de tipo lignosulfonato y base aceite sintético tipo emulsión inversa para los hoyos de 17 ½" y 12 ¼" .....	137
<b>Tabla 23</b> Propiedades referenciales para fluidos de perforación base agua de tipo viscoelástico para el hoyo de 8 ½" .....	137

## LISTA DE FIGURAS

	pp.
<b>Figura 1</b> Esquemático de un equipo de perforación rotatoria.....	4
<b>Figura 2</b> Diagrama de revestidores de un pozo.....	5
<b>Figura 3</b> Esfuerzo de corte en función de la tasa de corte para un fluido newtoniano.....	6
<b>Figura 4</b> Esfuerzo de corte en función de la tasa de corte para un fluido no newtoniano.....	7
<b>Figura 5</b> Relación entre esfuerzo de corte y tasa de corte.....	9
<b>Figura 6</b> Clasificación de los fluidos de perforación.....	17
<b>Figura 7</b> Ventana operacional para la estabilidad del hoyo.....	34
<b>Figura 8</b> Ubicación tectónica.....	35
<b>Figura 9</b> Ubicación del Proyecto Mariscal Sucre.....	36
<b>Figura 10</b> Columna estratigráfica y descripción litológica del campo Dragón.....	37
<b>Figura 11</b> Balanza electrónica, marca Mettler PE 1.600.....	56
<b>Figura 12</b> Mezcladores.....	56
<b>Figura 13</b> Horno para rolado.....	57
<b>Figura 14</b> Balanza de lodo.....	57
<b>Figura 15</b> Medidor electrónico de pH.....	58
<b>Figura 16</b> Retorta.....	58
<b>Figura 17</b> Filtro prensa API.....	59
<b>Figura 18</b> Filtro prensa ATAP.....	59
<b>Figura 19</b> Celda de envejecimiento.....	60
<b>Figura 20</b> Viscosímetro Brookfield.....	60

---

<b>Figura 21</b> Viscosímetro rotacional Fann <sup>®</sup> 35A.....	61
<b>Figura 22</b> Desecador de vidrio pyrex <sup>®</sup> .....	61
<b>Figura 23</b> Medidor de hinchamiento lineal.....	62
<b>Figura 24</b> Medidor de estabilidad eléctrica.....	62
<b>Figura 25</b> Tamizador.....	63
<b>Figura 26</b> Molino.....	64
<b>Figura 27</b> Compactador para hacer núcleos de lutitas.....	64
<b>Figura 28</b> Agitador magnético.....	65
<b>Figura 29</b> Porcentaje de hinchamiento de lutitas.....	88
<b>Figura 30</b> Prueba de azul de metileno para F3.....	138
<b>Figura 31</b> Prueba de azul de metileno para F5.....	138
<b>Figura 32</b> Prueba de azul de metileno para F10.....	139
<b>Figura 33</b> Prueba de azul de metileno para F11.....	139
<b>Figura 34</b> Prueba de azul de metileno para F12.....	140

## 1. INTRODUCCIÓN

Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA), es una empresa propiedad del Estado Venezolano, la cual se encarga del manejo y desarrollo de la industria petrolera, petroquímica, carbonífera y gasífera. Tiene la función de planificar, coordinar, supervisar y controlar las actividades de sus empresas operadoras y filiales, tanto en el país como en el exterior.

En los últimos 15 años, Venezuela ha incrementado esfuerzos para la explotación y aprovechamiento de las reservas de hidrocarburos en el área Costa Afuera. En ese orden de ideas, a comienzos de los años 90, PDVSA, con previa aprobación del Ministerio de Energía y Minas (MEM), dio inicio al Proyecto Cristóbal Colón (actualmente Proyecto Mariscal Sucre) para la monetización de las reservas de gas no asociado de los yacimientos Mejillones, Patao y Dragón en un área Costa Afuera ubicada al Norte de la Península de Paria en el Estado Sucre de Venezuela. En el transcurso del tiempo se incluyó en el proyecto el desarrollo de las reservas de condensado del yacimiento Río Caribe al Oeste del yacimiento Mejillones (PDVSA - Costa Afuera, 2.004).

Los campos de gas natural pertenecientes al actualmente denominado Proyecto Mariscal Sucre, fueron descubiertos por PDVSA (Lagoven, S.A.) en una campaña de perforación de trece (13) pozos exploratorios (Río Caribe (2), Mejillones (3), Patao (5) y Dragón (3)), llevada a cabo entre los años 1.978 y 1.982.

Actualmente, el principal objetivo del Proyecto Mariscal Sucre es explotar los yacimientos de gas natural no asociado en el Norte de la Península de Paria, para satisfacer los requerimientos de gas de inyección en los yacimientos de crudo del Norte de Monagas, satisfacer la demanda industrial del Proyecto CIGMA y disponer de volúmenes significativos de gas para el mercado interno.

Dentro de esta perspectiva, el Proyecto Mariscal Sucre trae consigo la diversificación de base de ingreso al país, balance de divisas positivo desde el comienzo del proyecto, promueve el desarrollo industrial nacional, desarrollo para la región nororiental, entre otras (Urdaneta, 1.992).

El propósito del presente trabajo es evaluar técnica y económicamente alternativas en el área de fluidos factibles a ser usadas durante las etapas de la construcción de pozos en el campo Dragón, Proyecto Mariscal Sucre.

## **1.1. Objetivos**

### **1.1.1. Objetivo general**

- Seleccionar los fluidos de perforación, según criterios técnicos y económicos, a ser usados en el “Proyecto Mariscal Sucre” para la perforación de pozos en el campo Dragón.

### **1.1.2. Objetivos específicos**

- Identificar los problemas asociados al fluido cuando se perfora en los campos que constituyen el Proyecto Mariscal Sucre.
- Establecer los resultados de la aplicación de la Tecnología de Fluidos de Perforación, usados en los campos al Norte de la Península de Paria, Estado Sucre.
- Seleccionar los fluidos a ser usados dentro del Proyecto Mariscal Sucre, para la perforación de pozos en el campo Dragón.

### 1.1.3. Análisis del problema

Actualmente, el Proyecto Mariscal Sucre es uno de los proyectos Costa Afuera más importante que maneja PDVSA. Sin embargo, hay que destacar que debido a la ubicación geográfica de uno de los cuatro campos que lo conforman (campo Dragón), se presume que podría existir la posibilidad de la presencia de yacimientos compartidos con la República de Trinidad y Tobago.

Por tal razón, se ha planteado una campaña de perforación de localizaciones, con una ubicación estratégica próximos al límite territorial entre Venezuela y Trinidad, para poder diagnosticar y verificar la existencia de dichos yacimientos compartidos. Una vez realizados los análisis respectivos, se establecerían actividades y acuerdos que conlleven a la adecuada administración de los yacimientos comunes. Igualmente, el Proyecto Mariscal Sucre, tiene como misión abastecer el mercado interno del gas, y atender las múltiples necesidades de este producto a nivel país.

Para cumplir con la campaña de perforación, se hace necesario determinar el tipo de fluido que permita la construcción de los pozos. Es así, como surge la necesidad de evaluar formulaciones de fluidos con la finalidad de seleccionar las más idóneas, teniendo en cuenta las características operacionales-económicas y ambientales de los pozos y su ubicación geográfica.

## 2. MARCO TEÓRICO

### 2.1. Introducción a la ingeniería de perforación

Todo proceso de búsqueda de petróleo, comienza con la actividad de exploración geológica, caracterización del yacimiento, cuantificación en términos de barriles y estrategia de explotación del yacimiento.

Una vez que se ha determinado que probablemente existe un reservorio petrolífero, la única manera de averiguarlo es perforando un pozo. La perforación es el proceso mediante el cual se penetra en las capas subterráneas de la tierra con el fin de establecer un canal que permita extraer el crudo atrapado en el yacimiento (MI Drilling Fluids, 2.001).

La perforación de pozos es una técnica que ha empleado el hombre desde hace miles de años con la finalidad de obtener algún beneficio o satisfacer alguna necesidad, como por ejemplo: agua, comida, sal, minerales, petróleo, gas, entre otros; empleando diversas herramientas y técnicas de perforación que van desde la excavación de pozos a mano o con herramientas domésticas (picos, palas, etc.) hasta la perforación de pozos con sistemas de alta tecnología que permiten alcanzar varios miles de pies de profundidad.

Registros históricos indican que el primer pozo perforado se realizó en China en el año 600 A.C., en el período inicial de la dinastía Chow (1.122 A.C. - 256 A.C.), este pozo fue perforado en la región de Chungking en las cercanías del Tibet, con una profundidad estimada entre 600 a 900 pies (Brantly, 1.971).

Es en el siglo XVIII, cuando se realiza el redescubrimiento de la perforación de pozos, empleando la técnica de percusión en lugar de la excavación, realizándose diversas perforaciones en Europa y América, siendo en el año 1.745 cuando se perfora el primer pozo en el campo Pechelbronn en Alsacia, Francia. Ya para finales del siglo XVIII, la evolución de la perforación permitió realizar pozos con profundidades que alcanzaban los 1.115 pies.

Entre los años 1.800 y 1.859 comienza el desarrollo de la industria del petróleo norteamericana, iniciándose así la creación de nuevas técnicas de perforación de pozos. En este período ocurrieron eventos significativos que promovieron el avance de la tecnología en la perforación, entre los cuales tenemos:

- La perforación del pozo de los hermanos Ruffner en Charleston, West Virginia; este pozo fue perforado empleando la técnica de percusión.
- El desarrollo de herramientas de percusión, empleando cables y poleas, así como mechas y revestidores.
- En el año 1.842, se comienzan a emplear motores a vapor y bombas en la perforación de pozos.
- Se perforan pozos artesianos en el Gulf Plain Coastal de Alabama con profundidades que alcanzaban un poco más de 1.000 pies.
- En el año 1.857 James Miller Williams, a menudo llamado el padre de la industria del petróleo en Norteamérica, trabajando con Charles Nelson Tripp cavó un pozo de 49 pies de profundidad en Enmiskillen cerca de Sania, con el propósito de producir petróleo y refinarlo, siendo este el primer pozo productor de petróleo en Norteamérica.
- El 28 de agosto de 1.859, el coronel Edwin Drake, empleando una cabria a percusión, originalmente preparada y diseñada para perforar pozos de agua, perforó y completó el pozo Drake con una profundidad de 69,5 pies en Titusville, Pennsylvania, al otro lado del Lago Erie. Este pozo tiene un gran significado histórico ya que fue el primer pozo completado con una producción de petróleo que oscilaba entre 20 a 30 barriles por día, promoviendo así la actividad comercial de petróleo en América, siendo un gran “boom” tanto en Pennsylvania como en Ontario, Canadá.

La perforación rotatoria se utilizó por primera vez en 1.901, en el campo de Spindletop, cerca de Beaumont, Texas, descubierto por el capitán Anthony F. Lucas, pionero de la industria como explorador y sobresaliente ingeniero de minas y de petróleo (ob. cit.).

Este nuevo método de perforar trajo innovaciones que difieren radicalmente del sistema de perforación a percusión, que por tantos años había servido a la industria. El nuevo equipo de perforación fue recibido con cierto

recelo por las viejas cuadrillas de perforación a percusión. Pero a la larga se impuso y, hasta hoy, no obstante los adelantos en sus componentes y nuevas técnicas de perforación, el principio básico de su funcionamiento es el mismo (Barberii, 1.998).

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

Los equipos de perforación rotatoria se usan para distintos propósitos: perforación de pozos de petróleo, gas, agua, geotérmicos y de almacenamiento de petróleo; extracción de núcleos para análisis de minerales; y proyectos de minería y construcción. Sin embargo, la aplicación más importante es la perforación de pozos de petróleo y gas. Según el método rotatorio, la mecha queda suspendida de la extremidad de una columna de perforación tubular (tubería de perforación) sostenida por un sistema de cable/bloques, que a su vez, está sostenido por una torre de perforación. La perforación ocurre cuando se hace girar la columna de perforación y la mecha (MI Drilling Fluid, 2.001).

Para enfriar y lubricar continuamente la mecha y retirar los recortes del agujero, se bombea un fluido de perforación (lodo) dentro de la columna de perforación. Al alcanzar la mecha, este fluido pasa a través de los chorros de la mecha, choca contra el fondo del agujero y luego sube por el espacio anular (el espacio entre la columna de perforación y la pared del pozo), transportando los recortes que están suspendidos en él. En la superficie se eliminan los recortes mediante un sistema de control de sólidos, y se bombea de nuevo el fluido dentro del pozo. Los equipos usados en la perforación rotatoria están ilustrados en la Figura 1 (ob. cit.).

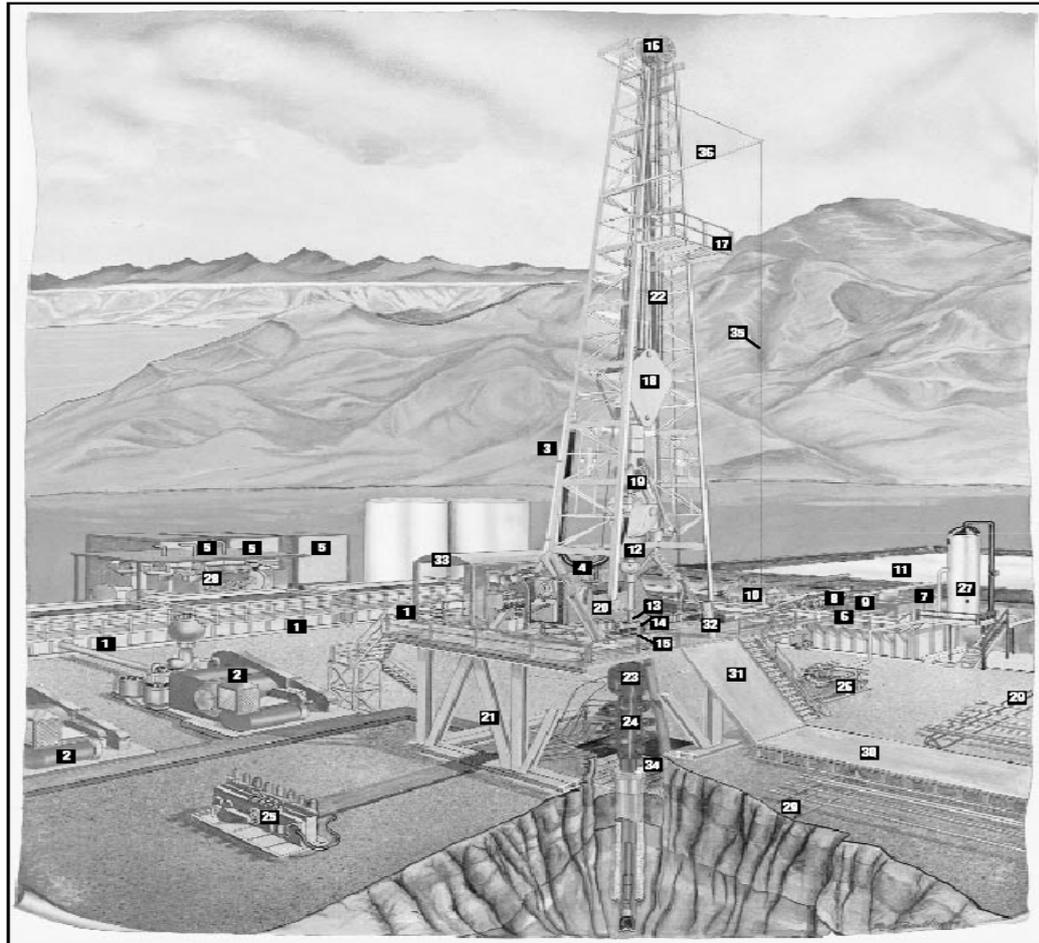
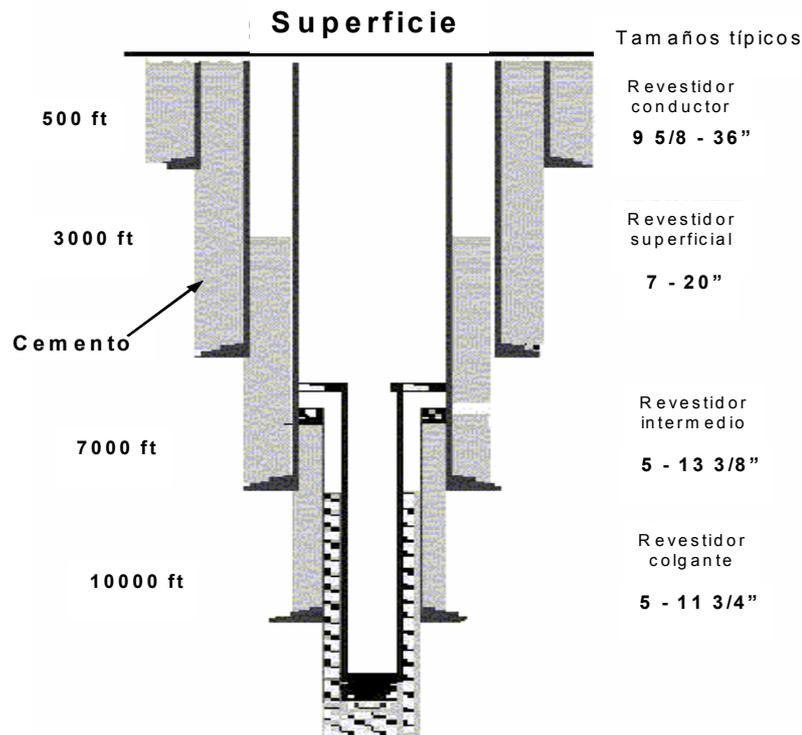


Figura 1: Esquemático de un equipo de perforación rotatoria.

<p><b>Sistema de Circulación</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Tanques de lodo</li> <li>2. Bombas de lodo</li> <li>3. Tubo vertical</li> <li>4. Manguera de perforación</li> <li>5. Almacenamiento de lodo a granel</li> <li>6. Línea de retorno de lodo</li> <li>7. Zaranda</li> <li>8. Deslimador</li> <li>9. Desarenador</li> <li>10. Desgasificador</li> <li>11. Tanques de reserva</li> </ol>	<p><b>Equipo Rotatorio</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>12. Unión giratoria</li> <li>13. Kelly</li> <li>14. Buje de junta Kelly</li> <li>15. Mesa rotatoria</li> </ol> <p><b>Sistema de Levantamiento</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>16. Bloque de corona</li> <li>17. Plataforma del torero</li> <li>18. Bloque viajero</li> <li>19. Gancho</li> <li>20. Malacate</li> <li>21. Subestructura</li> <li>22. Cable de perforación</li> </ol>	<p><b>Equipo de Control de Pozo</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>23. Preventor anular</li> <li>24. Preventores de reventones de ariete</li> <li>25. Unidad de acumulación</li> <li>26. Múltiple de estrangulamiento</li> <li>27. Separador de lodo-gas</li> </ol> <p><b>Sistema de Energía</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>28. Generadores</li> </ol>	<p><b>Tuberías y Equipo de Manejo de Tuberías</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>29. Tarimas para tuberías</li> <li>30. Planchada</li> <li>31. Puerta central</li> <li>32. Ratonera</li> </ol> <p><b>Varios</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>33. Caseta</li> <li>34. Sótano</li> <li>35. Cable de levantamiento</li> <li>36. Poste grúa</li> </ol>
--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

La perforación se realiza por etapas, de tal manera que el tamaño del pozo en la parte superior es ancho y en las partes inferiores es cada vez más angosto, de forma telescópica. Esto le da consistencia y evita derrumbes, para lo cual se van utilizando mechas y tuberías de menor tamaño (diámetro) en cada sección (Figura 2), lo que finalmente permite tener un conducto entre la arena petrolífera y la superficie (Pérez, 1.996).



**Figura 2:** Diagrama de revestidores de un pozo.

Para proteger el pozo de filtraciones, derrumbes o cualquier otro problema propio de la perforación, se colocan tuberías de revestimientos por etapas dentro del hoyo, y se aseguran con un sistema cementante que se inyecta a través de la misma tubería y se desplaza en ascenso por el espacio anular, donde se solidifica (ob. cit.).

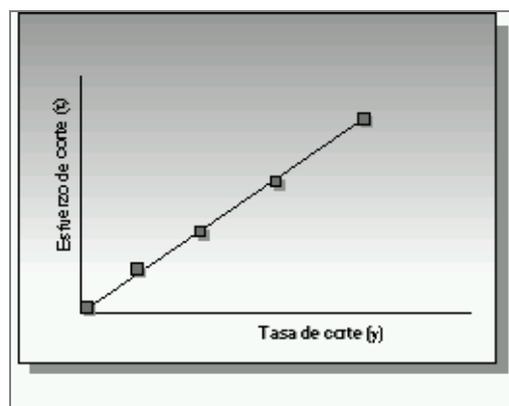
Al finalizar la perforación, el pozo queda literalmente entubado (revestido) desde la superficie hasta el fondo, lo que garantiza su consistencia y facilitará posteriormente la extracción del petróleo en la etapa de producción (ob. cit.).

En Venezuela el desarrollo de la perforación de pozos de petróleo se inicia en el año 1.880, cuando se ordena el envío de un taladro de perforación a percusión, proveniente de Pennsylvania, a la Alquitrana, Estado Táchira, sitio de la concesión de la Petrólía, para la construcción del pozo exploratorio llamado Eureka-2.

## 2.2. Fluidos

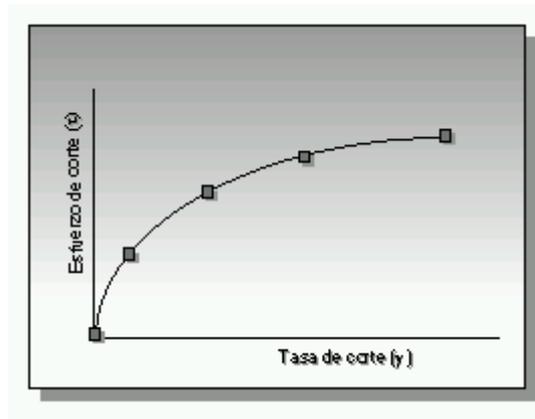
Se define fluido como una sustancia que se deforma continuamente bajo la acción de un esfuerzo de corte o elongación, por tanto, en ausencia de éste, no habrá deformación. Los fluidos pueden clasificarse de manera general de acuerdo con la relación entre el esfuerzo de corte aplicado y la relación de deformación. Basado en su comportamiento de flujo, los fluidos se pueden clasificar en dos tipos diferentes: newtonianos y no newtonianos.

- **Fluido newtoniano:** la clase más simple de fluidos es la clase de fluidos newtonianos. Todos los gases y la mayor parte de los líquidos sencillos (agua y aceite) pertenecen a esta clasificación. En estos fluidos, el esfuerzo de corte es directamente proporcional a la tasa de corte (Figura 3). La viscosidad de dicho fluido es la pendiente de esta recta de esfuerzo de corte entre tasa de corte. El esfuerzo de cedencia (esfuerzo requerido para iniciar el flujo) de un fluido newtoniano siempre será cero (0).



**Figura 3:** Esfuerzo de corte en función de la tasa de corte para un fluido newtoniano.

- **Fluido no newtoniano:** los fluidos no newtonianos demuestran una relación de esfuerzo de corte entre tasa de corte, la cual no es constante como se muestra en la Figura 4. Algunos fluidos que obedecen a este comportamiento son los emulsionados, asfálticos y fluidos de alto peso molecular. Para describir la viscosidad de un fluido no newtoniano a una tasa de corte en particular, se usa una “viscosidad efectiva”. La viscosidad efectiva se define como la relación (pendiente) de esfuerzo de corte a tasa de corte, a una velocidad de corte determinada.



**Figura 4:** Esfuerzo de corte en función de la tasa de corte para un fluido no newtoniano.

Los fluidos no newtonianos cuyo comportamiento es independiente del tiempo se clasifican de la siguiente manera:

- a) Fluidos plásticos (Bingham): requiere una velocidad mínima de cizallamiento igual al punto cedente, para iniciar el movimiento, su comportamiento reológico es expresado por la ecuación de Bingham. Ejemplos: grasa, masilla, arcilla para moldear.
- b) Fluidos pseudoplásticos: la viscosidad aparente disminuye al aumentar la tasa de corte y su comportamiento reológico es descrito por la ley de la potencia. Ejemplos: resinas, pinturas, polímeros, mantequilla.
- c) Fluidos dilatantes: la viscosidad aparente aumenta al incrementarse la tasa de corte y su comportamiento también es descrito por la ley de la potencia.

Y los fluidos no newtonianos cuyo comportamiento es función del tiempo se clasifican en:

- a) Fluidos tixotrópicos: estos fluidos no siguen una relación proporcional entre el esfuerzo de corte y la tasa de corte. Estos presentan un comportamiento que se describe como gelificación o resistencia de gel. Las fuerzas que dependen del tiempo causan un aumento en la viscosidad mientras el fluido permanece estático. Es necesario ejercer una fuerza suficiente sobre el fluido para vencer la resistencia de gel e iniciar el flujo.

- b) Fluidos reopécticos: son aquellos que desarrollan una estructura en función del tiempo, a cierta tasa de corte. Por ejemplo, el yeso tarda 40 minutos en fraguar si se le deja en reposo, pero si se agita continuamente tarda solamente 20 minutos.

### 2.3. Reología

La reología es la rama de la física dedicada al estudio de la mecánica de los cuerpos deformables, y describe como se deforma un cuerpo sometido a un esfuerzo externo. La reología se ocupa primordialmente de la deformación de los cuerpos cohesionados. Sin embargo, se ha extendido al estudio de la fricción de los sólidos y al estudio de sustancias como el polvo (Fernández, 1.999).

Esta ciencia analiza principalmente la relación entre el esfuerzo de corte y la tasa de corte, y el impacto que estos tienen sobre las características de flujo dentro de los materiales tubulares y los espacios anulares. El movimiento de fluidos está ampliamente relacionado con la viscosidad, que no es más que la relación entre esfuerzo de corte y la tasa de corte por lo que se definen ambos términos:

- Esfuerzo de corte: es la relación entre la fuerza total necesaria para vencer la resistencia a fluir de un fluido, dividido por el área sobre la cual actúa dicha fuerza; dicho de otra manera, es el esfuerzo tangencial que tiende a deformar un elemento fluyente. Se expresa por medio de la siguiente ecuación:

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

Donde:

$\tau$ : esfuerzo de corte (dina/cm<sup>2</sup>).

$F_A$ : fuerza aplicada (lbf/100pie<sup>2</sup>).

A: área sujeta a la fuerza (cm<sup>2</sup>).

- Tasa de corte, deformación o cizallamiento: es aquella velocidad relativa de movimiento y distancia entre platos, dicho de otra forma es la velocidad a la cual se desenvuelve el esfuerzo de corte en el fluido en comportamiento dinámico de desplazamiento. Esta se expresa de la siguiente manera:

$$\gamma = \frac{V}{H}$$

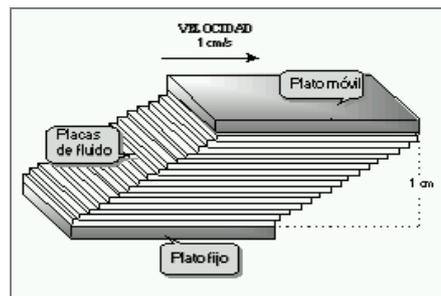
Donde:

$\gamma$ : tasa de corte ( $\text{seg}^{-1}$ ).

V: velocidad (cm/seg).

H: distancia (cm).

Entonces se aclara que la tasa de corte es la velocidad del fluido por la distancia, mientras que el esfuerzo requerido para mover el plato superior relacionada con el área en contacto con la sustancia (Figura 5).



**Figura 5:** Relación entre esfuerzo de corte y tasa de corte.

### 2.3.1. Modelos reológicos

Los modelos son descripciones de la relación entre el esfuerzo de corte y la tasa de corte, que sirven como guía para la caracterización del flujo de fluidos. Aunque no existe en realidad ningún modelo reológico específico que pueda describir con precisión las características de flujo de todos los fluidos de perforación.

El uso de estos modelos requiere medidas del esfuerzo de corte a dos o más tasas de corte. En la industria petrolera los modelos reológicos son frecuentemente usados, por lo cual, a continuación son descritos los más importantes:

- Modelo de flujo plástico de Bingham: este modelo es uno de los más antiguos y más usado para describir las características de flujo de los fluidos de perforación. Describe un fluido en el cual se requiere una fuerza finita para iniciar el flujo (punto cedente) y muestra además que la relación esfuerzo de corte entre tasa de corte es lineal (viscosidad plástica constante), una vez que se ha excedido cierto esfuerzo de corte. La ecuación matemática para este modelo es:

$$\tau = P_c + (V_p \times \gamma)$$

Donde:

$\tau$ : esfuerzo de corte (dina/cm<sup>2</sup>).

$P_c$ : punto cedente (lbf/100pie<sup>2</sup>).

$V_p$ : viscosidad plástica (cP).

$\gamma$ : tasa de corte (seg<sup>-1</sup>).

- Modelo de la ley exponencial: procura superar las deficiencias del modelo de flujo plástico de Bingham a bajas tasas de corte. Define el flujo de fluidos de perforación con adelgazamiento por corte o pseudoplásticos. Este modelo es más complejo, ya que no supone la existencia de una relación lineal entre esfuerzo de corte y tasa de corte. Esta ley puntualiza y detalla a los fluidos, cuyo esfuerzo de corte aumenta según la tasa de corte elevada matemáticamente a una potencia determinada. Por lo cual, se expresa de la siguiente manera:

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

Donde:

$\tau$ : esfuerzo de corte (dina/cm<sup>2</sup>).

$K$ : índice de consistencia (lbf·seg<sup>n</sup>/100pie<sup>2</sup>).

$\gamma$ : tasa de corte (seg<sup>-1</sup>).

$n$ : índice de comportamiento de flujo o pseudoplasticidad (adimensional).

Es importante destacar que según el valor del índice de comportamiento de flujo ( $n$ ) se pueden diferenciar tres perfiles de flujo:

1. Cuando  $n < 1$ ; los fluidos se comportan de manera pseudoplástica.
2. Si  $n = 1$ ; el comportamiento será newtoniano.
3. Al ser  $n > 1$ ; corresponderá al comportamiento dilatante.

En conclusión, el factor “ $n$ ” representa la calidad del viscosificante y se relaciona con el perfil de flujo del fluido en el anular, y el factor “ $K$ ” da una idea de la viscosidad del fluido y de la capacidad de limpieza del hoyo a bajas tasas de corte.

➤ Ley exponencial modificada: aunque la API ha seleccionado el modelo de ley exponencial como modelo estándar, este no describe totalmente a los fluidos de perforación, porque no tiene un esfuerzo de cedencia y calcula un valor demasiado bajo de la viscosidad a muy baja tasa de corte. El modelo de ley exponencial modificada, o modelo de Herschel-Buckley, puede ser utilizado para tomar en cuenta el esfuerzo requerido para iniciar el movimiento del fluido (esfuerzo de cedencia). Sin embargo, este modelo puede aproximarse más al comportamiento reológico verdadero de la mayoría de los fluidos de perforación. Matemáticamente, el modelo de Herschel-Buckley es el siguiente:

$$\tau = P_c + (K \times \gamma^n)$$

Donde:

$\tau$ : esfuerzo de corte (dina/cm<sup>2</sup>).

$P_c$ : punto cedente (lbf/100pie<sup>2</sup>).

$K$ : índice de consistencia (lbf-seg <sup>$n$</sup> /100pie<sup>2</sup>).

$\gamma$ : tasa de corte (seg<sup>-1</sup>).

$n$ : índice de comportamiento de flujo o pseudoplasticidad (adimensional).

## 2.4. Fluidos de perforación

### 2.4.1. Antecedentes

En la antigüedad se perforaba generalmente en busca de agua, no de petróleo. No fue sino hasta el siglo XIX que la perforación en busca de petróleo, se convirtió en una práctica generalizada, ya que la industrialización aumentó la necesidad de productos derivados del petróleo.

En 1.833, un ingeniero francés de nombre Flauvile se hallaba observando la operación de perforación con herramienta de cable y cuando el aparato de perforación descubrió agua, se dio cuenta que el agua que brotaba era muy efectiva para sacar los recortes fuera del pozo. Este fue el momento que se estableció el principio de usar un fluido en movimiento para retirar los recortes del pozo. Él ideó una manera para que el agua se bombeara hacia abajo dentro de una tubería de perforación, y arrastrara los recortes consigo cuando regresara a la superficie, por el espacio entre la tubería de perforación y la pared del pozo, este es un procedimiento estándar aún hoy en día.

De acuerdo con los datos que se conocen, los fluidos de perforación se utilizaron por primera vez en el año 1.901, lo cual coincide con el inicio de la perforación rotatoria en un campo petrolero del Estado de Texas, E.U.A. El fluido usado era solo una mezcla de agua con arcilla. La historia de los fluidos de perforación se puede dividir en cuatro etapas fundamentales:

- Período artesanal (hasta 1.901).
- Período empírico (1.901 – 1.928).
- Período experimental (1.928 – 1.955).
- Período técnico (desde 1.955).

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

En el primer período llamado artesanal, se usaba agua, la que al mezclarse con la arcilla de la formación que se perforaba daba origen a un fluido con propiedades indeterminadas. A medida que los años pasaron, fueron surgiendo problemas en la perforación de los pozos, lo cual originó que en la década de los años veinte se comenzara una intensa búsqueda de materiales para mejorar el fluido de circulación. Estos años constituyen el período empírico, en el que se utilizó el método de ensayo y error. Alrededor de 1.928

comienza un período experimental, cuando se logra el primer paso importante, con la introducción de la arcilla bentonita, como fuente fundamental del fluido y se inició también el desarrollo de los instrumentos y equipos necesarios para la medición y control de los parámetros de los fluidos. A partir de 1.926, se conceden un grupo de patentes, como la concedida a B.K. Staud para el uso de material densificante tales como sulfato de bario, óxido de hierro, óxido de plomo, etc., en fluidos de perforación, para impedir reventones de gas. En 1.929 se le concede a P.E. Harth la patente para el uso de bentonita, como agente de suspensión y gelificación en fluidos de perforación. A partir de 1.931 se introdujo el uso del embudo Marsh y el viscosímetro Sformer, se desarrolló la técnica de preparar y mantener fluidos de perforación, se iniciaron numerosos estudios sobre el uso de la bentonita como agente de control de las propiedades reológicas y del filtrado, y se introduce el uso del filtro prensa para determinar las propiedades de filtración. A partir de 1.937 se desarrollan equipos para determinar las propiedades de los fluidos de perforación y de esta manera desarrollar y mejorar los aditivos para un mejor control de sus propiedades. A partir de 1.955 comienza un acelerado desarrollo de las técnicas de los fluidos. Se realizan amplias y profundas investigaciones que traen consigo un salto cualitativo de esta especialidad, que la sitúa en el campo mundial como una ciencia con un alto grado de desarrollo científico y tecnológico.

#### **2.4.2. Definición**

El término “fluido de perforación” comprende todas aquellas formulaciones que se emplean en las fases de construcción de un pozo y, entre otras funciones, se encarga de trasladar hasta la superficie los recortes de las formaciones atravesadas por la mecha hasta la formación de interés.

Cuando el componente principal es líquido, se utiliza el término “lodo” para definir una suspensión de aditivos químicos (sólidos y líquidos) en el líquido. Las fases que componen un fluido de perforación son las siguientes:

- **Fase continua:** es la base del fluido de perforación, en la cual los químicos, minerales, sólidos de formación y otros fluidos (gases) son disueltos, suspendidos  $\%_o$  emulsificados.

- Fase dispersa: está constituida por los sólidos, gases y líquidos dispersos % suspendidos en la fase continua.

### 2.4.3. Funciones

La definición del concepto de fluido de perforación puede ser mejor comprendida mediante la explicación de sus funciones, las cuales se enumeran y explican a continuación:

- Transportar y remover los ripios de perforación: las propiedades más importantes del fluido de perforación para cumplir esta función son la viscosidad y la velocidad de circulación del fluido, las cuales deben ser capaces de vencer la fuerza de gravedad que tiende hacer caer las partículas sólidas hacia el fondo del pozo. Si un fluido de perforación no transporta con eficiencia los derrumbes y recortes hacia la superficie, éstos se acumularán en el anular incrementando el torque y la presión hidrostática, pudiendo ocasionar pega de la sarta de perforación y disminución de la velocidad de penetración.
- Suspender las partículas cuando se interrumpe la circulación: el fluido de perforación debe ser capaz de formar una estructura tipo gel, bajo condiciones estáticas, que permita mantener en suspensión las partículas sólidas cuando se detiene la circulación para luego depositarlos en la superficie cuando esta se reinicia, característica denominada tixotropía del fluido.
- Controlar las presiones de las formaciones: la presión hidrostática ejercida por la columna del fluido de perforación debe ser capaz de controlar la presión de la formación para evitar el influjo de fluidos hacia el pozo. La ecuación para determinar la presión hidrostática es la siguiente:

$$P_H = 0,052 \times h \times \rho$$

Donde:

$P_H$ : presión hidrostática (lbf/pulg<sup>2</sup>).

$h$ : altura de la columna hidrostática (pie).

$\rho$ : densidad del fluido (lbm/gal).

- Enfriar y lubricar, la mecha y la sarta de perforación: los fluidos de perforación deben tener suficiente capacidad calorífica y conductividad térmica para permitir que el calor, generado por el roce de la mecha con el fondo del pozo y el de la sarta con las paredes del pozo, sea transferido a la superficie para luego ser disipado a la atmósfera. También debe ejercer un efecto lubricante que permita un menor desgaste por fricción en la sarta y en el revestimiento, prolongar la vida útil de la mecha, disminuir la torsión, arrastre y presión de bombeo.
- Sostener las paredes del pozo: a medida que se perfora y antes de ser revestidas con tubería, las paredes del pozo pierden soporte y pueden llegar a derrumbarse, el fluido compensará parcialmente el soporte perdido, gracias a la habilidad de formar con sus partículas sobre las paredes del pozo una capa delgada y firme llamada revoque, que brindará el soporte necesario en conjunto con una densidad adecuada del fluido.
- Suspender la sarta y el revestimiento: parte del peso tanto de la sarta como del revestimiento debe ser sostenido por el empuje ascendente del fluido, para disminuir la tensión o esfuerzo sobre el equipo de superficie, esta capacidad de suspensión dependerá de la presión ejercida por el fluido y la sección transversal sobre la cual esta presión se ejerce. El peso de la sarta de perforación y de la tubería de revestimiento en el fluido, es igual a su peso en el aire multiplicado por el factor de flotación. Matemáticamente, el factor de flotación se calcula a través de la siguiente ecuación:

$$FF = 1 - 0,015 \times \rho$$

Donde:

FF: factor de flotación (adimensional).

$\rho$ : densidad del fluido (lbm/gal).

- Trasmitir potencia hidráulica sobre la formación a través de los chorros de la mecha: la potencia hidráulica se refiere a la función dependiente de la tasa de circulación del fluido, su presión de bombeo y el diámetro de los chorros de la mecha, con lo que se realiza una limpieza óptima del pozo. Durante la perforación, el fluido es expulsado a través de los chorros de la mecha a gran velocidad. Esta fuerza hidráulica hace que la superficie por debajo de la

mecha esté libre de recortes, si esto no ocurre, la mecha sigue perforando sobre los recortes viejos reduciendo la tasa de penetración, también, tal fuerza hidráulica es usada para accionar motores de fondo que hacen rotar la mecha sin tener que rotar toda la sarta, práctica esencial en perforaciones direccionales.

- Proveer un medio adecuado para la toma de registros: si bien el fluido de perforación perturba las características originales de la formación, su presencia es necesaria para realizar muchos de los registros que se emplean para la evaluación de la formación (IMCO Services, 1.996).

Además de llevar a cabo todas las funciones anteriormente señaladas, el fluido debe minimizar los siguientes efectos colaterales:

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

### 2.4.4. Clasificación

La Figura 6 muestra un esquema de la clasificación de los fluidos de perforación.

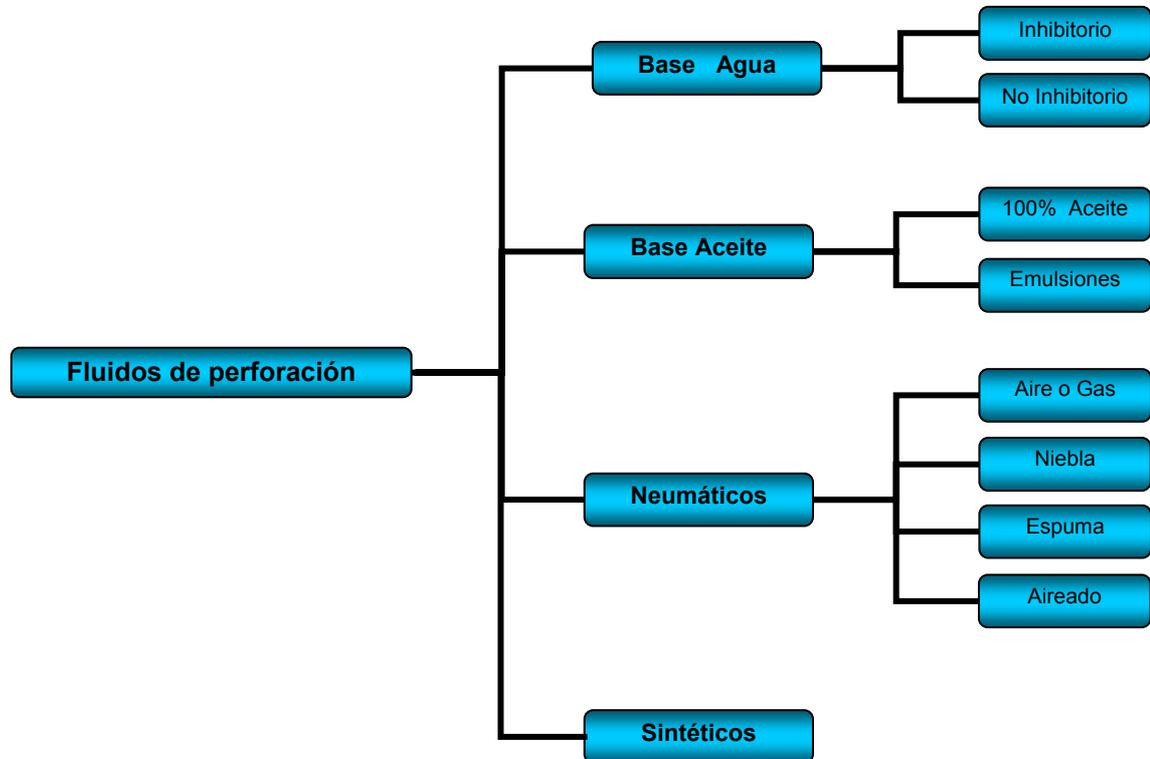


Figura 6: Clasificación de los fluidos de perforación.

#### 2.4.4.1. Base agua

Son aquellos fluidos donde el agua, bien sea dulce o salada, constituye la fase continua o el elemento de mayor proporción que mantendrá en suspensión los diferentes aditivos que forman las otras fases. Entre las otras fases, se encuentran la coloidal constituida por la arcilla, que será el elemento primario utilizado para darle “cuerpo” al fluido, una fase inerte que está constituida por el material densificante y los sólidos no deseables como la arena y sólidos de perforación, y por último la fase química, constituida por iones y sustancias en solución tales como dispersantes, emulsificantes, reductores de filtrado, y otras sustancias químicas, que controlan el comportamiento de las arcillas y se encargan de mantener el fluido según lo requerido por el diseño (Prieto, 1.997).

Estos fluidos de acuerdo al efecto que ejerce sobre los sólidos perforados y las arcillas de formación se pueden clasificar en:

- Fluidos no dispersos no inhibidos: estos fluidos además de no poseer sólidos agregados en su formulación, no poseen características de inhibición de arcillas reactivas de formación.
- Fluidos no dispersos inhibidos: estos fluidos además de no utilizar sólidos agregados en su formulación, no utilizan adelgazantes químicos, pero si emplean en su formulación sales  $\gamma/_{o}$  cationes para inhibir la hidratación de las arcillas de la formación (ob. cit.).
- Fluidos dispersos no inhibidos: los fluidos dispersos no inhibidos poseen sólidos agregados en su formulación y utilizan adelgazantes químicos para deflocular la bentonita sódica. Los fluidos a base de lignosulfonato  $\gamma/_{o}$  lignitos son un ejemplo de este tipo de sistema.
- Fluidos dispersos inhibidos: un fluido inhibido es aquel cuya composición química bloquea la acción del agua y evita apreciablemente la hidratación o dispersión de las arcillas de diferentes clases por medios físicos o químicos. Los fluidos dispersos inhibidos utilizan adelgazantes químicos para dispersar los sólidos arcillosos perforados. Además, en su formulación se incluyen diferentes cationes para inhibir la hidratación y debilitamiento mecánico de las arcillas.

#### **2.4.4.2. Base aceite**

En términos muy generales, son aquellos fluidos de perforación en los cuales la fase continua es el aceite o el mayor componente (por volumen). Estos fluidos contienen típicamente sólidos suspendidos y agua dulce o salmuera en diferentes concentraciones, comúnmente denominado emulsión inversa o emulsión “agua en aceite”, para lograr propiedades específicas (IMCO Services, 1.996; Prieto, 1.997).

Tienen una gran cantidad de ventajas que no pueden ofrecer los fluidos de perforación base agua, como son, menor sensibilidad a altas temperaturas y presiones, por lo que son aplicables a grandes profundidades sin que estos pierdan sus propiedades, además son utilizados cuando se perforan zonas con arcillas hidratables debido a su naturaleza inhibitoria y no dispersante, formaciones sujetas a pegas por presiones diferenciales o pozos direccionales

de alta inclinación ya que disminuyen los problemas asociados por la buena capacidad de lubricidad que el aceite le proporciona al fluido de perforación. Existen dos tipos principales de sistemas:

- Emulsión del tipo W/O: es una emulsión que requiere la presencia de un surfactante para asegurar la estabilidad de la emulsión, tiene tolerancia adecuada a contaminación por sólidos y agua, pero son de elevado costo de mantenimiento.
- Fluido 100% aceite: no contiene agua, es utilizado para recuperar efectivamente núcleos y perforar arcillas de formación. Tiene como desventaja la baja tolerancia a la contaminación con agua, la pérdida de volúmenes de aceite en superficie por la adherencia entre el fluido y el ripio de formación, y el mayor tiempo requerido de mezcla para alcanzar las propiedades reológicas y de control de filtrado adecuadas.

En la elaboración de los fluidos base aceite se utiliza una gran variedad de aditivos químicos, los cuales cumplen cada uno con una función específica dentro del sistema, entre ellos:

- Aceite: se usa como fase continua en fluidos para mejorar la estabilidad del hoyo, mantener las arcillas hidratables inhibidas, minimizar el atascamiento de la tubería, perforar zonas productivas que puedan ser afectadas por el agua debido al efecto de emulsión con el crudo.
- Emulsificante: permite que el agua se emulsione con el aceite, formando un sistema estable entre el agua y el aceite, debido a que son dos fluidos inmiscibles. Para esto, los emulsificantes utilizados en la preparación de los fluidos base aceite deben ser afines tanto al agua como al aceite. Los emulsificantes se concentran en la interfase aceite/agua y separan ambas fases, manteniendo el agua dispersa en el aceite, evitando que las gotas de agua coalescan. La presencia del calcio soluble, el cual es suministrado por la cal, permite la activación de los surfactantes tipos ácidos grasos que emulsiona las gotas de agua en la fase continua. En el caso de las emulsiones inversas los surfactantes utilizados son sintéticos, y varían desde los iónicos hasta los no iónicos, presentando una alta estabilidad a la temperatura.

- Humectantes o mojantes: los productos químicos mojantes al aceite son surfactantes del tipo poliamidas, aminas, fosfatos orgánicos, entre otros, los cuales son utilizados en los fluidos base aceite para cambiar la mojabilidad de los sólidos al aceite. Por lo general, estos aditivos son también utilizados como emulsificantes de tal manera que complementan la función del emulsificante primario (Prieto, 1.997).
- Cal hidratada: tiene como función primaria hacer más efectiva la acción del emulsificante del tipo ácido graso, y como función secundaria actuar como secuestrador del gas sulfhídrico, también llamado sulfuro de hidrogeno ( $H_2S$ ), y anhídrido carbónico ( $CO_2$ ), en el caso de emulsiones inversas (ob. cit.).
- Arcilla organofílica: se obtienen a partir del proceso de intercambio catiónico. A la bentonita hidrofílica se le intercambian los iones de sodio por una amina cuaternaria que posee dos cadenas cortas y dos largas, las cadenas largas son las encargadas de dispersar la arcilla en el aceite. No obstante, debido a que el proceso de hinchamiento no ocurre con esta base como en el agua, para mejorar las propiedades reológicas de la arcilla se agregan activadores polares, entre los más comunes se encuentran agua, metanol, carbonato de propileno y glicerina, siendo el metanol el más usado en los sistemas 100% base aceite, además de agentes mojantes al aceite. Debido a que los aceites utilizados son estables a altas temperaturas se hace necesario que las arcillas organofílicas mantengan las propiedades reológicas y de control de filtrado a altas temperaturas (ob. cit.).
- Controlador de filtrado: es un coloide orgánico capaz de dispersarse en aceite, disminuyendo así la cantidad de filtrado que potencialmente puede invadir la formación, cuando el fluido de perforación es sometido a cierta presión diferencial, también ayuda a la suspensión de sólidos y provee estabilidad a altas temperaturas. Los materiales utilizados como controladores de filtrado son los polímeros que están siendo usados con mucho éxito en los fluidos base aceite, ya que presentan una buena estabilidad a altas temperaturas.

- Agua: esta se encuentra en forma de pequeñas gotas como parte de las emulsiones inversas de los fluidos base aceite. Su adición tiene como finalidad aumentar la viscosidad y las fuerzas de gel, así como también controlar el filtrado.
- Material densificante: son sólidos no reactivos, como el sulfato de bario ( $\text{SO}_4\text{Ba}$ ), óxido de hierro ( $\text{Fe}_2\text{O}_3$ ) o el carbonato de calcio ( $\text{CaCO}_3$ ).

#### **2.4.4.3. Neumáticos**

La perforación con aire o gas, niebla, espuma o fluido aireado es bastante común en áreas donde la pérdida de circulación severa constituye un problema, ya que se necesitan fluidos de baja densidad. Como su nombre lo indica, el fluido de perforación es aire, una niebla de agua, una espuma o en algunos casos, gas natural. Tiene como fase continua un gas a los cuales se le agrega poca cantidad de líquido para formar fluidos denominados neblinas o una cantidad mayor para formar espumas. A las espumas es posible agregarles surfactantes, arcillas o polímeros para aumentar la capacidad de acarrear ripios (IMCO Services, 1.996; Prieto, 1.997).

Las ventajas al usar este tipo de fluido son mayores velocidades de penetración, mayor vida de la mecha, mejor control en áreas con pérdidas de circulación, un daño mínimo a las formaciones productivas, y evaluación inmediata y continua de los hidrocarburos.

#### **2.4.4.4. Sintéticos**

Los fluidos de perforación de base sintética se desarrollaron como alternativa a los convencionales de base aceite, debido a la necesidad de un fluido de perforación de mínimo impacto ambiental, con características de comportamiento similares a las del fluido de base aceite mineral (Quiroga, s.f.).

Esta nueva clase de fluidos denominados “fluidos basados en pseudo-aceite” producidos por síntesis química, posee la mayoría de las propiedades de los fluidos con fase continua aceitosa y con su uso se podrían disminuir los grandes problemas de contaminación causados, pero muchos de ellos presentan toxicidad acuática. Aún así, algunos autores recomiendan estos nuevos fluidos como una alternativa al uso de los fluidos tradicionales base aceite. Otras desventajas, son el costo y su poca estabilidad a altas

temperaturas. Entre los compuestos orgánicos sintéticos más empleados se encuentran: éster; éter; poli-alfa-olefina; alquil-benceno-lineal y alfa-olefina-lineal. El desarrollo y uso de fluidos de perforación de base sintética son relativamente campos nuevos, que aún están evolucionando. Es probable que en el futuro se sigan desarrollando otras bases (ob. cit.).

Los componentes de los fluidos de perforación de base sintética son los aditivos comunes del sistema convencional, con la excepción de los emulsificantes y los modificadores reológicos, los cuales han sido especialmente desarrollados para generar una emulsión estable en estas nuevas bases y mejorar las propiedades reológicas de los sistemas, respectivamente (ob. cit.).

#### **2.4.5. Propiedades fundamentales**

Durante la perforación de un pozo petrolero es importante el control de las propiedades de los fluidos de perforación, para facilitar dicha operación.

##### **2.4.5.1. Densidad**

Una de las principales propiedades del fluido es la densidad o peso específico, esta se define como el peso por unidad de volumen. Los valores de la densidad son obtenidos a través de un instrumento llamado balanza de lodo y generalmente se expresa en libra masa por galón (lbm/gal) o libra masa por pie cúbico (lbm/pie<sup>3</sup>). Su función es mantener las paredes del hoyo sin que colapsen durante la perforación, y evitar o proveer control de influjo de fluidos de la formación al pozo.

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

Un hecho importante es que estos valores de densidad están expresados en función de una propiedad llamada gravedad específica. Que es la densidad de un líquido con relación a la densidad del agua. Para el caso de los gases la comparación es con el aire (Brown, 1.980).

### **2.4.5.2. Propiedades reológicas**

La medición de las propiedades reológicas de un fluido es importante para calcular las pérdidas de presión por fricción, para determinar la capacidad de los fluidos de suspender y transportar los recortes y desprendimientos hasta la superficie. Variaciones en las propiedades reológicas pueden servir como un indicador del efecto de la contaminación del fluido por sólidos, sustancias químicas o temperatura; y para determinar los cambios de presión en el interior del pozo durante un viaje. El viscosímetro rotacional Fann<sup>®</sup> 35A es el equipo a través del cual se obtienen los valores de las propiedades reológicas de los fluidos de perforación, posee seis diferentes tasas rotatorias de corte (3 rpm; 6 rpm; 100 rpm; 200 rpm; 300 rpm y 600 rpm), instrumento mostrado en la Figura 21 (sección de equipos de laboratorio).

#### **2.4.5.2.1. Viscosidad**

Todos los fluidos poseen viscosidad y, por lo tanto, presentan ciertos fenómenos friccionales cuando ocurre su movimiento. La viscosidad resulta básicamente de la cohesión del intercambio de momentos moleculares entre las capas de fluido y al ocurrir el flujo, estos efectos aparecen como esfuerzos tangenciales o de corte entre esas capas en movimiento (Vennard y Street, 1.976).

La viscosidad es una propiedad de transporte muy importante de la materia, que expresa la resistencia a la deformación irreversible (fluir) del flujo. Más específicamente, esta magnitud física refleja todo lo grande que es el retardo en el movimiento relativo de las capas adyacentes de fluidos y puede ser considerada como una medida de la fricción interna entre estas láminas (Fernández, 1.999).

#### 2.4.5.2.2. Viscosidad plástica

Se define como la parte de la resistencia al flujo causada por la fricción mecánica entre las partículas sólidas en el fluido de perforación y la viscosidad de la fase dispersa (fase líquida). Es principalmente afectada por los siguientes factores:

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

La viscosidad plástica aumenta al incrementar el contenido de partículas sólidas dentro del fluido, debido a un aumento de fricción entre las mismas. Mientras que la viscosidad de la fase líquida del fluido de perforación por si sola permanece igual, esta viscosidad se ve afectada por la temperatura no por los sólidos presentes (Prieto, 1.997). La fase sólida, denominada sólidos no reactivos, presente en los fluidos de perforación es la principal preocupación de los especialistas en fluidos. Un aumento en la viscosidad plástica, significa un aumento en el porcentaje volumétrico de sólidos, una reducción en el tamaño de las partículas sólidas o un cambio en la forma de las mismas (IMCO Services, 1.996). La viscosidad plástica es expresada en centipoise (cP). Para determinar la viscosidad plástica se utiliza la siguiente ecuación:

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

#### 2.4.5.2.3. Viscosidad aparente

Se define como la medición en centipoise (cP) que un fluido debe tener en un viscosímetro rotacional, a una tasa de corte previamente establecida, y que denota los efectos simultáneos de todas las propiedades que causan restricción al flujo (Prieto, 1.997). Su valor puede estimarse de la siguiente forma:

$$V_a \text{ (cP)} = \frac{\text{Lectura}_{600 \text{ rpm}}}{2}$$

#### 2.4.5.2.4. Resistencia de gel

Está relacionada con la capacidad que tiene el fluido para mantener en suspensión el material de peso y el ripio de formación, en condiciones estáticas. Cuando el fluido ha sido sometido a tasas de corte cercanas a cero durante un cierto período de tiempo o después de un período de reposo, el fluido tiende a desarrollar una estructura rígida o semi-rígida. Esta propiedad se conoce como tixotropía y el conocimiento de esta es importante para saber si se presentarán dificultades en la circulación del fluido, después que este ha estado en reposo. Este tipo de estructura, es la que permite al fluido mantener en suspensión los ripios de formación al momento en que se detiene la circulación en el pozo. Es importante destacar que no necesariamente se deben mantener altas fuerzas de gel sino que se deben mantener los valores adecuados que permitan prevenir el asentamiento de los sólidos cuando se detiene la circulación del fluido para así evitar atascamiento de la sarta de perforación (ob. cit.).

El viscosímetro rotacional Fann<sup>®</sup> 35A, permite calcular de manera directa los valores de las fuerzas de gel para conocer el grado de tixotropía del fluido. Para un período de reposo de 10 segundos y 10 minutos, se aplica una tasa de corte de 3 rpm y se lee directamente del dial del viscosímetro el esfuerzo de corte máximo que registre. Este se reporta como fuerza de gel inicial a los 10 segundos y fuerza de gel final a los 10 minutos, se expresa en unidades de  $\text{lbf}/100\text{pie}^2$ . Si los valores son altos o la diferencia entre los 10 segundos y los 10 minutos es considerable, pueden presentarse problemas de circulación, una vez que el fluido de perforación haya permanecido en reposo en el hoyo. La formación del gel debe ser suficientemente baja para:

- Permitir que los ripios de gran tamaño sean depositados en el tanque de decantación.
- Permitir un buen funcionamiento de las bombas y una adecuada velocidad de circulación.
- Minimizar el efecto de succión cuando se saca la tubería, y de pistón cuando se introduce la misma en el hoyo.
- Permitir la separación del gas incorporado al fluido.

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

- Cuando se está añadiendo el densificante.
- Al estar el fluido en condiciones estáticas.

#### 2.4.5.2.5. Punto cedente

Se define como el esfuerzo que ha de ser aplicado para que un sistema fluya. Es causado por la interacción entre las partículas sólidas tales como las arcillas, que poseen capacidad viscosificante. Esta interacción es el resultado de las cargas eléctricas positivas y negativas localizadas en la superficie y las aristas de las láminas de arcilla dispersas en la fase continua (ob. cit.). La magnitud de esta fuerza es una función de:

- Las propiedades de la superficie de los sólidos del fluido.
- La concentración de sólidos cargados en el volumen del fluido.
- La concentración de cargas eléctricas de diferente polaridad en la fase continua (líquida) del fluido.

En la práctica para determinar el punto de cedencia se utiliza la siguiente ecuación:

$$P_c (\text{lbf}/100\text{pie}^2) = \text{Lectura}_{300 \text{ rpm}} - V_p (\text{cP})$$

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

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

perforando, se correlaciona de manera más exacta con el punto cedente que con cualquier otro parámetro.

#### **2.4.5.3. Control del filtrado**

Todo fluido de perforación tiene que poseer la propiedad de formar un revoque en la pared del hoyo. El revoque es resultado del forzamiento por diferencial de presión en una formación permeable, de los sólidos del fluido contra la “cara” del hoyo. Los factores que gobiernan la invasión de filtrado dentro de una formación arenosa son la distribución del tamaño de poro de la arena, distribución del tamaño de partículas de los sólidos del fluido y la habilidad plástica del fluido de perforación. El objetivo de un control adecuado de la pérdida de filtrado es formar un revoque delgado y resistente sobre la superficie de las formaciones permeables e impedir pérdidas masivas de filtrado. Además, el filtrado debe ser compatible con la formación y con los fluidos de la misma. Mediante el control apropiado de las pérdidas de filtrado se puede obtener beneficio como menor riesgo de aprisionamiento de tuberías en formaciones permeables, mayor producción de la formación productora, mejor interpretación de los perfiles eléctricos y efectos beneficiosos para la estabilidad del pozo. Para que exista invasión de filtrado, debe haber una presión diferencial hacia las formaciones. Una formación permeable tiene la capacidad de permitir que el flujo pase a través de ella. La permeabilidad está relacionada con el tamaño y configuración de los canales interconectados en la roca. Básicamente existen dos tipos de filtración:

- **Estática**: esta ocurre cuando el fluido no está circulando, y la sobre presión en que este se encuentra en relación a la formación, produce su paso a la misma, originando la formación de un revoque que permite la disminución de la velocidad de filtración.
- **Dinámica**: ocurre cuando el fluido está circulando durante la perforación. El flujo de fluido a medida que pasa por la pared del pozo tiende a erosionar el revoque, a la vez que el mismo se va formando, hasta que debido al equilibrio del diferencial de presión y la erosión, el grosor se estabiliza con el tiempo, y la velocidad de filtración se vuelve constante.

#### **2.4.5.4. Contenido de sólidos**

En un fluido de perforación existen sólidos necesarios como la arcilla y el material densificante, y sólidos indeseables como ripios y arena, los cuales hay que eliminar del sistema.

Los sólidos de perforación o ripios representan uno de los mayores problemas que presentan los fluidos de perforación cuando no son controlados. La acumulación de sólidos de perforación en el sistema causa la mayor parte de los gastos de mantenimiento del fluido. Un programa adecuado de control de sólidos ayuda enormemente a mantener un fluido de perforación en óptimas condiciones, de manera que sea posible obtener velocidades de penetración adecuadas con un mínimo de deterioro para las bombas y demás equipos encargados de circular el fluido de perforación. Algunos efectos de un aumento de los sólidos de perforación son:

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

La determinación del contenido o porcentaje de sólidos de un sistema de fluidos de perforación se determina a través de la retorta, instrumento mostrado en la Figura 16 (sección de equipos de laboratorio).

#### **2.4.5.5. Medición de pH**

Es una medida del estado de acidez o basicidad de un fluido de perforación o de su filtrado. La medición y ajustes de pH son fundamentales debido a la interacción con las arcillas; solubilidad de algunos componentes y contaminantes; la efectividad de la mayoría de los aditivos; y como es el control de acidez y procesos de corrosión. Mediante un número definido como el negativo del logaritmo decimal de la concentración de iones  $H^+$  expresada en

mol por litro. Matemáticamente, el pH se calcula a través de la siguiente ecuación:

$$\text{pH} = -\log (\text{H}^+)$$

Donde:

pH: potencial hidrógeno (adimensional).

H<sup>+</sup>: concentración de iones hidrógeno (mol/L).

Los distintos valores del pH (potencial hidrógeno) vienen expresados en una escala numérica entre el cero (0) y el catorce (14), en la que pH=7 representa el carácter neutro. Los valores inferiores a siete (7) son indicativos de un aumento de la concentración de iones hidrógeno (H<sup>+</sup>), y por tanto, de la acidez; por el contrario, los valores comprendidos entre siete (7) y catorce (14) representan, en sentido creciente, el carácter básico o alcalino. La determinación del pH de una disolución puede llevarse a cabo mediante indicadores o de forma más precisa, mediante medidores de pH electrónicos.

#### **2.4.5.6. Estabilidad eléctrica**

La estabilidad eléctrica de un fluido de perforación base aceite es una propiedad relacionada con la estabilidad de su emulsión. Se determina aplicando una señal eléctrica sinusoidal con rampas de voltaje a un par de electrodos de placas planas que están inmersos en el fluido. La corriente resultante permanece baja hasta que se alcanza el voltaje de entrada, a partir del cual la corriente se eleva muy rápidamente. Este voltaje de entrada es referido como la estabilidad eléctrica del fluido de perforación y es definido como el voltaje (medido en voltios (voltaje pico) cuando la corriente alcanza 61 μA). La prueba no indica necesariamente que un fluido de perforación base aceite esté en buenas o malas condiciones. Solamente indica la tendencia que tiene el sistema de fluido en mantenerse estable.

Generalmente, una estabilidad eléctrica de 400 voltios o más, es aceptable para densidades que estén dentro del rango de 8 a 12 lbm/gal. A densidades más altas se requiere más emulsificantes y humectantes para mantener el material densificante totalmente humedecido con aceite. A mayor porcentaje de sólidos, mayor es la separación entre las gotas de agua, por lo

tanto, el voltaje a aplicar también deberá ser mayor para lograr un flujo de corriente. La estabilidad eléctrica para fluidos de perforación pesados puede variar de 500 a 2.000 voltios.

#### **2.4.5.7. Observaciones visuales**

Aunque no sean cuantitativos los datos visuales, desde un punto de vista práctico, son muy importantes en el control de fluidos de perforación. Por ejemplo, el asentamiento del material densificante en los tanques es indicativo de bajas fuerzas de gel o de problemas de humectabilidad del densificante por el agua. Esta situación amerita el uso de un gelificante o de un humectante de acuerdo al caso. Otra observación visual son los anillos de dispersión que se forman sobre la superficie del fluido base aceite. En un buen fluido de perforación base aceite, estos anillos son agudos y oscuros, y la superficie del fluido es brillante. Los anillos difusos indican un problema potencial, y en este caso, el fluido debe ser sometido a análisis para poder determinar sus condiciones.

#### **2.4.5.8. Análisis químico**

El conocimiento de la química de los fluidos de perforación es importante cuando se perfora un pozo para poder asegurar el control apropiado de la operación. Los aditivos que componen el fluido de perforación requieren ciertas condiciones para funcionar apropiadamente; salinidad, alcalinidad, son ejemplos de ello.

La interpretación de alcalinidad del filtrado involucra las diferencias entre los valores de titulación obtenidos por los procedimientos prácticos en laboratorio, respecto a los valores teóricos. Es por esta razón, la atención especial a la medida exacta de los diversos reactivos utilizados debido a su importancia en todos los pasos de los procedimientos experimentales. Además, es importante comprender que los cálculos a partir de la parte experimental son sólo estimaciones de las concentraciones de las especies iónicas informadas, basadas en las reacciones de equilibrio químicas teóricas.

#### **2.4.5.8.1. Salinidad**

Es un método de titulación que mide el volumen de nitrato de plata estándar requerido para reaccionar con los iones de cloruro (y otro haluro) para formar sales de cloruro de plata insoluble (o haluros de plata). La concentración de sal soluble en agua de un fluido de perforación es relacionada con la efectividad de controlar las lutitas.

#### **2.4.5.8.2. Alcalinidad**

La alcalinidad se considera como el poder ácido-neutralizante de una sustancia. La prueba de alcalinidad consiste en un método de titulación que mide el volumen de ácido estándar requerido para reaccionar con los materiales alcalinos (básicos) en una muestra de fluido de perforación.

Los resultados obtenidos pueden usarse para estimar la concentración de los iones hidroxilo ( $\text{OH}^-$ ), carbonato ( $\text{CO}_3^{2-}$ ), y bicarbonato ( $\text{HCO}_3^-$ ) en el fluido, y que son responsables directos de la alcalinidad del filtrado y del fluido.

La alcalinidad es tan importante como saber su origen. Así, aquella que provenga de los iones hidroxilo se considera benéfica (pues proporciona, sin otros efectos negativos, un ambiente alcalino, no corrosivo y propicio para el buen desempeño de algunos aditivos del fluido); por el contrario, la alcalinidad aportada por los iones carbonato y bicarbonato se considera dañina, pues dichos iones afectan negativamente las fuerzas gel y el filtrado del fluido sin permitir acciones correctivas mientras sigan presentes.

En ocasiones, la composición del filtrado es tan compleja que interpretar las alcalinidades en función de los componentes iónicos estimados puede conducir a errores, pues otros iones, tales como los boratos, silicatos, sulfuros y fosfatos, pueden también contribuir a la alcalinidad.

Tal vez, algo más preocupante en la determinación de alcalinidades en fluidos de perforación es la presencia de los adelgazantes orgánicos aniónicos, productores de filtrado con sus productos de degradación, pues pueden contribuir grandemente al valor final de la alcalinidad y también encubrir el punto final del cambio de color en las titulaciones. Sin embargo, para un sistema de fluido base agua y bentonita que no posee adelgazantes orgánicos, las alcalinidades, pueden ser usadas para determinar la presencia de iones carbonato y bicarbonato. En un sistema de fluido base aceite (mineral o

sintético) el valor de la alcalinidad es utilizado para calcular el contenido de cal en exceso sin reaccionar.

#### **2.4.5.8.3. Dureza**

La dureza del agua o del filtrado del fluido es debido principalmente a la presencia de iones de calcio y magnesio. La prueba de dureza consiste en un método de titulación que mide el volumen de un agente estándar “secuestrante de calcio” requerido para reaccionar con todo el calcio (y otros iones alcalinos solubles en agua). El calcio medido en esta prueba puede provenir del cloruro de calcio ( $\text{CaCl}_2$ ), y de la cal ( $\text{CaO}$  o  $\text{Ca}(\text{OH})_2$ ), pero una parte del calcio puede provenir del yeso perforado o de la anhidrita ( $\text{CaSO}_4$ ), si se trata por supuesto de fluidos de perforación ya utilizados en campo. La dureza total es expresada como miligramos por litro (mg/L).

#### **2.4.5.8.4. Prueba de azul de metileno**

La capacidad de azul de metileno de un fluido de perforación, es el indicador de la cantidad de arcillas reactivas (bentonita comercial  $\%_o$  en sólidos perforados) presentes en él. Esta prueba provee una estimación de la capacidad total de intercambio de cationes de los sólidos (arcillas) de un fluido. La capacidad de azul de metileno y la capacidad de intercambio de cationes no son totalmente iguales; normalmente la primera es un poco menor que la capacidad real de intercambio de cationes.

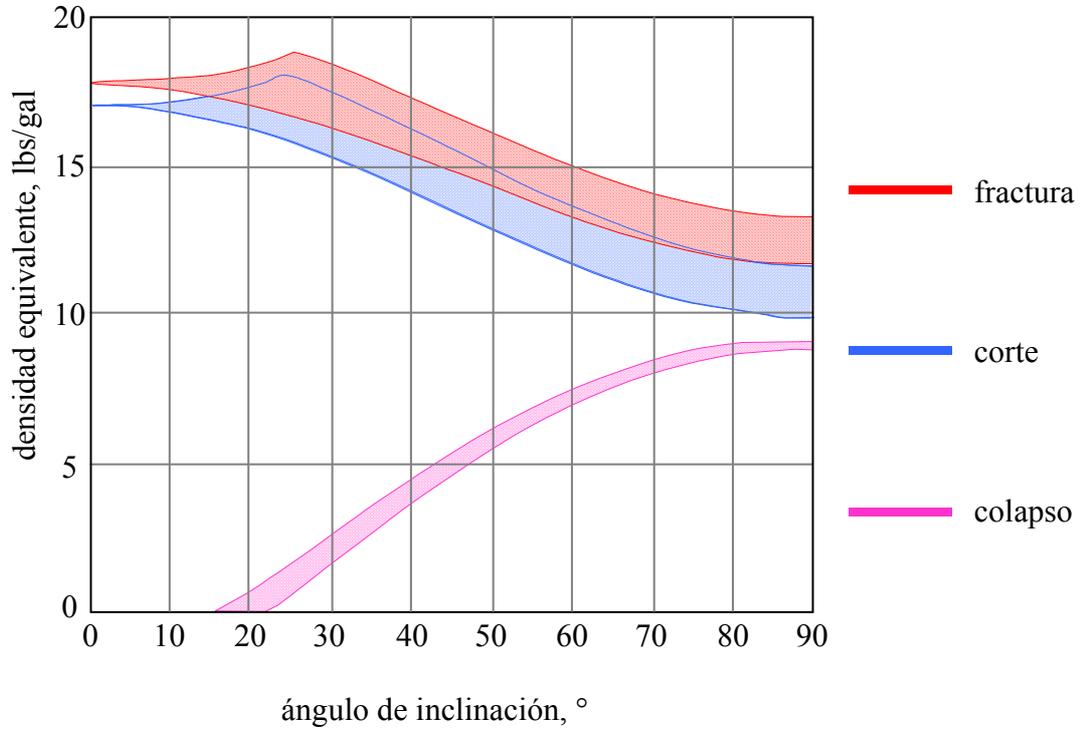
## 2.5. Ventana del fluido de perforación

Si la densidad equivalente de circulación durante las operaciones de perforación no se diseña de manera apropiada, pueden ocurrir problemas de inestabilidad del hoyo. La ventana operacional de densidades del fluido de perforación se define como el intervalo de densidades equivalentes de circulación para el cual se evita el colapso del hoyo (reducción brusca del diámetro del hoyo), la falla por corte (cuando los esfuerzos de corte inducidos superan la resistencia al corte de la roca) o una falla por tensión (fracturamiento inducido de la roca). Para estimar la estabilidad del hoyo se sigue el siguiente procedimiento:

1. Revisión de los problemas operacionales durante la perforación sobrebalance relacionados probablemente con la inestabilidad del hoyo (apoyos, arrastres, pegas, pérdidas de circulación).
2. Revisión de estudios geomecánicos realizados en núcleos de la formación. En general, estos estudios se realizan en las arenas productoras y dan una idea de la estabilidad promedio de las zonas de areniscas.
3. Revisión de registros de estabilidad de hoyo generados por compañías de servicios. La ventaja de estos registros es que estiman la ventana operacional a lo largo de todo el intervalo perforado, pero estos resultados deben tomarse con cautela pues en la estimación se realizan un sinnúmero de aproximaciones y suposiciones que pueden conducir a resultados erróneos si no se validan o calibran mediante los resultados obtenidos en núcleos.

En la Figura 7 se observa que para un pozo vertical ( $0^\circ$  de inclinación) las areniscas son mecánicamente estables cuando se perfora con una densidad equivalente de circulación inferior a 17 lbm/gal y esta condición se mantiene hasta aproximadamente los  $15^\circ$  de inclinación, lo cual permite confiar en la estabilidad en caso de una desviación involuntaria del hoyo. Cuando la inclinación del hoyo aumenta, el intervalo de la densidad del fluido de perforación se reduce y se hace más dependiente del azimut (la influencia del azimut está representado por el grosor de los límites en la Figura 7) hasta el punto de que para perforar un pozo horizontal el fluido debe estar entre 9 y 12 lbm/gal en la dirección más estable paralela al esfuerzo horizontal mínimo

(este intervalo de estabilidad se ubica entre 9 y 10 lbm/gal en la dirección del esfuerzo horizontal máximo).



**Figura 7:** Ventana operacional para la estabilidad del hoyo.

## 2.6. Campo Dragón

### 2.6.1. Ubicación

La cuenca de Carúpano está ubicada en la región nororiental de la Plataforma Continental de Venezuela, al Norte de la Península de Paria, Estado Sucre. El área de interés está situada en la zona de interacción de la Placa del Caribe con la Placa Suramericana (Figura 8). Estos terrenos, junto con otras sub-cuencas constituían una depresión continua durante el Paleógeno (Paleoceno, Eoceno y Oligoceno) y han sido movidos Este-Oeste una distancia superior a los 1.300 Km, desplazados por una falla rumbo deslizante o de transferencia. El terreno del Caribe lo conforman unidades metamórficas que han servido de basamento a las cuencas sedimentarias ubicadas desde área Falcón-Este, hasta la cuenca de Carúpano.



Figura 8: Ubicación tectónica.

Entre los elementos estructurales de mayor importancia en cuanto a hidrocarburos se refiere, se cuentan la sub-cuenca de Caracolito, la sub-cuenca de Paria y el alto de Patao. La sub-cuenca de Caracolito constituye la principal depresión en la cuenca de Carúpano. Se encuentra ubicada al sureste de la Plataforma de Margarita-Los Testigos y se desarrolló debido a esfuerzos extensivos en una cuenca de frente de arco asociada a la subducción del Atlántico durante el Eoceno. Parte de la sub-cuenca fue invertida durante el Oligoceno. Al Sur de la cuenca de Caracolito se ubica el alto de Patao, un alto

en el basamento asociado a corrimientos por convergencia al Sur y orientación sureste, emplazados durante el Oligoceno y Mioceno Temprano.

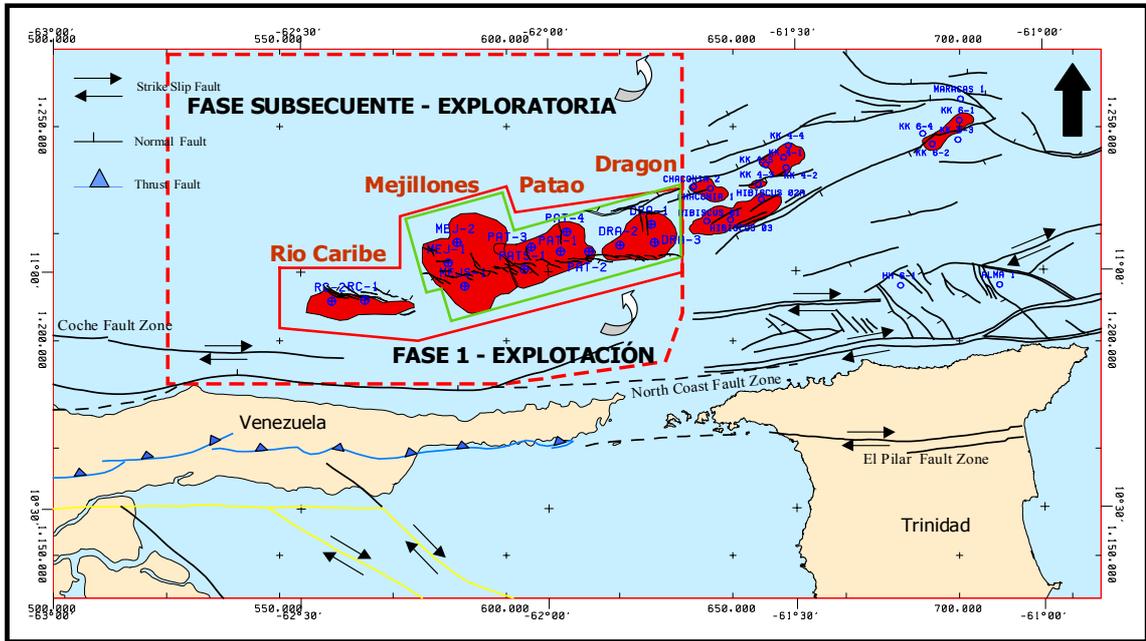


Figura 9: Ubicación del Proyecto Mariscal Sucre.

### 2.6.2. Estratigrafía

PROF. (pies)		EDAD	DESCRIPCIÓN LITOLÓGICA	
0		Pleistoceno Reciente	Predominan las arcillas y calizas, la arena es de grano tosco. Las arcillas son grises, plásticas con fragmentos de cáscaras, corales, trazas de arena fina y lignito.	
1000			A 2.000 pies, areniscas poco consolidadas, de tamaño medio, grano tosco, cuarzo subalerno-redondeado y bien ordenado. La arcilla predominante es gris, plástica, con material bioclástico y con rastros de lignito. Pueden encontrarse los arrecifes de coral de 2.500 – 2.900 pies.	
2000		<2400	Plioceno Tardío	Intervalo caracterizado por las arcillas grises, plásticas, con fragmentos de cáscaras y fósiles. Rastros de pirita. Pueden esperarse los arrecifes de coral de 3.200 – 3.600 pies.
3000		<4050		Intervalo caracterizado por las arcillas grises y plásticas, lutitas moderadamente compactas y sedimentos con trazas ocasionales granos finos, pirita, lignito y material bioclástico.
4000		Plioceno Medio	<6150	Predominan las arcillas y lutitas, grises, bien compactas, sedimentos grises moderadamente compactos con lignito, pirita, fósiles, glauconita, material calcáreo y micas. La sección del reservorio consiste en arenas de cuarzo y sedimentos, compactados y cemento calcáreo. Arena de grano medio tosco, sub-redondeados, con trazas de pirita y glauconita.
5000				
6000		Mioceno Medio @ Mioceno Temprano	<11000	Sedimentos piroclásticos, sedimentos, lutitas y chert.
7000				
8000				
9000				
10000				
11000				

Figura 10: Columna estratigráfica y descripción litológica del campo Dragón.

### 2.6.3. Estructura

- Altos estructurales: aunque el alto estructural de mayor magnitud lo conforma el de Margarita-Los Testigos, es el alto de Patao el de mayor importancia. Este alto tiene una extensión de 40 Km, delimitado por fallas Este-Oeste al Norte y Sur; su continuidad lateral se interrumpe por fallas secundarias en la misma direccional o perpendiculares a las anteriores. Al occidente, el alto de Patao se interrumpe contra el alto San Juan de las Gardonas-Unare. Entre ambos existe una silla tectónica.

- Cuencas: la cuenca de Carúpano se subdivide en cuatro sub-cuencas.
1. Sub-cuenca de Caracolito: la de mayor extensión y con grandes espesores de sedimentos > 30.000 pies.
  2. Sub-cuenca de Paria: ubicada al Sur del alto de Patao y limitada al Sur por la falla de Coche.
  3. Sub-cuenca de Araya: ubicada entre San Juan de las Gardonas al Este, la falla de Coche al Norte y la Península de Araya al Sur.
  4. Sub-cuenca sureste de Margarita.
- Fallas: existen dos fases tectónicas en la cuenca de Carúpano.
1. Primera fase tectónica: se observa en la secuencia Cretáceo-Eoceno-Oligoceno, y la segunda durante el Neógeno (Plioceno y Mioceno). Entre las fallas de la primera fase destacan, el sistema de fallas al Sur de Los Testigos con desplazamientos verticales hasta de 10.000 pies, se interpreta como una falla transcurrente. Su continuación hacia el Este con La falla de Uquire presenta más rasgos compresivos, de rumbo Este-Oeste y corta secciones Cretáceo-Eoceno-Oligoceno, pudiera ser transcurrente o inversa de ángulo alto con buzamiento al Norte. Las fallas de Caracolito y Tres Puntas ubicadas entre el sistema de fallas del Sur de Los Testigos y el alto de Patao, su orientación es NE-SO, transcurrentes sinestrales. En los mapas isópacos se han interpretado hasta 10 Km de desplazamiento horizontal. El sistema de fallas de Patao Sur orientadas rumbo Este-Oeste, falla inversa de alto ángulo, leve buzamiento hacia el Norte.
  2. Segunda fase tectónica: se observa en la secuencia Mioceno-Cuaternario, formada bajo un régimen complejo: extensional, compresional y transcurrente, con predominio del primero. Las fallas Este-Oeste son las estructuras mayores, tal como Las fallas de Coche con pronunciado desplazamiento vertical (18.000 pies). Aparentemente, se prolonga hasta el margen continental Norte de Trinidad donde se han medido desplazamientos de 8.000 pies. En el alto de Patao se ubican Las fallas de Patao Norte y Patao Sur de dirección Este-Oeste, distensivas principalmente.

### 3. RESÚMENES OPERACIONALES DE POZOS PERFORADOS EN EL CAMPO DRAGÓN

La fuente de donde se sustrajo la información descrita a continuación, es referida de los libros de reportes diarios de actividades de los pozos Dragón 1, Dragón 2 y Dragón 3; es necesario señalar que los mismos no se encuentran en las mejores condiciones de lectura, debido a la calidad deficiente de su reproducción  $\frac{1}{2}$  fotocopiado. Por lo cual, se presentaron actividades imposibles de analizar.

#### **Pozo Dragón 1**

El pozo Dragón 1 es un pozo vertical con una desviación direccional de 3°N67°O el cual llega a una profundidad final de 12.336' y fue completado el 22/07/1.980.

#### **Hoyo de 36". Revestidor de 30" @ 796'**

La perforación del hoyo se inicia con un fluido de perforación del tipo *spud-mud* y mecha de 26" con ampliador de 36", amplió hoyo y bajó revestidor de 30" hasta la profundidad de 796'. La profundidad entre la superficie del mar y el lecho marino fue de 470'. Durante la perforación de este hoyo no se presentaron problemas.

#### **Hoyo de 26". Revestidor de 20" @ 1.512'**

Para la perforación de este hoyo se usó un fluido de perforación del tipo agua-gel con densidad de 9,6 lbm/gal. Inicialmente, se perforó un hoyo piloto de 12  $\frac{1}{4}$ " hasta la profundidad de 1.539', el mismo fue ampliado a 26" usando un sistema de fluido con densidad de 10,5 lbm/gal. Se corrieron registros (DLL, MSFL, GR, SP, CAL) y bajó revestidor de 20" hasta la profundidad de 1.512' donde fue cementado. No se presentaron problemas durante la perforación de este hoyo.

**Hoyo de 17 1/2". Revestidor de 13 3/8" @ 4.168'**

La perforación del hoyo se inició con un sistema de fluido de perforación del tipo lignosulfonato con densidad de 10,3 lbm/gal. Se perforó un hoyo piloto de 8 1/2" hasta la profundidad de 4.227', el mismo fue ampliado a 17 1/2" usando un sistema de fluido con densidad de 10 lbm/gal. Luego se bajó el revestidor de 13 3/8" hasta la profundidad de 4.168' donde fue cementado. Se corrieron registros (DLL, MSFL, GR, CAL) pero no pasó @ 1.530'.

**Hoyo de 12 1/4". Revestidor de 9 5/8" @ 9.192'**

Para la perforación de este hoyo se inició con un sistema de fluido del tipo lignosulfonato con densidad de 10 lbm/gal. Al terminar el intervalo, el valor de la densidad del sistema de fluido de perforación fue de 11,7 lbm/gal. Se bajó revestidor de 9 5/8" hasta la profundidad de 9.192' donde fue cementado. Las observaciones que resaltan durante la perforación del intervalo se describen a continuación:

- a) Notó que no había fraguado el cemento del hoyo de 17 1/2".
- b) Se realizaron pruebas con cromatógrafo a la profundidad de 5.340', resultando 270 unidades de gas y 13.000 ppm de Cl<sup>-</sup>. Se corrió registro de desviación, resultando vertical 0° @ 5.720' y @ 8.781'.
- c) Debido a la baja velocidad de penetración se decidió sacar la mecha.
- d) El fluido de perforación fue tratado con CC-16, para eliminar pérdida de circulación.
- e) Se corrieron registros (DLL, MSFL, GR, CAL, SP, LDT, EPT, CNL, BHC, ITT).

**Hoyo de 8 1/2". Liner de 7" @ 12.287'**

La perforación de este hoyo se inicia con un fluido de perforación del tipo lignosulfonato con densidad de 11,7 lbm/gal. Al finalizar el intervalo, la densidad en el fluido fue de 12,4 lbm/gal. Sin embargo, a la profundidad de 11.850' se alcanzaron valores de densidad de hasta 12,9 lbm/gal para poder trabajar en zonas del Cretáceo Medio-Inferior. Los acontecimientos más relevantes durante la perforación de este intervalo se mencionan a continuación:

- a) El 90% de los insertos se perdieron, de los cuales el 40% se rompieron por contacto con hierro.
- b) Toma de núcleo con mecha de 8  $\frac{5}{16}$ " de 11.443'-11.459', este aparentemente se partió y se decidió sacar tubería, debido a que la tasa de perforación disminuyó considerablemente.
- c) Se acondicionó el sistema de fluido de perforación, incrementando la densidad y el punto cedente del mismo, esto con el propósito de limpiar el hoyo y mantener la estabilidad del hoyo. Por el contrario, en ciertos intervalos se bajó la densidad del sistema, para evitar pérdidas de circulación y de presentarse estas, se bombearon píldoras de fluido con *jell flake* y *walnut* para minimizar las mismas.
- d) Se repasaron los intervalos siguientes: 11.506'-11.750'; 11.778'-11.803' y 11.839'-11.850'.
- e) Trató de correr registro DLL pero no pasó @ 11.430'. Tampoco se pudo correr registros (*Laterolog*, MSFL, GR, SP, CAL) @ 11.763'.
- f) Trató de correr registro (LDT, CNL, NGT) y la herramienta no pasó @ 11.800'. El toma muestra de pared y el cable del mismo se quedó. Se metió arpón para pescar.
- g) Se corrió *liner* de 7" hasta la profundidad de 12.287' donde fue cementado. Se corrieron registros (CBL, BHC) @ 12.197' y realizó diversas pruebas de *BOP'S*, *RAM'S*, *choke*, *kill lines*, anular, colgador, entre otras.
- h) Se cañoneó en los intervalos: 11.593'-11.617'; 11.750'-11.760'; 11.713'-11.723' y 11.728'-11.742'.
- i) Al abrir el pozo fluyó aire sin presión. Se cerró el pozo para obtener presión inicial del yacimiento. Nuevamente se abrió el pozo y fluyó con colchón de agua. Tomó muestra de agua dulce, 1.000 ppm de  $Cl^-$  y posteriormente comenzó a fluir fluido de perforación de 13,3 lbm/gal y 2.700 ppm de  $Cl^-$ .
- j) Pozo fluyendo con fluido de perforación de 10,5 lbm/gal; 9,7 lbm/gal; 9,4 lbm/gal;  $Cl^-$  = 14.000 ppm.
- k) Se dobló pata de mula @ 8.947', aproximadamente 1', con un ángulo de 30°. Se cambió pata de mula, niple y bomba. Bajando completación. Desplazó tubería con 87 bbl de gas-oil.

- l) Se cañoneó en los intervalos: 7.450'-7.452'; 7.493'-7.501'; 7.504'-7.510'; 7.610'-7.612'; 7.641'-7.661'; 7.668'-7.688'; 7.750'-7.752'; 7.778'-7.788' y 7.860'-7.862'.
- m) Bajó retenedor pero no pasó @ 7.120'.
- n) Frezando retenedor, ningún progreso, 0% limaduras, bombeó píldora y sacó fresa, salió desgastada. Perforó 3' de cemento. Aparentemente, existe una plancha de metal (de la empaadura) que está suelta y no permite el corte del cemento por la mecha.
- o) Se hizo conexiones superficiales y se probaron.
- p) Prueba con cromatógrafo:  $C_1 = 110.000$  ppm;  $C_2 = 68.000$  ppm;  $C_3 = 220$  ppm.
- q) Corrió bombas ameradas.
- r) Pozo cerrado (*Build-Up*),  $P_{est} = 3.550$  lbf/pulg<sup>2</sup>. Se observó fugas de gas en la línea del quemador. Cerró pozo y cambió al otro quemador. Trató de correr registro de temperatura pero no pasó @ 1.130'. Mató al pozo forzando el gas en la formación. Bombeó 48 bbl de fluido de perforación de 11,8 lbm/gal y 20 bbl de 14 lbm/gal. Corrió registro de temperatura.
- s) Mezcló cemento clase "A" y desplazó. Bajó cesta y asentó empaadura @ 7.560'. Bajó completación. Probó sellos y líneas. Reparando fugas.
- t) Vistió árbol de superficie.
- u) Cerró pozo en la válvula submarina del lubricador y en el actuador del árbol de navidad (*Build-Up*). Limpió piso del taladro.
- v) Circuló fluido de perforación para lograr densidad de 11,7 lbm/gal. Bombeó tapón balanceado de 30 bbl de agua, 21 bbl de cemento clase "A" y aditivos. Desplazó con 47 bbl de fluido de perforación. Dejó caer tapón balanceado de 100 sxs de cemento clase "A" y CaCl<sub>2</sub>. Desplazó el mismo con 11,5 bbl de agua de mar.
- w) Pescó *wear bushing*. Desconectó las líneas de flujo, *choke* y *kill lines*. Desconectó *BOP*. Sacó la junta telescópica. Sacó conductor marino y se haló anclas.

**Pozo Dragón 2**

El pozo Dragón 2 es un pozo vertical con una desviación direccional de  $2\frac{1}{2}^{\circ}N51^{\circ}E$ , el cual llega a una profundidad final de 11.038' y fue completado el 03/11/1.980.

**Hoyo de 36". Revestidor de 30" @ 681'**

La perforación del hoyo se inicia con un fluido de perforación del tipo *spud-mud* y mecha de 26" con ampliador de 36". Luego de ampliar el hoyo @ 36", se desplazó el agua de mar con 4.900 bbl de fluido de perforación y bajó revestidor de 30" hasta la profundidad de 681'. Bombeó cemento con 40 bbl de agua de mar y se esperó fraguado. La profundidad entre la superficie del mar y el lecho marino fue de 438'. Durante la perforación de este hoyo no se presentaron problemas.

**Hoyo de 26". Revestidor de 20" @ 1.283'**

Para la perforación de este hoyo se usó un fluido de perforación del tipo agua-gel con densidad de 9 lbm/gal. Inicialmente, se perforó un hoyo piloto con diámetro de  $12\frac{1}{4}$ " hasta la profundidad de 1.283', el mismo fue ampliado con mecha de  $14\frac{3}{4}$ " y ampliador de 26", usando un sistema de fluido con densidad de 9,5 lbm/gal. Se corrieron registros (DLL, MSFL, SP, GR, BHC, ITT, CAL) y se bajó revestidor de 20" hasta la profundidad de 1.283' donde fue cementado. Dentro de los problemas más resaltantes encontrados durante la perforación del intervalo se encuentran:

- a) Se desplazó el fluido de perforación por agua de mar, debido a fuga en la junta telescópica.
- b) Faltando 90' para asentar el revestimiento de 20" se encontró hoyo apretado.
- c) Conectó *riser* con *bolt joint* y *BOP*, presentó fugas. Reventón de dos mangueras.
- d) Buzos toman muestra de cemento. Conectó mecha de 26", pero no pudo entrar al hoyo, trató de nuevo y se rompió la guaya de la cámara. Trató de entrar con mecha de 26", sin éxito.
- e) Operación con las guayas de las anclas, con el fin de alinearlas. Moviendo barco.

**Hoyo de 17 1/2". Revestidor de 13 3/8" @ 4.026'**

La perforación del hoyo se inició con un sistema de fluido de perforación del tipo lignosulfonato con densidad de 9,7 lbm/gal. Inicialmente, se perforó un hoyo piloto de 12 1/4" hasta la profundidad de 4.000', el mismo fue ampliado a 17 1/2" y se continuó perforando hasta 4.026' con mecha de 17 1/2", usando un sistema de fluido de perforación con densidad de 9,8 lbm/gal. Se corrió registro de desviación, resultando vertical 0° @ 2.487' y (DLL, MSFL, SP, CNL, GR, BHC) @ 4.024'. Luego, se bajó el revestidor de 13 3/8" hasta la profundidad de 4.026' para posteriormente realizar actividades de cementación. No se presentaron eventualidades durante la perforación de este hoyo.

**Hoyo de 12 1/4". Revestidor de 9 5/8" @ 7.583'**

Para la perforación de este hoyo se inició con un sistema de fluido del tipo lignosulfonato con densidad de 9,9 lbm/gal. Al finalizar el intervalo, la densidad en el fluido era de 11 lbm/gal. Se bajó revestidor de 9 5/8" hasta la profundidad de 7.583' donde fue cementado. Las observaciones más relevantes durante la perforación de este hoyo se describen a continuación:

- a) Se corrieron registros (CCL, GR, CAL, DLL, SP, CNL, BHC, ITT) y de desviación, resultando vertical 0° @ 2.115'.
- b) Problema con el compensador de movimiento desde 5.813'-5.874'. Circulando, pedazos grandes de arcilla saliendo por el *shaker*.
- c) Se corrió registro de desviación pero falló dos veces. Circuló para acondicionar hoyo con dos chorros tapados @ 42 EPM; 3.000 lbf/pulg<sup>2</sup>. Se trató de destapar los chorros tapados con cemento, sin éxito.

**Hoyo de 8 1/2". Liner de 7" @ 8.235'**

La perforación de este hoyo fue iniciada con un fluido de perforación del tipo lignosulfonato con densidad de 11 lbm/gal. Al finalizar el intervalo, la densidad en el fluido era de 10,8 lbm/gal. Los acontecimientos más importantes durante la perforación de este intervalo se mencionan a continuación:

- a) Se instalaron protectores de goma a cada pareja debido a la gran fricción de las primeras cinco parejas, esto debido a viaje a la zapata.
- b) Se corrieron registros (DLL, MSFL, GR, FDC) @ 11.028'. Terminó de correr registros (GR, FDC) @ 10.930', no logró bajar más. Se corrió registro BHC

- @ 10.870', no logró bajar más. Corrió registro WST desde 3.154'-11.038'. Corrió registro DIPMETER desde la zapata del revestimiento de 9 <sup>5</sup>/<sub>8</sub>" hasta 11.038'.
- c) Tomó muestra de pared del hoyo (CST), se pegó la herramienta en el primer disparo @ 10.946'. Se tensionó y salió. Continuó tomando muestras con problemas. Armó cañón y bajó para sacar muestras. Tuvo dificultad y se sacó el cañón. Reparó el cañón, bajó y disparó. Sacó por falla. Reparó cañón de nuevo y bajó, no trabajó. Esperó herramienta de Maturín.
- d) Circulando para acondicionar fluido a 10,8 lbm/gal. Bombeó 10 bbl de agua y 140 sxs de cemento. Desplazó con 2 bbl de agua, seguidos de 138 bbl de fluido de perforación. Circuló cemento líquido y acondicionó fluido de perforación floculado. Bombeó 10 bbl de agua y 186 sxs de cemento clase "A".
- e) Circuló para limpiar hoyo. Probó revestimientos de 7" y 9 <sup>5</sup>/<sub>8</sub>" @ 3.000 lbf/pulg<sup>2</sup>. Se corrió registro CBL y se partió el cable dejando 8.100' del mismo en el hoyo más la herramienta. Se construyó herramienta de pesca y se sacó cable y pescó herramienta.
- f) Bajó cesta @ 8.195'. Bajó empacadura permanente @ 7.828'. Bajando con completación de 2 <sup>7</sup>/<sub>8</sub>" y tubería de producción de 3 <sup>1</sup>/<sub>2</sub>". Armó árbol de navidad. Se corrió registro CCL @ 7.782'. Por obstrucción sacó herramienta y probó de nuevo varias veces, sin poder pasar @ 7.782'. Ensambló lubricador. Bajó con calibrador de *wire line*. Tocó obstrucción @ 7.849', y bajó hasta 7.884', no pasó por obstrucción. Levantó 15' y circuló gas-oil a los quemadores. Fluido de perforación bastante sucio. Desplazó *tubing* con diesel. Bajó *wire line* y herramienta de calibración de 1 <sup>3</sup>/<sub>4</sub>" a través del *tubing*, hasta 8.195' donde tocó fondo. Sacó herramienta.
- g) Se cañoneó en los intervalos: 7.740'-7.758'; 7.900'-7.910' y 8.134'-8.140'.
- h) Bajó bombas ameradas.
- i) Pozo cerrado para restauración inicial de presión (*Build-Up*). Abrió pozo y las líneas se taponaron con hielo. Reparó calentador y bombeó glicol para destapar líneas. La presión se estabilizó en 3.519 lbf/pulg<sup>2</sup> @ 79 °F.
- j) Abrió pozo con *choke* de <sup>16</sup>/<sub>64</sub>". Cambió a <sup>32</sup>/<sub>64</sub>". Se formó hielo en el separador. Se calentó para eliminar el hielo.

- k) Asentó empacadura @ 7.700'. Prueba de inyectividad. Mezcló y bombeó 100 sxs de cemento clase "A" + aditivos. Desplazó con 35 bbl de agua más 65 bbl de fluido de perforación. Terminó de desplazar cemento con 33 bbl de fluido de perforación.
- l) Corriendo cesta + CCL, no pasó @ 8.080', se pegó @ 8.105'. Sacó con dificultad. No salió cesta ni CCL. Pescando @ 8.027'.
- m) Bajó empacadura F-1 y asentó @ 8.040'. Se pegó el *setting tool*.
- n) Vistió y desvistió equipos de producción presentando problemas con sellos.
- o) Trató de pescar tres veces las bombas ameradas, sin éxito (había sucio alrededor de las bombas). Circuló inversamente matando el pozo. Sacó conejo y bombas ameradas.
- p) Se dañó manguera hidráulica y mezclador. Decidió reversar cemento. Bombeó 9 bbl de agua, 125 sxs de cemento y 124 bbl de fluido de perforación. No salió cemento. Forzó 16 bbl de cemento. Desplazó fluido de perforación por agua de mar. Bombeó 100 sxs de cemento con 2% de  $\text{CaCl}_2$  y 10 bbl de agua. Comenzó a sacar conductor marino y *BOP'S*.
- q) Terminó de sacar conductor marino con *BOP'S*. Buzos cortaron guaya y recuperaron nivelador y anclas. Este pozo terminó con 52,8 días el día 18/11/1.980.

**Pozo Dragón 3**

El pozo Dragón 3 es un pozo vertical con una desviación direccional de  $4\frac{1}{2}^{\circ}\text{S}45^{\circ}\text{E}$ , el cual llega a una profundidad final de 8.871' y fue completado el 31/07/1.982.

**Hoyo de 36". Revestidor de 30" @ 676'****Hoyo de 26". Revestidor de 20" @ 570'**

La perforación del hoyo se inicia con un fluido de perforación del tipo *spud-mud* y mecha de 26" con ampliador de 36". Bajó revestidor de 30" hasta la profundidad de 676'. Bombeó cemento y se esperó su fraguado. Bajó revestidor de 20" hasta la profundidad de 570' y se bombeó 600 sxs de cemento clase "A", desplazado con agua de mar para luego esperar su fraguado. La profundidad entre la superficie del mar y el lecho marino fue de 424'. (Durante la perforación de los hoyos de 36" y 26" se presentaron problemas que no fueron posibles de analizar debido al estado borroso e ilegible del libro de reporte de actividades diarias). Los acontecimientos más importantes durante la perforación de estos intervalos se mencionan a continuación:

- a) Bajó *BOP'S* y *riser*. Presentó diversas fugas.
- b) Lavó cemento. Perforó zapata de 20" @ 570' y la de 30" @ 676'. Desplazó agua de mar en el anular por *spud mud* de 9,5 lbm/gal. Después de perforar se perdió circulación, no se obtuvo retorno.
- c) Los buzos no observaron ningún retorno en el lecho marino ni fugas en los *BOP'S*. Mezcló 200 bbl de píldora viscosa con mica y *walnut*. Mezcló y bombeó 240 sxs de cemento clase "A", aditivos (68 bbl de mezcla), 4 bbl de agua delante y 1 bbl detrás. Desplazó con 10 bbl de fluido de perforación y se esperó fraguado del cemento.

**Hoyo de 17  $\frac{1}{2}$ ". Revestidor de 13  $\frac{3}{8}$ " @ 4.020'**

La perforación del hoyo se inició con un sistema de fluido de perforación del tipo lignosulfonato con densidad de 9,6 lbm/gal. Inicialmente, se perforó un hoyo piloto de 12  $\frac{1}{4}$ " hasta la profundidad de 4.020', el mismo fue ampliado a 17  $\frac{1}{2}$ ", usando un sistema de fluido de perforación con densidad de 10,1 lbm/gal. Se bajó el revestidor de 13  $\frac{3}{8}$ " hasta la profundidad de 4.020' para

posteriormente realizar actividades de cementación. Los acontecimientos más relevantes durante la perforación de este hoyo son los siguientes:

- a) Perdió circulación total @ 1.042'. Mezcló y bombeó 40 bbl de LCM. Mezcló y bombeó 200 bbl de LCM. Bombeó 200 sxs de cemento clase "A", aditivos y  $\frac{1}{4}$  bbl de agua. Desplazó con 8 bbl de fluido de perforación.
- b) Bombeó y forzó cemento. Esperando fraguado del cemento. Bajó con tubería punta libre y tocó tope de cemento @ 1.444'. Se bombeó cemento,  $\text{CaCl}_2$  y  $\frac{1}{2}$  bbl de agua. Desplazó con 10 bbl de fluido de perforación, sin retorno. Trató de circular inverso, sin éxito. Probó *RAM'S* y sellos @ 3.000 lbf/pulg<sup>2</sup>, sin problema. Sacó tapón de prueba y bajó camisa protectora. Bajó mecha y repasó hasta 670'. Esperando fraguado del cemento. Desplazó agua de mar por *spud mud*. Mezcló y bombeó 38 bbl de agua, 40 sxs de cemento clase "A",  $\text{CaCl}_2$ , mica y 1 bbl de agua. Desplazó con 7 bbl de fluido de perforación.
- c) Se encontró ripios de cemento en el anular. Circuló con agua. Desplazó agua por *spud mud*. Esperando fraguado del cemento. Circuló, observando pérdida de (2-2,5) bbl/min @ 1.200 lbf/pulg<sup>2</sup>. Tocó tope de cemento @ 670'. Perforó cemento desde 670'-700'. Lavó *riser* y hoyo. Bombeó 35 bbl de agua, 400 sxs de cemento clase "A",  $\text{CaCl}_2$ , 2 bbl detrás y 7 bbl de fluido de perforación. Retornó 100% en los *shakers*, salió bastante sucio. Esperando fraguado del cemento. Lavó cemento. Perforó cemento desde: 1.168'-1.514'.
- d) Circuló fondo arriba para acondicionar hoyo. Se corrieron registros (DLL, MSFL, GR, LDT, CNL, BHC). Limpió hasta la zapata de 30" @ 676'. Perdió circulación, 60 bbl en 20 min. Chequeó emboladas y presión, ajustando las mismas.
- e) Líneas de flujo taponadas debido a fluido de perforación muy viscoso. Continuó lavando cemento.
- f) Perdió retorno. Levantó y rotó la tubería con el fin de conseguir circulación, sin éxito. Circuló @ 40 EPM y 400 lbf/pulg<sup>2</sup> y obtuvo 40% de retorno, hasta que perdió retorno completamente. Subió hasta 1.035' y circuló obteniendo retorno. Bajó tubería @ 1.500'. Circuló obteniendo retorno parcial. Circuló con fluido de perforación de LCM @ 60 EPM y 500 lbf/pulg<sup>2</sup>. Perdió 2 bbl/min. Retornó de (60-70) %. Subió hasta la zapata y circuló.

g) Circuló con pérdida de fluido de perforación de 1 bbl/min. Sacó tubería y recuperó *wear bushing*. Vistió taladro y corrió revestimiento de 13  $\frac{3}{8}$ ". Tiró bola y desplazó la misma con 10 bbl de agua. Mezcló y bombeó 800 sxs de cemento clase "A" con 6% de gel, seguidos de 300 sxs de cemento neto. Bombeó 6 bbl de agua y soltó dardo con 3.000 lbf/pulg<sup>2</sup>, seguidos de 4 bbl de agua. Desplazó con 508 bbl de fluido de perforación. Probó *RAM, choke* y *kill line @ 5.000 lbf/pulg<sup>2</sup>*, sin problemas. Desconectó y sacó *running tool*. Asentó *wear bushing*.

### **Hoyo de 12 $\frac{1}{4}$ ". Liner de 9 $\frac{5}{8}$ " @ 8.528'**

La perforación de este hoyo se inicia con un fluido de perforación del tipo lignosulfonato con densidad de 11,8 lbm/gal. Al finalizar el intervalo, la densidad en el fluido era de 11,9 lbm/gal. Los acontecimientos más resaltantes durante la perforación de este intervalo se mencionan a continuación:

- a) Se corrieron registros (DLL, MSFL, GR, SP, CAL, LDT, CNL, BHC, ITT, DIPMETER).
- b) Se observó un taponamiento total de los *shakers* con un revoque arcilloso en capas gruesas, obstruyendo totalmente el *flow line*.
- c) Toma de núcleos en los intervalos: 7.603'-7.624'; 7.624'-7.633'; 7.663'-7.667'; 7.693'-7.703'; 7.723'-7.736'; 7.756'-7.764'; 7.764'-7.781'; 7.781'-7.789'; 7.789'-7.811'; 7.811'-7.841'; 7.871'-7.886'; 7.886'-7.405'; 7.405'-7.916'; 7.916'-7.946' y 7.946'-7.975'.
- d) Se amplió hoyo de 8  $\frac{5}{16}$ " @ 12  $\frac{1}{4}$ " desde 7.603'-7.693'.
- e) Se corrieron registros (VDL, CBL, CCL). Bajó *junk basket @ 8.345'*. Tuvo problemas pasando por los *BOP'S*. Guaya enredada, mordida y con nudos. Sacó herramienta hasta *BOP'S* donde se pegó. Trató de liberar tensionando @ 4.000 lbf de tensión, sin éxito. Vistió arpón y bajó.
- f) Bajó *spear @ 205'*. Tensionó @ 4.500 lbf de tensión, reventando guaya. Sacó *spear* sin cesta. Armó y bajó *overshot*. Circuló @ 50 EPM. Trabajó en el tope del pescado. Colocó 5.000 lbm de peso. Trató de bajar, sin éxito.
- g) Se corrió registro CCL @ 8.344'.
- h) Terminó de bajar completación. Vistió árbol de navidad y líneas de superficie, lavó líneas. Trató de circular, sin éxito. Desvistió árbol de navidad

y líneas de superficie. Vistió otro árbol de navidad y líneas de superficie, lavó líneas. Probó *choke*, *manifold*, válvulas, *swivel* y *tubing*. Comenzó a vestir.

- i) Se corrió registro CBL.
- j) Lavó líneas con agua tratada. Probó tubería, empackadura y revestimiento. La formación rompió @ 3.300 lbf/pulg<sup>2</sup>.
- k) Pozo abierto. Cerró pozo en *manifold*. Vistió *BOP'S*, lubricador y cañón. Trató de cañonear, sin éxito. Desvistió cañón y agregó peso adicional al cañón. Vistió cañón y probó lubricador. Bajó cañón pero decidió no cañonear. Sacó cañón. Abrió válvula de circulación, con problemas. Rompió circulación. Bombeó 15 bbl de agua, 200 sxs de cemento clase "A", LWL y 3 bbl de agua. Desplazó con 64 bbl de fluido de perforación. Circuló inverso. Forzó 1 ¼ bbl @ (1.500-2.000-2.500-3.000) lbf/pulg<sup>2</sup> @ 1 bbl/min. Esperó por 20 min @ 3.000 lbf/pulg<sup>2</sup> y decayó @ 2.900 lbf/pulg<sup>2</sup>. Estabilizó la presión, desahogó y retornó ¾ bbl.
- l) Se cañoneó en el intervalo: 8.220'-8.230'. Sacó y desvistió cañón. Abrió pozo con *choke* de 16/64", no fluyó. Se recañoneó de nuevo en el mismo intervalo pero continuó sin fluir. Forzó 2 ½ bbl a la formación de gas-oil. Abrió pozo con *choke* de 16/64", no fluyó. Forzó 10 bbl a la formación de gas-oil. Vistió cañón de 2 1/8" y probó lubricador. Se cañoneó en el intervalo: 8.148'-8.156'. Sacó cañón y lubricador. Abrió pozo. Cerró pozo para trabajar en el *manifold*. Abrió pozo para limpiar.
- m) Se cañoneó en el intervalo: 7.733'-7.735'. Sacó cañón. Realizó prueba de inyektividad. Bajó de nuevo y recañoneó en el mismo intervalo. Bajó y asentó retenedor. Bajó cañón. Se cañoneó en el intervalo: 7.650'-7.652'. Bajó *stinger*.
- n) Probó comunicación entre 7.733'-7.735' y 7.650'-7.652', sin éxito. Bombeó 10 bbl a la formación. Bombeó 16 bbl de agua, 150 sxs de cemento clase "A", LWL, 5 bbl de agua y 91 bbl de fluido de perforación. Desplazó con 30 bbl de fluido de perforación. Realizó prueba de inyektividad. Bombeó 7 bbl de agua y 150 sxs de cemento clase "A". Desplazó con 125 bbl de fluido de perforación. Circuló inverso. Obtuvo fluido de perforación contaminado. Forzó cemento con 2 bbl de fluido de perforación, retornó 5 bbl. Bombeó píldora y sacó tubería más *stinger*. Recuperó *wear bushing*. Probó *BOP'S*.

Sacó herramienta de prueba. Asentó *wear bushing*. Bajó mecha de 8 ½" @ 7.328'. Lavó cemento.

- o) Lavando cemento. Circuló y limpió anular. Probó cementación, sin éxito. Formación rompió @ 2.500 lbf/pulg<sup>2</sup>. Bombeó píldora y sacó tubería. Bombeó 17 bbl de agua, 150 sxs de cemento clase "A", LWL y CFR2. Desplazó con 98 bbl de fluido de perforación y luego con 56 bbl más. Retornó 5 ¼ bbl. Circuló inverso.
- p) Armó y bajó completación. Vistió árbol de navidad, equipos y líneas de superficie. Lavó líneas con agua salada. Vistió lubricador y cañón. Se cañoneó en el intervalo: 7.750'-7.748'. Sacó y desvistió cañón. Abrió pozo para limpiar.
- q) Desplazó hoyo con agua salada. Mezcló y bombeó 105 sxs de cemento clase "A" y CaCl<sub>2</sub>. Desplazó con 12 ½ bbl de agua salada. Lavó *BOP'S*, *kill* y *choke lines*. Recuperó *wear bushing*. Esperó fraguado del cemento. Desconectó líneas de flujo y mangueras del *kill* y *choke line*. Vistió para sacar *riser*. Sacó *marine riser*. Aseguró *BOP'S*. Halando anclas y cadenas. Preparó taladro para viaje.

## 4. METODOLOGÍA

Para cumplir con los objetivos planteados en este trabajo de investigación, se emplearon los materiales, equipos y procedimientos descritos a continuación:

### 4.1. Materiales

- Bentonita: es una arcilla de alto grado con gran capacidad de hinchamiento en agua fresca, dando a ésta propiedades únicas para suministrar viscosidad al fluido de perforación base agua.
- Polímero 1: esta polianiónica celulosa de alto peso molecular, provee control de filtrado y contribuye como viscosificante, es usado en fluidos de perforación base agua.
- Polímero 2: es un polisacárido de alto peso molecular. Este viscosificante es muy efectivo en la mayoría de aguas sin importar la dureza o salinidad. Es particularmente económico en donde los costos de transporte son altos, debido a que cantidades pequeñas del polímero son requeridas para producir la viscosidad y geles, necesarios para la suspensión de sólidos y limpieza adecuada del hoyo.
- Agua fresca: densidad = 1 gr/cc; 62,43 lbm/pie<sup>3</sup>; 8,35 lbm/gal.
- Agua de mar: densidad = 1,023 gr/cc; 63,86 lbm/pie<sup>3</sup>; 8,54 lbm/gal.
- Atapulquita: es un silicato hidratado de aluminio y magnesio, esta arcilla es usada principalmente para obtener viscosidad y fuerzas de gel en sistemas de salmueras saturadas. Este aditivo, también contribuye a controlar pérdidas de circulación y el rendimiento máximo depende del mezclado y la agitación del sistema.
- KOH: el hidróxido de potasio es un material alcalino fuerte. Es usado en lugar de la soda cáustica para controlar la alcalinidad de fluidos de perforación base agua, potásicos o donde iones potasio son elegidos como inhibidores de arcilla en lugar de iones de sodio. Este solubiliza los productos de lignito y activa los lignosulfonatos adelgazantes.
- CaCO<sub>3</sub>: el carbonato de calcio se utiliza como agente sellante y material densificante en los fluidos de rehabilitación, completación y de perforación de la zona productora. Se encuentra disponible en tamaños de partículas de finas a gruesas.

- Antiespumante: es un agente líquido formulado con alcoholes, usado en todos los fluidos de perforación base agua y algunos fluidos de completación.
- Lignosulfonato: se utilizó un lignosulfonato de sodio tratado con cromo, como defloculante en fluidos base agua. Es efectivo en agua fresca, salada y fluidos base agua tratados con calcio. Suministra excelente estabilidad térmica para el control de las propiedades reológicas y filtrado de fluidos base agua. También inhibe la actividad química de las arcillas cuando es usado en concentraciones apropiadas. Es recomendado como el principal defloculante y agente controlador de filtrado tanto para fluidos base agua fresca como para agua salada.
- Lignito: el lignito potásico es una leonardita altamente oxidada, usada para el control de filtrado en fluidos de perforación base agua, cuando altas temperaturas son encontradas. El lignito es un polvo de color negro y es proveniente del carbón.
- KCl: el cloruro de potasio es completamente soluble en agua y se usa para incrementar la inhibición del hinchamiento de las lutitas.
- Amina: es un aceite soluble que se dispersa en agua, por lo cual se usa en fluidos base agua y es recomendado principalmente como fuente inhibitoria de hinchamiento de arcilla.
- Formiato de sodio: es usado para crear una salmuera que fundamentalmente se desempeña como inhibidor de hinchamiento de arcilla, así mismo, provee densidad libre de sólidos al fluido de perforación.
- Glicol: es un polialquileno glicol y su función primaria es como inhibidor de hinchamiento de arcilla, adicionalmente, contribuye con la lubricidad y el control del filtrado, puede usarse en la mayoría de los sistemas base agua.
- ORIMATITA®: es una hematita refinada y concentrada ( $\text{Fe}_2\text{O}_3$ ), un tipo de óxido de hierro. Este agente densificante de alta pureza es una excelente alternativa de la barita cuando se requiere densificar fluidos de perforación.
- Barita: primordialmente sulfato de bario ( $\text{SO}_4\text{Ba}$ ), esta baritina es químicamente inerte con todos los aditivos de los fluidos de perforación, por lo que se usa en estos para incrementar su densidad.
- Sintético IO C<sub>16</sub>-C<sub>18</sub>: es el fluido base para el sistema de perforación sintético de fase continua, es un isómero olefínico ambientalmente seguro,

no tóxico y biodegradable, desarrollado como una alternativa frente al diesel y los aceites minerales tradicionales.

- *Arcilla organofílica*: se puede usar para todos los fluidos de perforación base aceite o sintéticos, como aditivo viscosificante y gelificante. Esta bentonita tratada con aminas aumenta la capacidad de acarreo y de suspensión, a tiempo que refuerza los materiales densificantes y mejora la remoción de los recortes de perforación. Contribuye también a formar revoque y a controlar el filtrado.
- *Emulsificante 1*: es un emulsificante aniónico utilizado para lograr emulsiones térmicamente estables, de agua o salmueras en sistemas de base aceite o sintética.
- *CaCl<sub>2</sub>*: cloruro de calcio, utilizado para preparar una salmuera. Forma una solución de sal neutra en agua. Es una medida efectiva para proveer altos niveles de concentración de iones cloruro en la fase acuosa de los fluidos base aceite y así obtener un sistema de fluido con actividad balanceada y máxima estabilidad de las lutitas. Es adicionado al agua para suministrar la gravedad específica deseada o contenido de cloruro.
- *Cal hidratada*: es hidróxido de calcio (Ca(OH)<sub>2</sub>), el cual se utiliza como activador de los fluidos de perforación base aceite.
- *Emulsificante 2*: es una poliamida ambientalmente segura, de alto desempeño y para uso a altas temperaturas, la cual se emplea como emulsionante no iónico y agente humectante en los fluidos de base sintética o base aceite. Se puede utilizar para emulsionar las salmueras de cloruro de calcio o sodio, agua de mar y agua fresca. Está formulado con solventes de elevado punto de inflamación y no se clasifica como líquido inflamable.
- *Polímero 3*: polímero tipo estireno-butadieno, utilizado como viscosificante y controlador de filtrado de los fluidos de perforación base aceite o sintética.
- *Almidón*: es resistente a altas temperaturas, usado para control de filtrado en fluidos de perforación base agua.
- *Polímero 4*: es un viscosificante polimérico para agua fresca, agua salada y salmueras de cloruro de potasio o sodio. Puede servir como reemplazo económico para la bentonita de Wyoming. Provee suspensión y características de limpieza del hoyo mientras mantiene las propiedades de tasa de corte del fluido.

- MgO: el óxido de magnesio es un óxido de metal alcalino de alta pureza. Se utiliza para lograr una alcalinidad de hasta 10 unidades de pH en los sistemas de agua fresca y salmuera. Este no forma precipitados cuando se agrega a las salmueras de base calcio.
- Polímero 5: es una hidroxietilcelulosa (HEC) de grado puro, polímero no iónico de alto rendimiento usado como viscosificante para fluidos de perforación preparados con salmuera o agua fresca.
- Modificador reológico: es un polímero sintético y aniónico de alto desempeño, el cual se suministra en forma de emulsión. Contribuye fundamentalmente con el punto cedente, la viscosidad y las fuerzas de gel, ofreciendo capacidad de acarreo para los recortes y la suspensión de los agentes densificantes.
- Propilenglicol normal propiléter (PNP): solvente.
- Solución indicadora de fenolftaleína: 1gr/100cc de solución isopropanol/agua al 50%.
- Solución de ácido sulfúrico: estandarización 0,1 normal (N/10), estandarización 5 normal (5 N) y estandarización 0,02 normal (N/50).
- Solución indicadora de cromato de potasio: 5gr/100cc de agua.
- Reactivo de nitrato de plata: conteniendo 47,91 gr/L (equivalente a 0,01 gr de ión cloruro / cc) (0,282 N) y conteniendo 4,791 gr/L (equivalente a 0,001 gr de ión cloruro / cc) (0,0282 N), almacenados en botellas opacas o ámbar.
- Agua destilada y desionizada.
- Solución buffer de calcio: 1 N; hidróxido de sodio (NaOH) preparado a partir de NaOH fresco, el cual contiene menos de 1% por peso de carbonato de sodio.
- Indicador de calcio: Calver® II o "hydroxyl naphthol blue".
- Solución EDTA (Versenato o su equivalente): 0,1 M; EDTA de sodio: di sodio (etilendiamina tetraacetato) dihidratado, estandarizado (1 cc = 10.000 mg/L CaCO<sub>3</sub>) (1 cc = 4.000 mg/L).
- Peróxido de hidrógeno: 3% en solución.
- Solución indicadora de anaranjado de metilo: 0,1gr/100cc de agua.
- Solución indicadora de dureza: 1 gr/L "Calmagita®" o su equivalente.
- Ácido acético.

#### 4.2. Equipos de laboratorio

En esta sección se mencionan y describen brevemente los equipos empleados para realizar las diferentes pruebas en el laboratorio y poder caracterizar los fluidos de perforación.

- Balanza electrónica, marca Mettler, modelo PE 1.600: usada para pesar los aditivos según la formulación del fluido de perforación. Tiene una capacidad máxima de  $1.600 \pm 0,01$  gramos.



Figura 11: Balanza electrónica, marca Mettler PE 1.600.

- Mezclador de triple eje, modelo Hamilton Beach Commercial: para mezclar los aditivos del fluido de perforación, se utilizó el mezclador Hamilton Beach Commercial. Este agitador tiene tres velocidades a altas revoluciones con un eje de mezclado de doble aspa sinusoidal. Consta de un vaso metálico que al colocarlo sobre un soporte acciona el motor del equipo, haciendo girar el eje del agitador. Tiene la capacidad de soportar tres vasos para la preparación de mezclas independientes con tres velocidades de agitación distintas cada una.



Figura 12: Mezcladores.

- Horno para rolado: utilizado para el envejecimiento según las prácticas recomendadas para realizar pruebas de campo a fluidos de perforación base agua (*API RP 13B-1*) y base aceite (*API RP 13B-2*). Este horno está equipado con rodillos y sistemas de poleas para rotar las celdas a velocidad constante, durante 16 horas a la temperatura en estudio. Una celda tiene la capacidad para un barril de laboratorio (350 cc) de fluido de perforación.



Figura 13: Horno para rolado.

- Balanza marca Fann<sup>®</sup>, modelo 140: este es el instrumento que generalmente se emplea para la determinación de la densidad del fluido de perforación. Permite mediciones de precisión entre  $\pm 0,1$  lbm/gal. Está diseñada tal que la copa para fluido, situada en un extremo del brazo de la balanza, es balanceada por un contrapeso en el extremo opuesto y un carril libre de movimiento a lo largo de la escala graduada. Una burbuja de nivel es colocada en el brazo para determinar cuando se hace la lectura de la densidad.



Figura 14: Balanza de lodo.

- Medidor electrónico de pH marca Oakton: equipo digital para medir el pH de los fluidos de perforación. Tiene una precisión de  $\pm 0,01$  adimensional.



**Figura 15:** Medidor electrónico de pH.

- Retorta marca OFI Testing Equipment Inc, serial 98-11: equipo de medición utilizado para determinar el contenido de agua, aceite y sólidos en un fluido de perforación. En una cámara especial de destilación, se coloca un pequeño volumen (se utilizó retorta con capacidad de 50 cc) de fluido y se calienta para evaporar los componentes líquidos los cuales son condensados y recogidos en un receptor graduado. Los volúmenes de agua y aceite son determinados mediante la lectura directa en una probeta graduada (receptor) y el volumen restante es el contenido total de sólidos.



**Figura 16:** Retorta.

- Filtro prensa API (Fann®): este filtro prensa consiste fundamentalmente, en una celda cilíndrica para fluidos con un diámetro interior de 3 pulg (76,2 mm) y una altura de por lo menos 2,5 pulg (64 mm). Esta cámara es de materiales resistentes a las soluciones sumamente alcalinas y está equipada de manera tal, que se le puede introducir cómodamente un medio de presión. Su estructura permite colocar una hoja de papel filtro de 9 cm de diámetro en el fondo de la cámara, justo sobre un soporte apropiado. El área de filtración es de  $7,1 \pm 0,1 \text{ pulg}^2$  ( $4.580 \pm 60 \text{ mm}^2$ ). Por debajo del soporte se encuentra el tubo de drenaje, para la descarga del filtrado en un cilindro graduado. La obturación se logra con empaaduras, y todo el ensamblaje se apoya en una base tipo pedestal.



**Figura 17:** Filtro prensa API.

- Filtro prensa ATAP (Fann®): el filtro prensa Fann® 175 cc es un equipo que puede ser operado hasta una presión máxima de 1.200 lbf/pulg<sup>2</sup> y una temperatura de 500 °F. Este equipo consta de un sistema de calentamiento, una celda de acero y un recipiente presurizado para recolectar el filtrado.



**Figura 18:** Filtro prensa ATAP.

- Celdas de envejecimiento: las celdas de envejecimiento son recipientes cilíndricos de acero inoxidable con una capacidad de 500 cc. Constan de una tapa del mismo material, en la cual va insertada una válvula especial, cuya geometría permite adaptarse a una tubería de gas nitrógeno. Para la prueba de envejecimiento, la celda es presurizada y sometida a las temperaturas de pruebas en hornos rotativos.



Figura 19: Celda de envejecimiento.

- Viscosímetro Brookfield: es un viscosímetro de laboratorio que mide viscosidades a tasas de corte inferiores a  $5,1 \text{ seg}^{-1}$ . Este reómetro permite correlacionar las propiedades de suspensión de los sólidos con la viscosidad determinada a una tasa de corte de  $0,06 \text{ seg}^{-1}$ , no obstante su aplicación en el campo aún no ha sido estandarizada.

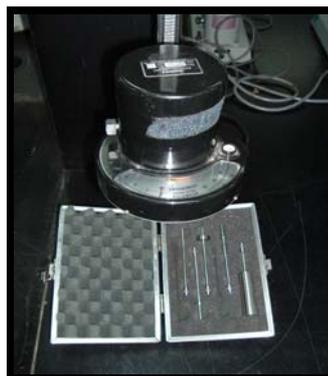


Figura 20: Viscosímetro Brookfield.

- Viscosímetro: el viscosímetro rotacional Fann® 35A es un equipo que se utiliza para medir las propiedades reológicas de los fluidos de perforación. Es un viscosímetro rotacional de lectura directa, el cual tienen un espacio anular entre dos cilindros. La muestra de fluido es contenida en el espacio anular y la camisa exterior gira a una velocidad constante, lo cual produce cierta torsión sobre el flotante o cilindro interior. El movimiento del flotante es restringido por un resorte de torsión y un dial conectado registra el desplazamiento del flotante a varias revoluciones por minuto (rpm) de la camisa exterior.



**Figura 21:** Viscosímetro rotacional Fann® 35A.

- Desecador de vidrio: el desecador de vidrio pyrex® es un aparato que permite mantener la presión suministrada por la bomba de vacío. Este contiene en su interior una salmuera de cloruro de calcio de modo que se mantenga una humedad específica de 29,5% en el medio, en estas condiciones fueron colocadas las muestras de los núcleos de lutita durante un tiempo mínimo de 24 horas.



**Figura 22:** Desecador de vidrio pyrex®.

- Linear Swell Meter, modelo 2.000: el medidor de hinchamiento lineal está diseñado para estudiar la reactividad de las lutitas. Este equipo consta de un sistema de medición automático y electrónico de varias cabezas de medición que permiten analizar cuatro núcleos a la vez. Se mide el desplazamiento que genera la lutita en la dirección vertical debido a la absorción de agua por parte de las arcillas presentes en la lutita.



Figura 23: Medidor de hinchamiento lineal.

- Medidor de estabilidad eléctrica: este instrumento se utiliza en fluidos base aceite, debido a que la estabilidad eléctrica es la propiedad relacionada con la estabilidad de su emulsión y su capacidad de humectar al aceite. Se determina aplicando una señal eléctrica sinusoidal con rampas de voltajes a un par de electrodos de placas planas que están inmersos en el fluido. La corriente resultante permanece baja hasta que se alcanza el voltaje de entrada, a partir del cual la corriente se eleva muy rápidamente. Este voltaje de entrada es referido como la estabilidad eléctrica del fluido (medido en voltios (voltaje pico) cuando la corriente alcanza  $61 \mu\text{A}$ ).



Figura 24: Medidor de estabilidad eléctrica.

- Tamizador: este equipo se utiliza para separar las partes menudas de las gruesas de una masa molida de muestra, esta unidad genera vibraciones a distintas intensidades y a su vez estas pueden ser constantes o variables (crecientes, decrecientes e intermitentes), este movimiento vibratorio es transmitido a los tamices que se encuentran sujetos por una correa elástica ajustable a la superficie vibratoria. Estos depósitos, llamados tamices, es donde se vierte la muestra a tamizar, están formados por un aro de metal que sirve de sostén a la tela metálica (la malla usada fue de 200 mesh) por donde pasa la muestra que luego caerá al otro depósito ubicado justo debajo del inicial, esta secuencia se repite tantas veces como tamices existan instalados en el equipo.



**Figura 25:** Tamizador.

- Equipo para moler muestras de lutita: este equipo está diseñado para moler y pulverizar muestras de lutitas, arcillas y otras. Consta de una base fija, la cual contiene una cámara móvil en forma circular de acero inoxidable y esta a su vez contiene dos cilindros concéntricos del mismo material, uno sólido que rota dentro de otro hueco, y ambos cilindros rotan simultáneamente dentro de la cámara móvil con su respectiva tapa, debido al movimiento concéntrico que ejerce el mecanismo interno que contiene la base fija del equipo, se tritura la muestra colocada previamente entre el espacio anular existente entre cilindro-cilindro y cilindro-cámara.



Figura 26: Molino.

- Equipo para hacer núcleos de lutita (Compactor for Linear Swell Meter): el compactador de lutita posee dos celdas de acero inoxidable, donde se colocan las muestras a compactar, por medio de un sistema de seguridad de media vuelta se fijan las celdas al cuerpo del equipo para poder presurizarlas, la presión deseada se le suministra con un dispositivo hidráulico durante un intervalo de tiempo definido y de este modo obtener los núcleos resultantes de la compactación.



Figura 27: Compactador para hacer núcleos de lutitas.

- Agitador magnético: este equipo opera con corriente AC–120 voltios, la cual convierte en campo magnético de intensidad variable según una perilla de control. Posee una superficie plana de calentamiento con su respectiva perilla de control por si fuese necesario suministrar una temperatura determinada a la muestra. En esta superficie es colocado un recipiente de vidrio con la muestra a agitar y una varilla de metal recubierta de plástico. Al aumentar la intensidad del campo magnético incidirá sobre la varilla haciendo que rote en el fondo del recipiente, suministrando agitación a la muestra.



Figura 28: Agitador magnético.

- Cilindros graduados: utilizados para estimar el filtrado libre del fluido en los ensayos de filtro prensa (API y ATAP) según las prácticas recomendadas para realizar pruebas de campo a fluidos de perforación base agua (API RP 13B-1) y base aceite (API RP 13B-2). Las capacidades de los cilindros usados fueron de 10 cc, 50 cc y 100 cc.
- Inyectadoras: estas se utilizan con la finalidad de medir los aditivos líquidos y de evitar pérdida del material, en el proceso de preparación de las formulaciones. Las jeringas que se utilizaron tienen capacidades de 5 cc y 10 cc.
- Pesa muestras: se utilizó diversas clases de pesa muestras, tales como pequeños recipientes de plástico con distintas capacidades. Igualmente, para pesar los aditivos de las formulaciones se hizo uso de papel encerado de distintos tamaños.

- Recipientes para titulación: beaker de 50 cc; 100 cc; 250 cc; 400 cc y Erlenmeyer de 250 cc y 400 cc de capacidad.
- Pipetas serológicas (graduadas): con capacidad de 25 cc.
- Buretas: con capacidades de 1 cc y 10 cc.
- Papel filtro: Whatman #1 o su equivalente.
- Espátulas.
- Goteros.
- Varilla de agitación.

### 4.3. Procedimiento experimental

#### 4.3.1. Preselección de los sistemas de fluidos

Las formulaciones de fluidos preseleccionados que servirían de base para el estudio experimental de este trabajo de investigación, son fundamentalmente el resultado de las modificaciones realizadas a los sistemas de fluidos de perforación utilizados recientemente en el Proyecto Plataforma Deltana, emitidas y recomendadas por la Gerencia Costa Afuera de PDVSA, responsable del Proyecto Mariscal Sucre. Así mismo, se tomará en cuenta un sistema de fluido desarrollado en INTEVEP para su análisis como alternativa de fluido de perforación a ser usadas durante las etapas de la construcción de pozos a perforar dentro del Proyecto Mariscal Sucre, campo Dragón.

Para la interpretación y análisis de los resultados, obtenidos de los sistemas de fluido de perforación, se ha acordado clasificar cada formulación basándose fundamentalmente en la identificación de los tipos de fluidos a proponer para la perforación de cada hoyo durante la construcción de los pozos. Esto tiene como finalidad, hacer más sencillo y comprensible los valores de los ensayos realizados a dichos sistemas, así mismo, las diferentes características y propiedades entre cada sistema de fluido, perteneciente a una misma fase.

A continuación, se muestra como están constituidas cada una de las fases de estudio:

- Fase I (hoyos: 36" y 26"):
  - ❖ Base agua: Formulaciones 1 (F1), 2 (F2) y 3 (F3).
  
- Fase II (hoyos: 17 1/2" y 12 1/4"):
  - ❖ Base agua: Formulaciones 4 (F4), 5 (F5) y 6 (F6).
  - ❖ Base aceite sintético: Formulaciones 7 (F7) y 8 (F8).
  
- Fase III (hoyo: 8 1/2"):
  - ❖ Base agua: Formulaciones 9 (F9), 10 (F10), 11 (F11) y 12 (F12).

### 4.3.2. Aditivos utilizados en las formulaciones

En las Tablas 1, 2, 3 y 4, se pueden observar las formulaciones preseleccionadas que servirán de base para este trabajo.

**Tabla 1:** Formulaciones de los fluidos para la Fase I.

<b>DATOS DE LA FORMULACIÓN</b>						
<b>Productos</b>	<b>Función</b>	<b>Concentración</b>	<b>t<sub>agitación</sub> [min]</b>	<b>F1</b>	<b>F2</b>	<b>F3</b>
Agua fresca	Fase continua	lbm/bbl	0	93	93	109
Bentonita	Viscosificante	lbm/bbl	16 hr	8,5	8,5	12,5
Polímero 1	Control de filtrado	lbm/bbl	5	0,25	0,25	0,25
Polímero 2	Viscosificante	lbm/bbl	5	0,5	0,5	0,5
Agua de mar	Fase continua	lbm/bbl	10	222	222	222
Atapulguita	Viscosificante	lbm/bbl	16 hr	8,5	12,5	-
KOH	Alcalinidad	lbm/bbl	5	0,44	0,46	0,48
CaCO <sub>3</sub>	Agente sellante	lbm/bbl	5	100	100	100
Defoam	Antiespumante	lbm/bbl	2	0,1	0,1	0,1

**Tabla 2:** Formulaciones de los fluidos base agua para la Fase II.

<b>DATOS DE LA FORMULACIÓN</b>						
<b>Productos</b>	<b>Función</b>	<b>Concentración</b>	<b>t<sup>†</sup> agitación [min]</b>	<b>F4</b>	<b>F5</b>	<b>F6</b>
Agua fresca	Fase continua	lbm/bbl	0	82	82	83
Bentonita	Viscosificante	lbm/bbl	16 hr	10	15	15
Atapulguita	Viscosificante	lbm/bbl	16 hr	10	-	-
KOH	Alcalinidad	lbm/bbl	2	3	3	3
Lignosulfonato	Dispersante	lbm/bbl	5	2	2	2
Lignito potásico	Control de filtrado, dispersante y control de arcillas	lbm/bbl	5	4	4	4
Polímero 1	Control de filtrado	lbm/bbl	10	1,5	1,5	1,5
Polímero 2	Viscosificante	lbm/bbl	10	0,5	0,5	0,5
Agua de mar	Fase continua	lbm/bbl	10	195	195	198
KCl	Inhibidor de arcillas	lbm/bbl	5	18	-	-
Amina	Inhibidor de arcillas	lbm/bbl	5	-	6	-
Formiato de sodio	Inhibidor de arcillas	lbm/bbl	5	-	-	18
Glicol	Inhibidor de arcillas	lbm/bbl	5	18	18	18
ORIMATITA®	Densificante	lbm/bbl	10	-	-	129
Barita	Densificante	lbm/bbl	10	136	136	-
CaCO <sub>3</sub>	Sellante	lbm/bbl	10	60	60	60
Defoam	Antiespumante	lbm/bbl	1	0,1	0,1	0,1

**Tabla 3:** Formulaciones de los fluidos base aceite para la Fase II.

<b>DATOS DE LA FORMULACIÓN</b>					
<b>Productos</b>	<b>Función</b>	<b>Concentración</b>	<b>t<sub>agitación</sub> [min]</b>	<b>F7</b>	<b>F8</b>
Sintético IO C <sub>16</sub> -C <sub>18</sub>	Fase continua	lbm/bbl	0	233	231
Arcilla organofílica	Estabilizar propiedades reológicas	lbm/bbl	10	5	5
Emulsificante 1	Emulsificante	lbm/bbl	10	7	7
Agua de mar	Efecto osmótico	lbm/bbl	10	56	58
CaCl <sub>2</sub>	Efecto osmótico	lbm/bbl	5	23	23
Cal hidratada	Activador	lbm/bbl	5	6	6
Emulsificante 2	Humectante	lbm/bbl	10	4	4
Modificador reológico	Modificador reológico	lbm/bbl	10	2	2
Polímero 3	Viscosificante y control de filtrado	lbm/bbl	3 días	4	4
CaCO <sub>3</sub>	Control de filtrado	lbm/bbl	10	60	60
ORIMATITA®	Densificante	lbm/bbl	10	-	232
Barita	Densificante	lbm/bbl	10	241	-
Defoam	Antiespumante	lbm/bbl	1	0,1	0,1

**Tabla 4:** Formulaciones de los fluidos para la Fase III.

<b>DATOS DE LA FORMULACIÓN</b>							
<b>Productos</b>	<b>Función</b>	<b>Concentración</b>	<b>t<sub>agitación</sub> [min]</b>	<b>F9</b>	<b>F10</b>	<b>F11</b>	<b>F12</b>
Agua de mar	Fase continua	lbm/bbl	0	203	182	270	270
CaCl <sub>2</sub>	Inhibidor de arcillas y densificante	lbm/bbl	5	210	-	-	-
Formiato de sodio	Inhibidor de arcillas y densificante	lbm/bbl	10	-	230	-	-
KCl	Inhibidor de arcillas	lbm/bbl	5	-	-	10,5	-
Amina	Inhibidor de arcillas	lbm/bbl	5	-	-	-	6
Almidón	Control de filtrado	lbm/bbl	10	3	3	3	3
Polímero 4	Viscosificante primario	lbm/bbl	20	2	2,5	2	2
Biocida	Bactericida	lbm/bbl	2	-	-	-	-
Óxido de Mg	Alcalinidad	lbm/bbl	5	0,5	-	0,5	0,5
Glicol	Inhibidor de arcillas	lbm/bbl	5	7	7	7	7
Polímero 5	Viscosificante secundario	lbm/bbl	10	0,5	3	2	2
CaCO <sub>3</sub>	Control de filtrado	lbm/bbl	10	88	91	71	80
Barita	Densificante	lbm/bbl	10	-	-	160	160
Defoam	Antiespumante	lbm/bbl	1	0,1	0,1	0,1	0,1

### **4.3.3. Preparación de los fluidos**

Los aditivos utilizados en la preparación de las formulaciones se dispersaron individualmente según el orden de adición y los tiempos de agitación proporcionados en las Tablas 1, 2, 3 y 4, haciendo uso del mezclador de triple eje, lo cual permitió la obtención de una formulación estable. Todos los aditivos fueron pesados en la balanza digital; para añadir los ingredientes líquidos, se utilizaron las inyectoras adecuadas, con el objeto de evitar pérdida del material.

#### **4.3.3.1. Preparación de la formulación base agua**

Inicialmente, se agregó la concentración de bentonita al volumen de agua necesario para la preparación de la formulación. La solución preparada se agitó durante diez minutos. Transcurrido este tiempo, la bentonita fue prehidratada en el agua durante un período de 16 horas. Luego de prehidratada la bentonita, a la solución formada, se le agregaron el resto de los aditivos para completar la formulación del fluido base agua, según el orden y los tiempos de agitación mostrados en las Tablas 1, 2 y 4.

#### **4.3.3.2. Preparación de la formulación base aceite**

Para comenzar a preparar la formulación fue necesario dispersar el polímero 3 en el volumen de aceite sintético (IO C<sub>16</sub>-C<sub>18</sub>). Esto se realizó mediante el uso de un agitador magnético, durante un período de 24 horas. Una vez disperso el polímero en el aceite, a la solución resultante se le agregó el resto de los aditivos y se dispersaron según muestra la Tabla 3.

#### **4.3.4. Medición de propiedades**

Todas o la mayoría de las pruebas que permitieron determinar las propiedades, se hicieron tomando en cuenta los procedimientos descritos en las prácticas recomendadas para realizar pruebas de campo a fluidos de perforación base agua (*API RP 13B-1*) y base aceite (*API RP 13B-2*).

#### 4.3.4.1. Medición de pH

- a) Inicialmente se verificó la calibración del medidor electrónico de pH.
- b) Una vez verificada la calibración, se colocó el electrodo del equipo en contacto directo con la muestra.
- c) Cuando la lectura en la pantalla del equipo se estabilizó, se registró el pH del fluido.

#### 4.3.4.2. Medición de la densidad

- a) Inicialmente se verificó la calibración de la balanza.
- b) Una vez verificada la calibración, la muestra de fluido se colocó en la copa de la balanza. Luego se le colocó la tapa a la balanza, permitiendo que saliera un poco de fluido por el agujero de la tapa.
- c) Sosteniendo firmemente la copa y cubriendo con el dedo el agujero de la tapa, el conjunto se lavó con agua y se secó.
- d) Se colocó la balanza sobre la base y se movió el peso deslizante a lo largo de la escala graduada.
- e) Cuando la burbuja del fiel se encontraba centrada entre las dos marcas, se registró la densidad del fluido.

#### 4.3.4.3. Medición de las propiedades reológicas

- a) La muestra de fluido de perforación se colocó en la copa de viscosímetro controlada termo-estáticamente. La copa se subió, introduciéndose en la muestra de fluido el cilindro externo y el cilindro interno del viscosímetro, hasta que el nivel de fluido alcanzara la línea marcada en el cilindro externo.
- b) Se calentó el fluido al tiempo que se aplicaba un esfuerzo cortante equivalente a 600 revoluciones por minuto (rpm). Una vez que la temperatura llegó al valor deseado ( $T=120\text{ °F} \pm 2\text{ °F}$ ; para fluidos base agua y  $T=150\text{ °F} \pm 2\text{ °F}$ ; para fluidos base aceite) y que la lectura del dial se mantuvo estable, se registró la lectura correspondiente a 600 rpm.
- c) Se cambió a 300 rpm y cuando la lectura en el dial se mantuvo estable, se registró dicho valor.
- d) Se siguió el paso descrito en “c” para los valores correspondientes a 200 rpm, 100 rpm, 6 rpm y 3 rpm.

- e) Luego se procedió a agitar la muestra a 600 rpm y cuando la lectura en el dial se mantuvo en un valor cercano al inicial (4.3.4.3.b), se detuvo la agitación y se dejó en reposo por diez segundos. Transcurrido este tiempo, se accionó el viscosímetro a 3 rpm y se registró la máxima lectura del dial como la resistencia de gel inicial (Gel 10”).
- f) Se volvió a agitar la muestra a 600 rpm, cuando la lectura en el dial se mantuvo en un valor cercano al inicial (4.3.4.3.b), se detuvo la rotación y se dejó la muestra en reposo por diez minutos. Transcurrido el tiempo, se accionó el viscosímetro a 3 rpm y se registró la máxima lectura del dial como la resistencia de gel a diez minutos (Gel 10’).

#### **4.3.4.4. Ensayo de filtración**

##### **4.3.4.4.1. Fluido base agua**

- a) Se colocó en la celda cilíndrica del equipo el fluido preparado, dejando media pulgada sin fluido contada a partir de la parte superior de la celda, y se completó el ensamblaje del equipo.
- b) Se colocó un cilindro graduado debajo del tubo de drenaje (válvula inferior) para recoger el filtrado.
- c) Se abrió la válvula y se aplicó una presión de 100 lbf/pulg<sup>2</sup> a la celda. La presión se aplicó durante treinta minutos.
- d) Transcurrido el tiempo, se cerró la válvula de paso de la presión y se liberó la misma.
- e) Se registró el volumen contenido en el cilindro graduado como el volumen de filtrado del fluido de perforación.

##### **4.3.4.4.2. Fluido base aceite**

- a) La manta de calentamiento se precalentó hasta la temperatura de 350 °F ± 5 °F.
- b) El fluido recién agitado se agregó en la celda cilíndrica del equipo de filtración alta temperatura – alta presión (ATAP), dejando un espacio de por lo menos una pulgada sin fluido contada a partir de la parte superior.
- c) Se completó el ensamblaje y la celda se introdujo en el interior de la manta. Se colocó el termómetro.

- d) Por la válvula superior e inferior se aplicaron presiones de 200 lbf/pulg<sup>2</sup> y 100 lbf/pulg<sup>2</sup>, respectivamente. Se cerraron las válvulas.
- e) Cuando la muestra alcanzó la temperatura de prueba, por la válvula superior se aumentó la presión hasta 600 lbf/pulg<sup>2</sup> y se dejaron abiertas ambas válvulas (superior e inferior). El diferencial de presión aplicado al sistema fue de 500 lbf/pulg<sup>2</sup>.
- f) Una vez aplicado el diferencial de presión comenzó la prueba, la cual duró treinta minutos.
- g) A medida que se desarrollaba la prueba, se iba recolectando volumen de filtrado en un cilindro graduado, de modo de mantener la presión en el recolector inferior lo más cercana posible a 100 lbf/pulg<sup>2</sup>.
- h) Transcurridos los treinta minutos, se cerraron las válvulas superior e inferior.
- i) El volumen recolectado de fluido se multiplicó por dos (2) y el resultado se registró como el volumen de filtrado del fluido de perforación.

#### **4.3.4.5. Prueba de hinchamiento de lutitas**

Para la realización de esta prueba, se utilizaron muestras de lutita del tipo Pierre Shale, constituidas principalmente por arcilla del tipo esméctica (55%). El procedimiento seguido para la realización de la prueba se describe a continuación:

- a) Las muestras de arcillas se molieron y tamizaron, seleccionándose para la prueba el material que pasó a través de una malla de 200 mesh.
- b) El material seleccionado se pesó a fin de obtener veinte gramos de la muestra.
- c) La muestra pesada se colocó en la celda del equipo "Compactor for Linear Swell Meter".
- d) La muestra de arcilla fue compactada a una presión de 10.000 lbf/pulg<sup>2</sup> durante una hora y media, para generar los núcleos que se usaron en la prueba.
- e) Luego, los núcleos preparados se colocaron en un desecador al vacío, el cual contiene una salmuera de cloruro de calcio de modo que se mantenga una humedad específica de 29,5% en el medio, durante un tiempo mínimo de 24 horas.

- f) Los núcleos se sacaron del desecador y se colocaron en los platos de evaporación del equipo "Linear Swell Meter", modelo 2.000.
- g) Se agregó a cada plato de evaporación la muestra de fluido a evaluar.
- h) Los núcleos se expusieron a la muestra de fluido respectiva durante 72 horas.
- i) Finalizada la prueba se desmontó la experiencia.
- j) Los datos obtenidos de la experiencia fueron procesados por un programa de computación que generó el gráfico de porcentaje de hinchamiento en función del tiempo.

#### **4.3.4.6. Ensayo de envejecimiento**

- a) Se colocó aproximadamente un barril de laboratorio de fluido (350 cc) en el interior de una celda cilíndrica de envejecimiento.
- b) La celda se presurizó hasta alcanzar 150 lbf/pulg<sup>2</sup> de presión. Se cerró el paso de nitrógeno y se verificó que no existiese fuga.
- c) Las celdas se colocaron en un horno de rodillos, precalentado a la temperatura de trabajo.
- d) La muestra permaneció en el horno durante 16 horas, a rotación continua (aproximadamente 30 rpm).
- e) Transcurridas las 16 horas, se apagó el horno y se permitió a la muestra alcanzar la temperatura ambiente.
- f) Cuando la muestra alcanzó la temperatura ambiente, se procedió a descargar (liberar) la presión dentro de la celda y luego se destapó.
- g) La muestra de fluido se vertió en el vaso para su homogeneización a fin de realizar las pruebas correspondientes.

#### **4.3.4.7. Ensayo de estabilidad eléctrica**

- a) Inicialmente se verificó la calibración y el funcionamiento del equipo.
- b) La muestra de fluido de perforación se colocó en la copa de viscosímetro controlada termo-estáticamente a  $T=120\text{ }^{\circ}\text{F} \pm 2\text{ }^{\circ}\text{F}$ .
- c) Se limpió el cuerpo de la sonda del electrodo con una toalla de papel y con el aceite base que se utilizó para formular el fluido. Limpió y secó la sonda del electrodo como se hizo anteriormente.

- d) Se mezcló manualmente la muestra que se encuentra a  $T=120\text{ }^{\circ}\text{F} \pm 2\text{ }^{\circ}\text{F}$  con la sonda del electrodo por aproximadamente 10 segundos para asegurar que la composición y la temperatura del fluido son uniformes. Se colocó la sonda del electrodo en una posición tal que no toque el fondo o lados del recipiente, y se aseguró de que las superficies del electrodo estén completamente cubiertas por la muestra.
- e) Se inició la rampa de voltaje sin mover la sonda del electrodo durante la misma.
- f) Al concluir la prueba de la rampa, se anotó el valor de la estabilidad eléctrica que se mostró en la pantalla del equipo.
- g) Se repitió los pasos descritos desde “c” hasta “f” con la misma muestra. Los dos valores no deben diferir en más del 5%, se verificó el electrodo para detectar si está funcionando correctamente.
- h) Se registró el promedio de las dos mediciones de estabilidad eléctrica.

#### **4.3.4.8. Prueba de salinidad**

- a) Se midió 1 cc o más de filtrado en el recipiente de titulación. Luego se agregó 2 a 5 gotas de solución indicadora de fenolftaleína. Si el color del indicador cambia a rosado, agregar el ácido sulfúrico (estandarización 0,02 N) gota a gota, con la bureta, mientras se continua agitando, hasta que el color desaparezca. Si la coloración del filtrado es intensa, agregar 2 cc de ácido sulfúrico (estandarización 0,02 N) y agitar. Luego añadir 1 gr de carbonato de calcio y agitar.
- b) Se agregó 25 a 50 cc de agua destilada y 5 a 10 gotas de solución de cromato de potasio. Se agitó de manera continua mientras se agregó la solución de nitrato de plata (estandarización 0,0282 N) gota a gota, con la bureta, hasta que el color cambie de amarillo a rojo naranja y se mantenga así durante treinta segundos. Se registró el número de cc de nitrato de plata (estandarización 0,0282 N) requeridos para alcanzar el punto final. Si se emplean más de 10 cc de solución de nitrato de plata (estandarización 0,0282 N), repetir la prueba con una muestra más pequeña del filtrado.
- c) Se registró la concentración del ión cloruro en el filtrado, en miligramos por litro (mg/L).

**NOTA:** Si la concentración del ión cloruro en el filtrado excede 10.000 ppm, se puede utilizar una solución de nitrato de plata equivalente a 0,01 gr de ión cloruro / cc. En ese caso, el factor 1.000 en la ecuación siguiente se substituye por 10.000.

$$\text{Cloruro (mg/L)} = \frac{1.000 \times \text{cc de nitrato de plata}}{\text{cc de muestra de filtrado}}$$

#### 4.3.4.9. Prueba de alcalinidad

*Alcalinidad del filtrado ( $P_f$ ;  $M_f$ )*

- a) Se colocó 1 cc o más de filtrado en el recipiente de titulación. Se agregó 2 a 5 gotas de solución indicadora de fenolftaleína. Si el color del indicador cambia a rosado, agregar ácido sulfúrico (estandarización 0,02 N) gota a gota, con la bureta, mientras se continúa agitando, hasta que el color rosado apenas desaparezca. Si el color de la muestra es tal que el cambio de color del indicador no es evidente, el punto final se toma cuando el pH cae a 8,3; según lo que se mide con el electrodo de vidrio.
- b) Se registró " $P_f$ " como el número de cc de ácido sulfúrico (estandarización 0,02 N) requeridos por cc de filtrado.

$$P_f (\text{cc/cc}) = \frac{\text{cc de ácido sulfúrico}}{\text{cc de muestra de filtrado}}$$

- c) A la muestra que ha sido titulada hasta el punto final " $P_f$ ", se le agregó 2 a 5 gotas de solución indicadora de anaranjado de metilo. Luego se le adicionó ácido sulfúrico (estandarización 0,02 N), gota a gota, utilizando la bureta, mientras se agitó la muestra, hasta que el color del indicador cambie de amarillo a rosado. Si el color de la muestra es tal que el cambio de color del indicador no es evidente, el punto final se toma cuando el pH cae a 4,3; según lo que se mide con el electrodo de vidrio.
- d) Se registró " $M_f$ " como los cc totales de ácido sulfúrico (estandarización 0,02 N), por cc de filtrado requeridos para alcanzar el punto final con el anaranjado de metilo (incluyendo los requeridos para el punto final " $P_f$ ").

$$M_f (\text{cc/cc}) = \frac{\text{cc totales de ácido sulfúrico}}{\text{cc de muestra de filtrado}}$$

*Alcalinidad del fluido ( $P_m$ )*

- a) Se agregó 1 cc de fluido al recipiente de titulación. Diluyó la muestra de fluido con 5 a 50 cc de agua destilada. Agregó 4 a 5 gotas de solución indicadora de fenolftaleína y, mientras se agitó, tituló rápidamente con ácido hasta que desaparezca el color rosado. Si el color de la muestra es tal que el cambio de color del indicador no es evidente, el punto final se toma cuando el pH cae a 8,3; según lo que se mide con el electrodo de vidrio.
- b) Se registró " $P_m$ " como el número de cc de ácido sulfúrico (estandarización 0,02 N), requeridos por cc de fluido.

$$P_m \text{ (cc/cc)} = \frac{\text{cc de ácido sulfúrico}}{\text{cc de muestra de fluido}}$$

**4.3.4.10. Prueba de dureza**

- a) Se colocó 1 cc o más de filtrado en el recipiente de titulación.
- b) Diluyó la muestra a 50 cc con agua destilada.
- c) Añadió 2 cc de solución buffer (hidróxido de sodio 1 N) y agitó.
- d) Agregó Calmagita<sup>®</sup> indicador de dureza de 2 a 6 gotas y mezcló. Si se desarrolla un color vino tinto, la muestra contiene calcio y magnesio.
- e) Mientras se agitó, tituló con solución EDTA 0,01 M hasta obtener un color azul.

NOTA: Cuando el filtrado se encuentre oscurecido el cambio dará un color gris pizarra.

- f) Se registró la dureza total como calcio, como el número de cc de solución EDTA 0,01 M gastados, requeridos por cc de filtrado.

$$\text{Dureza total como calcio (mg/L)} = \frac{400 \times \text{cc de solución EDTA}}{\text{cc de muestra de filtrado}}$$

**4.3.4.11. Prueba de azul de metileno**

- a) Midió un volumen determinado del fluido de perforación.
- b) Agregó 10 cc de agua destilada en un Erlenmeyer de 250 cc.
- c) Agitó el Erlenmeyer para dispersar y homogeneizar la muestra.
- d) Agregó a la mezcla 15 cc de la solución de peróxido de hidrógeno (3% en solución).
- e) Agregó a la mezcla 0,5 cc de la solución de ácido sulfúrico (estandarización 5 N) y repitió el paso descrito en “c”.
- f) Colocó el Erlenmeyer sobre el agitador magnético y calentó hasta que hirvió la mezcla a fuego lento durante 10 minutos.
- g) Retiró el Erlenmeyer del calentador y diluyó la mezcla a 50 cc con agua destilada. Dejó enfriar la mezcla.
- h) Agregó a la mezcla solución de azul de metileno en incrementos de 0,5 cc para buscar el punto final. Después de cada adición de solución de azul de metileno se agitó el contenido del Erlenmeyer durante unos 30 segundos. Mientras los sólidos están todavía suspendidos, se transfirió con la varilla agitadora una gota de la mezcla al papel de filtro Whatman #1 o su equivalente. El punto final se alcanza cuando el tinte aparece como un anillo azul o turquesa que rodea los sólidos teñidos y este se mantiene por dos minutos.
- i) Agitó el Erlenmeyer durante dos minutos adicionales y colocó otra gota en el papel del filtro. Si el anillo azul es de nuevo evidente, el punto final se ha alcanzado. Si el anillo azul no aparece, continuar como antes hasta que una gota sea parecida dos minutos después de colocada en el papel filtro.
- j) Se registró el volumen de solución de azul de metileno usada para llegar al punto final.
  
- k) Calculó la capacidad de azul de metileno (MBT) del fluido de perforación.

$$\text{MBT (cc/cc)} = \frac{\text{cc de azul de metileno}}{\text{cc de muestra del fluido}}$$

l) Calculó el contenido equivalente de bentonita.

$$\text{Bentonita equivalente (lbm/bbl)} = \frac{5 \times \text{cc de azul de metileno}}{\text{cc de muestra del fluido}}$$

NOTA: para el análisis químico de cada sistema de fluido de perforación evaluado en este Trabajo Especial de Grado, se hace pertinente señalar que estos análisis se llevaron a cabo en el Laboratorio de Fluidos de Perforación y Cementación de la Escuela de Ingeniería de Petróleo de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Central de Venezuela.

## 5. ANÁLISIS DE RESULTADOS

### 5.1. Fase I (hoyos: 36" y 26")

Como se mencionó anteriormente, en esta fase se consideraron como única opción tres formulaciones de fluidos de perforación base agua, teniendo como componente mayoritario de la fase continua el agua de mar.

En la Tabla 5, se presentan los resultados obtenidos de la caracterización (evaluación de propiedades) de los fluidos base agua que constituyen la Fase I del estudio, dicha caracterización se realizó antes y después de someter a temperatura ( $T=120\text{ }^{\circ}\text{F}$ ) y presión ( $P=150\text{ lbf/pulg}^2$ ) cada una de las formulaciones.

**Tabla 5:** Datos y propiedades de las formulaciones para la Fase I.

<b>DATOS DE LA FORMULACIÓN</b>				
<b>Productos</b>	<b>Concentración</b>	<b>F1</b>	<b>F2</b>	<b>F3</b>
Agua fresca	lbm/bbl	93	93	109
Bentonita	lbm/bbl	8,5	8,5	12,5
Polímero 1	lbm/bbl	0,25	0,25	0,25
Polímero 2	lbm/bbl	0,5	0,5	0,5
Agua de mar	lbm/bbl	222	222	222
Atapulguita	lbm/bbl	8,5	12,5	-
KOH	lbm/bbl	0,44	0,46	0,48
CaCO <sub>3</sub>	lbm/bbl	100	100	100
Defoam	lbm/bbl	0,1	0,1	0,1
<b>PROPIEDADES INICIALES</b>				
<b>Propiedades físicas y químicas</b>	<b>Concentración</b>	<b>F1</b>	<b>F2</b>	<b>F3</b>
Densidad	lbm/gal	10	9,9	9,8
Lectura 600/300	rpm	40/27	42/29	40/28
Lectura 200/100	rpm	22/15	24/18	23/17
Lectura 6/3	rpm	5/4	8/7	8/7
Geles 10"/10'	lbf/100pie <sup>2</sup>	6/11	10/15	9/22
Viscosidad plástica	cP	13	13	12
Punto cedente	lbf/100pie <sup>2</sup>	14	16	16
pH	-	9,67	9,69	9,64
<b>PROPIEDADES DESPUÉS DE ENVEJECIDO TIEMPO: 16 hr TEMPERATURA: 120 °F</b>				
<b>Propiedades físicas y químicas</b>	<b>Concentración</b>	<b>F1</b>	<b>F2</b>	<b>F3</b>
Densidad	lbm/gal	10	10	9,9
Lectura 600/300	rpm	37/25	37/24	40/28
Lectura 200/100	rpm	20/15	29/14	23/17
Lectura 6/3	rpm	5/4	4/3	8/7
Geles 10"/10'	lbf/100pie <sup>2</sup>	7/14	7/10	13/23
Viscosidad plástica	cP	12	13	12
Punto cedente	lbf/100pie <sup>2</sup>	13	11	16
Filtrado API	cc/30min	44	62	23
pH	-	9,5	9,61	9,54

Como era de esperarse, la bentonita presenta buenas características de hidratación y dispersión, debido a su dilución en agua fresca y este es el medio más recomendable para el desarrollo de sus propiedades.

Se observa que los valores de densidad se mantienen muy similares antes y después del proceso de envejecimiento para la Fase I, la diferencia pudiera atribuirse principalmente a la existencia de pequeñas burbujas de aire generadas en el proceso de agitación.

Los valores de las propiedades reológicas resultan análogos entre F1, F2 y F3, dado que sus composiciones son similares entre sí. La viscosidad plástica y el punto cedente de cada formulación, no varían notablemente antes y después del envejecimiento, a excepción de F2 la cual bajó su punto cedente de 16 a 11 lbf/100pie<sup>2</sup>. Sin embargo, esta presenta una buena estabilidad térmica al igual que las otras formulaciones de la Fase I, debido a que la temperatura no altera la composición química de los aditivos.

Las fuerzas de gel a 10 seg y 10 min (10"/10') obtenidas para F1, F2 y F3; presentan valores de 7/14, 7/10 y 13/23 lbf/100pie<sup>2</sup>, respectivamente, estos se consideran aceptables, al ser comparados con los valores referenciales (10/20 lbf/100pie<sup>2</sup>). Por consiguiente, los fluidos de perforación de la Fase I presentan una buena tixotropía y características de suspensión deseables.

Los resultados obtenidos en la prueba de filtrado para F1, F2 y F3, fueron de 44, 62 y 23 cc/30min, respectivamente, valores que están en el rango considerado como adecuado (< 50 cc/30min) para la perforación de hoyos donde no existen formaciones de interés ni se presentan condiciones extremas de presión y temperatura (> 300 °F), esto con excepción de F2, que presentó un valor más elevado al recomendado. Adicionalmente, un análisis visual de los revoques formados durante la prueba permitió ver que a mayor espesor de revoque menor pérdida de volumen de filtrado, esto indica que el control se logra a través de sólidos con un arreglo desordenado (revoque grueso) y no con un revoque delgado.

Respecto a los valores de pH, no se observa mayor diferencia entre los distintos sistemas, esto se atribuye directamente a la cantidad de hidróxido de potasio (KOH), la cual es igual para las tres formulaciones.

Al comparar el contenido de atapulguita de las formulaciones de la Fase I y teniendo en cuenta la similitud en sus propiedades físicas (viscosidad

plástica) y químicas, se demuestra que para el caso estudiado dicho aditivo no aporta propiedades al sistema. Por todo lo anteriormente expuesto, se seleccionó técnicamente F3 como primera opción para perforar los hoyos de 36" y 26".

Para complementar el análisis de las propiedades físico químicas de F3, se determinó el contenido de agua, aceite y sólidos; salinidad; alcalinidad; dureza y capacidad de azul de metileno. Los resultados de estas pruebas se muestran en la Tabla 6.

**Tabla 6:** Resultados de las pruebas complementarias para F3. Fase I.

<b>PROPIEDADES INICIALES</b>		
<b>Propiedades físicas y químicas</b>	<b>Concentración</b>	<b>F3</b>
Agua / Aceite / Sólido	%	90 / 0 / 10
Salinidad	mg/L	14.500
Alcalinidad (Pf / Mf / Pm)	cc/cc	0 / 0,2 / 2,3
Dureza	mg/L	720
MBT	lbm/bbl	11,25
<b>PROPIEDADES DESPUÉS DE ENVEJECIDO TIEMPO: 16 hr TEMPERATURA: 120 °F</b>		
<b>Propiedades físicas y químicas</b>	<b>Concentración</b>	<b>F3</b>
Agua / Aceite / Sólido	%	90 / 0 / 10
Salinidad	mg/L	14.500
Alcalinidad (Pf / Mf / Pm)	cc/cc	0,05 / 1 / 1,8
Dureza	mg/L	560
MBT	lbm/bbl	11,25

Los resultados obtenidos a través del método de la retorta para F3 corresponden con los valores esperados, debido a que el sistema se calculó (balance de masas) y diseñó 100% base agua y con una cantidad de sólidos igual al 10%.

La concentración analítica de iones cloruro ( $Cl^-$ ) del agua de mar recolectada en el Norte de la Península de Paria, al cual pertenece el Proyecto Mariscal Sucre (zona de interés) es de 20.400 mg/L, siendo esta la fuente principal de dichos iones. A partir del análisis del filtrado del fluido de perforación se obtuvo un valor de 14.500 mg/L de  $Cl^-$ , dicho valor es consecuencia de la dilución del agua de mar por parte de la incorporación de agua fresca para la formulación del fluido.

La alcalinidad del fluido de perforación antes del proceso de envejecimiento, fue de 2,3 cc/cc a la fenolftaleína; y su filtrado presentó valores de 0 y 0,2 cc/cc a la fenolftaleína y al anaranjado de metilo, respectivamente. Después del envejecido de 1,8; 0,05 y 1 cc/cc, en el mismo orden anterior. Estas variaciones se deben principalmente a la activación de los aditivos al aumentar la presión y la temperatura en el proceso de envejecimiento.

En relación con la prueba de dureza realizada, presenta valores de 720 y 560 mg/L, antes y después del envejecimiento, respectivamente. De acuerdo con la documentación del laboratorio, la dureza del agua fresca está entre 200 y 250 mg/L, por lo tanto, la diferencia al valor registrado se le pudiera atribuir al agua de mar. En este mismo orden de ideas, se aprecia una diferencia entre la dureza antes y después del envejecimiento, quizás atribuible a la inexactitud de la titulación de volúmenes de reactivos tan pequeños.

Para finalizar, la prueba de azul de metileno suministró valores iguales a 11,25 lbm/bbl, antes y después del proceso de envejecimiento, próximos a la cantidad teórica de bentonita agregada a la formulación (12,5 lbm/bbl). La diferencia entre el valor real y el teórico, puede atribuírsele fundamentalmente a dos razones, la primera es que no siempre reacciona el 100% de la bentonita agregada al sistema y la segunda, es que son pruebas experimentales donde no existe la suficiente precisión y exactitud en el proceso de titulación y adición de volúmenes tan pequeños de reactivos.

## **5.2. Fase II (hoyos: 17 1/2" y 12 1/4")**

Para la Fase II de estudio, se consideraron cinco opciones de fluidos de perforación (tres base agua y dos base aceite sintético).

En la Tabla 7, se muestran los valores obtenidos de la caracterización (evaluación de propiedades) de los fluidos base agua que constituyen la Fase II del estudio, dicha caracterización se realizó antes y después de someter a temperatura ( $T=120$  °F) y presión ( $P=150$  lbf/pulg<sup>2</sup>) cada una de las formulaciones.

Nuevamente, la bentonita presenta buenas características de hidratación y dispersión, por lo fundamentado durante el análisis en la Fase I.

Tabla 7: Datos y propiedades de las formulaciones base agua para la Fase II.

<b>DATOS DE LA FORMULACIÓN</b>				
<b>Productos</b>	<b>Concentración</b>	<b>F4</b>	<b>F5</b>	<b>F6</b>
Agua fresca	lbm/bbl	82	82	83
Bentonita	lbm/bbl	10	15	15
Atapulguita	lbm/bbl	10	-	-
KOH	lbm/bbl	3	3	3
Lignosulfonato	lbm/bbl	2	2	2
Lignito potásico	lbm/bbl	4	4	4
Polímero 1	lbm/bbl	1,5	1,5	1,5
Polímero 2	lbm/bbl	0,5	0,5	0,5
Agua de mar	lbm/bbl	195	195	198
KCl	lbm/bbl	18	-	-
Amina	lbm/bbl	-	6	-
Formiato de sodio	lbm/bbl	-	-	18
Glicol	lbm/bbl	18	18	18
ORIMATITA®	lbm/bbl	-	-	129
Barita	lbm/bbl	136	136	-
CaCO <sub>3</sub>	lbm/bbl	60	60	60
Defoam	lbm/bbl	0,1	0,1	0,1
<b>PROPIEDADES INICIALES</b>				
<b>Propiedades físicas y químicas</b>	<b>Concentración</b>	<b>F4</b>	<b>F5</b>	<b>F6</b>
Densidad	lbm/gal	11,9	12,3	12,2
Lectura 600/300	rpm	112/74	188/129	223/155
Lectura 200/100	rpm	58/38	103/71	127/88
Lectura 6/3	rpm	10/7	17/12	21/17
Geles 10"/10'	lbf/100pie <sup>2</sup>	9/34	16/44	22/53
Viscosidad plástica	cP	38	59	68
Punto cedente	lbf/100pie <sup>2</sup>	36	70	87
Filtrado API	cc/30min	7,8	4,5	5,4
pH	-	11	11,2	11,1
<b>PROPIEDADES DESPUÉS DE ENVEJECIDO TIEMPO: 16 hr TEMPERATURA: 120 °F</b>				
<b>Propiedades físicas y químicas</b>	<b>Concentración</b>	<b>F4</b>	<b>F5</b>	<b>F6</b>
Densidad	lbm/gal	11,9	12,3	12,2
Lectura 600/300	rpm	119/79	148/95	148/98
Lectura 200/100	rpm	62/42	73/48	78/53
Lectura 6/3	rpm	8/6	8/5	11/8
Geles 10"/10'	lbf/100pie <sup>2</sup>	8/13	7/24	10/24
Viscosidad plástica	cP	40	53	50
Punto cedente	lbf/100pie <sup>2</sup>	39	42	48
Filtrado API	cc/30min	11	5,4	6
pH	-	10,6	10,82	10,78

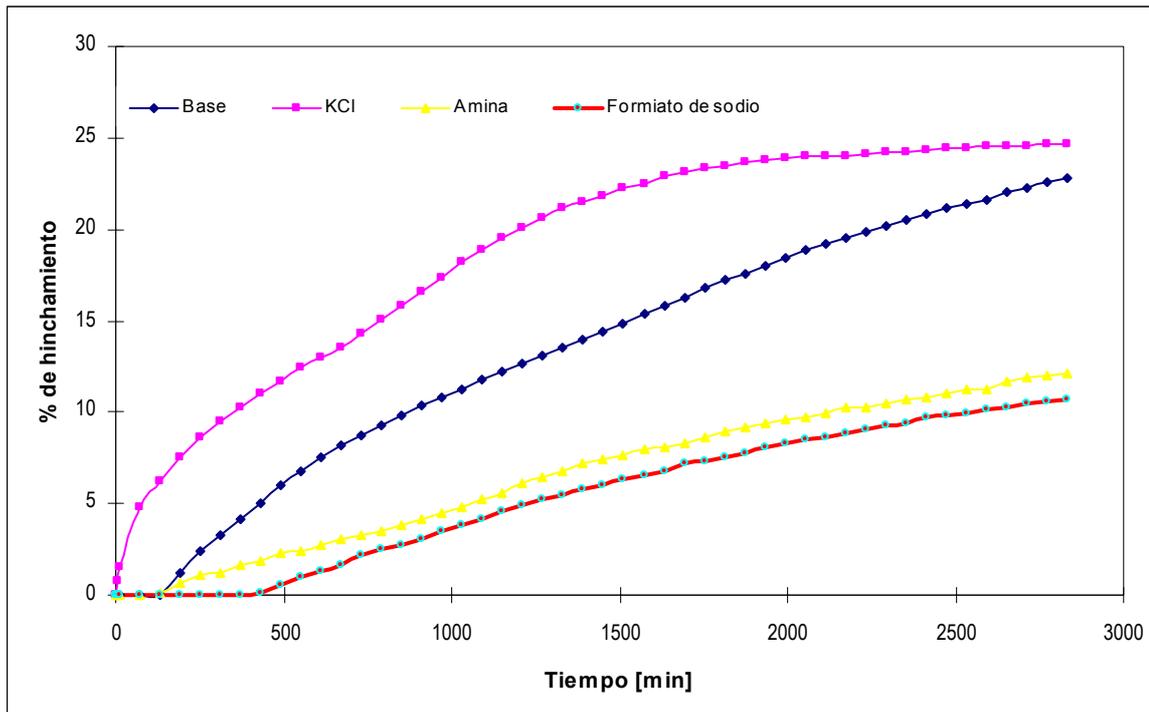
Los valores de las propiedades reológicas de F5 y F6, tienen tendencias a disminuir luego del proceso de envejecimiento. Por el contrario, ocurre con F4 la cual mantiene sus valores, posterior al proceso de

envejecimiento. Así mismo, la viscosidad plástica y el punto cedente para la Fase II se encuentran por encima del rango recomendado, por lo tanto, F4, F5 y F6 se perfilan para ser reformulados.

Respecto a los volúmenes de filtrado, se puede apreciar que estos se mantienen dentro de lo esperado. Antes de someter los fluidos a movimiento, presión y temperatura (envejecimiento rotacional), F4, F5 y F6 tienen como pérdidas de filtrado 7,8; 4,5 y 5,4 cc/30min, respectivamente, mostrando valores de 11; 5,4 y 6 cc/30min respectivos para cada sistema luego del envejecimiento, lo cual refleja que la formulación F4 presenta menor resistencia térmica.

Si se compara la concentración de atapulguita de las formulaciones de la Fase II y en presencia de la similitud de sus propiedades físicas y químicas, queda demostrada la falta de contribución por parte de dicho aditivo con respecto a las propiedades del sistema de fluido de perforación.

La Figura 29 muestra los resultados de la prueba de hinchamiento lineal haciendo uso de la lutita del tipo Pierre Shale, constituidas principalmente por esmectita (55%). Mediante dicha prueba, se evalúa la capacidad inhibitoria al hinchamiento de las formulaciones. Se puede ver como las formulaciones 5 (con inhibidor de arcilla amina y glicol) y 6 (con inhibidor de arcilla formiato de sodio y glicol), presentan las mejores características inhibitorias obteniéndose valores de 12% y 11%, respectivamente. Contrario es el comportamiento que presenta F4 (con inhibidor de arcilla KCl y glicol) con un valor final de 25%. Es de notar que los valores obtenidos en F5 y F6 se encuentran por debajo del valor de referencia (23%) para una formulación la cual contenía el glicol como único agente inhibidor.



**Figura 29:** Porcentaje de hinchamiento de lutitas.

La explicación de los comportamientos de cada formulación de la Fase II (base agua) están vinculados fundamentalmente con la química de las arcillas, en especial con los espacios existentes entre las capas unitarias de las arcillas y los diámetros iónicos de los cationes, los cuales interactúan formando enlaces que impiden el hinchamiento en la presencia de agua.

Por todo lo anteriormente expuesto, se seleccionó técnicamente F5 como la formulación más adecuada para perforar los hoyos de 17  $\frac{1}{2}$ " y 12  $\frac{1}{4}$ ".

Para complementar el análisis de las propiedades de la formulación 5, se determinó el contenido de agua, aceite y sólidos; salinidad; alcalinidad; dureza y capacidad de azul de metileno. Sin embargo, teniendo en cuenta información de perforación recibida de la Gerencia Costa Afuera de PDVSA, en la formulación 5 se ajustaron el contenido de bentonita de 15 lbm/bbl a 10 lbm/bbl, el agua de mar de 195 lbm/bbl a 169 lbm/bbl y la densidad de diseño se aumentó de 12 lbm/bbl a 12,5 lbm/gal. Los resultados de estas pruebas se muestran en la Tabla 8.

Tabla 8: Resultados de las pruebas complementarias para F5. Fase II.

<b>PROPIEDADES INICIALES</b>		
<b>Propiedades físicas y químicas</b>	<b>Concentración</b>	<b>F5</b>
Agua / Aceite / Sólido	%	72 / 4 / 24
Salinidad	mg/L	14.000
Alcalinidad (Pf / Mf / Pm)	cc/cc	0 / 0 / 1,3
Dureza	mg/L	1.280
MBT	lbm/bbl	13,75
<b>PROPIEDADES DESPUÉS DE ENVEJECIDO TIEMPO: 16 hr TEMPERATURA: 120 °F</b>		
<b>Propiedades físicas y químicas</b>	<b>Concentración</b>	<b>F5</b>
Agua / Aceite / Sólido	%	72 / 4 / 24
Salinidad	mg/L	14.000
Alcalinidad (Pf / Mf / Pm)	cc/cc	0,6 / 0 / 2,3
Dureza	mg/L	1.000
MBT	lbm/bbl	12,5

Inicialmente, F5 presenta viscosidad plástica igual a 60 cP y punto cedente de 60 lbf/100pie<sup>2</sup>, luego de ser sometido a envejecimiento, sus propiedades reológicas variaron a 53 cP y 48 lbf/100pie<sup>2</sup>, respectivamente, lo cual indica una buena estabilidad térmica por parte del sistema. Adicionalmente, es pertinente mencionar que los valores de la viscosidad plástica y del punto cedente se encuentran próximos al rango referencial (apéndice A y apéndice C).

De acuerdo a las fuerzas de gel de F5 a 10 seg y 10 min (10"/10'), presenta valores de 9/25 y 7/18 lbf/100pie<sup>2</sup> para antes y después del envejecimiento, respectivamente. Los valores numéricos obtenidos, fueron excelentes al ser comparados con los valores referenciales (apéndice C). Por consiguiente, el fluido de perforación de la Fase II presenta una tixotropía óptima.

En referencia a las pérdidas de filtrado obtenidas de F5, se puede observar que el volumen de filtrado se mantuvo igual a 5 cc/30min, demostrando ser una formulación térmicamente estable. El valor numérico entra dentro de un rango considerado como adecuado (apéndice C).

Los resultados obtenidos a través del método de la retorta se aproximaron a los valores esperados, debido a que el sistema se calculó (balance de masas) y diseñó 100% base agua y con una cantidad de sólidos igual a 25%. En cuanto al porcentaje de aceite obtenido igual a 4%, en este

caso corresponde al glicol, el cual cumple con la función de inhibidor de hinchamiento de arcilla y adicionalmente contribuye con la lubricidad del sistema.

Como ya se fundamentó durante el análisis de la Fase I, la concentración analítica de iones cloruro ( $\text{Cl}^-$ ) del agua de mar (fuente principal portadora) utilizada es de 20.400 mg/L. Luego del ensayo practicado al filtrado de la formulación 5, se obtuvo un valor de 14.000 mg/L, antes y después de envejecer de  $\text{Cl}^-$ . Nuevamente, los valores obtenidos resultan de la dilución del agua de mar por parte de la incorporación de agua fresca.

En relación con la prueba de dureza realizada a la formulación 5, muestra valores de 1.280 y 1.000 mg/L, antes y después del envejecimiento, respectivamente, los cuales se le atribuye al agua de mar como única fuente de iones calcio y magnesio en este sistema. Se aprecia una diferencia de la dureza antes y después del envejecimiento rotacional, quizás se deba a las cantidades tan pequeñas de reactivos por medir en las pruebas experimentales.

Para finalizar, la prueba de azul de metileno para la formulación 5, suministró valores antes y después del envejecido de 13,75 y 12,5 lbm/bbl, respectivamente, por encima a la cantidad de bentonita agregada de 10 lbm/bbl. Las diferencias entre la cantidad teórica y la cantidad de bentonita agregada al sistema, pudieran ser atribuibles a errores experimentales asociados al ensayo.

Como se mencionó para la perforación de los hoyos de 17  $\frac{1}{2}$ " y 12  $\frac{1}{4}$ ", se consideraron dos opciones de fluidos base aceite sintético. En la Tabla 9, se observan los valores obtenidos de la caracterización (evaluación de propiedades) de las formulaciones base aceite que constituyen la Fase II del estudio para de esta manera completar en su totalidad dicha fase. La caracterización se realizó antes y después de someter a temperatura ( $T=260$  °F) y presión ( $P=150$  lbf/pulg<sup>2</sup>) cada una de las formulaciones.

**Tabla 9:** Datos y propiedades de las formulaciones base aceite para la Fase II.

<b>DATOS DE LA FORMULACIÓN</b>			
<b>Productos</b>	<b>Concentración</b>	<b>F7</b>	<b>F8</b>
Sintético IO C <sub>16</sub> -C <sub>18</sub>	lbm/bbl	233	231
Arcilla organofílica	lbm/bbl	5	5
Emulsificante 1	lbm/bbl	7	7
Agua de mar	lbm/bbl	56	58
CaCl <sub>2</sub>	lbm/bbl	23	23
Cal hidratada	lbm/bbl	6	6
Emulsificante 2	lbm/bbl	4	4
Modificador reológico	lbm/bbl	2	2
Polímero 3	lbm/bbl	4	4
CaCO <sub>3</sub>	lbm/bbl	60	60
ORIMATITA <sup>®</sup>	lbm/bbl	-	232
Barita	lbm/bbl	241	-
Defoam	lbm/bbl	0,1	0,1
<b>PROPIEDADES INICIALES</b>			
<b>Propiedades físicas y químicas</b>	<b>Concentración</b>	<b>F7</b>	<b>F8</b>
Densidad	lbm/gal	12,3	12,6
Lectura 600/300	rpm	90/51	188/129
Lectura 200/100	rpm	36/21	103/71
Lectura 6/3	rpm	4/2	17/12
Geles 10"/10'	lbf/100pie <sup>2</sup>	4/7	16/44
Viscosidad plástica	cP	39	59
Punto cedente	lbf/100pie <sup>2</sup>	12	70
Filtrado ATAP	cc/30min	2	2
<b>PROPIEDADES DESPUÉS DE ENVEJECIDO TIEMPO: 16 hr TEMPERATURA: 260 °F</b>			
<b>Propiedades físicas y químicas</b>	<b>Concentración</b>	<b>F7</b>	<b>F8</b>
Densidad	lbm/gal	12,4	12,6
Lectura 600/300	rpm	121/67	114/66
Lectura 200/100	rpm	48/28	48/29
Lectura 6/3	rpm	4/3	5/4
Geles 10"/10'	lbf/100pie <sup>2</sup>	6/11	7/11
Viscosidad plástica	cP	54	48
Punto cedente	lbf/100pie <sup>2</sup>	13	18
Filtrado ATAP	cc/30min	1	1

En cuanto a los fluidos de perforación base aceite de la Fase II, se diferencian únicamente por el agente densificante. Se hace necesario señalar que la formulación 8 es experimental, debido a la probabilidad que para el momento de inicio de la perforación Costa Afuera, PDVSA realice un proceso de sustitución del densificante importado (Barita) por uno nacional (ORIMATITA<sup>®</sup>).

Se observan que los valores de densidad se mantienen similares tanto antes como después de envejecer, lo cual se le puede atribuir a la misma razón fundamentada en la Fase I.

El sistema densificado con barita, presenta inicialmente viscosidad plástica de 39 cP y punto cedente de 12 lbf/100pie<sup>2</sup>, luego de ser sometido a la simulación de movimiento, presión y temperatura del pozo, sus propiedades reológicas presentan un aumento a 54 cP y 13 lbf/100pie<sup>2</sup>, en el mismo orden anterior, probablemente se deba a la acción del polímero 3, el cual tiende a hincharse y activarse bajo esas circunstancias. Por el contrario, antes de someter el fluido F8 a envejecimiento rotacional los valores de la viscosidad plástica y el punto cedente, fueron iguales a 59 cP y 70 lbf/100pie<sup>2</sup>, respectivamente, y luego de este tendieron a disminuir hasta valores de 48 cP y 18 lbf/100pie<sup>2</sup>, respectivamente.

En referencia a las fuerzas de gel a 10 seg y 10 min (10"/10'), se mantiene el comportamiento para cada caso en particular al igual que las fases anteriores. Antes del envejecimiento, F7 presentó un valor igual a 4/7 lbf/100pie<sup>2</sup> y después de 6/11 lbf/100pie<sup>2</sup>; F8 se manifestó con valores de 16/44 y 7/11 lbf/100pie<sup>2</sup>, antes y después de envejecido, respectivamente; lo que indica comportamientos opuestos entre F7 y F8.

Los resultados de la pérdida de filtrado de los sistemas base aceite no presentan ninguna diferencia entre ellos, tanto antes como después del proceso de envejecimiento. Dichos valores se corresponden con valores óptimos de filtrado obtenidos para este tipo de fluidos, los cuales confirman la efectividad del polímero 3 para cumplir con su función principal (control de filtrado). Lo anterior se complementa con la acción sinérgica del polímero 3 con el carbonato de calcio (CaCO<sub>3</sub>) para crear un buen sello.

Teniendo en cuenta el análisis realizado y consideraciones de diseño aportadas por el responsable de perforación en Costa Afuera, se seleccionó técnicamente F7 como la formulación base aceite factible para perforar los hoyos de 17 1/2" y 12 1/4".

Para complementar el análisis de las propiedades de la formulación 7, se determinó el contenido de agua, aceite y sólidos; estabilidad eléctrica; salinidad; alcalinidad y dureza. Más aún, teniendo en cuenta información de perforación recibida de la Gerencia Costa Afuera de PDVSA, los ajustes

realizados fueron respecto a la concentración de carbonato de calcio ( $\text{CaCO}_3$ ) de 60 lbm/bbl a 100 lbm/bbl, como agente controlador del filtrado, y por lo tanto, al generar un aumento en la concentración de este aditivo, implica la necesidad de disminuir uno o más aditivos para mantener la densidad del fluido igual a 12,5 lbm/bbl. Por este motivo, se manifiesta una disminución de la fase continua (aceite sintético) de 233 lbm/bbl a 158 lbm/bbl y del agente densificante de 241 lbm/bbl a 173 lbm/bbl. Los resultados de estas pruebas son mostradas en la Tabla 10.

**Tabla 10:** Resultados de las pruebas complementarias para F7. Fase II.

<b>PROPIEDADES INICIALES</b>		
<b>Propiedades físicas y químicas</b>	<b>Concentración</b>	<b>F7</b>
Agua / Aceite / Sólido	%	10 / 60 / 30
Estabilidad eléctrica	voltio	630
Salinidad	mg/L	47.000
Alcalinidad	cc/cc	1
Dureza	mg/L	0
<b>PROPIEDADES DESPUÉS DE ENVEJECIDO TIEMPO: 16 hr TEMPERATURA: 260 °F</b>		
<b>Propiedades físicas y químicas</b>	<b>Concentración</b>	<b>F7</b>
Agua / Aceite / Sólido	%	10 / 64 / 26
Estabilidad eléctrica	voltio	760
Salinidad	mg/L	41.500
Alcalinidad	cc/cc	0,9
Dureza	mg/L	0

El sistema inicialmente presenta valores aceptables de propiedades reológicas, para la viscosidad plástica y punto cedente de 48 cP y 16 lbf/100pie<sup>2</sup>, respectivamente, pero una vez sometido F7 a la simulación de movimiento, presión y temperatura del pozo, sus propiedades reológicas incrementaron a 57 cP y 18 lbf/100pie<sup>2</sup>, en el mismo orden anterior, posiblemente a la acción del polímero 3, que tiende a activarse bajo esas circunstancias, como se mencionó anteriormente. Este efecto puede observarse en los valores de las propiedades reológicas obtenidos antes y después de someter el fluido a envejecimiento rotacional (apéndice A).

De acuerdo a las fuerzas de gel a 10 seg y 10 min (10"/10'), se mantiene el comportamiento al igual que en las fases anteriores, con valores de 5/9 y 8/12 lbf/100pie<sup>2</sup>, para antes y después del proceso de envejecimiento. Al

comparar los valores numéricos referenciales con los obtenidos, se puede afirmar que estos últimos fueron bajos.

Los valores de filtrado presentan diferencia respecto al proceso de envejecimiento, inicialmente de 3 cc/30min se redujo en un tercio del volumen de filtrado, una vez sometido el sistema a la simulación de movimiento, presión y temperatura del pozo, lo que es igual a 2 cc/30min, principalmente a la acción del polímero 3, el cual se activa bajo estas condiciones como ya se fundamentó. F7 mostró bajas pérdidas de filtrado, lo cual es un indicativo de la buena eficiencia de sello.

Los resultados obtenidos a través del método de la retorta para F7 correspondieron con los valores esperados, debido a que el sistema se calculó (balance de masas) y diseñó con una cantidad de sólidos igual al 30%.

Continuando con el análisis, el valor de la estabilidad eléctrica del fluido de perforación, presenta excelentes condiciones (760 voltios) al ser comparado con los valores referenciales, los cuales recomiendan un rango entre 500 y 2.000 voltios para fluidos de perforación pesados ( $\rho > 12$  lbm/gal). Lo cual indica que este fluido de perforación base aceite tipo emulsión inversa, posee una buena estabilidad de su emulsión.

Referente a la salinidad del fluido de perforación, tuvo un valor de 47.000 mg/L antes de envejecer, y después de 41.500 mg/L. Como se comentó previamente, la concentración de iones cloruro del agua de mar es igual a 20.400 mg/L; la cual es la fuente secundaria de iones cloruro, ya que la fuente principal para este sistema es el cloruro de calcio ( $\text{CaCl}_2$ ). La diferencia entre los valores de la salinidad antes y después del envejecimiento rotacional, puede atribuírsele a la inexactitud de la titulación de volúmenes de reactivos tan pequeños, como ya se mencionó anteriormente.

La alcalinidad del fluido de perforación F7, se mantuvo constante antes y después del proceso de envejecimiento, con un valor numérico de 1 cc/cc.

En cuanto a la prueba de dureza, no presentó ningún valor en el proceso de titulación, ni antes ni después del envejecimiento, lo cual resulta particular debido a que esta presenta iones calcio en su formulación. Adicionalmente, cabe señalar que mediante la práctica recomendada para realizar pruebas de campo a fluidos de perforación base aceite (*API RP 13B-2*), sugiere añadir 0,1–0,25 gr de polvo indicador Calver<sup>®</sup> II, pero en vista de no presentar cambio por

parte del fluido, se le añadió hasta 3 gr en total sin presentar variación en su color.

### 5.3. Fase III (hoyo: 8 1/2")

Para esta fase de estudio se consideraron cuatro formulaciones base agua del tipo viscoelástico, debido a que operacionalmente se esperan tomar núcleos de formación los cuales se quieren con las mínimas alteraciones en cuanto a propiedades de la roca se refiere.

En la Tabla 11, se observan los valores obtenidos de la caracterización (evaluación de propiedades) de los fluidos que constituyen la Fase III del estudio, dicha caracterización se realizó antes y después de someter a temperatura ( $T=260$  °F) y presión ( $P=150$  lbf/pulg<sup>2</sup>) cada una de las formulaciones.

Referente a los valores de las propiedades reológicas de los fluidos de perforación F9 y F10, tienen una tendencia contraria al comportamiento viscoelástico, el cual se caracteriza por tener una "reología inversa", es decir, puntos cedentes elevados  $\gamma_0$  mayores en comparación con la viscosidad plástica. Esto puede ser debido a que luego de terminar de preparar dichas formulaciones, y al transcurrir un lapso de tiempo de aproximadamente tres a cuatro horas, estas comenzaron a despedir un olor particular a descomposición, lo cual se traduce en una rápida degradación de los aditivos que conforman estos sistemas, en especial por parte de los polímeros. Esto quizás se deba a la falta de biocida. Para el caso particular de F9, la cual carece de propiedades reológicas, lo que se le puede atribuir al bajo pH evitando la activación de los polímeros los cuales necesitan de cierto valor para activarse. Contrario es el caso de F11 y F12, los cuales si obedecen al comportamiento de tipo viscoelástico con viscosidad plástica de 28 y 26 cP, respectivamente, y punto cedente de 61 y 73 lbf/100pie<sup>2</sup>, para cada caso respectivo. Estos valores variaron luego del proceso de envejecimiento a 25 y 31 cP; y en cuanto al punto cedente a 43 y 50 lbf/100pie<sup>2</sup>, en el mismo orden anterior, demostrando así que F11 y F12 poseen una "reología inversa".

Tabla 11: Datos y propiedades de las formulaciones para la Fase III.

<b>DATOS DE LA FORMULACIÓN</b>					
<b>Productos</b>	<b>Concentración</b>	<b>F9</b>	<b>F10</b>	<b>F11</b>	<b>F12</b>
Agua de mar	lbm/bbl	203	182	270	270
CaCl <sub>2</sub>	lbm/bbl	210	-	-	-
Formiato de sodio	lbm/bbl	-	230	-	-
KCl	lbm/bbl	-	-	10,5	-
Amina	lbm/bbl	-	-	-	6
Almidón	lbm/bbl	3	3	3	3
Polímero 4	lbm/bbl	2	2,5	2	2
Biocida	lbm/bbl	-	-	-	-
Óxido de Mg	lbm/bbl	0,5	-	0,5	0,5
Glicol	lbm/bbl	7	7	7	7
Polímero 5	lbm/bbl	0,5	3	2	2
CaCO <sub>3</sub>	lbm/bbl	88	91	71	80
Barita	lbm/bbl	-	-	160	160
Defoam	lbm/bbl	0,1	0,1	0,1	0,1
<b>PROPIEDADES INICIALES</b>					
<b>Propiedades físicas y químicas</b>	<b>Concentración</b>	<b>F9</b>	<b>F10</b>	<b>F11</b>	<b>F12</b>
Densidad	lbm/gal	12,4	12,1	12,6	12,2
Lectura 600/300	rpm	166/99	58/32	117/89	125/99
Lectura 200/100	rpm	73/42	22/12	76/58	86/68
Lectura 6/3	rpm	3/1	0/0	21/17	25/21
Geles 10"/10'	lbf/100pie <sup>2</sup>	2/4	0/0	19/28	23/42
Viscosidad plástica	cP	67	26	28	26
Punto cedente	lbf/100pie <sup>2</sup>	32	6	61	73
Filtrado API	cc/30min	-	-	-	-
pH	-	6,7	9,62	9,65	9,44
<b>PROPIEDADES DESPUÉS DE ENVEJECIDO TIEMPO: 16 hr TEMPERATURA: 260 °F</b>					
<b>Propiedades físicas y químicas</b>	<b>Concentración</b>	<b>F9</b>	<b>F10</b>	<b>F11</b>	<b>F12</b>
Densidad	lbm/gal	12,3	12,3	12,7	12,3
Lectura 600/300	rpm	49/27	78/43	93/68	112/81
Lectura 200/100	rpm	19/9	30/16	56/43	67/50
Lectura 6/3	rpm	0/0	1/0	15/12	17/14
Geles 10"/10'	lbf/100pie <sup>2</sup>	0/0	1/0	16/21	16/23
Viscosidad plástica	cP	22	35	25	31
Punto cedente	lbf/100pie <sup>2</sup>	5	8	43	50
Filtrado API	cc/30min	-	-	4,2	4
pH	-	6,68	9,5	9,72	9,83
Viscosidad Brookfield (0,3 rpm)	cP	-	-	40.000	50.000

En referencia a las fuerzas de gel a 10 seg y 10 min (10"/10'), F9 y F10 no presentaron valores, quizás a la rápida degradación de los aditivos de estos sistemas. Por el contrario, F11 y F12 generaron fuerzas de gel antes del envejecido iguales a 19/28 y 23/42 lbf/100pie<sup>2</sup>, respectivamente; y posterior a

este de 16/21 y 16/23 lbf/100pie<sup>2</sup>, para cada caso en particular; ubicándose así dentro del rango establecido.

En lo que respecta a los volúmenes de filtrado de F11 y F12, presentan valores numéricos correspondientes con los referenciales. Los valores de filtrado entre ambos fluidos de perforación no presentan mayor diferencia, para F11 fue de 4,2 cc/30min y para F12 fue de 4 cc/30min, mostrando así bajas pérdidas de filtrado, lo cual es un indicativo de la buena eficiencia de sello que originan los polímeros controladores de filtrado en combinación con el carbonato de calcio (CaCO<sub>3</sub>).

En lo concerniente a los resultados de la medición de pH de los fluidos de perforación de la Fase III, no se observa mayor problema para F10, F11 y F12, por que tienen valores numéricos aproximados a los valores referenciales, los cuales recomiendan valores de pH entre 9 y 10 unidades. Contrario es el comportamiento de F9, que presentó valores sumamente bajos de pH=6,7; propiedad generada principalmente por el cloruro de calcio (CaCl<sub>2</sub>). Es conveniente señalar que luego del proceso de envejecimiento del fluido de perforación, se hace necesario ajustar el pH, debido a que algunos aditivos se activan en ese proceso y reaccionan con su entorno, modificando y consumiendo el valor inicial del pH, esto igualmente ocurre para las fases anteriores (Fase I y Fase II).

De la evaluación de estos cuatro sistemas de fluidos de perforación, se seleccionaron técnicamente las formulaciones 10, 11 y 12, referente a la perforación del hoyo de 8 1/2", para ser reformuladas y evaluadas en su totalidad.

Las modificaciones realizadas fueron con respecto a las concentraciones de carbonato de calcio (CaCO<sub>3</sub>), las cuales se aumentaron, este como agente densificante y sellante. Al generar dicho aumento en la concentración de este aditivo, implicó disminuir la barita, por el mismo principio fundamentado anteriormente en la formulación 7. Específicamente, el sistema de fluido de perforación 10, se diferencia de su formulación original F10, debido a que en lugar de agregar el formiato de sodio en fase sólida, este fue agregado en una solución de formiato de sodio de 10 lbm/gal.

La reformulación consistió en:

- a) Formulación 10: aumentar el agua de mar de 182 lbm/bbl a 224 lbm/bbl; el formiato de sodio de 230 lbm/bbl (sólido) a 35 lbm/bbl (líquido); agregar 0,5 lbm/bbl de MgO; el CaCO<sub>3</sub> de 91 lbm/bbl a 180 lbm/bbl; y agregar 60 lbm/bbl de barita.
- b) Formulación 11: disminuir el agua de mar de 270 lbm/bbl a 264 lbm/bbl; el CaCO<sub>3</sub> de 71 lbm/bbl a 160 lbm/bbl; y la barita de 160 lbm/bbl a 94 lbm/bbl.
- c) Formulación 12: disminuir el agua de mar de 270 lbm/bbl a 264 lbm/bbl; el CaCO<sub>3</sub> de 80 lbm/bbl a 160 lbm/bbl; y la barita de 160 lbm/bbl a 94 lbm/bbl.

Para complementar el análisis de las propiedades de las formulaciones 10, 11 y 12, se determinó el contenido de agua, aceite y sólidos; salinidad; alcalinidad; dureza; capacidad de azul de metileno y viscosidad Brookfield. Los resultados de estas pruebas son mostradas en la Tabla 12.

**Tabla 12:** Resultados de las pruebas complementarias para F10, F11 y F12. Fase III.

<b>PROPIEDADES INICIALES</b>				
<b>Propiedades físicas y químicas</b>	<b>Concentración</b>	<b>F10</b>	<b>F11</b>	<b>F12</b>
Agua / Aceite / Sólido	%	70 / 4 / 26	72 / 2 / 26	70 / 2 / 28
Salinidad	mg/L	21.000	24.000	22.500
Alcalinidad (Pf / Mf / Pm)	cc/cc	0 / 1,25 / 2,2	0,1 / 0,5 / 1,9	0,2 / 0,5 / 2,3
Dureza	mg/L	1.200	720	720
Viscosidad Brookfield (0,3 rpm)	cP	166.000	97.000	70.000
<b>PROPIEDADES DESPUÉS DE ENVEJECIDO TIEMPO: 16 hr TEMPERATURA: 260 °F</b>				
<b>Propiedades físicas y químicas</b>	<b>Concentración</b>	<b>F10</b>	<b>F11</b>	<b>F12</b>
Agua / Aceite / Sólido	%	70 / 2 / 28	68 / 2 / 30	70 / 2 / 28
Salinidad	mg/L	21.000	23.500	22.000
Alcalinidad (Pf / Mf / Pm)	cc/cc	0 / 0 / 3,1	0,2 / 0,8 / 3	0,1 / 1 / 2,5
Dureza	mg/L	1.200	880	800
Viscosidad Brookfield (0,3 rpm)	cP	112.000	42.000	26.000

Es posible observar (apéndice A) que los valores de las densidades para las formulaciones, se mantienen iguales antes y después de envejecer, esto indica que el objetivo del antiespumante se cumplió plenamente, debido a la inexistencia de pequeñas burbujas de aire generadas en el proceso de agitación, las cuales son generalmente las responsables de estas posibles diferencias. Es necesario señalar que los valores numéricos obtenidos de las

densidades de F10 y F11, son exactamente los valores esperados (12,5 lbm/gal), corroborando así los cálculos referentes a los balances de masas. Referente al valor numérico de la densidad de F12 (12,3 lbm/gal), es similar al valor esperado. La diferencia se le puede atribuir principalmente al valor de la gravedad específica de la amina, utilizada en el cálculo del balance de masas, ya que si se toma como referencia F11, es el único aditivo que las diferencia, señalando que el valor de la densidad de F11 resultó igual al calculado teóricamente.

Inicialmente, F10, F11 y F12 presentan viscosidad plástica igual a 15; 29 y 27 cP y punto cedente de 215; 90 y 97 lbf/100pie<sup>2</sup>, respectivamente. Luego de ser sometidos al envejecimiento, sus propiedades reológicas variaron a 31; 31 y 31 cP y 200; 59 y 56 lbf/100pie<sup>2</sup>, para caso respectivo. Para mejorar tales perfiles reológicos, se puede bajar la cantidad de polímero 5 de 3 lbm/bbl a 1 lbm/bbl, así como el polímero 4 de 2 lbm/bbl a 1,5–1 lbm/bbl. Sin embargo, las propiedades se encuentran en el rango referencial con excepción del punto cedente de F10, igual a 215 y 200 lbf/100pie<sup>2</sup>, antes y después del envejecimiento, respectivamente, valor considerado como muy alto. Adicionalmente, es pertinente señalar que con adaptaciones realizadas a las formulaciones de esta fase, se logró obtener un mejor comportamiento reológico, lo cual permite satisfacer el comportamiento de tipo viscoelástico, es decir, valores de punto cedente mayores a los de viscosidad plástica.

De acuerdo a las fuerzas de gel a 10 seg y 10 min (10"/10'), se preserva el comportamiento al igual que en las fases anteriores, con valores para F10, F11 y F12 de 69/89; 25/45 y 29/45 lbf/100pie<sup>2</sup>, antes del envejecimiento y después de 45/53; 18/26 y 15/23 lbf/100pie<sup>2</sup>. Con respecto a los valores numéricos obtenidos, fueron más elevados que los referenciales, los cuales pueden disminuir bajando la concentración de los viscosificantes (polímero 4 y polímero 5).

Continuando con el análisis, los valores de pH para los fluidos de perforación, no presentan mayores diferencias entre sí, esto puede atribuirse principalmente a las características similares entre cada formulación y por supuesto a la cantidad exactamente igual de óxido de magnesio (MgO).

Los resultados obtenidos a través del método de la retorta, se aproximaron a los valores esperados, debido a que el sistema se calculó

(balance de masas) y diseñó 100% base agua y con una cantidad de sólidos igual a 30%. Como ya se mencionó en líneas anteriores, el porcentaje de aceite obtenido es producto de los aditivos aceitosos, en este caso también corresponde al glicol, cumpliendo la función de inhibidor de hinchamiento de arcilla y adicionalmente contribuye con la lubricidad del sistema.

Referente a la salinidad de los fluidos de perforación F10, F11 y F12, presentaron valores de 21.000; 24.000 y 22.500 mg/L, respectivamente, antes de envejecer, y después de 21.000; 23.500 y 22.000 mg/L. El valor obtenido para F11, se considera razonable debido a la incorporación del aditivo cloruro de potasio (KCl), el cual aporta iones cloruro ( $\text{Cl}^-$ ) adicionales al sistema de fluido. Con relación a F10 y F12, los valores son superiores al valor base del agua de mar (20.400 mg/L), las diferencias pueden atribuírsele a la inexactitud de la titulación de volúmenes de reactivos tan pequeños y a errores asociados al ensayo experimental.

La alcalinidad de los fluidos de perforación 10, 11 y 12 antes del proceso de envejecimiento, fueron de 2,2; 1,9 y 2,3 cc/cc a la fenolftaleína; y sus filtrados de 0; 0,1 y 0,2 cc/cc a la fenolftaleína, y al anaranjado de metilo de 1,25; 0,5 y 0,5 cc/cc, respectivamente para cada caso; y después del envejecido de 3,1; 3 y 2,5 cc/cc, en cuanto a los valores de los filtrados fueron de 0; 0,2 y 0,1 cc/cc a la fenolftaleína; y al anaranjado de metilo de 0; 0,8 y 1 cc/cc, en el mismo orden anterior. Estas variaciones se deben fundamentalmente a la activación de los aditivos, al aumentar la presión y la temperatura en el proceso de envejecimiento.

En relación con la prueba de dureza, presentan valores aceptables de 1.200; 720 y 720 mg/L para cada caso antes de envejecer; y después de someter las formulaciones a presión y temperatura, los valores fueron de 1.200; 880 y 800 mg/L para caso respectivo, lo cual se le atribuye a las fuentes de iones calcio y magnesio, como lo son el óxido de magnesio (MgO) y el agua de mar. Así mismo, se aprecia una diferencia de la dureza antes y después del envejecimiento para F11 y F12, que puede ser a causa de lo expuesto en fases anteriores.

Los valores de viscosidad a bajas tasas de corte (viscosidad Brookfield) para las formulaciones, presentan inicialmente valores de 166.000; 97.000 y 70.000 cP, pero una vez sometidos a la simulación de movimiento, presión y

temperatura del pozo, disminuyen a 112.000; 42.000 y 26.000 cP para cada formulación en particular, esto se puede atribuir parcialmente al cambio conformacional de las cadenas poliméricas, así como una pequeña hidrólisis alcalina o degradaciones parciales oxidativas. A pesar de la declinación de estos sistemas de fluido luego del envejecimiento, poseen valores numéricos de viscosidad Brookfield aceptables, al ser comparados con los valores referenciales, los cuales recomiendan valores mayores a 40.000 cP. Esto a excepción de la formulación 12, la cual presentó un valor menor al recomendado (26.000 cP).

Para finalizar, la prueba de azul de metileno no suministró valores para la Fase III, debido a que la cantidad de bentonita agregada a las formulaciones es nula.

#### **5.4. Análisis de costos**

Una compañía de servicios proporcionó un estimado de costo de los aditivos que componen las formulaciones propuestas. Para la Fase I, el análisis económico se realizó a las formulaciones 2 y 3. Para la Fase II, se realizó la comparación de costos a las formulaciones 5 y 7. Y por último, se analizaron económicamente todos los sistemas de fluidos de la Fase III. Luego de esta evaluación económica, fue posible decidir cuales son los sistemas de fluidos de perforación a proponer como alternativas a ser usados durante las etapas de la construcción de los pozos a perforar dentro del Proyecto Mariscal Sucre en el campo Dragón, ya que se posee la evaluación técnica y económica de los sistemas.

Las Tablas 13, 14 y 15 presentan el costo por aditivo y el costo por barril para cada una de las formulaciones seleccionadas para el análisis económico. No se incluyen costos por equipos ni cargos por servicios.

Tabla 13: Estimado de costos para las formulaciones de la Fase I.

<b>DATOS DE LA FORMULACIÓN</b>				
<b>Productos</b>	<b>Concentración</b>	<b>F2</b>	<b>F3</b>	<b>Costo (\$/lbm)</b>
Agua fresca	lbm/bbl	93	109	-
Bentonita	lbm/bbl	8,5	12,5	0,15
Polímero 1	lbm/bbl	0,25	0,25	3,8
Polímero 2	lbm/bbl	0,5	0,5	9,5
Agua de mar	lbm/bbl	222	222	-
Atapulguita	lbm/bbl	12,5	-	0,35
KOH	lbm/bbl	0,46	0,48	1
CaCO <sub>3</sub>	lbm/bbl	100	100	0,03
Defoam	lbm/bbl	0,1	0,1	4,1
<b>DATOS DE LA FORMULACIÓN</b>				
<b>Productos</b>		<b>F2 (\$/bbl)</b>	<b>F3 (\$/bbl)</b>	
Agua fresca		-	-	
Bentonita		1,28	1,88	
Polímero 1		0,95	0,95	
Polímero 2		4,75	4,75	
Agua de mar		-	-	
Atapulguita		4,38	-	
KOH		0,46	0,48	
CaCO <sub>3</sub>		3	3	
Defoam		0,41	0,41	
<b>Costo total (\$/bbl)</b>		<b>Σ = 15,23</b>	<b>Σ = 11,47</b>	

Tabla 14: Estimado de costos para las formulaciones de la Fase II.

<b>DATOS DE LA FORMULACIÓN</b>				
<b>Productos</b>	<b>Concentración</b>	<b>F5</b>	<b>F7</b>	<b>Costo (\$/lbm)</b>
Agua fresca	lbm/bbl	91	-	-
Bentonita	lbm/bbl	10	-	0,15
KOH	lbm/bbl	3	-	1
Lignosulfonato	lbm/bbl	2	-	1,02
Lignito potásico	lbm/bbl	4	-	0,3
Polímero 1	lbm/bbl	1,5	-	3,8
Polímero 2	lbm/bbl	0,5	-	9,5
Glicol	lbm/bbl	18	-	3,8
Amina	lbm/bbl	6	-	3,4
Agua de mar	lbm/bbl	169	46	-
Barita	lbm/bbl	135	173	0,11
CaCO <sub>3</sub>	lbm/bbl	100	100	0,03
Defoam	lbm/bbl	0,1	0,1	4,1
Biocida	lbm/bbl	0,1	0,1	1
Sintético IO C <sub>16</sub> -C <sub>18</sub>	bbl	-	0,57	200 \$/bbl
Arcilla organofílica	lbm/bbl	-	5	0,8
Emulsificante 1	lbm/bbl	-	7	1,35
CaCl <sub>2</sub>	lbm/bbl	-	22	0,32
Cal hidratada	lbm/bbl	-	6	0,13
Emulsificante 2	lbm/bbl	-	4	1,5
Modificador reológico	lbm/bbl	-	2	1,4
Polímero 3	lbm/bbl	-	4	8,9
<b>DATOS DE LA FORMULACIÓN</b>				
<b>Productos</b>	<b>F5 (\$/bbl)</b>	<b>F7 (\$/bbl)</b>		
Agua fresca	-	-		
Bentonita	1,5	-		
KOH	3	-		
Lignosulfonato	2,04	-		
Lignito potásico	1,2	-		
Polímero 1	5,7	-		
Polímero 2	4,75	-		
Glicol	68,4	-		
Agua de mar	-	-		
Amina	20,4	-		
Barita	14,85	19,03		
CaCO <sub>3</sub>	3	3		
Defoam	0,41	0,41		
Biocida	0,1	0,1		
Sintético IO C <sub>16</sub> -C <sub>18</sub>	-	114		
Arcilla organofílica	-	4		
Emulsificante 1	-	9,45		
CaCl <sub>2</sub>	-	7,04		
Cal hidratada	-	0,78		
Emulsificante 2	-	6		
Modificador reológico	-	2,8		
Polímero 3	-	35,6		
<b>Costo total (\$/bbl)</b>	<b>Σ = 125,35</b>	<b>Σ = 202,21</b>		

Tabla 15: Estimado de costos para las formulaciones de la Fase III.

DATOS DE LA FORMULACIÓN						
Productos	Concentración	F9	F10	F11	F12	Costo (\$/lbm)
Agua de mar	lbm/bbl	203	224	264	264	-
Formiato de sodio	lbm/bbl	-	35	-	-	1
KCl	lbm/bbl	-	-	10,5	-	0,31
Amina	lbm/bbl	-	-	-	6	3,5
Almidón	lbm/bbl	3	3	3	3	0,99
Polímero 4	lbm/bbl	2	2,5	2	2	6,5
Biocida	lbm/bbl	0,1	0,1	0,1	0,1	1
Óxido de Mg	lbm/bbl	0,5	0,5	0,5	0,5	0,53
Glicol	lbm/bbl	7	7	7	7	3,8
Polímero 5	lbm/bbl	0,5	3	2	2	6,2
CaCO <sub>3</sub>	lbm/bbl	88	180	160	160	0,03
Barita	lbm/bbl	-	60	94	94	0,11
Defoam	lbm/bbl	0,1	0,1	0,1	0,1	4,1
CaCl <sub>2</sub>	lbm/bbl	210	-	-	-	0,32
DATOS DE LA FORMULACIÓN						
Productos	F9 (\$/bbl)	F10 (\$/bbl)	F11 (\$/bbl)	F12 (\$/bbl)		
Agua de mar	-	-	-	-		
Formiato de sodio	-	35	-	-		
KCl	-	-	3,26	-		
Amina	-	-	-	21		
Almidón	2,97	2,97	2,97	2,97		
Polímero 4	13	16,25	13	13		
Biocida	0,1	0,1	0,1	0,1		
Óxido de Mg	0,27	0,27	0,27	0,27		
Glicol	26,6	26,6	26,6	26,6		
Polímero 5	3,1	18,6	12,4	12,4		
CaCO <sub>3</sub>	2,64	5,4	4,8	4,8		
Barita	-	6,6	10,34	10,34		
Defoam	0,41	0,41	0,41	0,41		
CaCl <sub>2</sub>	67,2	-	-	-		
<b>Costo total (\$/bbl)</b>	<b>Σ = 116,29</b>	<b>Σ = 112,2</b>	<b>Σ = 74,14</b>	<b>Σ = 91,89</b>		

Si se evalúa el costo por barril obtenido para los distintos sistemas de fluidos de perforación mostrados en la Tabla 13, se aprecia que la formulación 3, se presenta como la mejor opción económica frente a la formulación 2. La Tabla 14, muestra la comparación económica entre las formulaciones 5 (base agua) y 7 (base aceite sintético), se observa una diferencia de costo a favor de F5, resultando 38% más económico respecto a F7. Sin embargo, no se puede afirmar a priori que los costos con F7 sean mayores, ya que en actividades con este tipo de tecnología (fluidos base aceite) se podrían presentar menos problemas operacionales durante la perforación del pozo, y por ende, disminuir los costos globales asociados al fluido y a la operación.

En la Tabla 15, se observa que el menor costo en los fluidos de perforación es para la formulación 11, con 74,14 \$/bbl. Dicho valor la coloca en aproximadamente 36% más económica en comparación con F9, y con referencia a F10 y F12, 34% y 19%, respectivamente.

El análisis económico sugiere como formulaciones a utilizar por fase las siguientes:

a) Fase I (hoyos: 36" y 26"):

- 1) Formulación 3.
- 2) Formulación 2.

b) Fase II (hoyos: 17 1/2" y 12 1/4"):

- 1) Formulación 5.
- 2) Formulación 7.

c) Fase III (hoyo: 8 1/2"):

- 1) Formulación 11.
- 2) Formulación 12.
- 3) Formulación 10.
- 4) Formulación 9.

## 6. CONCLUSIONES

- Se demostró el comportamiento invariable de la densidad en la formulación de fluidos de perforación base agua del tipo polimérico, base aceite sintético del tipo W/O y en sistemas de fluido de perforación del tipo viscoelástico.
- Para el caso estudiado en la Fase I, se demostró que la atapulguita no mejora el comportamiento reológico de las formulaciones 1 y 2, con respecto a la formulación 3.
- En las formulaciones se presentó buena estabilidad térmica, teniendo 0% de agua libre en los sistemas emulsión inversa y una sedimentación muy baja o nula de sólidos en todos los sistemas de fluidos evaluados.
- La formulación del tipo viscoelástico, F9, carece de propiedades reológicas (lecturas a 6 rpm y 3 rpm, geles y bajo punto cedente), caso contrario es el de F10, F11 y F12, reformulados, que obtuvieron un mejor compartimiento reológico.

- El análisis de factibilidad técnica-económica de los sistemas de fluido de perforación formulados, permite considerar el orden de selección de las principales opciones a ser utilizadas durante las etapas de la construcción de los pozos dentro del Proyecto Mariscal Sucre en el campo Dragón:

a) Fase I (hoyos: 36" y 26"):

- 1) Formulación 2;  $\rho = 10 \text{ lbm/gal}$
- 2) Formulación 3;  $\rho = 10 \text{ lbm/gal}$

b) Fase II (hoyos: 17  $\frac{1}{2}$ " y 12  $\frac{1}{4}$ "):

- 1) Formulación 5;  $\rho = 12,5 \text{ lbm/gal}$
- 2) Formulación 7;  $\rho = 12,5 \text{ lbm/gal}$

c) Fase III (hoyo: 8  $\frac{1}{2}$ "):

- 1) Formulación 10;  $\rho = 12,5 \text{ lbm/gal}$
- 2) Formulación 11;  $\rho = 12,5 \text{ lbm/gal}$
- 3) Formulación 12;  $\rho = 12,5 \text{ lbm/gal}$

## 7. RECOMENDACIONES

- Considerar las opciones de fluidos para perforar los hoyos en construcción de pozo según se especifica:
  - a) Fase I (hoyos: 36" y 26"):
    - 1) Formulación 3;  $\rho = 10 \text{ lbm/gal}$
  - b) Fase II (hoyos: 17 1/2" y 12 1/4"):
    - 1) Formulación 5;  $\rho = 12,5 \text{ lbm/gal}$
    - 2) Formulación 7;  $\rho = 12,5 \text{ lbm/gal}$
  - c) Fase III (hoyo: 8 1/2"):
    - 1) Formulación 11;  $\rho = 12,5 \text{ lbm/gal}$
- Realizar ensayos según criterios ambientales (toxicidad y biodegradabilidad) a las opciones de fluidos seleccionados para ser utilizados en el Proyecto Mariscal Sucre, campo Dragón.
- Realizar prueba de hinchamiento de lutitas en núcleos de la formación.
- Buscar alternativas de suministro de materia prima (aditivos) y sistemas de fluidos de perforación desarrollados en Venezuela.
- Evaluar la optimización de las concentraciones del polímero 5, (de 3 a 1 lbm/bbl) y así como del polímero 4 (de 2 a 1,5 – 1 lbm/bbl), en los fluidos del tipo viscoelástico, esto con el fin de mejorar sus perfiles reológicos.
- Aplicar la metodología descrita en este trabajo, para realizar el estudio experimental de la selección de fluidos de perforación a ser utilizados en los tres campos restantes (Mejillones, Patao y Río Caribe) que constituyen el Proyecto Mariscal Sucre.

## 8. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Acuña, P., Sorrentino, Y. & Carreño, L. (2001). *Revisión de la estabilidad del hoyo para la perforación de un pozo vertical en condiciones de bajobalance en la formación San Juan del campo Orocual*. Los Teques: INTEVEP. Nota técnica.
- American Petroleum Institute. (1990). *Recommended practice standard procedure for field testing water-based drilling fluids*. Washington, D.C. 20.005. API recommended practice 13B-1 (RP 13B-1).
- American Petroleum Institute. (1990). *Recommended practice standard procedure for field testing oil-based drilling fluids*. Washington, D.C. 20.005. API recommended practice 13B-2 (RP 13B-2).
- Barberii, E. (1988). *El pozo ilustrado*. (4a. ed.). Caracas: CIED.
- Bourgoyne, M. & Chenevert, Y. (1991). *Applied drilling engineering*. SPE Text Book Series. Vol. 2, Capítulos 4-5.
- Brantly, J. (1971). *History of oil well drilling*. Gulf Publishing Company. Houston, Texas.
- Brown, K. (1980). *The technology of artificial lift methods*. PPC Books. Tulsa, Oklahoma.
- Economides, M., Watters, L. & Dunn-Norman, S. (1998). *Petroleum well construction*. Inglaterra: Edit. J. Wiley & Sons Ltd.
- Fernández, F. (1999). *Medición de viscosidad y densidad*. Ediciones Vicerrectorado Académico – U.C.V.

- Ford, M. (2.002). *Productos tecnológicos*. Presentación realizada en el Departamento de Construcción de Pozos de PDVSA INTEVEP. Los Teques.
- IMCO Services. (1.996). *Tecnología aplicada de lodos*. Halliburton Company. Capítulos 2, 5 y 19.
- MI Drilling Fluids. (2.001). *Manual de ingeniería de fluidos de perforación*. Texas. [CD ROM]. Versión 2.0.
- PDVSA – Costa Afuera. (2.004). *Plan maestro de desarrollo Costa Afuera*. (1a. ed.). Los Teques: INTEVEP.
- Prieto, A. (1.997). *Tecnología aplicada a los fluidos de perforación*. Caracas: CIED.
- Quiroga, F. (s.f.). *Fluidos de perforación de base sintética*. Los Teques: INTEVEP. *Visión Tecnológica / Vol. 3 N° 2*, pp. 31-34.
- Rengifo, R. (1.999). *Estudio experimental del efecto de la interacción fluido de perforación-roca sobre la estabilidad mecánica en formaciones de lutitas*. Maracaibo: L.U.Z.
- Urdaneta, R. (1.992). *El desarrollo de las reservas de gas Costa Afuera*. Los Teques: INTEVEP.
- Vennard, J. & Street, R. (1.976). *Elementary fluid mechanics*. John Wiley and Sons. Nueva York.

## 9. ABREVIATURAS Y SÍMBOLOS

<b>A</b>	Área sujeta a la fuerza
<b>AC</b>	Corriente alterna "Alternating Current"
<b>A.C.</b>	Antes de Cristo
<b>API</b>	"American Petroleum Institute"
<b>ATAP</b>	Alta temperatura alta presión
<b>bbl</b>	Barril
<b>bbl/min</b>	Barril por minuto
<b>CaCl<sub>2</sub></b>	Fórmula química del cloruro de calcio
<b>CaCO<sub>3</sub></b>	Fórmula química del carbonato de calcio
<b>CaO</b>	Fórmula química del óxido de calcio o cal
<b>Ca(OH)<sub>2</sub></b>	Fórmula química del hidróxido de calcio o cal hidratada
<b>CaSO<sub>4</sub></b>	Fórmula química de la anhidrita
<b>cc</b>	Centímetro cúbico
<b>cc/cc</b>	Centímetro cúbico de titulante por centímetro cúbico de muestra
<b>cc/30min</b>	Centímetro cúbico por cada treinta minutos
<b>CIED</b>	Centro Internacional de Educación y Desarrollo
<b>CIGMA</b>	Complejo Industrial Gran Mariscal Ayacucho
<b>Cl<sup>-</sup></b>	Ión cloruro
<b>cm</b>	Centímetro
<b>cm<sup>2</sup></b>	Centímetro cuadrado
<b>CO<sub>3</sub><sup>-2</sup></b>	Ión carbonato
<b>cP</b>	Centipoise
<b>C<sub>x</sub></b>	Constituyente "X" de una muestra
<b>E</b>	Este
<b>EDTA</b>	Etilen diamina tetra acetato
<b>EPM</b>	Embolada por minuto
<b>etc.</b>	Etcétera
<b>E.U.A.</b>	Estados Unidos de América
<b>°F</b>	Grados Fahrenheit
<b>F<sub>A</sub></b>	Fuerza aplicada
<b>Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub></b>	Fórmula química del óxido de hierro

<b>FF</b>	Factor de flotación
<b>gal</b>	Galón
<b>G.E.</b>	Gravedad específica
<b>gr</b>	Gramo
<b>gr/cc</b>	Gramo por centímetro cúbico
<b>gr/mol</b>	Gramo por mol
<b>gr/L</b>	Gramo por litro
<b>h</b>	Altura de la columna hidrostática
<b>H</b>	Distancia
<b>H<sup>+</sup></b>	Concentración de iones hidrógeno
<b>HCO<sub>3</sub><sup>-</sup></b>	Ión bicarbonato
<b>HEC</b>	Hidroxi-etil-celulosa
<b>hr</b>	Hora
<b>IO</b>	“Internal Olefine”
<b>K</b>	Índice de consistencia
<b>KCl</b>	Fórmula química del cloruro de potasio
<b>Km</b>	Kilómetro
<b>KOH</b>	Fórmula química del hidróxido de potasio
<b>L</b>	Litro
<b>lbf</b>	Libra fuerza
<b>lbm</b>	Libra masa
<b>lbf/100pie<sup>2</sup></b>	Libra fuerza por cada cien pies cuadrados
<b>lbm/bbl</b>	Libra masa por barril
<b>lbm/gal</b>	Libra masa por galón
<b>lbm/pie<sup>3</sup></b>	Libra masa por pie cúbico
<b>lbf/pulg<sup>2</sup></b>	Libra fuerza por pulgada cuadrada
<b>log</b>	Logaritmo decimal
<b>L.U.Z.</b>	La Universidad del Zulia
<b>L<sub>x</sub></b>	Lectura reológica a “X” revoluciones por minuto
<b>m</b>	Masa
<b>M</b>	Molar
<b>MBT</b>	Methylene Blue Test
<b>MEM</b>	Ministerio de Energía y Minas

<b>M<sub>f</sub></b>	Alcalinidad del filtrado al anaranjado de metilo
<b>mg</b>	Miligramo
<b>Mg</b>	Magnesio
<b>mg/L</b>	Miligramo por litro
<b>MgO</b>	Fórmula química del óxido de magnesio
<b>min</b>	Minuto
<b>mm</b>	Milímetro
<b>mm<sup>2</sup></b>	Milímetro cuadrado
<b>mol/L</b>	Mol por litro
<b>n</b>	Índice de comportamiento de flujo o pseudoplasticidad
<b>N</b>	Normal y Norte
<b>NaOH</b>	Fórmula química del hidróxido de sodio
<b>N °</b>	Número
<b>N/A</b>	No aplica
<b>NE</b>	Noreste
<b>O</b>	Oeste
<b>ob. cit.</b>	Obra citada
<b>OH<sup>-</sup></b>	Ión hidroxilo
<b>P</b>	Presión
<b>P<sub>c</sub></b>	Punto cedente
<b>P<sub>est</sub></b>	Presión estática
<b>P<sub>f</sub></b>	Alcalinidad del filtrado a la fenolftaleína
<b>pH</b>	Potencial hidrógeno
<b>P<sub>H</sub></b>	Presión hidrostática
<b>Pie<sup>2</sup></b>	Pie cuadrado
<b>Pie<sup>3</sup></b>	Pie cúbico
<b>P<sub>m</sub></b>	Alcalinidad del fluido a la fenolftaleína
<b>PNP</b>	Propilenglicol normal propiléter
<b>p.</b>	Página
<b>pp.</b>	Páginas
<b>ppm</b>	Partes por millón
<b>pulg</b>	Pulgada
<b>pulg<sup>2</sup></b>	Pulgada cuadrada

<b>P/V</b>	Peso en volumen
<b>rpm</b>	Revoluciones por minuto
<b>RP</b>	Práctica recomendada “Recommended Practice”
<b>S</b>	Sur
<b>S.A.</b>	Sociedad anónima
<b>seg</b>	Segundo
<b>s.f.</b>	Sin fecha
<b>SO<sub>4</sub>Ba</b>	Fórmula química del sulfato de bario
<b>SO</b>	Suroeste
<b>sxs</b>	Sacos
<b>t</b>	Tiempo
<b>T</b>	Temperatura
<b>U.C.V.</b>	Universidad Central de Venezuela
<b>v</b>	Volumen
<b>V</b>	Velocidad
<b>Va</b>	Viscosidad aparente
<b>vf</b>	Volumen final % total de una formulación
<b>Vol.</b>	Volumen
<b>V<sub>p</sub></b>	Viscosidad plástica
<b>v<sub>x</sub></b>	Volumen de un aditivo “X”
<b>W/O</b>	Relación de agua en aceite
<b>γ</b>	Tasa de corte
<b>μA</b>	Microamperio
<b>τ</b>	Esfuerzo de corte
<b>&gt;</b>	Mayor que
<b>&lt;</b>	Menor que
<b>°</b>	Grados
<b>ρ</b>	Densidad
<b>ρ<sub>f</sub></b>	Densidad final % total
<b>ρ<sub>x</sub></b>	Densidad de un aditivo “X”
<b>’</b>	Minuto y Pie
<b>”</b>	Segundo y Pulgada
<b>#</b>	Número

<b>±</b>	Más o menos
<b>+</b>	Más
<b>™</b>	Marca de fábrica "Trade Mark"
<b>®</b>	Marca registrada "Registered Trademark"
<b>&amp;</b>	Y
<b>%</b>	Porcentaje
<b>,</b>	Signo gramatical usado como pausa y separador decimal
<b>.</b>	Signo gramatical usado como fin de párrafo y separador de miles
<b>\$</b>	Dólar
<b>1a.</b>	Primera
<b>4a.</b>	Cuarta
<b>ed.</b>	Edición
<b>Σ</b>	Sumatoria
<b>\$/bbl</b>	Dólar por barril
<b>\$/lbm</b>	Dólar por libra masa
<b>@</b>	A

## 10. GLOSARIO DE TÉRMINOS

- **Absorción:** penetración o desaparición aparente de moléculas o iones de una o más sustancias en el interior de un sólido o de un líquido.
- **Adhesión:** fuerza que mantiene juntas a moléculas diferentes.
- **Aditivo de fluido de perforación:** cualquier material agregado a un fluido de perforación para lograr un propósito en particular.
- **Adsorción:** fenómeno de superficie exhibido por un sólido (adsorbente) que le permite mantener o concentrar gases, líquidos o sustancias disueltas sobre su superficie; esta propiedad es debida a la adhesión.
- **Arcilla:** tierra plástica, blanda, de diversos colores; se trata comúnmente de un silicato de aluminio hidratado, formado por la descomposición del feldespato y otros silicatos de aluminio.
- **Barril:** unidad volumétrica de medición usada en la industria que equivale a 42 galones y 158,99 litros.
- **Barril equivalente:** unidad utilizada en el laboratorio para la evaluación o pruebas de fluidos de perforación. Un gramo de aditivo, añadido a 350 cc de fluido, es equivalente a la adición de 1 lbm de material a un barril (42 galones).
- **Bentonita:** arcilla coloidal plástica que se compone principalmente del mineral montmorilonita de sodio, un silicato de aluminio hidratado. Para ser usada en fluidos de perforación, la bentonita tiene un rendimiento mayor que 85 bbl/tonelada. El término genérico “bentonita” no constituye un nombre mineralógico exacto, y la arcilla no tiene una composición mineralógica definida.

- **Canales de flujo:** conductos naturales que poseen algunas rocas, a través de los cuales se desplazan los fluidos existentes en ellas. Están constituidos básicamente por los poros y gargantas de poros de las rocas.
- **Carbonato de calcio:** sal insoluble de calcio usada en fluidos de perforación como material densificante y como agente controlador de filtrado.
- **Catión:** partícula cargada positivamente en la solución de un electrolito que bajo la influencia de un potencial eléctrico, se mueve hacia el cátodo (electrodo negativo). Los ejemplos incluyen:  $\text{Na}^+$ ,  $\text{H}^+$ ,  $\text{NH}_4^+$ ,  $\text{Ca}^{+2}$ ,  $\text{Mg}^{+2}$  y  $\text{Al}^{+3}$ .
- **Centímetro cúbico:** unidad del sistema métrico para la medición de volumen. Este es equivalente a un mililitro.
- **Centipoise:** unidad de viscosidad igual a 0,01 poise. Un poise es igual a un gramo por metro-segundo, y un centipoise es igual a 1 gramo por centímetro-segundo.
- **Coalescencia:** el proceso de coalescencia en una emulsión implica la unión de varias gotas para formar otras más grandes, lo que finalmente conduce a una separación de las fases. Para que se produzca la coalescencia, es necesario que la película líquida interfacial que rodea las gotas, así como la cantidad de surfactante absorbida sobre la superficie de las mismas, sufran un completo deterioro. La coalescencia es un proceso irreversible.
- **Coloide:** sustancia que consta de partículas ultra-finas que no se disuelven sino que permanecen suspendidas. Estas partículas ultra-finas son más grandes que la mayoría de las moléculas, pero tan pequeñas que no pueden ser observadas a simple vista. El tamaño de las partículas coloidales varían entre  $1 \times 10^{-7}$  cm y  $5 \times 10^{-5}$  cm.

- **Concentración:** peso por unidad de volumen, en un fluido se puede expresar en lbm/bbl.
- **Copolímero:** sustancia formada cuando dos o más sustancias se polimerizan al mismo tiempo para generar un producto que no constituye una mezcla de polímeros separados, sino un complejo cuyas propiedades son diferentes de las propiedades individuales de cualquiera de estos polímeros.
- **Densidad:** dimensión de la materia según su masa por unidad de volumen; se puede expresar en lbm/gal. La densidad es comúnmente referida como peso.
- **Diferencial de presión:** diferencia que existe entre la presión de la columna hidrostática de fluido y la presión de la formación o medio filtrante.
- **Dispersante:** cualquier producto químico que estimula la dispersión de la fase constituida por las partículas separadas entre sí de los fluidos de perforación.
- **Dispersión:** subdivisión de agregados. La dispersión aumenta la superficie específica de la partícula, resultando en un aumento de la viscosidad y de las fuerzas de gel.
- **Elasticidad:** habilidad de un material de resistir y recuperarse de deformaciones producidas por alguna fuerza.
- **Emulsión:** mezcla líquida heterogénea, sustancialmente permanente, de dos o más líquidos que normalmente no se disuelven uno en otro, pero que son mantenidos en suspensión o dispersión, uno en otro, por agitación mecánica, o más frecuentemente, mediante la adición de pequeñas cantidades de sustancias llamadas emulsificantes. Las emulsiones pueden ser mecánicas, químicas o una combinación de ambas. Los tipos de emulsión son aceite en agua o agua en aceite.

- **Esfuerzo de corte:** fuerza requerida para deslizar una capa de área unitaria de una sustancia sobre otra capa de la misma sustancia.
- **Espacio anular:** espacio comprendido entre la columna de perforación y la pared del pozo.
- **Fase continua:** fase fluida que rodea completamente a la fase dispersa, que puede consistir en coloides, petróleo, etc.
- **Fase dispersa:** fase constituida por las partículas separadas entre sí (sólidas, líquidas o gaseosas en suspensión). Estas partículas están finamente divididas y están completamente rodeadas por la fase continua.
- **Filtrado:** fluido que ha pasado a través de un medio filtrante.
- **Floculación:** asociación incoherente de partículas en grupos ligeramente enlazados, asociación no paralela de laminillas de arcilla. En suspensiones concentradas, como los fluidos de perforación, la floculación produce gelificación. En algunos fluidos de perforación, después de la floculación puede producirse una precipitación irreversible de coloides y otras sustancias del fluido, por ejemplo, capas de arcilla roja.
- **Fluido:** sustancia que toma fácilmente la forma del recipiente que lo contiene. El término incluye a líquidos y gases. Se trata de sustancias en las cuales la aplicación de cualquier clase de tensiones (aparte de la presión hidrostática) producirá una deformación en continuo aumento sin ninguna relación entre la tasa de tiempo de deformación en cualquier instante y la magnitud de las tensiones en ese mismo instante.
- **Fluido de perforación:** fluido que circula a través de la tubería de perforación para desempeñar algunas funciones requeridas durante la perforación de un pozo.

- **Fluido dilatante:** fluido formado habitualmente por una alta concentración de sólidos bien dispersos, que exhibe una curva de consistencia no lineal pasando por el origen. La viscosidad aparente aumenta instantáneamente al aumentar el corte. El punto de cedencia, tal como se determina por medio de cálculos convencionales a partir de los datos del viscosímetro de lectura directa, es negativo; sin embargo, el verdadero punto de cedencia es cero.
- **Fluido newtoniano:** fluido básico y más simple desde el punto de vista de la viscosidad, en el cual la fuerza o resistencia al corte es directamente proporcional a la tasa de corte. Estos fluidos empiezan a moverse inmediatamente cuando se aplica una presión o fuerza por encima de cero. Algunos ejemplos de fluidos newtonianos son: agua, aceite y glicerina. El punto de cedencia, tal como se determina con el viscosímetro de lectura directa, es cero.
- **Fluido plástico:** fluido complejo, no-newtoniano, en el cual la resistencia al corte no es proporcional a la tasa de corte. Para iniciar y mantener el movimiento del fluido es necesario una presión definida. La mayor parte de los fluidos de perforación son fluidos plásticos. El punto de cedencia, tal como lo determina el viscosímetro de lectura directa, es mayor que cero.
- **Fluido seudoplástico:** fluido complejo, no-newtoniano, que no posee tixotropía. Una presión o fuerza por encima de cero origina la iniciación de flujo de fluido. La viscosidad aparente o consistencia disminuye instantáneamente con un aumento en la tasa de corte, hasta que en un punto dado, la viscosidad se hace constante. El punto de cedencia, tal como lo determina el viscosímetro de lectura directa, es positivo, lo mismo que en los fluidos plásticos de Bingham; sin embargo el valor real del punto de cedencia es cero.
- **Gel:** estado de una suspensión coloidal en el cual las tensiones de corte por debajo de un cierto valor finito son incapaces de producir deformación permanente. La tensión de corte mínima capaz de producir deformación permanente se conoce como la resistencia del gel en cuestión; también

como la resistencia al corte. Los geles se producen generalmente cuando las partículas coloidales dispersas tienen una gran afinidad por el medio dispersante.

- **Gravedad específica:** peso de un volumen determinado de cualquier sustancia en fase líquida comparado con el peso de un volumen igual de agua a la temperatura de referencia. Para los gases, se suele usar el aire como sustancia de referencia.
- **Hidratación:** acto por el cual una sustancia admite agua por medio de absorción o adsorción.
- **Inhibidor:** sustancias que se agregan deliberadamente al fluido de perforación para que el filtrado de este pueda prevenir o retardar la hidratación de las arcillas y lutitas de la formación. Es considerado como contaminante de fluidos de perforación, sal o sulfato de calcio son ejemplos de ello.
- **Ión:** los ácidos, sales y bases (electrólitos), cuando están disueltos en ciertos solventes, especialmente en agua, se disocian en mayor o menor grado en iones cargados eléctricamente (parte de molécula con carga eléctrica), debido a la pérdida de uno o más electrones o bien a la ganancia de los mismos.
- **Lodo:** término que más comúnmente se aplica a los fluidos de perforación.
- **Lutita:** roca arcillosa de grano fino con un clivaje de tipo pizarra, a veces conteniendo una sustancia orgánica petrolífera.
- **Ósmosis:** efecto causado por la diferencia de las concentraciones de sal, entre el agua contenida en el fluido de perforación y la contenida en la formación. El desbalance en la salinidad es separado por la lutita, la cual actúa como una membrana semipermeable que permite, únicamente, el transporte del agua. El agua se mueve de un ambiente de baja salinidad al

de alta salinidad hasta que la diferencia en salinidad (actividad química) es balanceada.

- **Pegamiento a la pared por presión diferencial:** pegamiento que ocurre porque parte de la sarta de perforación (usualmente los portamechas) queda incrustada en el revoque, lo que da por resultado una distribución no uniforme de la presión alrededor de la circunferencia de la tubería.
- **Pérdida de fluido:** medición del aumento del filtrado a través de la formación permeable cuando el fluido está sujeto a una presión diferencial.
- **Pérdida instantánea:** influjo o absorción de líquidos y sólidos que tiene lugar en las primeras etapas de cualquier filtración antes de que se obturen los orificios porales y que se forme el revoque filtrante. También se llama pérdida por sobrepresión.
- **Permeabilidad:** propiedad de la roca que describe la facilidad con que los fluidos fluyen a través de ella cuando está sometida a un gradiente de presión.
- **Polímero:** sustancia formada por la unión de dos o más moléculas de la misma clase (monómeros), ligadas por sus extremos para formar otro compuesto que tiene los mismos elementos en la misma proporción que la sustancia original, pero con un peso molecular más elevado y con diferentes propiedades físicas.
- **Porosidad:** relación entre el espacio vacío y el volumen total de la roca (porcentaje de espacio vacío dentro de una roca). Es la capacidad de almacenamiento que tiene una roca. A medida que la porosidad aumenta, el porcentaje de volumen de fluido aumenta mientras que el volumen de la matriz de la roca disminuye. La porosidad absoluta se refiere al total de espacios porales en una roca, sin tener en cuenta si ese espacio es accesible a la penetración por fluidos. La porosidad efectiva se refiere a la

cantidad de espacios porales conectados entre sí, es decir, el espacio accesible a la penetración por fluidos.

- **Presión de poro:** presión debida a el (los) fluido (s) almacenado (s) en los poros de la roca en condiciones naturales.
- **Presión diferencial:** diferencia de presión entre la presión hidrostática de la columna de fluido de perforación y la presión de la formación, a una profundidad dada en el pozo.
- **Punto cedente:** resistencia que presenta el fluido a circular, la cual es causada por las fuerzas de atracción entre las partículas. Estas fuerzas, se originan del efecto que producen las cargas sobre la superficie de las partículas dispersas en la fase líquida. Este parámetro depende de la cantidad y tipo de sólido contenido en el fluido.
- **Recortes:** pequeños fragmentos de formación que resultan de la acción devastadora, raspante y triturante de la mecha (“Ripios”).
- **Registro eléctrico:** proceso de medición de las propiedades físicas y químicas de la formación y de los fluidos que esta contenga.
- **Reología:** ciencia que se ocupa de la deformación y flujo de fluidos.
- **Revoque:** material sólido depositado sobre la pared del pozo. Es el resultado de la filtración de la fase continua del fluido hacia la formación.
- **Ripios:** sólidos perforados provenientes de la formación (“Recortes”).
- **Rolar:** consiste en someter a los fluidos de perforación a un proceso de envejecimiento rotativo, utilizando para ello un horno con rodillos giratorios.
- **Salmuera:** agua saturada con sal común (cloruro de sodio) o conteniendo una alta concentración de la misma; en forma más general, cualquier

solución salina concentrada conteniendo otras sales, como cloruro de calcio, cloruro de zinc, nitrato de calcio, etc.

- **Sarta de perforación:** conjunto de tuberías, portamechas, mecha y otros dispositivos, con los cuales se perforan pozos de hidrocarburos.
  
- **Surfactante:** moléculas con afinidad a dos fases o líquidos no miscibles.
  
- **Tixotropía:** capacidad de un fluido para desarrollar resistencia de gel con el tiempo. Propiedad de un fluido que hace que adquiera una estructura de gel rígido o semi-rígido si se deja en reposo, pero que se convierte nuevamente en fluido por agitación mecánica. Este cambio es reversible.
  
- **Viscosidad plástica:** resistencia de un fluido al flujo, causada por la fricción mecánica de las partículas. La viscosidad es afectada directamente por el porcentaje volumétrico de sólidos en el fluido, es decir, a mayor porcentaje volumétrico de sólidos, mayor será el valor de la viscosidad plástica.

## 11. APÉNDICES

### 11.1. Apéndice A. Tablas de resultados

#### ➤ Fase I (hoyos: 36" y 26")

Tabla 16: Resultados de las pruebas complementarias para F3.

<b>DATOS DE LA FORMULACIÓN</b>				
<b>Productos</b>	<b>Función</b>	<b>Concentración</b>	<b>t<sub>agitación</sub> [min]</b>	<b>F3</b>
Agua fresca	Fase continua	lbm/bbl	0	109
Bentonita	Viscosificante	lbm/bbl	16 hr	12,5
Polímero 1	Control de filtrado	lbm/bbl	5	0,25
Polímero 2	Viscosificante	lbm/bbl	5	0,5
Agua de mar	Fase continua	lbm/bbl	10	222
KOH	Alcalinidad	lbm/bbl	5	0,48
CaCO <sub>3</sub>	Agente sellante	lbm/bbl	5	100
Defoam	Antiespumante	lbm/bbl	2	0,1
Biocida	Bactericida	lbm/bbl	2	0,1
<b>PROPIEDADES INICIALES</b>				
<b>Propiedades físicas y químicas</b>		<b>Concentración</b>	<b>F3</b>	
Densidad		lbm/gal	10	
Lectura 600/300		rpm	31/20	
Lectura 200/100		rpm	16/11	
Lectura 6/3		rpm	3/2	
Geles 10"/10'		lbf/100pie <sup>2</sup>	6/16	
Viscosidad plástica		cP	11	
Punto cedente		lbf/100pie <sup>2</sup>	9	
Filtrado API		cc/30min	25	
pH		-	9,65	
Agua / Aceite / Sólido		%	90 / 0 / 10	
Salinidad		mg/L	14.500	
Alcalinidad (Pf / Mf / Pm)		cc/cc	0 / 0,2 / 2,3	
Dureza		mg/L	720	
MBT		lbm/bbl	11,25	
<b>PROPIEDADES DESPUÉS DE ENVEJECIDO TIEMPO: 16 hr TEMPERATURA: 120 °F</b>				
<b>Propiedades físicas y químicas</b>		<b>Concentración</b>	<b>F3</b>	
Densidad		lbm/gal	10	
Lectura 600/300		rpm	30/19	
Lectura 200/100		rpm	15/10	
Lectura 6/3		rpm	2/1	
Geles 10"/10'		lbf/100pie <sup>2</sup>	3/12	
Viscosidad plástica		cP	11	
Punto cedente		lbf/100pie <sup>2</sup>	8	
Filtrado API		cc/30min	22	
pH		-	9,5	
Agua / Aceite / Sólido		%	90 / 0 / 10	
Salinidad		mg/L	14.500	
Alcalinidad (Pf / Mf / Pm)		cc/cc	0,05 / 1 / 1,8	
Dureza		mg/L	560	
MBT		lbm/bbl	11,25	

➤ Fase II (hoyos: 17 1/2" y 12 1/4")

Tabla 17: Resultados de las pruebas complementarias para F5.

<b>DATOS DE LA FORMULACIÓN</b>				
<b>Productos</b>	<b>Función</b>	<b>Concentración</b>	<b>t<sub>agitación</sub> [min]</b>	<b>F5</b>
Agua fresca	Fase continua	lbm/bbl	0	91
Bentonita	Viscosificante	lbm/bbl	16 hr	10
KOH	Alcalinidad	lbm/bbl	2	3
Lignosulfonato	Dispersante	lbm/bbl	5	2
Lignito potásico	Control de filtrado, dispersante y control de arcillas	lbm/bbl	5	4
Polímero 1	Control de filtrado	lbm/bbl	10	1,5
Polímero 2	Viscosificante	lbm/bbl	10	0,5
Agua de mar	Fase continua	lbm/bbl	10	169
Amina	Inhibidor de arcillas	lbm/bbl	5	6
Glicol	Inhibidor de arcillas	lbm/bbl	5	18
Barita	Densificante	lbm/bbl	10	135
CaCO <sub>3</sub>	Sellante	lbm/bbl	10	100
Defoam	Antiespumante	lbm/bbl	1	0,1
Biocida	Bactericida	lbm/bbl	2	0,1
<b>PROPIEDADES INICIALES</b>				
<b>Propiedades físicas y químicas</b>		<b>Concentración</b>		<b>F5</b>
Densidad		lbm/gal		12,5
Lectura 600/300		rpm		180/120
Lectura 200/100		rpm		95/63
Lectura 6/3		rpm		12/8
Geles 10"/10'		lbf/100pie <sup>2</sup>		9/25
Viscosidad plástica		cP		60
Punto cedente		lbf/100pie <sup>2</sup>		60
Filtrado API		cc/30min		5
pH		-		11,3
Agua / Aceite / Sólido		%		72 / 4 / 24
Salinidad		mg/L		14.000
Alcalinidad (Pf / Mf / Pm)		cc/cc		0 / 0 / 1,3
Dureza		mg/L		1.280
MBT		lbm/bbl		13,75
<b>PROPIEDADES DESPUÉS DE ENVEJECIDO TIEMPO: 16 hr TEMPERATURA: 120 °F</b>				
<b>Propiedades físicas y químicas</b>		<b>Concentración</b>		<b>F5</b>
Densidad		lbm/gal		12,6
Lectura 600/300		rpm		154/101
Lectura 200/100		rpm		78/51
Lectura 6/3		rpm		10/6
Geles 10"/10'		lbf/100pie <sup>2</sup>		7/18
Viscosidad plástica		cP		53
Punto cedente		lbf/100pie <sup>2</sup>		48
Filtrado API		cc/30min		5
pH		-		12,2
Agua / Aceite / Sólido		%		72 / 4 / 24
Salinidad		mg/L		14.000
Alcalinidad (Pf / Mf / Pm)		cc/cc		0,6 / 0 / 2,3
Dureza		mg/L		1.000
MBT		lbm/bbl		12,5

Tabla 18: Resultados de las pruebas complementarias para F7.

<b>DATOS DE LA FORMULACIÓN</b>				
<b>Productos</b>	<b>Función</b>	<b>Concentración</b>	<b>t<sub>agitación</sub> [min]</b>	<b>F7</b>
Sintético IO C <sub>16</sub> -C <sub>18</sub>	Fase continua	lbm/bbl	0	158
Arcilla organofílica	Estabilizar propiedades reológicas	lbm/bbl	10	5
Emulsificante 1	Emulsificante	lbm/bbl	10	7
Agua de mar	Efecto osmótico	lbm/bbl	10	46
CaCl <sub>2</sub>	Efecto osmótico	lbm/bbl	5	22
Cal hidratada	Activador	lbm/bbl	5	6
Emulsificante 2	Humectante	lbm/bbl	10	4
Modificador reológico	Modificador reológico	lbm/bbl	10	2
Polímero 3	Viscosificante y control de filtrado	lbm/bbl	3 días	4
CaCO <sub>3</sub>	Control de filtrado	lbm/bbl	10	100
Barita	Densificante	lbm/bbl	10	173
Defoam	Antiespumante	lbm/bbl	1	0,1
Biocida	Bactericida	lbm/bbl	2	0,1
<b>PROPIEDADES INICIALES</b>				
<b>Propiedades físicas y químicas</b>		<b>Concentración</b>		<b>F7</b>
Densidad		lbm/gal		12,4
Lectura 600/300		rpm		112/64
Lectura 200/100		rpm		46/28
Lectura 6/3		rpm		4/3
Geles 10"/10'		lbf/100pie <sup>2</sup>		5/9
Viscosidad plástica		cP		48
Punto cedente		lbf/100pie <sup>2</sup>		16
Filtrado ATAP		cc/30min		3
Agua / Aceite / Sólido		%		10 / 60 / 30
Estabilidad eléctrica		voltio		630
Salinidad		mg/L		47.000
Alcalinidad		cc/cc		1
Dureza		mg/L		0
<b>PROPIEDADES DESPUÉS DE ENVEJECIDO TIEMPO: 16 hr TEMPERATURA: 260 °F</b>				
<b>Propiedades físicas y químicas</b>		<b>Concentración</b>		<b>F7</b>
Densidad		lbm/gal		12,4
Lectura 600/300		rpm		132/75
Lectura 200/100		rpm		54/32
Lectura 6/3		rpm		6/4
Geles 10"/10'		lbf/100pie <sup>2</sup>		8/12
Viscosidad plástica		cP		57
Punto cedente		lbf/100pie <sup>2</sup>		18
Filtrado ATAP		cc/30min		2
Agua / Aceite / Sólido		%		10 / 64 / 26
Estabilidad eléctrica		voltio		760
Salinidad		mg/L		41.500
Alcalinidad		cc/cc		0,9
Dureza		mg/L		0

➤ Fase III (hoyo: 8 1/2")

Tabla 19: Resultados de las pruebas complementarias para F10, F11 y F12.

DATOS DE LA FORMULACIÓN						
Productos	Función	Concentración	t <sub>agitación</sub> [min]	F10	F11	F12
Agua de mar	Fase continua	lbm/bbl	0	224	264	264
Formiato de sodio	Inhibidor de arcillas y densificante	lbm/bbl	10	35	-	-
KCl	Inhibidor de arcillas	lbm/bbl	5	-	10,5	-
Amina	Inhibidor de arcillas	lbm/bbl	5	-	-	6
Almidón	Control de filtrado	lbm/bbl	10	3	3	3
Polímero 4	Viscosificante primario	lbm/bbl	20	2,5	2	2
Biocida	Bactericida	lbm/bbl	2	0,1	0,1	0,1
Óxido de Mg	Alcalinidad	lbm/bbl	5	0,5	0,5	0,5
Glicol	Inhibidor de arcillas	lbm/bbl	5	7	7	7
Polímero 5	Viscosificante secundario	lbm/bbl	10	3	2	2
CaCO <sub>3</sub>	Control de filtrado	lbm/bbl	10	180	160	160
Barita	Densificante	lbm/bbl	10	60	94	94
Defoam	Antiespumante	lbm/bbl	1	0,1	0,1	0,1
PROPIEDADES INICIALES						
Propiedades físicas y químicas	Concentración	F10	F11	F12		
Densidad	lbm/gal	12,5	12,5	12,3		
Lectura 600/300	rpm	245/230	148/119	151/124		
Lectura 200/100	rpm	218/180	106/84	115/95		
Lectura 6/3	rpm	80/65	29/23	35/28		
Geles 10"/10'	lbf/100pie <sup>2</sup>	69/89	25/45	29/45		
Viscosidad plástica	cP	15	29	27		
Punto cedente	lbf/100pie <sup>2</sup>	215	90	97		
Filtrado API	cc/30min	5	7	6		
pH	-	9,62	9,71	9,51		
Agua / Aceite / Sólido	%	70 / 4 / 26	72 / 2 / 26	70 / 2 / 28		
Salinidad	mg/L	21.000	24.000	22.500		
Alcalinidad (Pf / Mf / Pm)	cc/cc	0 / 1,25 / 2,2	0,1 / 0,5 / 1,9	0,2 / 0,5 / 2,3		
Dureza	mg/L	1.200	720	720		
MBT	lbm/bbl	N/A	N/A	N/A		
Viscosidad Brookfield (0,3 rpm)	cP	166.000	97.000	70.000		
PROPIEDADES DESPUÉS DE ENVEJECIDO TIEMPO: 16 hr TEMPERATURA: 260 °F						
Propiedades físicas y químicas	Concentración	F10	F11	F12		
Densidad	lbm/gal	12,5	12,5	12,3		
Lectura 600/300	rpm	262/231	121/90	118/87		
Lectura 200/100	rpm	210/170	75/55	73/53		
Lectura 6/3	rpm	59/47	19/15	17/13		
Geles 10"/10'	lbf/100pie <sup>2</sup>	45/53	18/26	15/23		
Viscosidad plástica	cP	31	31	31		
Punto cedente	lbf/100pie <sup>2</sup>	200	59	56		
Filtrado API	cc/30min	5	6	6		
pH	-	9,62	9,74	9,53		
Agua / Aceite / Sólido	%	70 / 2 / 28	68 / 2 / 30	70 / 2 / 28		
Salinidad	mg/L	21.000	23.500	22.000		
Alcalinidad (Pf / Mf / Pm)	cc/cc	0 / 0 / 3,1	0,2 / 0,8 / 3	0,1 / 1 / 2,5		
Dureza	mg/L	1.200	880	800		
MBT	lbm/bbl	N/A	N/A	N/A		
Viscosidad Brookfield (0,3 rpm)	cP	112.000	42.000	26.000		

## 11.2. Apéndice B. Cálculos tipo

Los siguientes cálculos corresponden al sistema F7, después de ser envejecido a 260 °F y 150 lbf/pulg<sup>2</sup>, para el caso de sistemas base aceite. En caso que los cálculos estén relacionados con fluidos de perforación base agua, corresponderán al sistema polimérico F3, después de ser envejecido a 120 °F y 150 lbf/pulg<sup>2</sup>. Si los cálculos aplican igualmente para fluidos base aceite y base agua, estos serán practicados con el sistema F7. Es necesario señalar que los datos fueron tomados de las tablas de resultados respectivas para cada caso en particular, según se muestra en el apéndice A.

### ➤ Formulación de los fluidos de perforación

La formulación de los fluidos de perforación debe cumplir con un “balance de masas”, el cual debe estar en función de 1 bbl como volumen total del fluido. En condiciones de laboratorio, 1 bbl de fluido equivale a 350 cc (barril equivalente).

Según la siguiente ecuación se tiene:

$$(v_1 \times \rho_1) + (v_2 \times \rho_2) + (v_3 \times \rho_3) + \dots + (v_n \times \rho_n) = v_f \times \rho_f$$

Pero se sabe que:

$$G.E. = \rho_{\text{elemento}} / \rho_{\text{agua}}$$

Donde:

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

$$\rho_{\text{agua}} = 1 \text{ gr/cc}; 62,43 \text{ lbm/pe}^3; 8,35 \text{ lbm/gal}$$

Entonces:

$$v = m / (G.E. \times \rho_{\text{agua}})$$

Por lo cual:

$$\rho_{\text{Sintético IO}} = 0,7904 \times 8,35 \text{ lbm/gal} = 6,5998 \text{ lbm/gal}$$

$$V_{\text{Sintético IO}} (\text{gal}) = 158 \text{ lbm} / 6,5998 \text{ lbm/gal} = 23,9399 \text{ gal}$$

$$V_{\text{Sintético IO}} (\text{bbl}) = 23,9399 \text{ gal} \times 1 \text{ bbl}/42 \text{ gal} = 0,5699 \text{ bbl}$$

**Tabla 20:** Masas y volúmenes de los aditivos del sistema F7.

Productos	G.E.	$\rho$ (lbm/gal)	Masa (lbm)	Volumen (gal)	Volumen (bbl)
Sintético IO C <sub>16</sub> -C <sub>18</sub>	0,7904	6,59984	158	23,9399	0,5699
Arcilla organofílica	1,57	13,1095	5	0,3814	0,00908
Emulsificante 1	0,98	8,183	7	0,8554	0,02037
Agua de mar	1,28	10,71	64	5,9757	0,1423
CaCl <sub>2</sub>					
Cal hidratada	2,3	19,205	6	0,3124	0,00744
Emulsificante 2	0,93	7,7655	4	0,5151	0,01226
Modificador reológico	1,1	9,185	2	0,2178	0,00518
Polímero 3	0,99	8,2665	4	0,4839	0,01152
CaCO <sub>3</sub>	2,7	22,545	100	4,4356	0,1056
Barita	4,2	35,07	173	4,9329	0,1175
<b>SUMATORIA</b>	-	-	<b><math>\Sigma = 523</math></b>	<b><math>\Sigma = 42,0625</math></b>	<b><math>\Sigma = 1,0012</math></b>

➤ **Densidad teórica del fluido de perforación**

$$v = m / (G.E. \times \rho_{\text{agua}})$$

$$\rho_{\text{sistema}} = m / v$$

$$\rho_{\text{sistema}} = 523 \text{ lbm} / 42,0625 \text{ gal}$$

$$\rho_{\text{sistema}} = 12,4339 \text{ lbm/gal}$$

➤ **Viscosidad plástica y punto cedente**

Valores de viscosidad plástica y punto cedente calculados a partir de las lecturas reológicas obtenidas a T=150 °F, para el sistema F7, después de ser envejecido (T=260 °F y P=150 lbf/pulg<sup>2</sup>).

$$L_{600} / L_{300} = (132/75) \text{ rpm}$$

$$Vp = L_{600} - L_{300}$$

$$Vp = (132 - 75) \text{ rpm}$$

$$Vp = 57 \text{ cP}$$

$$Pc = L_{300} - Vp$$

$$Pc = 75 \text{ rpm} - 57 \text{ cP}$$

$$Pc = 18 \text{ lbf}/100\text{pie}^2$$

➤ **Contenido de agua / aceite / sólido (método de la retorta)**

Volúmenes de líquidos condensados y recogidos en el receptor graduado:

$$V_{\text{agua}} = 5 \text{ cc}$$

$$V_{\text{aceite}} = 32 \text{ cc}$$

Pero se sabe que:

$$V_{\text{cámara de destilación}} = 50 \text{ cc}$$

Entonces:

$$\% \text{ agua} = \frac{5 \text{ cc} \times 100}{50 \text{ cc}} = 10\%$$

$$\% \text{ aceite} = \frac{32 \text{ cc} \times 100}{50 \text{ cc}} = 64\%$$

$$\% \text{ sólidos} = 100 - (10 + 64) = 26\%$$

➤ **Cálculo de salinidad (base agua y base aceite)**

- ❖ Base agua: valores de salinidad para el sistema polimérico F3, después de ser envejecido ( $T=120 \text{ }^{\circ}\text{F}$  y  $P=150 \text{ lbf/pulg}^2$ ).

Según la siguiente ecuación se tiene:

$$\text{Salinidad} = 10.000 \times V_{\text{nitrato de plata (0,282 N)}} (\text{cc}) / V_{\text{muestra del filtrado}} (\text{cc})$$

Pero se sabe que:

$$V_{\text{nitrato de plata (0,282 N)}} = 2,9 \text{ cc (valor obtenido de la titulación)}$$

$$V_{\text{muestra del filtrado}} = 2 \text{ cc (valor utilizado para la titulación)}$$

Entonces:

$$\text{Salinidad} = 10.000 \times 2,9 \text{ cc} / 2 \text{ cc}$$

$$\text{Salinidad} = 14.500 \text{ mg/L}$$

- ❖ Base aceite: valores de salinidad para el sistema F7, después de ser envejecido ( $T=260\text{ }^{\circ}\text{F}$  y  $P=150\text{ lbf/pulg}^2$ ).

Según la siguiente ecuación se tiene:

$$\text{Salinidad} = 10.000 \times V_{\text{ nitrato de plata (0,282 N) (CC) }} / V_{\text{ muestra del fluido (CC) }}$$

Pero se sabe que:

$$V_{\text{ nitrato de plata (0,282 N) }} = 8,3\text{ cc (valor obtenido de la titulación)}$$

$$V_{\text{ muestra del fluido }} = 2\text{ cc (valor utilizado para la titulación)}$$

Entonces:

$$\text{Salinidad} = 10.000 \times 8,3\text{ cc} / 2\text{ cc}$$

$$\text{Salinidad} = 41.500\text{ mg/L}$$

#### ➤ **Cálculo de alcalinidad (base agua y base aceite)**

- ❖ Base agua: valores de alcalinidad del fluido a la fenolftaleína ( $P_m$ ) y alcalinidad del filtrado a la fenolftaleína ( $P_f$ ) y al anaranjado de metilo ( $M_f$ ), para el sistema polimérico F3, después de ser envejecido ( $T=120\text{ }^{\circ}\text{F}$  y  $P=150\text{ lbf/pulg}^2$ ).

Según la siguiente ecuación se tiene:

$$P_m = V_{\text{ ácido sulfúrico (0,02 N) (CC) }} / V_{\text{ muestra del fluido (CC) }}$$

Pero se sabe que:

$$V_{\text{ ácido sulfúrico (0,02 N) }} = 1,8\text{ cc (valor obtenido de la titulación)}$$

$$V_{\text{ muestra del fluido }} = 1\text{ cc (valor utilizado para la titulación)}$$

Entonces:

$$P_m = 1,8\text{ cc} / 1\text{ cc}$$

$$P_m = 1,8\text{ cc/cc}$$

Según la siguiente ecuación se tiene:

$$P_f = V_{\text{ácido sulfúrico (0,02 N)}} (\text{CC}) / V_{\text{muestra del filtrado}} (\text{CC})$$

Pero se sabe que:

$$V_{\text{ácido sulfúrico (0,02 N)}} = 0,1 \text{ cc (valor obtenido de la titulación)}$$

$$V_{\text{muestra del filtrado}} = 2 \text{ cc (valor utilizado para la titulación)}$$

Entonces:

$$P_f = 0,1 \text{ cc} / 2 \text{ cc}$$

$$P_f = 0,05 \text{ cc/cc}$$

Según la siguiente ecuación se tiene:

$$M_f = V_{\text{total de ácido sulfúrico}} (\text{CC}) / V_{\text{muestra del filtrado}} (\text{CC})$$

Donde:

$$V_{\text{total de ácido sulfúrico}} = V_{\text{ácido sulfúrico (0,02 N) usado en } P_f} + V_{\text{ácido sulfúrico (0,02 N) usado en } M_f}$$

Pero se sabe que:

$$V_{\text{ácido sulfúrico (0,02 N) usado en } P_f} = 0,1 \text{ cc (valor obtenido de la titulación)}$$

$$V_{\text{ácido sulfúrico (0,02 N) usado en } M_f} = 1,9 \text{ cc (valor obtenido de la titulación)}$$

$$V_{\text{muestra del filtrado}} = 2 \text{ cc (valor utilizado para la titulación)}$$

Por lo tanto:

$$V_{\text{total de ácido sulfúrico}} = 0,1 \text{ cc} + 1,9 \text{ cc}$$

$$V_{\text{total de ácido sulfúrico}} = 2 \text{ cc}$$

Entonces:

$$M_f = 2 \text{ cc} / 2 \text{ cc}$$

$$M_f = 1 \text{ cc/cc}$$

- ❖ Base aceite: valores de alcalinidad para el sistema F7, a la fenolftaleína, después de ser envejecido (T=260 °F y P=150 lbf/pulg<sup>2</sup>).

Según la siguiente ecuación se tiene:

$$\text{Alcalinidad} = V_{\text{ácido sulfúrico (0,1 N)}} \text{ (CC)} / V_{\text{muestra del fluido}} \text{ (CC)}$$

Pero se sabe que:

$$V_{\text{ácido sulfúrico (0,1 N)}} = 1,8 \text{ cc (valor obtenido de la titulación)}$$

$$V_{\text{muestra del fluido}} = 2 \text{ cc (valor utilizado para la titulación)}$$

Entonces:

$$\text{Alcalinidad} = 1,8 \text{ cc} / 2 \text{ cc}$$

$$\text{Alcalinidad} = 0,9 \text{ cc/cc}$$

➤ **Cálculo de dureza total como calcio (base agua y base aceite)**

- ❖ Base agua: valores de dureza total como calcio, para el sistema polimérico F3, después de ser envejecido (T=120 °F y P=150 lbf/pulg<sup>2</sup>).

Según la siguiente ecuación se tiene:

$$\text{Dureza} = 400 \times V_{\text{EDTA (0,1 M)}} \text{ (CC)} / V_{\text{muestra del filtrado}} \text{ (CC)}$$

Pero se sabe que:

$$V_{\text{EDTA (0,1 M)}} = 1,4 \text{ cc (valor obtenido de la titulación)}$$

$$V_{\text{muestra del filtrado}} = 1 \text{ cc (valor utilizado para la titulación)}$$

Entonces:

$$\text{Dureza} = 400 \times 1,4 \text{ cc} / 1 \text{ cc}$$

$$\text{Dureza} = 560 \text{ mg/L}$$

- ❖ Base aceite: valores de dureza total como calcio para el sistema F7, después de ser envejecido (T=260 °F y P=150 lbf/pulg<sup>2</sup>).

Según la siguiente ecuación se tiene:

$$\text{Dureza} = 4.000 \times V_{\text{EDTA (0,1 M)}} (\text{CC}) / V_{\text{muestra del fluido}} (\text{CC})$$

Pero se sabe que:

$$V_{\text{EDTA (0,1 M)}} = 0 \text{ cc (valor obtenido de la titulación)}$$

$$V_{\text{muestra del fluido}} = 2 \text{ cc (valor utilizado para la titulación)}$$

Entonces:

$$\text{Dureza} = 4.000 \times 0 \text{ cc} / 2 \text{ cc}$$

$$\text{Dureza} = 0 \text{ mg/L}$$

#### ➤ **Cálculo de la prueba de azul de metileno (MBT)**

Valores de bentonita equivalente calculados a partir de las lecturas del papel filtro para el sistema polimérico F3, después de ser envejecido (T=120 °F y P=150 lbf/pulg<sup>2</sup>).

Según la siguiente ecuación se tiene:

$$\text{MBT} = 5 \times V_{\text{azul de metileno}} (\text{CC}) / V_{\text{muestra del fluido}} (\text{CC})$$

Pero se sabe que:

$$V_{\text{azul de metileno}} = 4,5 \text{ cc (valor utilizado para llegar al punto final)}$$

$$V_{\text{muestra del fluido}} = 2 \text{ cc (valor utilizado para la prueba)}$$

Entonces:

$$\text{MBT} = 5 \times 4,5 \text{ cc} / 2 \text{ cc}$$

$$\text{MBT} = 11,25 \text{ lbm/bbl}$$

➤ **Cálculo de la relación en el tipo de emulsión W/O**

Se sabe que:

$$W/O = \text{agua} / \text{aceite}; \quad (\text{en base al } 100\% \text{ de la fase líquida})$$

Además:

$$\% \text{ total de la fase líquida} = \% \text{ agua} + \% \text{ aceite}$$

Pero se sabe que:

$$\% \text{ agua} = 10\% \text{ (valor obtenido a través de la retorta)}$$

$$\% \text{ aceite} = 64\% \text{ (valor obtenido a través de la retorta)}$$

Por lo tanto:

$$\% \text{ total de la fase líquida} = 10\% + 64\%$$

$$\% \text{ total de la fase líquida} = 74\%$$

Así mismo:

$$\text{Agua} = (\% \text{ agua} \times 100) / \% \text{ total de la fase líquida}$$

$$\text{Aceite} = (\% \text{ aceite} \times 100) / \% \text{ total de la fase líquida}$$

Entonces:

$$\text{Agua} = (10\% \times 100) / 74\%$$

$$\text{Aceite} = (64\% \times 100) / 74\%$$

$$\text{Agua} = 13,51\%$$

$$\text{Aceite} = 86,49\%$$

Finalmente la relación será:

$$W/O = 13,51 / 86,49$$

Aproximando:

$$W/O = 14 / 86$$

### 11.3. Apéndice C. Propiedades referenciales del programa de perforación perteneciente al Proyecto Plataforma Deltana

**Tabla 21:** Propiedades referenciales para fluidos de perforación de tipo agua gel para los hoyos de 36" y 26".

Profundidad (pie)	0 – 2.000
Densidad (lbm/gal)	10 – 11
Viscosidad plástica (cP)	10 – 15
Punto cedente (lbf/100pie <sup>2</sup> )	15 – 18
Fuerzas de gel (lbf/100pie <sup>2</sup> )	10/20
Filtrado API (cc/30min)	< 50
pH	9 – 10

**Tabla 22:** Propiedades referenciales para fluidos de perforación base agua de tipo lignosulfonato y base aceite sintético tipo emulsión inversa para los hoyos de 17 ½" y 12 ¼".

Profundidad (pie)	2.000 – 7.060
Densidad (lbm/gal)	12,5 – 13,5
Viscosidad plástica (cP)	30 – 45
Punto cedente (lbf/100pie <sup>2</sup> )	20 – 30
Fuerzas de gel (lbf/100pie <sup>2</sup> )	10/20
Filtrado API / ATAP (cc/30min)	< 6 / < 5
pH	9 – 10
Estabilidad eléctrica (voltio)	< 500
Relación W/O	70/30 – 80/20

**Tabla 23:** Propiedades referenciales para fluidos de perforación base agua de tipo viscoelástico para el hoyo de 8 ½".

Profundidad (pie)	7.060 – Profundidad total
Densidad (lbm/gal)	12,5 – 13,5
Viscosidad plástica (cP)	15 – 28
Punto cedente (lbf/100pie <sup>2</sup> )	30 – 70
Fuerzas de gel (lbf/100pie <sup>2</sup> )	15/25
Filtrado API (cc/30min)	< 5
pH	9 – 10
Viscosidad Brookfield (cP)	> 40.000

11.4. Apéndice D. Fotos de las pruebas de azul de metileno

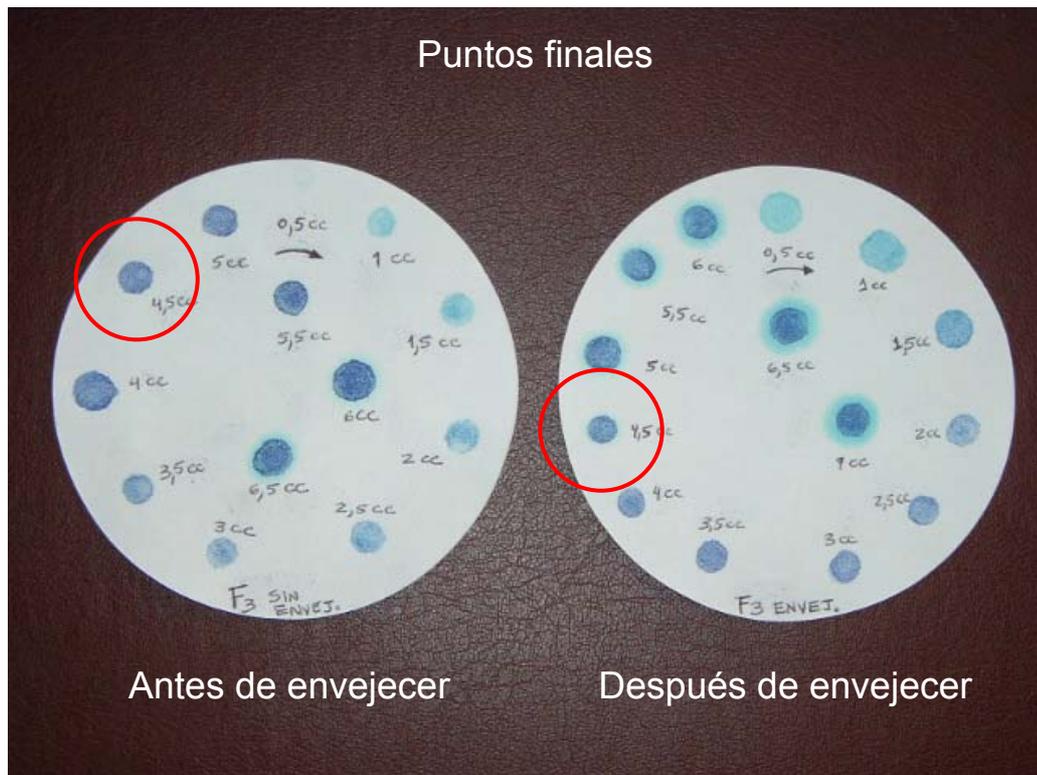


Figura 30: Prueba de azul de metileno para F3.

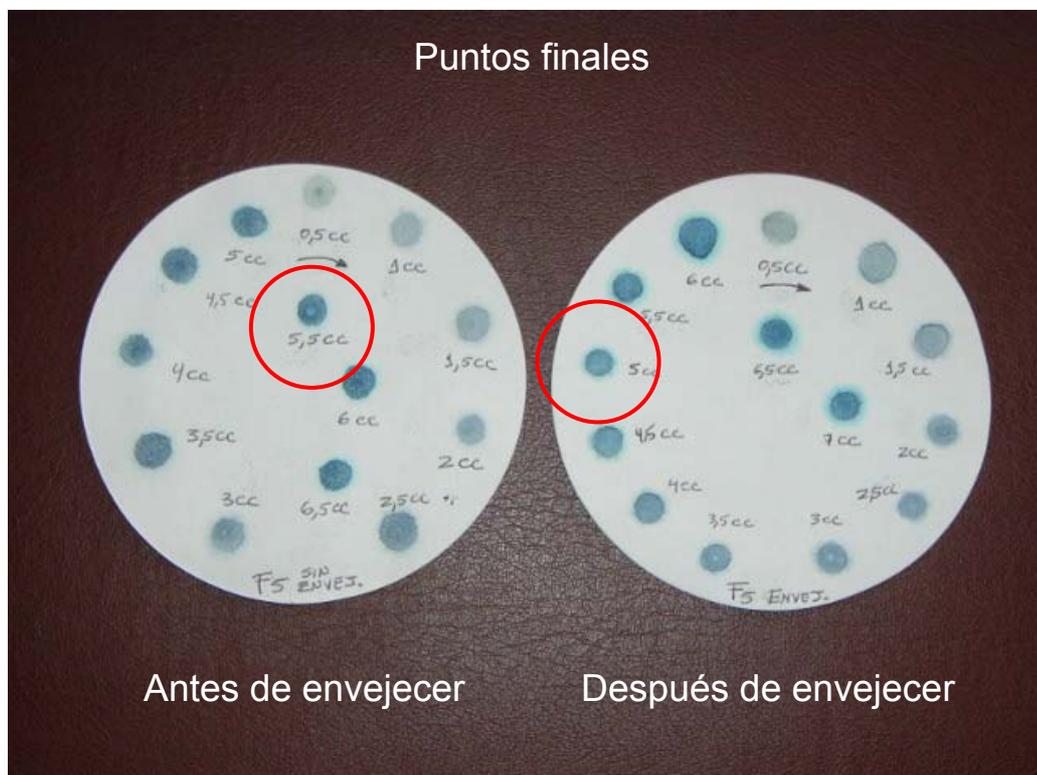
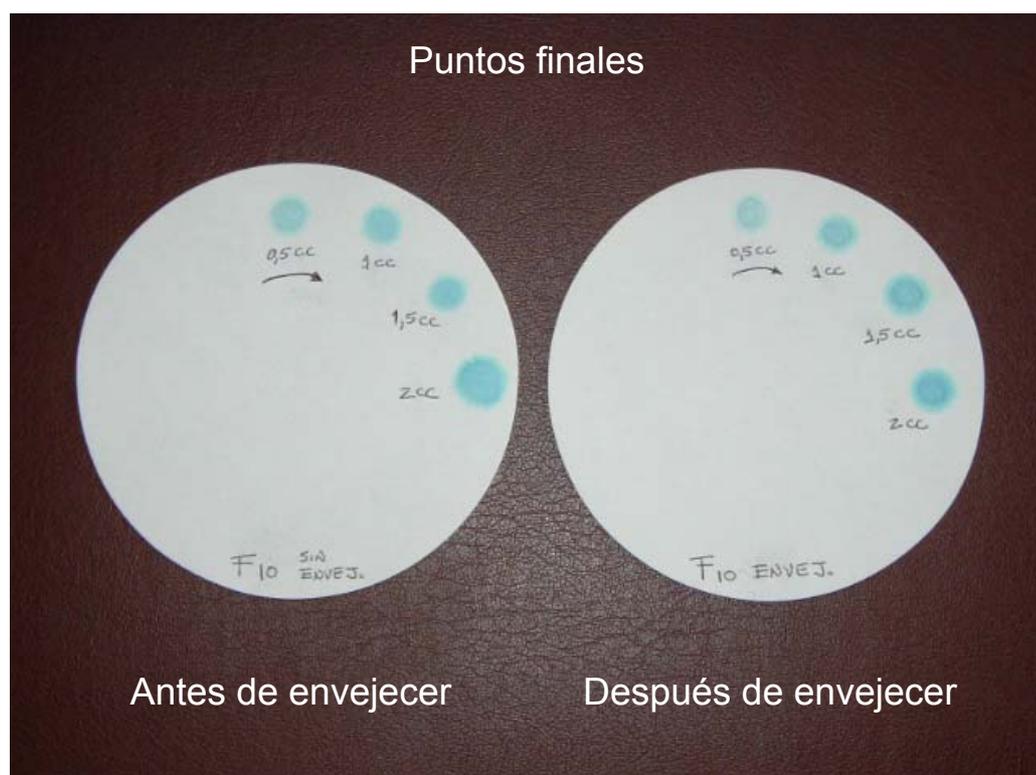
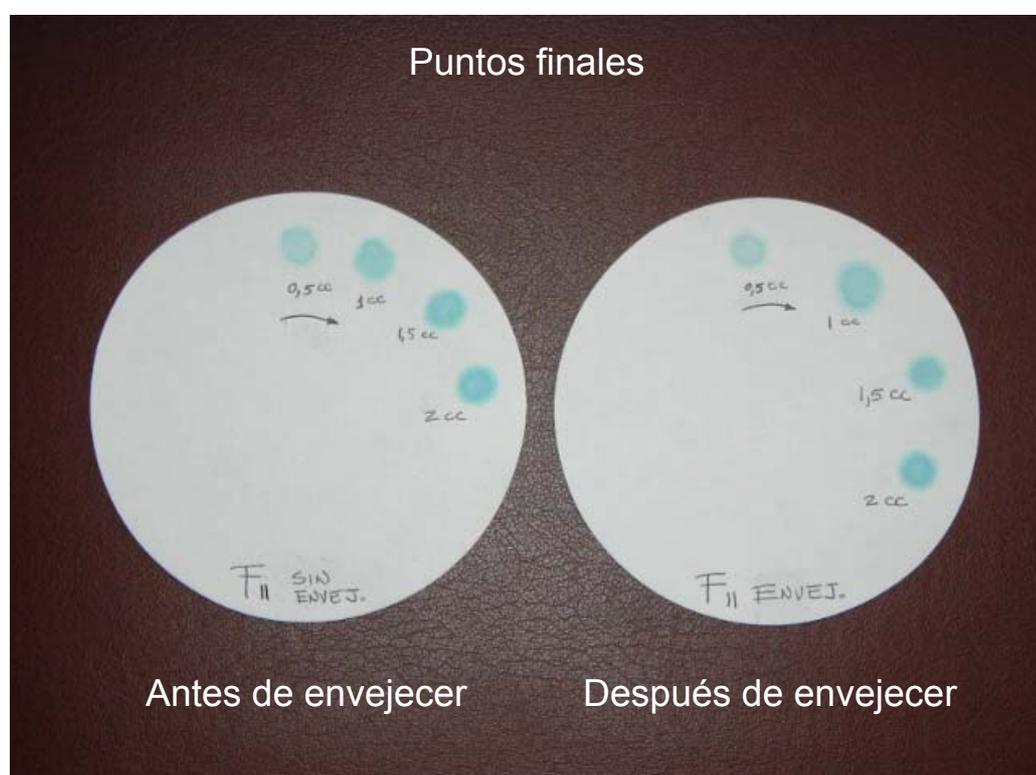


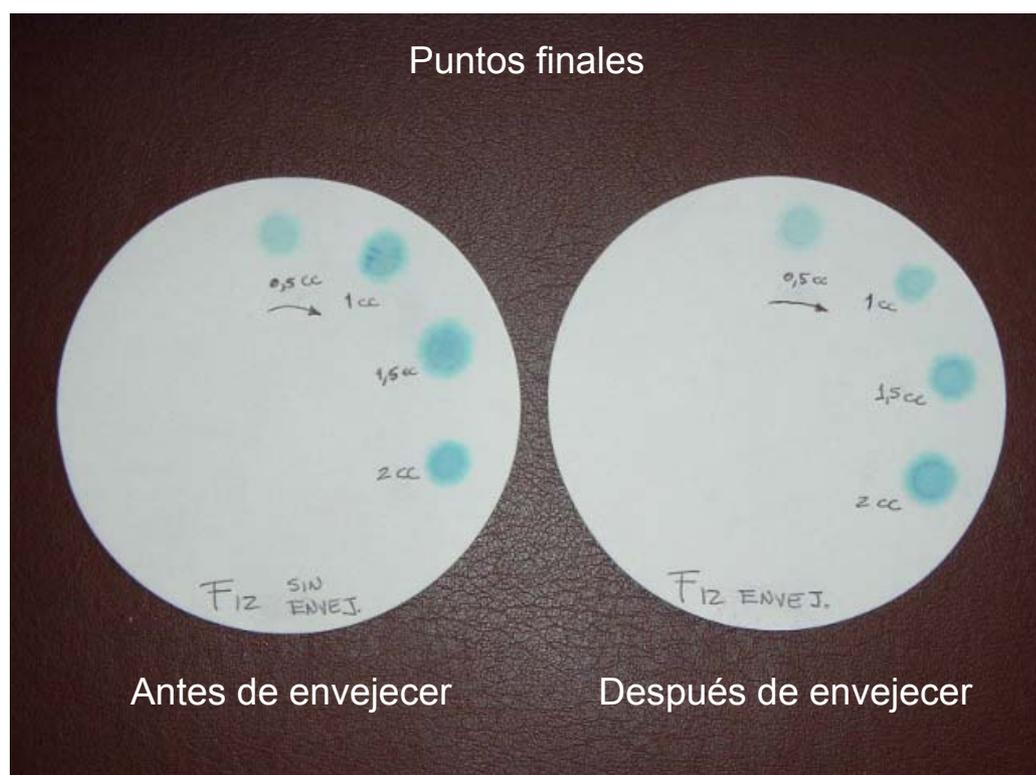
Figura 31: Prueba de azul de metileno para F5.



**Figura 32:** Prueba de azul de metileno para F10.



**Figura 33:** Prueba de azul de metileno para F11.



**Figura 34:** Prueba de azul de metileno para F12.