



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

**OPTIMIZACIÓN DE UN FLUIDO BASE AGUA CON ALTA CAPACIDAD  
INHIBITORIA DE ARCILLAS PARA LA PERFORACIÓN DE LA ZONA  
INTERMEDIA DEL CAMPO DRAGÓN, DISTRITO COSTA AFUERA**

**REALIZADO POR:**

**DIEGO ARMANDO REYES YEJANS  
FERNANDA JOSE ZAMBRANO ALVERA**

Trabajo De Grado Presentado Como Requisito Parcial Para Optar Al Título De:  
INGENIERO DE PETRÓLEO

**MATURÍN, FEBRERO DE 2012.**



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

**OPTIMIZACIÓN DE UN FLUIDO BASE AGUA CON ALTA CAPACIDAD  
INHIBITORIA DE ARCILLAS PARA LA PERFORACIÓN DE LA ZONA  
INTERMEDIA DEL CAMPO DRAGÓN, DISTRITO COSTA AFUERA**

**REALIZADO POR:**

---

**DIEGO ARMANDO REYES YEJANS**

**C.I.: 18.449.484**

---

**FERNANDA JOSE ZAMBRANO ALVERA**

**C.I.: 18.653.751**

**REVISADO POR:**

---

**ING. JOSÉ MATA  
ASESOR ACADÉMICO**

---

**ING. LUZ OCANTO  
CO-ASESORA ACADEMICA**

**MATURÍN, FEBRERO DE 2012.**

## **RESOLUCIÓN**

*“DE ACUERDO CON EL ARTÍCULO 41 DEL REGLAMENTO DE TRABAJOS DE GRADO, ESTOS SON DE EXCLUSIVA PROPIEDAD DE LA UNIVERSIDAD DE ORIENTE Y SÓLO PODRÁN SER UTILIZADOS A OTROS FINES CON EL CONSENTIMIENTO DEL CONSEJO DE NÚCLEO RESPECTIVO, QUIEN LO PARTICIPARÁ AL CONSEJO UNIVERSITARIO”.*



## DEDICATORIA



## AGRADECIMIENTO



# ÍNDICE

<b>RESOLUCIÓN</b> .....	<b>iii</b>
<b>DEDICATORIA</b> .....	<b>iv</b>
<b>AGRADECIMIENTO</b> .....	<b>v</b>
<b>ÍNDICE</b> .....	<b>vi</b>
<b>ÍNDICE DE FIGURAS</b> .....	<b>ix</b>
<b>ÍNDICE DE TABLAS</b> .....	<b>x</b>
<b>ÍNDICE DE GRÁFICAS</b> .....	<b>xi</b>
<b>INTRODUCCIÓN</b> .....	<b>1</b>
<b>CAPÍTULO I</b> .....	<b>2</b>
<b>EL PROBLEMA</b> .....	<b>2</b>
1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	2
1.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN .....	3
1.2.1 Objetivo general.....	3
1.2.2 Objetivos específicos.....	3
1.3 JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN .....	4
<b>CAPÍTULO II</b> .....	<b>5</b>
<b>MARCO TEÓRICO</b> .....	<b>5</b>
2.1 ANTECEDENTES .....	5
2.2 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL ÁREA EN ESTUDIO .....	6
2.2.1 Campo Dragón.....	7
2.3 BASES TEÓRICAS .....	8
2.3.1 Fluidos de Perforación.....	8
2.3.1.1 Composición de los Fluidos de Perforación.....	9
2.3.1.2 Clasificación de los Fluidos de Perforación.....	9
2.3.1.3 Componentes de los fluidos de perforación.....	10
2.3.1.4 Propiedades de los Fluidos De Perforación.....	12
2.3.2 Sólidos Generados durante la Perforación.....	15
2.3.3 Las Lutitas .....	16
2.3.4 Las Arcillas.....	16
2.3.5 Hidratación de Arcillas.....	17
2.3.6 Comportamiento de las Arcillas .....	18
2.3.7 Propiedades Físicas y Químicas de las Arcillas .....	20
2.3.7.1 Capacidad de Adsorción .....	20
2.3.7.2 Superficie Específica.....	21
2.3.7.3 Capacidad de Intercambio Catiónico .....	21
2.3.7.4 El pH .....	22
2.3.8 Influencia Catiónica sobre la Hidratación de las Arcillas .....	22
2.3.9 Inhibidores de Arcillas.....	23
2.4 DEFINICIÓN DE TÉRMINOS BÁSICOS.....	25

<b>CAPÍTULO III.....</b>	<b>27</b>
<b>MARCO METODOLÓGICO .....</b>	<b>27</b>
3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN.....	27
3.2 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN.....	27
3.3 POBLACIÓN Y MUESTRA .....	28
3.4 PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO .....	28
3.4.1 Formulación de un fluido de perforación base agua reemplazando con amina y glicol los productos inhibidores de arcillas que se están empleando en la formulación utilizada actualmente. ....	28
3.4.2 Estudio del comportamiento de los fluidos a través de pruebas físicas y reológicas antes y después del envejecimiento. ....	30
3.4.2.1 Realización de Pruebas Físicas y Reológicas a los Fluidos Formulados.....	30
3.4.2.2 Envejecimiento Dinámico de las Muestras.....	30
3.4.3 Análisis del Comportamiento de los Fluidos con las Arcillas Reactivas de la Formación a Través del Equipo de Medición de Hinchamiento Lineal. ....	30
3.4.3.1 Medición del Hinchamiento Lineal de las Arcillas.....	31
3.4.3.2 Análisis de las Pruebas de Hinchamiento Lineal de las Arcillas .....	31
3.4.4 Evaluación del Comportamiento Reológico del Fluido de Perforación a Condiciones de Fondo, mediante pruebas de laboratorio. ....	31
3.5 INSTRUMENTOS Y TÉCNICAS.....	32
3.5.1 Técnicas de la Investigación.....	32
3.5.2 Instrumentos de la Investigación .....	32
3.6 RECURSOS .....	32
3.6.1 Recursos Humanos .....	32
3.6.2 Recursos Materiales.....	33
3.6.3 Recursos Económicos.....	33
<b>CAPITULO IV .....</b>	<b>34</b>
<b>ANÁLISIS DE RESULTADOS.....</b>	<b>34</b>
4.1 FORMULACIÓN DE UN FLUIDO DE PERFORACIÓN BASE AGUA REEMPLAZANDO CON AMINA Y GLICOL LOS PRODUCTOS INHIBIDORES DE ARCILLAS QUE SE ESTÁN EMPLEANDO EN LA FORMULACIÓN UTILIZADA ACTUALMENTE.....	34
4.1.1 Preparación de los fluidos.....	35
4.2 ESTUDIO DEL COMPORTAMIENTO DE LOS FLUIDOS A TRAVÉS DE PRUEBAS FÍSICAS Y REOLÓGICAS ANTES Y DESPUÉS DE ENVEJECIMIENTO .....	35
4.2.1 Realización de Pruebas Físicas y Reológicas a los Fluidos Formulados Antes del Envejecimiento. ....	36
4.2.2 Realización de Pruebas Físicas a los Fluidos Formulados después de Envejecimiento. ....	42

4.3 ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE LOS FLUIDOS CON LAS ARCILLAS REACTIVAS DE LA FORMACIÓN A TRAVÉS DEL EQUIPO DE MEDICIÓN DE HINCHAMIENTO LINEAL.....	48
4.3.1 Medición del Hinchamiento Lineal de las Arcillas. ....	48
4.4 EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO REOLÓGICO DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN A CONDICIONES DE FONDO, BASADO EN EL EQUIPO OFITE HPHT 77.....	52
<b>CAPITULO V.....</b>	<b>55</b>
<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....</b>	<b>55</b>
5.1 CONCLUSIONES.....	55
5.2 RECOMENDACIONES .....	56
<b>REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....</b>	<b>57</b>
<b>APÉNDICES.....</b>	<b>58</b>
<b>HOJA DE METADATOS .....</b>	<b>93</b>



## ÍNDICE DE FIGURAS

**Figura 2.2.- Columna estratigráfica del Golfo de Paria ..... 8**



## ÍNDICE DE TABLAS

<b>Tabla 3.1.- Tiempo de agitación de los productos.....</b>	<b>29</b>
<b>Tabla 4.1.- Formulaciones de los fluidos preparados. ....</b>	<b>34</b>
<b>Tabla 4.10.- Lecturas reológicas obtenidas del equipo OFITE HPHT 77 a diferentes presiones y temperaturas. ....</b>	<b>54</b>



## ÍNDICE DE GRÁFICAS

Gráfica 4.1.- Viscosidad plástica de los fluidos analizados. ....	37
Gráfica 4.2.- Punto cedente de los fluidos analizados. ....	38
Gráfica 4.3.- Fuerzas de Geles de los fluidos analizados. ....	39
Gráfica 4.4.- Filtrado API de los fluidos analizados. ....	40
Gráfica 4.5.- % De Líquidos y Sólidos de los fluidos analizados. ....	41
Gráfica 4.6.- PH de los fluidos analizados. ....	41
Gráfica 4.7.- Viscosidad plástica de los fluidos analizados después de envejecimiento dinámico.....	43
Gráfica 4.8.- Punto Cedente de los fluidos analizados después de envejecimiento dinámico.....	44
Gráfica 4.9.- Fuerza De Geles de los fluidos analizados después de envejecimiento dinámico.....	45
Gráfica 4.10.- Filtrado API de los fluidos analizados después de envejecimiento dinámico.....	46
Gráfica 4.11.- % De Líquidos y Sólidos de los fluidos analizados después de envejecimiento dinámico.....	47
Gráfica 4.12.- PH de los fluidos analizados después de envejecimiento dinámico .....	48
Gráfica 4.13.- Medición del porcentaje de hinchamiento lineal de las arcillas de la formación al ser expuestas a las formulaciones analizadas.....	50
Gráfica 4.14.- Medición del porcentaje de hinchamiento lineal de pastillas de bentonita al ser expuestas a las formulaciones analizada.....	51
Gráfica 4.14.- Medición de la viscosidad a alta presión y alta temperatuta con el equipo OFITE HPHT 77.....	54

## INTRODUCCIÓN

El campo Dragón pertenece al proyecto Delta del Caribe, el cual tiene como finalidad explotar las reservas de gas que se encuentran costa afuera, permitiendo así cubrir la demanda internacional e implementar en el país la producción de gas como energía alterna.

Para lograr la explotación de manera exitosa de los campos que intervienen en este proyecto, es necesario tomar en cuenta los problemas presentes durante el proceso de perforación; siendo relevante el hinchamiento de las arcillas pertenecientes a la zona intermedia de los pozos a perforar.

Por razones ambientales los fluidos que se están utilizando para la perforación de las diferentes secciones de estos pozos, son base agua, generando inconvenientes a la hora de perforar, debido a la hidratación de las arcillas presentes en la formación, originándose una serie de problemas asociados al hinchamiento de las mismas. Por esta razón se ha decidido optimizar un fluido, que brinde un mejor desempeño durante las operaciones de perforación, al minimizar los problemas operacionales en costa afuera, tales como: pega de tuberías, pérdidas de fluidos hacia la formación y reducción de la tasa de penetración. Se plantea a través de ese trabajo de investigación optimizar un sistema de fluidos base agua para inhibir las arcillas debido a que el utilizado actualmente no ha sido totalmente satisfactorio, al no minimizar los problemas asociados a la formación.

# **CAPÍTULO I**

## **EL PROBLEMA**

### **1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA**

Los fluidos de perforación constituyen uno de los elementos importantes a tomar en cuenta durante la perforación, de estos depende en gran medida que puedan ser atravesadas todas las secciones, hasta llegar a la formación de interés, que será la productora. Este fluido debe poseer características físicas y químicas apropiadas, que por circulación remuevan el ripio de formación del recinto del hoyo en perforación o del pozo en operaciones de reacondicionamiento. No debe ser tóxico, corrosivo, ni inflamable pero sí inerte a las contaminaciones de sales solubles o minerales, y además, estables a altas temperaturas. Debe mantener sus propiedades según las experiencias de las operaciones y debe ser inmune al desarrollo de bacterias.

Atendiendo a las necesidades, los fluidos de perforación deben poseer la capacidad de tener propiedades físicas y químicas que le permitan adaptarse a una gran variedad de condiciones, para satisfacer las funciones más complejas, por ello se requiere que la composición de los fluidos sea variada y que sus propiedades estén sujetas a mayor control. Además debe poseer propiedades reológicas que sean capaces de mantener la estabilidad de la formación, minimizar problemas de operaciones a nivel de la mecha, limpiar el hoyo, evitar pega de tuberías, pérdida de fluidos y sobre todo inhibir eficazmente las lutitas y arcillas reactivas que se encuentran en las formaciones.

Durante las operaciones de perforación en la zona intermedia de los pozos del campo Dragón, Distrito Costa Afuera, pertenecientes a las formaciones Cumana y Cubagua, se ha podido evidenciar la existencia de algunos de los problemas antes

mencionados por lo que no se ha alcanzado el desempeño óptimo esperado, lo cual ha obligado a la búsqueda de nuevas tecnologías en el área de fluidos de perforación de manera que se puedan solucionar o minimizar los problemas que se han presentado a nivel de la mecha, la pega de tuberías e hinchamiento de lutitas y a la vez crear una propuesta que resulte económicamente rentable, al disminuir los costos de inversión durante la utilización del fluido de perforación que será implementado.

Por lo antes mencionado el presente trabajo de investigación tiene como finalidad optimizar el sistema de fluido base agua usado en el Campo Dragón, mediante el reemplazo de los productos inhibidores utilizados actualmente en la formulación, formiato K<sup>+</sup> y acetato K<sup>+</sup>, creando una nueva propuesta que permita dar solución a los problemas presentes durante la perforación de pozos y economizar el costo de los productos usados, con lo cual se obtendrá una formulación que pueda cumplir un óptimo desempeño durante las futuras perforaciones en el campo Dragón.

## **1.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN**

### **1.2.1 Objetivo general**

Optimizar un fluido base agua con alta capacidad inhibitoria de arcillas para la perforación de la zona intermedia del campo Dragón, Distrito Costa Afuera.

### **1.2.2 Objetivos específicos**

- Formular un fluido de perforación base agua reemplazando con amina y glicol los productos inhibidores de arcillas empleados en la formulación utilizada actualmente en el campo Dragón, Distrito Costa Afuera.

- Estudiar el comportamiento de los fluidos de perforación a través de pruebas físicas y reológicas antes y después de envejecimiento.
- Analizar el comportamiento de los fluidos con las arcillas reactivas de la formación a través del equipo de medición de hinchamiento lineal.
- Evaluar el comportamiento reológico del fluido de perforación a condiciones de fondo mediante pruebas de laboratorio.

### **1.3 JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN**

A la hora de diseñar la etapa de perforación de los pozos pertenecientes al Distrito Costa Afuera se incluye una fase intermedia que resulta compleja. El campo Dragón cuenta con una zona intermedia de 2500 pies de espesor aproximadamente, caracterizados por la presencia de calizas orgánicas con intercalaciones de arcillas y bloques de areniscas con una diversidad de material orgánico, la presencia de este material arcilloso dificulta la perforación por ser altamente reactivo.

La necesidad de optimizar el fluido de manera que sea capaz de inhibir las arcillas y mantener las propiedades estables del sistema de fluidos utilizados en dicha zona y así garantizar el éxito de las operaciones surge para dar respuesta a los problemas de hinchamiento de lutitas y arcillas reactivas, reducción en las tasas de penetración y solucionar otros daños que se puedan causar a la zona intermedia y que pudieran impedir llegar a perforar la zona productora.

Con el presente trabajo de investigación se busca optimizar el fluido a fin de mejorar la eficiencia durante el proceso de perforación para que se pueda llevar a cabo con el mayor éxito posible, disminuyendo el tiempo del proceso y ocasionando la menor cantidad de inconvenientes posibles en el ámbito ambiental y económico.

## **CAPÍTULO II**

### **MARCO TEÓRICO**

#### **2.1 ANTECEDENTES**

**Urbina C. y Flores R. (2006).** ``Evaluación del uso del glicol como inhibidor de arcilla en los fluidos de perforación base agua en pozos del distrito norte``. Evaluó el uso del glicol como inhibidor de arcillas debido a los inconvenientes durante la perforación de la fase de 26 y 17 ½ pulgadas, debido a que estas presentan lutitas y arcillas, las cuales tienden a hidratarse en presencia de un fluido de perforación base agua generando problemas operacionales, tales como; pega de tubería, embolamiento de la mecha, entre otros. Por esta razón se hizo necesario realizar un estudio de la formación y los inhibidores a utilizar en los fluidos de perforación base agua, tales como el glicol; con el fin de determinar mediante pruebas específicas de laboratorio como prueba de hinchamiento lineal, dispersión de arcilla, succión capilar y pruebas reológicas, el porcentaje de concentración y el glicol óptimo a utilizar en esta fase. De acuerdo a estos estudios se obtuvo que el fluido con mejor desempeño como inhibidor de arcilla lo constituye aquel que contiene en su formulación Etér glicol al 4% de concentración (fluido C), debido a que mantiene las propiedades reológicas del fluido e inhibe con mayor eficacia las arcillas presentes en la formación disminuyendo de esta manera los problemas operacionales que se presentaron en dicha fase. Por tal razón, representó una buena opción para la perforación de esta fase.

**Berrios, P. (2009).** `` Diseño de un fluido base agua con alta capacidad inhibitoria de arcillas para la perforación de la zona intermedia del campo dragón, distrito costa afuera``. Diseñó un fluido base agua para perforar la sección intermedia de este campo conformado por las formaciones Cumaná y Cubagua en las

cuales existe la presencia de arcillas y lutitas reactivas que dificultan su perforación por los problemas de hidratación que se puedan presentar; es por ello que para la empresa ESVENCA es de suma importancia el desarrollo de un fluido capaz de inhibir las arcillas presentes en dicha sección para así garantizar el éxito de las operaciones futuras en este campo. Teniendo en cuenta lo mencionado, se diseñó un fluido base agua con alta capacidad de inhibición de arcillas, considerando las exigencia del cliente (PDVSA) y variando las concentraciones de los aditivos recomendados, basados en pruebas físicas y químicas básicas de laboratorio antes y después de envejecimiento, además de algunas contaminaciones y pruebas especiales como la de medición del hinchamiento lineal de las arcillas y la reología a alta presión y alta temperatura. El fluido que resultó con mejor desempeño ante todas las pruebas que se realizaron fue la formulación A, la cual contuvo la mayor concentración de polímero reductor de filtrado y posee las mejores propiedades reológicas así como el mejor comportamiento ante las contaminaciones, el menor hinchamiento lineal con las arcillas reactivas de la formación y las mejores lecturas de viscosidad a alta presión y alta temperatura; todo esto se logró por la interacción química simultánea entre los polímeros encapsuladores e inhibidores, además de la poliamina y surfactante orgánico.

## **2.2 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL ÁREA EN ESTUDIO**

El Campo Dragón se encuentra ubicado al NE de la Península de Paria, en la zona limítrofe entre Venezuela y Trinidad, el cual se encuentra delimitado con el Campo Patao en Venezuela y en Trinidad por los Campos Hibiscus y Chaconia. Los depósitos del Campo Dragón son de edad Mioceno-Plioceno, están a una profundidad entre 7300 - 8700 pies.

### 2.2.1 Campo Dragón

El campo Dragón pertenece a la estratigrafía del Golfo de Paria, en el cual se conocen una alineación de manaderos de petróleo y gas, volcanes de lodo y lagunas de asfalto que se extiende desde el área sur de Maturín en el Estado Monagas hasta la isla de Trinidad. La estratigrafía del campo Dragón está constituida por las formaciones Cumaná y Cubagua con un espesor total de 8032 pies. La formación Cumaná perteneciente al plioceno tardío y pleistoceno, de ambiente marino somero, alcanza su máximo espesor con aproximadamente de 2248 pies, es concordante sobre Cubagua y está constituida por calizas orgánicas y lodolitas intercaladas con arcillas y areniscas calcáreas o cuarzosas de grano muy fino y limolitas. La formación Cubagua perteneciente al mioceno superior y plioceno, tiene 6775 pies de espesor, el máximo conocido, con un sector inferior de lutitas con limolitas y algunos intervalos arenosos de corrientes de turbidez, y una sección superior con calizas arrecifales y areniscas cuarzosas con lutitas laminares, arcillas y limolitas.

CUENCA DE CARUPANO Costa Afuera- Nortede Paria				
Era	Eddes	Formaciones	Descripción	
C E N O Z O I C O	RECIENTE	Sedimentos no Consolidados		
	PLEISTOCENO	CUMANA 688 - 2482 pies	Calizas orgánicas y lodolitas intercaladas con arcillas y areniscas calcáreas de grano muy fino y limolitas	
	PLIOCENO			
	M I O C E N O	Tardío	CUBAGUA 2482 - 8032 pies	Sección superior con calizas arrecifales y areniscas cuarzosas interestratificadas con lutitas laminares arcillas y limolitas. Lutitas con limolitas e intervalos arenosos
		Medio	TRESPUNTAS	Lutitas laminares con intercalación de limolitas, interestratificadas; areniscas calcáreas de grano fino a medio, calizas
		Temprano	COMPLEJOS LOS TESTIGOS	
	OLIGOCENO	CARACOLITO	Lutitas y limolitas masivas, laminares, con areniscas de grano medio	
	E O C E N O	Tardío		
		Medio	TIGRILLO	Areniscas de grano fino a medio, lutitas y limolitas laminares masivas, con calizas y material ígneo a metamórfico
		Temprano		
PALEOCENO				

**Figura 2.2.- Columna estratigráfica del Golfo de Paria**

Fuente: Ramón Almarza (1998). Código estratigráfico de Venezuela.

## 2.3 BASES TEÓRICAS

### 2.3.1 Fluidos de Perforación

Es un fluido con características físicas y químicas especialmente diseñadas, para realizar diversas funciones durante la perforación de un pozo, que puede ser aire o gas, agua, aceite y sus combinaciones con diferentes contenidos de sólidos. Debe mantener sus propiedades según las exigencias de las operaciones, para fundamentalmente hacer rápida y segura la perforación.

### **2.3.1.1 Composición de los Fluidos de Perforación**

La fase continua de un fluido de perforación generalmente es líquida, mientras que la fase discontinua puede ser líquida, sólida o gaseosa y es la razón principal para la viscosidad de un fluido. Los fluidos de perforación se clasifican de acuerdo a la base o la fase continua con la cual están formados. De lo anterior, los fluidos se pueden clasificar básicamente en fluidos base agua, fluidos base aceite y fluidos aireados.

### **2.3.1.2 Clasificación de los Fluidos de Perforación**

Fluidos base agua: son aquellos en los cuales la fase continua es el agua, esta puede ser fresca o salada y es el medio de suspensión de los sólidos.

Fluidos no inhibitorios: son aquellos que no suprimen significativamente la hidratación de las arcillas, se componen de arcillas nativas o bentonitas comerciales con adiciones de soda cáustica o cal; también pueden contener desfloculantes o dispersantes como: lignitos, lignosulfonatos o fosfatos. Son simples, baratos y están diseñados para perforar arcillas hasta temperaturas de 220 °F, son difíciles de tratar cuando sufren contaminaciones.

Fluidos inhibitorios: retardan apreciablemente la hidratación de las arcillas mediante la inclusión de cationes como el Sodio, Calcio y Potasio. Por lo general, el ión Potasio proporciona la mayor inhibición para el hinchamiento de las arcillas. Estos sistemas son usados para perforar arcillas hidratables o arenas que las contengan. Como la fuente del catión es una sal, el costo debido a la disposición final del fluido puede encarecer su aplicación.

Fluidos base aceite: entre los fluidos base aceite se tienen: los fluidos base aceite con control de filtrado utilizado en áreas con zonas de pérdida de circulación o en formaciones con presión subnormal, los fluidos base aceite con relación 50/50 utilizado en zonas ambientalmente sensibles, los fluidos base aceite sin control de filtrado, los cuales no poseen en su formulación emulsificante primario ni lignito como controlador de filtrado y los 100% aceite que tiene como característica principal no contener agua, formulado totalmente a base de aceite mineral o de otra naturaleza.

Fluidos base gaseosa: son fluidos de perforación cuya fase continua está constituida por gas o aire, es utilizado donde las pérdidas de circulación son severas y también en zonas extremadamente duras o altamente consolidadas, ya que este tipo de fluido permite obtener altas tasas de penetración, además una mayor eficiencia y duración de la mecha, un control estricto sobre las pérdidas de circulación y mínimo daño a las formaciones productoras. Entre los fluidos base gaseosa están: fluidos con aire y los fluidos espumosos.

### **2.3.1.3 Componentes de los fluidos de perforación.**

El fluido de perforación está constituido por una serie de compuestos tales como: densificantes, viscosificantes, controladores de filtrado, controladores de reología, para control de pH, lubricantes, estabilizadores de lutitas, emulsificantes, bactericidas, entre otros; los cuales tiene una función específica que cumplir como parte del lodo.

- **Densificantes:** Son materiales no tóxicos, ni peligrosos de manejar, que cuando son disueltos o suspendidos en el lodo incrementan la densidad del fluido. Se utilizan para controlar la presión de la formación y para mantener la estabilidad

del hoyo. Cualquier sustancia que posea una densidad más alta que el agua y se pueda agregar a un sistema sin afectar sus propiedades, puede ser utilizada como densificante.

- Viscosificantes: Estos son agregados a los fluidos para mejorar la habilidad de los mismos de remover los recortes del hoyo y suspender el material densificante durante las prácticas de perforación. Se puede utilizar cualquier sustancia que incremente la resistencia del lodo a fluir, y en particular a la fricción; como las arcillas (bentonitas) y los polímeros (Goma xánticas).
- Controladores de pH: Son materiales que se utilizan para mantener un rango de pH en el sistema con la finalidad de asegurar la acción efectiva de otros aditivos empleados en el lodo. La detección de contaminantes depende del control de los valores de alcalinidad y del pH del sistema, ya que se verá afectada la solubilidad o precipitación de materiales como polímeros, lignosulfonatos, etc. Entre los materiales usados más frecuentemente para el control del pH se tienen los siguientes: Soda Cáustica (NaOH); Hidróxido de Potasio (KOH); Cal ( $\text{Ca}(\text{OH})_2$ ).
- Controladores de Reología: La reología de un fluido de perforación se puede manejar controlando la concentración de los viscosificantes que se utilicen en el sistema. Cuando el control de los parámetros reológicos se hace difícil, se utilizan materiales adelgazantes, dispersantes o defloculantes, los cuales son químicamente aniónicos y se adhieren a las partículas de arcilla haciéndolas más negativas, reduciendo las fuerzas de atracción e incrementando, lo que genera un aumento en la movilidad de los fluidos utilizados como adelgazantes o dispersantes.
- Estos materiales también reducen la filtración, disminuyen el revoque, contrarrestan el efecto de sales disueltas en el sistema, pueden actuar como emulsificantes de aceite en agua y como estabilizadores del lodo a altas

temperaturas de fondo del pozo. Los más utilizados son: Taninos, Silicatos, Fosfatos, Lignitos y Lignosulfonatos modificados.

- Controladores de Filtrado: Son agentes que disminuyen la cantidad de agua que pasa hacia la formación permeable cuando el lodo es sometido a una presión diferencial (polímetros manufacturados, los adelgazantes orgánicos, las bentonitas y los almidones). La pérdida de filtrado puede ser controlado por tres mecanismos diferentes: formar un revoque desfloculado sobre la pared del hoyo para lograr una barrera delgada poco permeable, aumentar la viscosidad del filtrado y crear un revoque compresible e impermeable.
- Inhibidores de Lutitas: Se utilizan agentes para estabilizar formaciones de lutitas sensibles al agua mediante la inhibición del hinchamiento y la dispersión de los minerales arcillosos que componen la roca. Los polímeros, sales y glicoles aportan inhibición química debido a que estos interactúan con la estructura de la roca para cumplir su función creando una barrera que evite el contacto entre el agua y la formación.

#### **2.3.1.4 Propiedades de los Fluidos De Perforación.**

##### **Densidad.**

La densidad de un lodo se define como el peso del lodo por unidad de volumen y depende de la cantidad y gravedad específica del líquido dispersante y de los sólidos en suspensión, generalmente se expresa en lb/gal o lb/pie<sup>3</sup>.

Esta propiedad es de suma importancia en un lodo de perforación, debido a que la presión hidrostática permite un control sobre las presiones de las formaciones atravesadas en la perforación de un pozo; por lo que se debe tener mucho cuidado en el momento de controlar esta propiedad, ya que una alta densidad puede ocasionar

excesivas presiones generándose una pérdida de circulación la cual ocurre siempre que la presión ejercida por el fluido contra la formación supera la resistencia de la también influye en la capacidad de levantar o remover los cortes hacia la superficie.

### **Viscosidad Plástica**

Resistencia del fluido a fluir, causada principalmente por la fricción mecánica entre las partículas suspendidas y por la viscosidad de la parte fluida. Es afectada por la concentración, tamaño y forma de las partículas sólidas suspendidas en el lodo.

La concentración de los sólidos juega papel importante en el control de la viscosidad plástica. Un cambio en el tamaño (reducción) de las partículas sólidas, un cambio en la forma de las misma o una combinación de ambas, todo aumento en la superficie total expuesta de los sólidos se reflejará en el incremento de los valores de la viscosidad plástica.<sup>(3)</sup>

Para el cálculo de la viscosidad plástica, se tiene la siguiente ecuación:

$$VP = L600 - L300 \text{ ec. 2.1}$$

Donde:

L600: Lectura a 600 RPM del viscosímetro de Fann.

L300: Lectura a 300 RPM del viscosímetro de Fann.

### **Punto Cendente.**

Es la resistencia al flujo causada por las fuerzas de atracción entre las partículas sólidas del lodo. Esta fuerza es consecuencia de las cargas eléctricas sobre la superficie de las partículas dispersas en la fase líquida. Las distintas sustancias

químicas tienen diferentes efectos sobre el punto de cedencia. Así, la cal, los polímeros, lo incrementan, mientras que los fosfatos, taninos, lignitos lignosulfonatos, lo disminuyen. Por otra parte, un alto contenido de sólidos produce un punto cedente elevado.

El punto cedente se calcula de la siguiente manera:

$$P_c = L300 - VP \text{ ec. 2.2}$$

Donde:

L300: Lectura a 300 RPM del viscosímetro de Fann.

VP: Viscosidad plástica.

### **pH.**

Es la medida de la concentración de hidrógeno y se puede relacionar con la alcalinidad, de acuerdo con la ecuación  $H_2O \leftrightarrow H + OH$

Los lodos son casi siempre alcalinos. Un rango habitual de pH más alto, entre 12,5 y hasta 13,0.

El pH se debe controlar, ya que es un indicador químico de problemas que se pueden presentar con el lodo durante la perforación, tales como contaminantes. También es muy importante controlarlo en los fluidos poliméricos, debido a que si el pH baja de 9 o sube de 10, las cadenas poliméricas se rompen neutralizando el efecto los polímeros como controladores de filtrado, viscosificante, etc. <sup>(3)</sup>

## **Filtrado.**

Es una de las propiedades más importantes en los fluidos de perforación, se produce durante la perforación ya que las formaciones cortadas se componen como una malla o tamiz controlando los sólidos y dejando pasar el filtrado, por ello es importante controlarlo mediante aditivos especiales que permitan regular su pérdida, para obtener un revoque fino y delgado.

### **2.3.2 Sólidos Generados durante la Perforación.**

Los efectos adversos producidos por los sólidos en los lodos de perforación incluyen: daño a las formaciones productoras, aumento de la densidad y de la viscosidad, reducciones en la tasa de penetración, niveles excesivos de torque y de arrastre, pega de tuberías y pérdidas de circulación.

Aunque se utilizan sólidos comerciales en el lodo para lograr las propiedades requeridas, es importante reconocer que la presencia de estos sólidos, utilizados para controlar la densidad, las propiedades de flujo y el control de la filtración, igual que los perforadores, trae consecuencias indeseables.

El porcentaje de sólidos que llega a incorporarse al sistema es variable depende, principalmente, de la característica de las formaciones perforadas, la mecha utilizada y la eficiencia del sistema de remoción. Existen arcillas blandas que solubilizan en algunos lodos. Cuando son perforados con fluidos que permiten su disolución, es difícil evitar su incorporación al lodo.

### 2.3.3 Las Lutitas

Las lutitas se definen como rocas sedimentarias, son de textura y granos finos depositadas en cuencas marinas y formadas por la consolidación de arcillas, limo y fluido. Está caracterizada por su estructura de láminas finas, lo cual le imparte una fisilidad paralela a la estratificación, por donde se quiebra fácilmente en finas capas.

Las lutitas no están compuestas en su totalidad por arcillas, éstas varían de una lutita a otra, y esto determina su clase y grado de interacción en presencia de agua.

El grado de compactación de los sedimentos y la densidad de la roca son proporcionales a la profundidad de deposición. El agua es desplazada a medida que los sedimentos son compactados a grandes profundidades por medio de las capas depositadas a lo largo del tiempo geológico, lo que ocasiona que su contenido de agua sea bajo, menor a un 30%. Si el agua no escapa de la lutita entonces sostendrá una parte de la sobrecarga y la lutita quedará “bajo presión”. Su granulometría es muy pequeña y las formaciones lutíticas tienen un espacio poral bastante reducido (50 Å), el cual contiene aire, CO<sub>2</sub> y agua en menores cantidades. Las permeabilidades son muy bajas entre  $10^{-6}$  –  $10^{-12}$  Darcys, debido a los pequeños tamaños de grano. La hidratación de lutitas debido al agua tiende a reducir la resistencia de las lutitas y, por ende, aumenta la inestabilidad del pozo.

### 2.3.4 Las Arcillas

Las arcillas son minerales de naturaleza cristalina que se formaron hace varios millones de años y reúnen las características peculiares de composición y formación relacionadas con el curso de la evolución de la tierra. La familia de los silicatos comprende la mayoría de los minerales de la corteza terrestre. Su composición y estructura dependen de la naturaleza de la roca madre que les dió origen, así como del

ambiente durante la etapa de arrastre o deposición. La arcilla es un silicoaluminato hidratado, desde el punto de vista químico está compuesta de silicio (Si), aluminio (Al), oxígeno (O) e hidrógeno (H). Desde el punto de vista mineralógico se consideran arcillas todas las fracciones con un tamaño de grano inferior a 2  $\mu\text{m}$ . Su morfología es laminar (filosilicatos). Las arcillas son eminentemente plásticas, esto se debe a que el agua forma una envuelta sobre las partículas laminares produciendo un efecto lubricante que facilita el deslizamiento de unas partículas sobre otras cuando se ejerce un esfuerzo sobre ellas. La elevada plasticidad de las arcillas es consecuencia, de su morfología laminar, tamaño de partícula extremadamente pequeño (elevada área superficial) y alta capacidad de hinchamiento. Existen arcillas que desarrollan plasticidad cuando se mojan; las que absorben agua fácilmente se llaman hidrofílicas y las que no absorben agua (cálcicas) se les llama hidrofóbicas.

### **2.3.5 Hidratación de Arcillas**

Entre las características principales de la hidratación de arcillas se encuentran:

- Las arcillas están formadas por cristales muy pequeños
- Tienen la capacidad de intercambiar iones (Sustitución isomórfica, hace referencia al reemplazo de iones de tamaños parecidos en una estructura cristalina durante el proceso de síntesis del cristal)
- Son capaces de variar su composición química interna
- Pueden alojar moléculas en el interior de su espacio interlaminar
- Los cambios físicos de la estructura laminar, por ejemplo el hinchamiento, son reversibles.

Los minerales arcillosos presentan un tamaño reducido de partícula, sus pequeñas dimensiones hacen que se comporte como un sistema coloidal cuando entra

en contacto con agua, mientras que la presencia de cargas le permite atraer sustancias ubicadas en la solución en contacto con ellas. Se ha establecido que la molécula de agua es polar, ésta se comporta como un pequeño imán, ya que se encuentra compuesta por un átomo de oxígeno ( $O^{2-}$ ) y dos de hidrógeno ( $H^+$ ). Es precisamente esta polaridad que presenta el agua líquida, la que le permite disolver muchos compuestos. Cuando se disuelve un sólido iónico en agua, como lo es el cloruro de sodio, se produce la disociación de los cationes sodio y aniones cloruro, los cuales atraen a las moléculas de agua. La parte positiva o polo positivo del agua es atraído por los aniones y el polo negativo por los cationes. Consecuencia de esta atracción es el rodeamiento de moléculas de agua en torno a cationes y aniones. Este proceso se denomina hidratación, el cual permite que aniones y cationes, que en estado sólido, unidos por enlaces iónicos, en disolución permanezcan separados o dicho de otro modo, queden disueltos.

### **2.3.6 Comportamiento de las Arcillas**

En un fluido de perforación, la arcilla deben dispersarse completamente, pero no se quiere que las arcillas perforadas se dispersan para poderlas separar en la superficie. Las arcillas usadas en agua dulce son compuestos de silicato de aluminio hidratado, de tamaño variable, formadas por capas u hojas alternadas de sílica y alúmina. Cuando están suspendidas en agua, las arcillas exhiben varios grados de hinchamiento dependiendo de su origen, química y naturaleza coloidal de cualquier otra sustancia presente.

El uso de las arcillas desempeña un papel importante en los fluidos de perforación base agua. Se les puede agregar de una manera intencional para controlar la viscosidad, propiedades reológicas y las características del filtrado del fluido. Estas propiedades pueden y son modificadas mediante el uso de aditivos químicos, ya sean adicionados intencionalmente o como contaminantes en la forma de yeso, sales en

solución y cemento. La asociación de las partículas de arcilla va a controlar la viscosidad y filtrado del medio.

Los principales estados de asociación de las partículas de arcillas en el fluido de perforación son:

- **Agregación:** los minerales de arcilla como se disponen a manera de laminas dispuestas como mazos de barajas. Estas láminas pueden ser separadas con agitación mecánica y por hidratación y dispersión de las láminas. Esto incrementa el área superficial expuesta aumentando la viscosidad del sistema.
- **Dispersión:** es el resultado de la subdivisión de las láminas del mineral mediante la aplicación de una fuerza mecánica. El área superficial va a incrementar de una manera considerable, constituyendo esto un estado disperso. En este estado las capas individuales del mineral separadas de una forma mecánica se disponen separadas. En condiciones estáticas se congregan en grupos, desarrollando lo que se conoce como fuerza de gel. Las caras cargadas de una forma negativa se atraen con los bordes de cargas positivas.
- **Floculación:** es cuando se desarrollan fuerzas netas de atracción entre las partículas de arcillas. Mediante las fuerzas de atracción así creadas las partículas se asocian formando una estructura suelta. Tanto una arcilla agregada como una dispersa puede ser floculada o defloculada. En el estado floculado se incrementa la asociación cara al borde entre las partículas. La consecuencia de este estado es una viscosidad elevada y una pérdida del control de la filtración.
- **Desfloculación:** es la disociación de las partículas floculadas. La adición de ciertos productos químicos al fluido neutralizan las cargas electroquímicas en las arcillas. Esto elimina la atracción que resulta del enlace borde a borde y/o borde a cara entre las partículas de arcilla.

Como la desfloculación causa una reducción de la viscosidad, los productos químicos desfloculantes son frecuentemente llamados diluyentes del fluido. La desfloculación también permite la disposición plana de las partículas de arcilla en el revoque para reducir el filtrado.

### **2.3.7 Propiedades Físicas y Químicas de las Arcillas**

#### **2.3.7.1 Capacidad de Adsorción**

Dentro de los fenómenos superficiales de importancia se encuentra el de adsorción: cuando un compuesto en fase gaseosa o disuelto (adsorbato) entra en contacto con una superficie sólida (adsorbente), parte del mismo se une a la superficie, formando una o más capas de moléculas asociadas al adsorbente. La capacidad de adsorción está directamente relacionada con las características texturales (superficie específica y porosidad) y se puede hablar de dos tipos de procesos que difícilmente se dan de forma aislada: absorción (cuando se trata fundamentalmente de procesos físicos como la retención por capilaridad) y adsorción (cuando existe una interacción de tipo químico entre el adsorbente, en este caso la arcilla, y el líquido o gas adsorbido, denominado adsorbato). La capacidad de adsorción se expresa en porcentaje de adsorbato con respecto a la masa y depende, para una misma arcilla, de la sustancia de que se trate.

Por ejemplo la absorción de agua, de arcillas absorbentes es mayor al 100% respecto al peso. La adsorción de agua en el espacio interlaminar tiene como consecuencia la separación de las láminas dando lugar al hinchamiento. Este proceso depende del balance entre la atracción electrostática catión-lámina y la energía de hidratación del catión. A medida que se intercalan capas de agua y la separación entre las láminas aumenta, las fuerzas que predominan son de repulsión electrostática entre láminas, lo que contribuye a que el proceso de hinchamiento pueda llegar a disociar

completamente unas láminas de otras. Cuando el catión interlaminar es el sodio, las esmectitas tienen una gran capacidad de hinchamiento, pudiendo llegar a producirse la completa disociación de cristales individuales de esmectita, teniendo como resultado un alto grado de dispersión y un máximo desarrollo de propiedades coloidales. Si por el contrario, tienen Ca o Mg como cationes de cambio su capacidad de hinchamiento será mucho más reducida.

### **2.3.7.2 Superficie Específica**

La superficie específica o área superficial de una arcilla se define como el área de la superficie externa más el área de la superficie interna (en el caso de que esta exista) de las partículas constituyentes, por unidad de masa, expresada en  $\text{m}^2/\text{g}$ .

### **2.3.7.3 Capacidad de Intercambio Catiónico**

Es una propiedad fundamental de las esmectitas. Son capaces de cambiar, fácilmente, los iones fijados en la superficie exterior de sus cristales, en los espacios interlaminares, o en otros espacios interiores de las estructuras, por otros existentes en las soluciones acuosas envolventes. La capacidad de intercambio catiónico (CIC) se puede definir como la suma de todos los cationes de cambio que un mineral puede adsorber a un determinado pH. Es equivalente a la medida del total de cargas negativas del mineral.

Estas cargas negativas pueden ser generadas de tres formas diferentes:

- Sustituciones isomórficas dentro de la estructura.
- Enlaces insaturados en los bordes y superficies externas.
- Disociación de los grupos hidroxilos accesibles.

El primer tipo es conocido como carga permanente y supone un 80 % de la carga neta de la partícula; además es independiente de las condiciones de pH y actividad iónica del medio. Los dos últimos tipos de origen varían en función del pH y de la actividad iónica. Corresponden a bordes cristalinos, químicamente activos y representan el 20 % de la carga total de la lámina.

#### **2.3.7.4 El pH**

Las cargas permanentes, constantes o estructurales se han generado, a través de los procesos geológicos, debido a sustituciones isomórficas en las estructuras cristalinas. Estas cargas resultan independientes del entorno del mineral. En los bordes, sin embargo, aparecen cargas que son dependientes del pH del medio y por lo tanto son variables. Sólo se encuentran neutralizadas bajo una cierta condición de pH, denominada pzc: punto de carga cero (point of zero charge), que depende del tipo de enlace químico involucrado. Cuando el pH se eleva por encima del pzc, en un medio más alcalinizado, la superficie de borde adquiere carga negativa mientras que al descender por debajo del pzc, en un medio más ácido, se vuelve positiva.

#### **2.3.8 Influencia Catiónica sobre la Hidratación de las Arcillas**

El poder relativo de sustitución de un catión por otro está indicado por la siguiente secuencia:  $H^+ > Al^{+3} > Ca^{+2} > Mg^{+2} > H^+ > NH_4^+ > Na^+ > Li^+$ . Un catión puede servir de enlace para mantener unidas a las partículas del mineral arcilloso, lo cual reduce la hidratación. Los cationes multivalentes producen un enlace más fuerte entre las capas que los cationes monovalentes, lo cual resulta generalmente en la agregación de las partículas de arcilla. El potasio, un catión monovalente, constituye la excepción de la regla. Los cationes absorbidos pueden hidratarse y atraer una envoltura de agua que tiene una forma definida. El tamaño y la forma del catión hidratado afectan su capacidad de encajar entre las superficies entre capas de la arcilla

y afectan tanto el hinchamiento de la arcilla como la hidratación de la misma. Los pequeños iones, como el potasio, que encajan entre las capas de arcilla, son intercambiados con mayor facilidad y de manera permanente.

### **2.3.9 Inhibidores de Arcillas**

#### **Polímeros**

La materia está formada por moléculas que pueden ser de tamaño normal o moléculas gigantes llamadas polímeros. Los polímeros se producen por la unión de cientos de miles de moléculas pequeñas (polimerización) denominadas monómeros, que forman enormes cadenas de las formas más diversas. Los monómeros más comunes están: el Etileno, el Propileno y el Estireno; sus respectivos polímeros son el Polietileno, el Polipropileno y el Poliestireno. Los monómeros que intervienen en el proceso de polimerización pueden ser iguales (homopolímeros) o diferentes (copolímeros). El peso molecular de un polímero debe ser mayor a 10000 gr/mol y por lo menos debe tener 100 monómeros. Los polímeros son utilizados como viscosificantes, agentes controladores de filtrado o encapsulantes de sólidos.

Los mecanismos por los cuales los polímeros estabilizan a las lutitas no se conocen con certeza. Siendo así, las cadenas poliméricas son adsorbidas en múltiples sitios a lo largo de la estructura, uniendo las partículas de arcilla y encapsulando los recortes de perforación.

#### **Sales**

Estos son compuestos que se originan cuando un ácido reacciona y se sustituye una molécula de hidrógeno por otro elemento. Dependiendo del ácido existen sales orgánicas e inorgánicas. Las sales como inhibidores poseen una fuente de iones,

como potasio, calcio y sodio, los cuales al interactuar con las arcillas tienden a controlar el hinchamiento en presencia de un medio acuoso. Las sales orgánicas de uso común en los fluidos de perforación son los formiatos; entre estos están: Formiato de Potasio ( $\text{KCOOH}$ ), Formiato de Sodio ( $\text{NaCOOH}$ ) y Formiato de Cesio ( $\text{CsCOOH}$ ). Aportan ventajas importantes al fluido, como: estabilidad térmica, estabilidad de las lutitas y excelente comportamiento ambiental.

Las sales inorgánicas de uso más extendido en los fluidos de perforación son: Cloruro de potasio ( $\text{KCl}$ ), Cloruro de calcio ( $\text{CaCl}_2$ ) y Cloruro de sodio ( $\text{NaCl}$ ). Estas sales tiene como principal desventaja el aporte de cloruros al sistema, ya que la presencia de estos iones en los desechos es restringida ambientalmente.

### **Glicoles**

Los compuestos orgánicos que poseen dos grupos  $-\text{OH}$  en carbonos diferentes se llaman dioles o glicoles. La palabra glicol generalmente quiere decir 1,2-diol o diol vecinal, con sus dos grupos hidroxilos en carbonos adyacentes. A estos alcoholes dihidricos se les da el nombre como los demás alcoholes, con la excepción que se usa el sufijo diol y dos números que especifican donde están localizados los hidroxilos.

Los nombres comunes de los glicoles son muy confusos e inadecuados, puesto que la parte eno del nombre debería implicar la presencia de un doble enlace, pero el glicol no lo contiene. Por lo general se emplea la nomenclatura diol para designar estos compuestos, sin embargo, los nombres como etilenglicol, propilenglicol, entre otros, son aceptados universalmente.

## 2.4 DEFINICIÓN DE TÉRMINOS BÁSICOS

**ABSORCIÓN:** cuando se trata de procesos físicos como la retención por capilaridad. Es la retención de una especie química por parte de una masa y depende de la tendencia que tenga la masa a formar mezcla o a reaccionar químicamente con la misma.

**ADSORCIÓN:** cuando existe una interacción de tipo químico entre el adsorbente, en este caso la arcilla y el líquido o gas adsorbido, denominado adsorbato, parte del mismo se une a la superficie, formando una o más capas de moléculas asociadas al adsorbente.

**ARCILLAS:** roca sedimentaria compuesta por materiales extremadamente finos, que se hace plástica al estar en contacto con el agua.

**DISPERSIÓN:** se refiere al conjunto de fenómenos mediante los cuales las especies químicas pasan de unos compartimentos ambientales a otros o se diluyen dentro de uno de ellos.

**FILTRADO:** medición de la cantidad relativa de fluido perdido a través de formaciones permeables cuando se somete a una diferencia de presión.

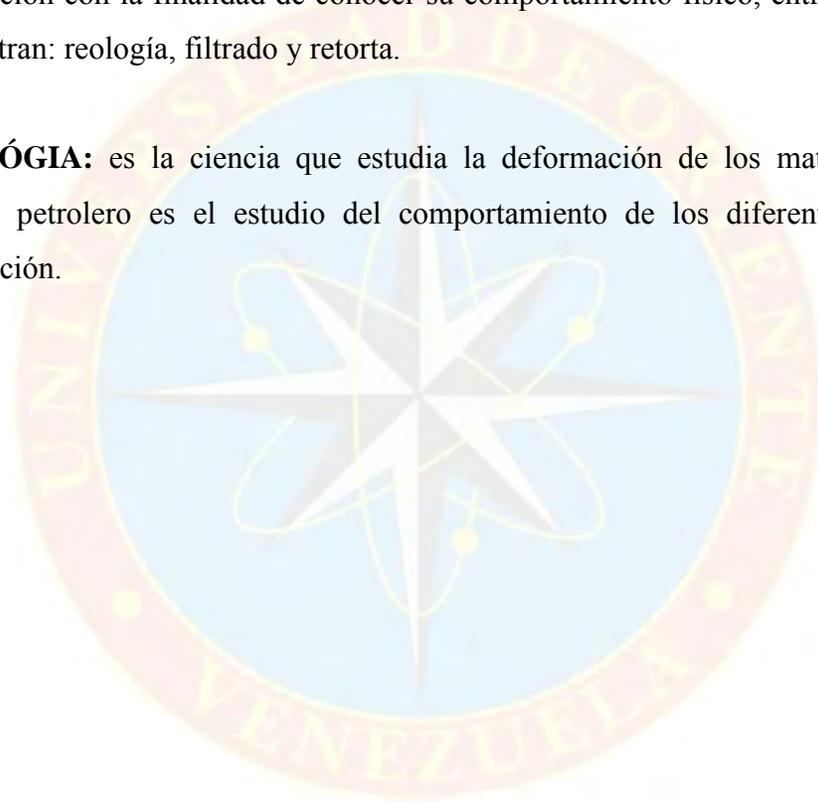
**FLUIDO DE PERFORACIÓN:** fluido que se hace circular durante la perforación de un pozo bajo ciertas propiedades con el fin de retirar los ripios del fondo del hoyo, mantener las paredes del mismo, enfriar la mecha y tubería de perforación entre otros.

**GLICOL:** son compuestos orgánicos pertenecientes a la clase de los alcoholes, con propiedades únicas y de especial interés para la industria de los fluidos de perforación.

**HINCHAMIENTO:** expansión de las arcillas debido a la absorción de agua. La absorción de agua en el espacio interlaminar tiene como consecuencia la separación de las láminas. Este proceso depende del balance entre la atracción electrostática catión-lámina.

**PRUEBAS FÍSICAS:** son pruebas a las cuales son sometidos los fluidos de perforación con la finalidad de conocer su comportamiento físico, entre las cuales se encuentran: reología, filtrado y retorta.

**REOLÓGIA:** es la ciencia que estudia la deformación de los materiales. En el Campo petrolero es el estudio del comportamiento de los diferentes fluidos de perforación.



## **CAPÍTULO III**

### **MARCO METODOLÓGICO**

#### **3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN**

La investigación que se realizó se considera de tipo explicativa, mediante esta se pudo seleccionar, basándose en los resultados que se obtuvieron de pruebas de laboratorio, la optimización de un fluido base agua para ser aplicado en la perforación de los pozos pertenecientes al campo Dragón; con la optimización de este fluido se pretendía aportar a la formación perforada mayor estabilidad, la misma está basada en una alta capacidad para inhibir las arcillas que se encuentran presentes en la formación. Referente a esto, Arias F (2006) asevera: “la investigación explicativa se encarga de buscar el porqué de los hechos mediante el establecimiento de relaciones causa-efecto. En este sentido, los estudios explicativos pueden ocuparse tanto de la determinación de la causas (investigación post facto), como de los efectos (investigación experimental), mediante la prueba de hipótesis. Sus resultados y conclusiones constituyen el nivel más profundo de conocimientos”. (p.26).

#### **3.2 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN**

Con respecto al diseño de la investigación, esta es de tipo cuasi experimental; se pudieron manipular las variables consideradas independientes, como las concentraciones de los diferentes aditivos o productos químicos y condiciones a las cuales se someterá el fluido (temperatura y contaminantes físicos), para luego proceder al análisis de la influencia que tuvieron dichas variantes sobre las variables dependientes, considerando entre ellas reología, filtrado, hinchamiento de las arcillas y las propiedades químicas alcalinidad y pH.

Con relación al diseño de la investigación Arias F (2006) señala: “la investigación experimental es un proceso que consiste en someter a un objeto o grupo de individuos a determinadas condiciones, estímulos o tratamiento (variables independiente), para observar los efectos o reacciones que se producen (variables dependientes)” (p.33).

### **3.3 POBLACIÓN Y MUESTRA**

Referido a esto, Arias F (2006) expresa: “la población es el conjunto finito o infinito de elementos con características comunes para los cuales serán extensivas las conclusiones de la investigación” (p.81) y se refiere a la muestra como “un subconjunto representativo y finito que se extrae de la población accesible” (p.83); al comparar estos conceptos con el presente trabajo de investigación se puede afirmar que la población y la muestra estarán representadas por las diferentes formulaciones de fluidos base agua que se harán variando, bajo lineamientos establecidos, los diferentes tipos de inhibidores de arcillas que serán utilizados.

### **3.4 PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO**

#### **3.4.1 Formulación de un fluido de perforación base agua reemplazando con amina y glicol los productos inhibidores de arcillas que se están empleando en la formulación utilizada actualmente.**

Durante esta etapa fue necesario realizar un análisis detallado de los inhibidores presentes en el sistema de fluidos utilizado para la perforación del pozo DROO5A, para establecer las concentraciones y tipos de amina y glicol que fueron añadidas a la formulación de un nuevo fluido que mejorará el desempeño y seguirá cumpliendo con las exigencias de PDVSA para las perforaciones futuras de la fase intermedia del campo Dragón, Distrito Costa Afuera.

Basados en dicho análisis se seleccionó la amina y el glicol que fueron usados en la formulación de los nuevos sistemas, de los cuales se partió para desarrollar esta investigación.

La formulación que está siendo aplicada en el campo actualmente y las que se desarrollaron en el siguiente trabajo de investigación fueron analizadas mediante pruebas de laboratorio.

El orden de agregado y el tiempo de agitación de cada producto para la preparación de la formulación fue sugerida por personal de laboratorio basados en el tipo de aditivo y en las sugerencias de aplicabilidad del producto.

**Tabla 3.1.- Tiempo de agitación de los productos.**

Productos	Tiempo de Agitación (min)
Agua	-
Potasa Caustica	10
Goma Xantica	20
Almidon	20
Celulosa Polianiónica	20
Acetato K+	20
Formiato K+	20
Carbonato de Calcio Dolomitico	20
Glicol	20
Amina	20

### **3.4.2 Estudio del comportamiento de los fluidos a través de pruebas físicas y reológicas antes y después del envejecimiento.**

Para estudiar los fluidos de perforación que fueron formulados será necesaria la realización de una serie de pruebas físicas, reológicas y de envejecimiento dinámica de las muestras.

#### **3.4.2.1 Realización de Pruebas Físicas y Reológicas a los Fluidos Formulados.**

Se realizaron pruebas físicas para estudiar el comportamiento de los fluidos formulados, las cuales fueron: filtrado API con un filtro API, reología con el viscosímetro y porcentaje de agua y sólidos con la retorta. Esto con la finalidad de garantizar que las propiedades físicas del fluido cumplan con las exigencias establecidas por el cliente (PDVSA) cumpliendo con las normas API 13B-1 para la perforación de las zonas intermedias del Campo Dragón.

#### **3.4.2.2 Envejecimiento Dinámico de las Muestras**

Este procedimiento se realizó con el fin de predecir el desempeño de los fluidos bajo condiciones dinámicas a altas temperaturas. Es fundamental aclarar que las pruebas físicas y reológicas de laboratorio se realizaron antes y después de aplicar este procedimiento especializado a las formulaciones preparadas.

#### **3.4.3 Análisis del Comportamiento de los Fluidos con las Arcillas Reactivas de la Formación a Través del Equipo de Medición de Hinchamiento Lineal.**

Una vez que se culminó con el estudio de los fluidos a través de pruebas físicas y reológicas antes y después de envejecimiento, se procedió a realizar un análisis de

cómo reaccionan las arcillas de la formación en presencia de los fluidos formulados, a través de la prueba de hinchamiento lineal de arcillas.

#### **3.4.3.1 Medición del Hinchamiento Lineal de las Arcillas**

Esta prueba permitió examinar la interacción entre los fluidos formulados y las muestras de arcillas obtenidas del pozo DROO5A durante la perforación de la sección intermedia, con esta prueba se pudieron medir, con la ayuda de un programa especial, el aumento del volumen de la muestra de arcilla compactada en una sola dirección. La arcilla utilizada previamente secada, triturada y tamizada con una malla para garantizar que el fluido no estuvo expuesto a arenas que pudieran confundirse con arcilla de formación.

#### **3.4.3.2 Análisis de las Pruebas de Hinchamiento Lineal de las Arcillas**

Una vez que se realizaron los ensayos de medición de hinchamiento de arcillas, se utilizaron los resultados para establecer y determinar si realmente los fluidos propuestos eran altamente capaces de inhibir las arcillas de la formación.

#### **3.4.4 Evaluación del Comportamiento Reológico del Fluido de Perforación a Condiciones de Fondo, mediante pruebas de laboratorio.**

Se utilizaron pruebas de laboratorio para desarrollar esta actividad tomando en cuenta los valores de presión y temperatura presentes en el pozo. Con los resultados de esta última prueba se obtuvo la optimización de un fluido base agua que debió tener alta capacidad para inhibir las arcillas presentes en las formaciones Cumaná y Cubagua que conforman la zona intermedia del Campo Dragón.

## **3.5 INSTRUMENTOS Y TÉCNICAS**

### **3.5.1 Técnicas de la Investigación**

Arias F (2006) expresa: “se entenderá por técnica, el procedimiento o forma particular de obtener datos o información”. (p.67). Apoyado en esta definición, las técnicas para la recolección de datos de esta investigación, serán la observación indirecta debido a que los datos serán obtenidos de los equipos con los cuales se realizarán las pruebas de laboratorio que se aplicarán a los distintos fluidos de perforación base agua formulados; entre éstas se encuentran: pruebas físicas (reología, filtrado API, porcentaje de sólido y agua; dispersión) y pruebas químicas (alcalinidad, cloruros, dureza de calcio); además de la prueba de hinchamiento lineal.

### **3.5.2 Instrumentos de la Investigación**

Como su nombre lo indica, los instrumentos son aquellos equipos que serán utilizados para realizar las pruebas y medir las propiedades de los fluidos formulados, entre estos equipos se encuentran: filtro API, viscosímetro, kit de retorta, medidor de hinchamiento lineal de arcillas, compactador de arcilla, horno de envejecimiento.

## **3.6 RECURSOS**

### **3.6.1 Recursos Humanos**

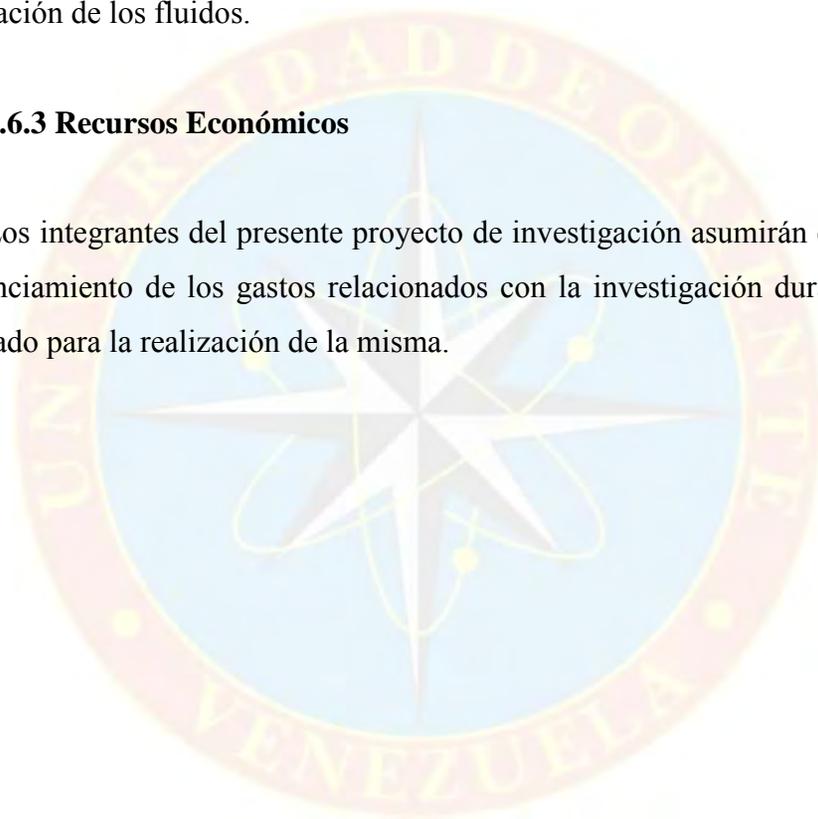
La parte del asesoramiento académico estará a cargo del grupo de profesores de la Escuela de Ingeniería de Petróleo de la Universidad de Oriente, Núcleo de Monagas.

### **3.6.2 Recursos Materiales**

Para el desarrollo de la investigación será necesario el uso de materiales y equipos de oficina tales como: computadoras, impresoras, fotocopadoras y papelería en general, acceso directo a Internet para la búsqueda en la red de información adicional, así como la utilización equipos de laboratorio y aditivos necesarios para la formulación de los fluidos.

### **3.6.3 Recursos Económicos**

Los integrantes del presente proyecto de investigación asumirán en su totalidad el financiamiento de los gastos relacionados con la investigación durante el tiempo estipulado para la realización de la misma.



## CAPITULO IV

### ANÁLISIS DE RESULTADOS

#### 4.1 FORMULACIÓN DE UN FLUIDO DE PERFORACIÓN BASE AGUA REEMPLAZANDO CON AMINA Y GLICOL LOS PRODUCTOS INHIBIDORES DE ARCILLAS QUE SE ESTÁN EMPLEANDO EN LA FORMULACIÓN UTILIZADA ACTUALMENTE.

Como fue mencionado en la sección 3.4.1 se trabajó con tres (3) formulaciones las cuales se muestran en la tabla 4.1.

**Tabla 4.1.- Formulaciones de los fluidos preparados.**

Productos	Formulación 1	Formulación 2	Formulación 3
Agua	350 ml	329,5 ml	329,5 ml
Potasa Caustica	0,20 lpb	0,20 lpb	0,20 lpb
Goma Xantica	2,30 lpb	2,30 lpb	2,30 lpb
Almidon	4,03 lpb	4,03 lpb	4,03 lpb
Celulosa Polianiónica	4,70 lpb	4,70 lpb	4,70 lpb
Acetato K+	3,5 lpb	-	-
Formiato K+	80 lpb	-	-
Carbonato de Calcio Dolomítico	216 lpb	216 lpb	216 lpb
Glicol	-	3% v/v	-
Amina	-	-	3% v/v

Las tres formulaciones de la tabla 4.1, fueron preparadas con la misma cantidad y tipo de agente viscosificante, densificante, controlador de filtrado y alcalinidad. La

formulación 1, es la que se ha utilizado hasta ahora para las perforaciones en el campo Dragón, usando como inhibidores de arcillas el formiato K<sup>+</sup> y el Acetato K<sup>+</sup>, la formulación 2 se diferenció por sustituir los dos inhibidores con glicol y por último la formulación 3 usando amina como inhibidor, ambas en una concentración de 3% v/v.

#### **4.1.1 Preparación de los fluidos**

Las tres formulaciones antes señaladas (Tabla 4.1), fueron preparadas en el laboratorio de fluidos de PETROSEMA con un orden de agregado especificado en la sección 3.4.1. Para todas las formulaciones la fase continua estuvo constituida por agua, el agente densificante fue carbonato de calcio dolomítico, debido a que el fluido será utilizado para perforaciones en la zona intermedia del campo Dragón. La utilización de material densificante fue necesaria para obtener una densidad de 11,5 lpg, que es la que posee el fluido empleado actualmente y además es la recomendada para operaciones de perforación en la zona de estudio. En todas las formulaciones se usaron las mismas 216 lpb de agente densificantes establecidas en la formulación utilizada actualmente en las perforaciones.

#### **4.2 ESTUDIO DEL COMPORTAMIENTO DE LOS FLUIDOS A TRAVÉS DE PRUEBAS FÍSICAS Y REOLÓGICAS ANTES Y DESPUÉS DE ENVEJECIMIENTO**

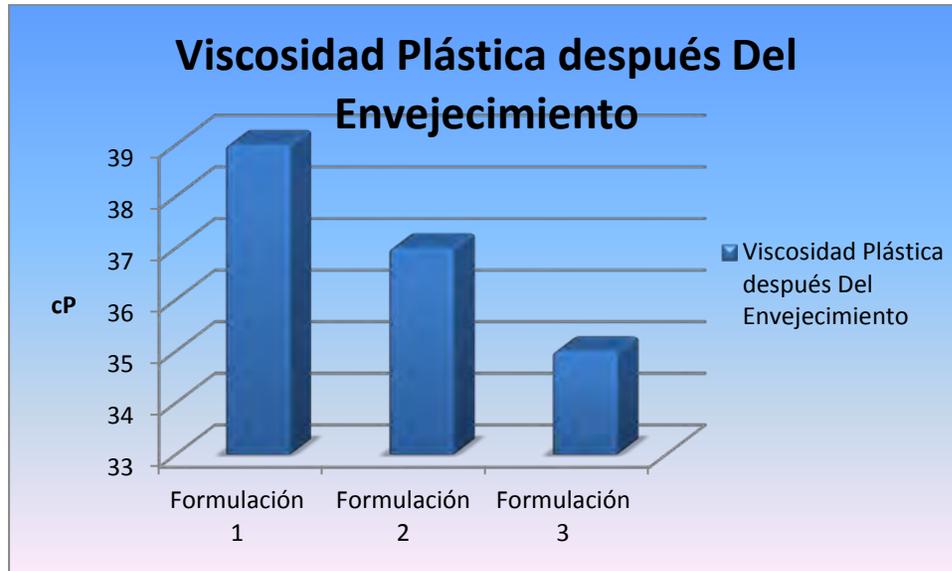
Para estudiar los fluidos de perforación que se formularon fue necesaria la realización de una serie de pruebas físicas, reológicas y de envejecimiento dinámico de las muestras. La densidad utilizada para las formulaciones fue de 11,5 debido a que esta es la densidad que posee la formulación usada actualmente y que fue establecido por PDVSA Distrito Carúpano para las perforaciones en el campo Dragón y está en función de la profundidad de la sección (3970 – 6415 pies) y de la presión

hidrostática de la columna de fluido necesaria para controlar un eventual influjo de fluidos. Luego de preparadas todas las formulaciones se procedió a medir la densidad de cada fluido para corroborar que tuvieran el valor necesario de 11,5 lpg. El procedimiento de medición de la densidad de los fluidos se encuentra en la sección B.2.1 del apéndice B.

#### **4.2.1 Realización de Pruebas Físicas y Reológicas a los Fluidos Formulados Antes del Envejecimiento.**

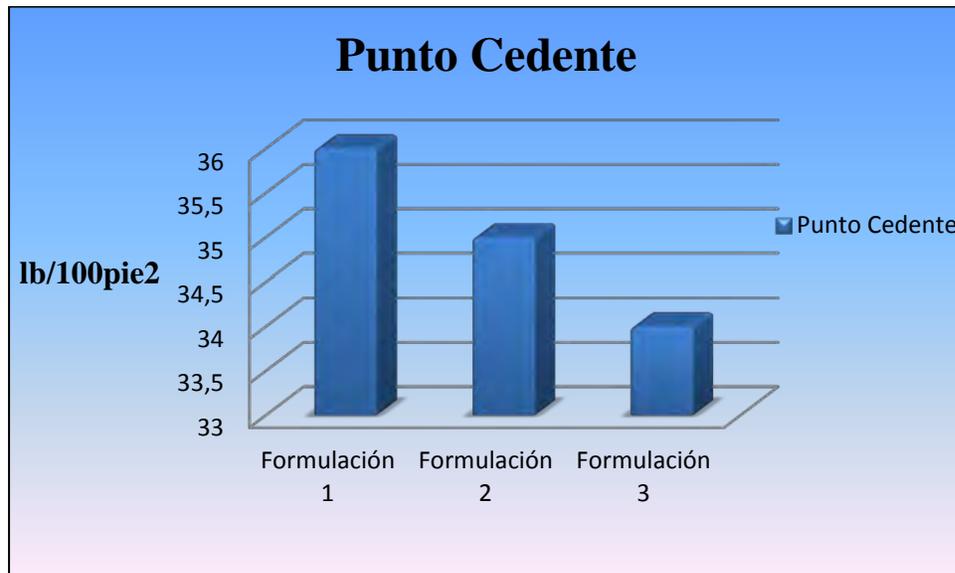
Se realizaron todas las pruebas físicas y reológicas a los tres fluidos formulados con los procedimientos descritos en la sección 3.4.2.1 y con los resultados obtenidos se pudieron analizar las propiedades que se describen a continuación:

- Viscosidad plástica: la formulación 1 obtuvo mayor viscosidad plástica (38cP) mientras que las formulaciones 2 y 3 obtuvieron valores de viscosidad plástica similares (36 y 35 cP respectivamente), los cuales son proporcionales a la concentración de biopolímero viscosificante utilizado, debido a que todas tuvieron la misma concentración de aditivos en su preparación los valores se encuentran muy cercanos. En la preparación de las 3 formulaciones se utilizaron aditivos que permitieron que en estos tipos de fluidos se diera la inhibición por encapsulamiento con una incidencia mínima sobre la reología.



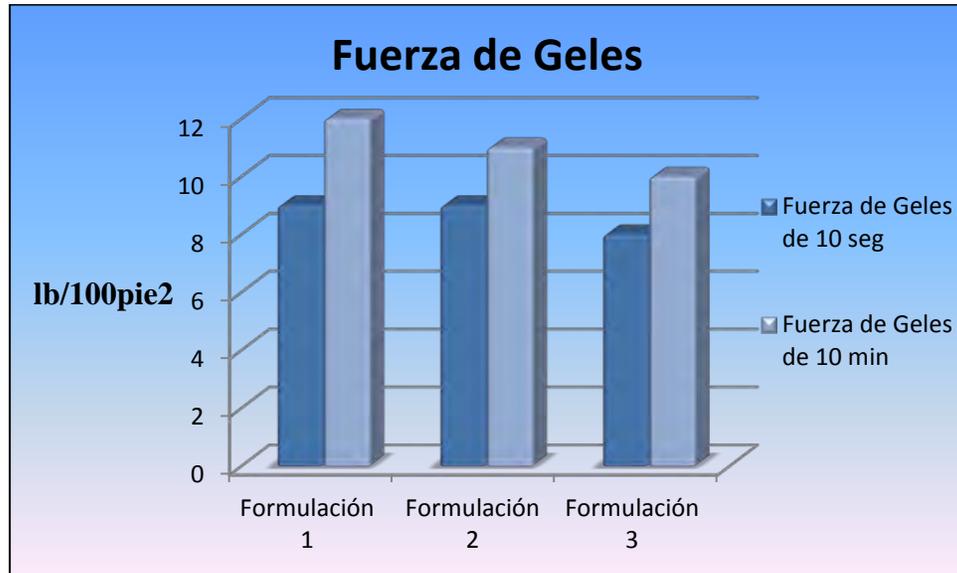
**Gráfica 4.1.- Viscosidad plástica de los fluidos analizados.**

- Punto cedente: el valor mas bajo de punto cedente fue el reportado por la formulación 3 (34 lb/100pie<sup>2</sup>), seguido por la formulación 2 (35 lb/100pie<sup>2</sup>) y por último la formulación 1 (37 lb/100pie<sup>2</sup>) debido a que en las 3 formulaciones se usaron la misma cantidad de goma Xantica y demás aditivos se obtuvieron valores muy cercanos de esta propiedad.



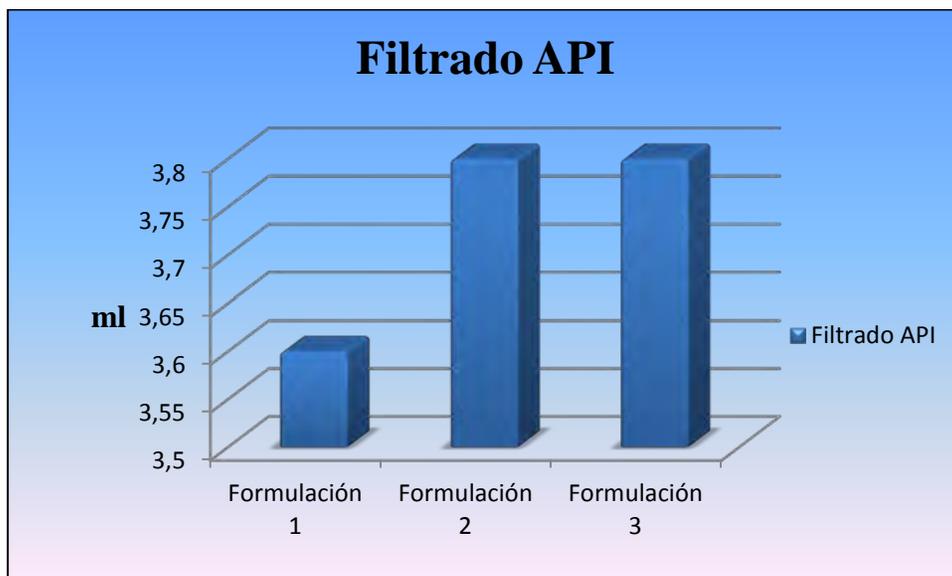
**Gráfica 4.2.- Punto cedente de los fluidos analizados.**

- Fuerza de Geles: el comportamiento presentado por los geles fue el mismo presentado por la viscosidad plástica y el punto cedente; es decir, la formulación 1 que tuvo mayor viscosidad plástica y punto cedente también presentó los valores más elevados de geles de 10 seg y 10 min (9,12 lb/100pie2 respectivamente), seguido por la formulación 2 con (9,11 lb/100pie2 respectivamente) y por último la formulación 3 (8,10 lb/100pie2 respectivamente). Este comportamiento es totalmente lógico si consideramos que estas propiedades se ven afectadas por las mismas causas.



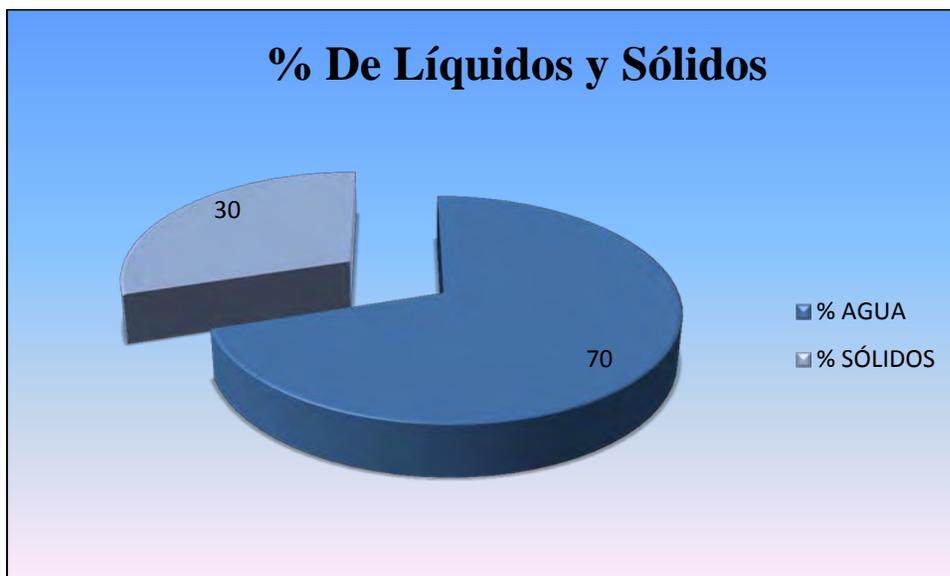
**Gráfica 4.3.- Fuerzas de Geles de los fluidos analizados.**

- Filtrado API: como se observa en la gráfica 4.4 la pérdida de filtrado fue inversamente proporcional a los valores de punto cedente y viscosidad plástica. La formulación 1 fue la que presentó mayor  $V_p$  y  $P_c$  resultó ser la que obtuvo un menor valor (3.6 ml) y las formulaciones 2 y 3 con un mayor valor de filtrado, ambas recolectaron (3.8ml). Este comportamiento puede explicarse mediante la ley de Darcy, la cual describe la pérdida de filtrado desde la columna hidrostática hacia la formación. Con esta ley se hace razonable el comportamiento del filtrado API, debido a la relación que existe entre la pérdida de filtrado y la viscosidad.



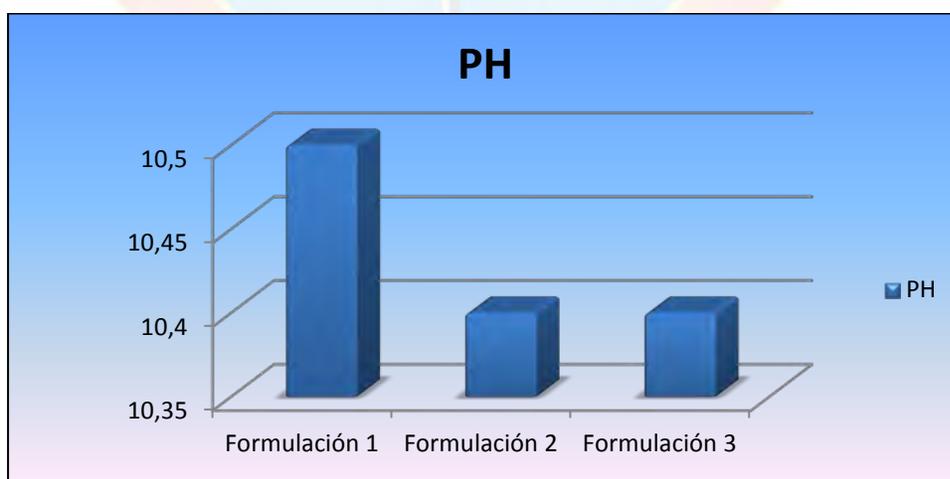
**Gráfica 4.4.- Filtrado API de los fluidos analizados.**

- Porcentajes de Líquidos y Sólidos a través de la retorta: las tres formulaciones obtuvieron los mismos % de sólidos y líquidos; resultando los sólidos con un 30% y los líquidos con un 70%, estos resultados se deben a que todas las formulaciones fueron preparadas con las mismas cantidades de carbonato de calcio dolomítico, este es un sólido insoluble presente en el fluido y es el responsable del porcentaje de sólidos reflejados con la retorta.



**Gráfica 4.5.- % De Líquidos y Sólidos de los fluidos analizados.**

- PH: Como se observa en la gráfica 4.6 la formulación 1 fue la que presento mayor PH (10,5), seguido por las Formulaciones 2 y 3 con (10,4); estos valores indican que los tres fluidos son alcalinos y además se encuentran dentro del rango de aceptabilidad establecido por el cliente PDVSA.



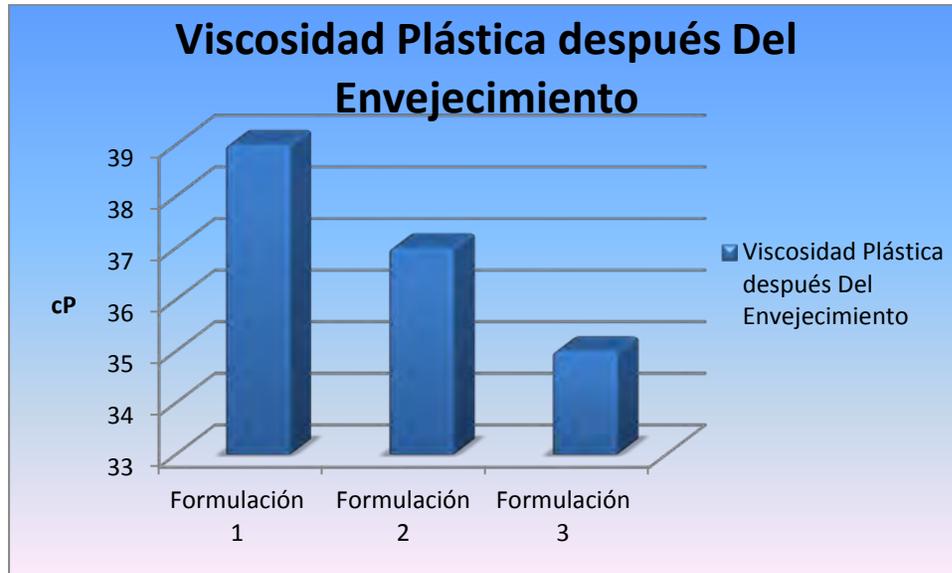
**Gráfica 4.6.- PH de los fluidos analizados.**

#### **4.2.2 Realización de Pruebas Físicas a los Fluidos Formulados después de Envejecimiento.**

Los (3) fluidos formulados se sometieron a condiciones de altas temperaturas aproximadamente 160 °F para luego analizar el comportamiento de sus propiedades, luego de someter todas las muestras a envejecimiento dinámico se realizaron las mismas pruebas previamente hechas a los fluidos antes del envejecimiento. La finalidad de este procedimiento fue analizar la resistencia de los fluidos a una temperatura similar a la de la formación. Asimismo, de esta manera se simuló el comportamiento de los fluidos en el pozo a condiciones reales de temperatura.

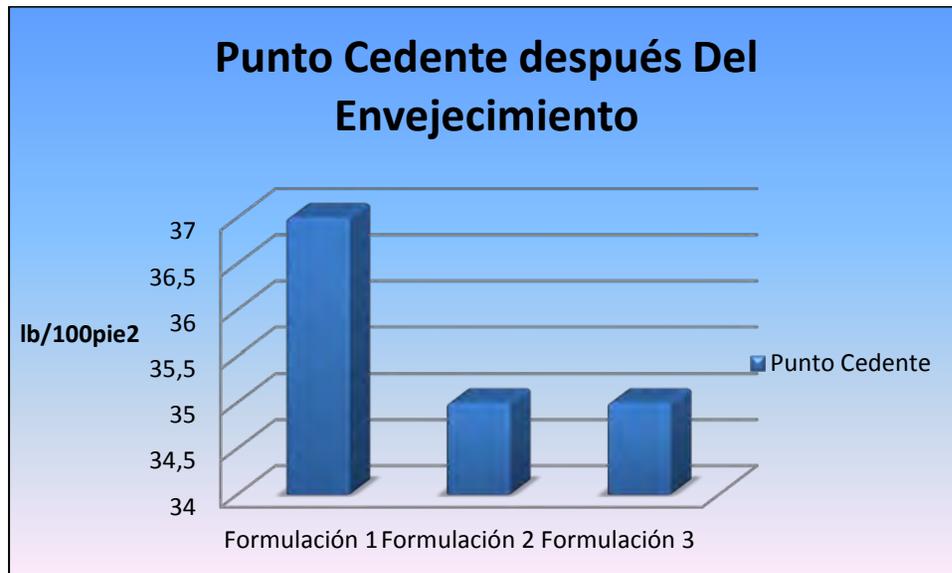
- Viscosidad Plástica: Como se observa en la gráfica 4.7 la tendencia de esta propiedad reológica en las 3 formulaciones no varió en grandes proporciones en comparación con los resultados antes del envejecimiento dinámico. La Formulación 1 presentó mayor viscosidad plástica (39 cP), seguida por la formulación 2 con (37 cP) y por último la formulación 3 con (35 cP) Estos valores son indicativo de que las formulaciones son estables y de que a pesar de los efectos de la temperatura estos valores reológicos no cambiaron de manera significativa.

Es importante resaltar que el envejecimiento dinámico de las muestras simula el efecto de la temperatura sin los rípos de perforación; Si solo con temperatura se eleva la reología al incorporar los rípos esta se incrementa mucho más, por ello es considerado un buen síntoma si las propiedades reológicas se mantienen en un rango estable.



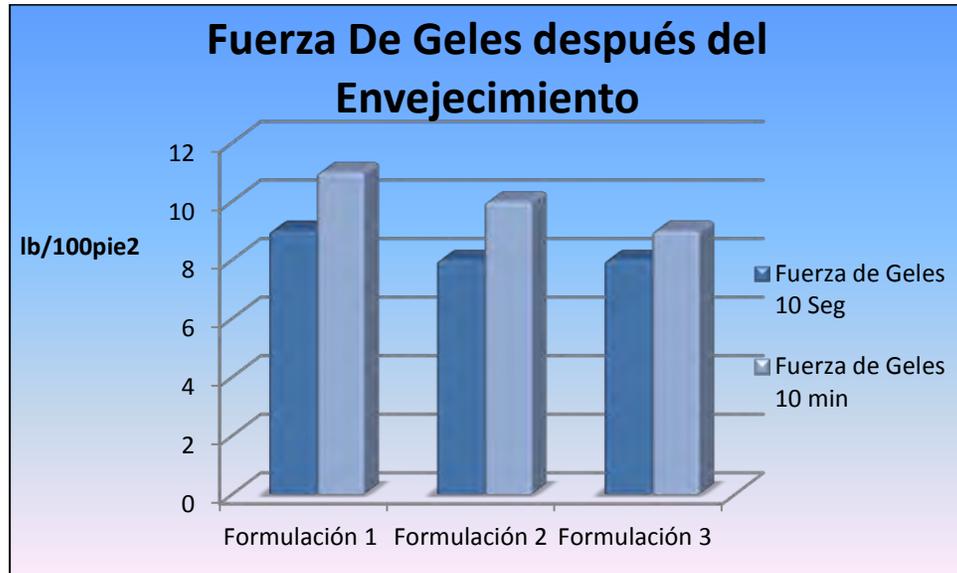
**Gráfica 4.7.- Viscosidad plástica de los fluidos analizados después de envejecimiento dinámico.**

- Punto Cedente: Al igual que la viscosidad plástica en el punto cedente se pudo observar un comportamiento similar, es decir, no se observaron cambios significativos en sus valores una vez sometidos a los efectos de temperatura; la formulación 1 presento mayor punto cedente (37 lb/100pie<sup>2</sup>) seguida por la formulación 2 con (35 lb/100 pie<sup>2</sup>) al igual que la formulación 3. Este comportamiento es un buen indicativo de que tanto las formulaciones como los productos utilizados en estas, se desempeñan correctamente según los rangos operativos establecidos previamente y siguen cumpliendo con sus funciones a elevadas temperaturas.



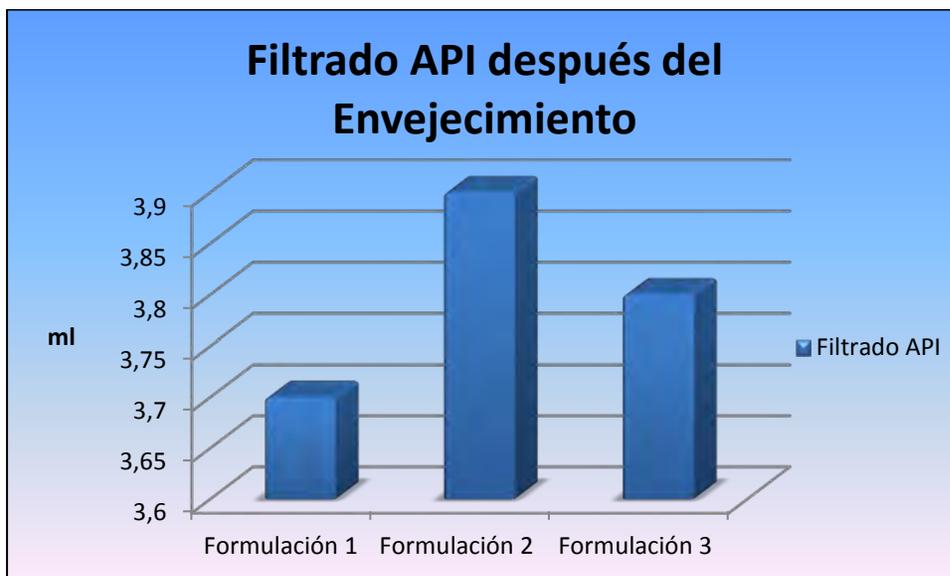
**Gráfica 4.8.- Punto Cedente de los fluidos analizados después de envejecimiento dinámico.**

- **Fuerza De Geles:** En el caso de esta propiedad reológica después del envejecimiento dinámico los valores de las formulaciones sufrieron una ligera disminución debido a las acción de la temperatura, como se puede observar en la grafica 4.9 la Formulacion1 presento mayores valores de fuerza de geles (9,11 lb/100pie2 para geles de 10 seg y 10 min respectivamente) seguida por la formulación 2 con (8,10 lb/100pie2) y por último la formulación 3 con (8,9 lb/100pie2). Este comportamiento no estuvo fuera de lo esperado si consideramos que los geles de los fluidos se ven afectados por los mismos factores que afectan la viscosidad plástica y el punto cedente, sin embargo todos los valores estuvieron dentro del rango exigido por el cliente PDVSA para la perforación de la sección intermedia del campo Dragón.



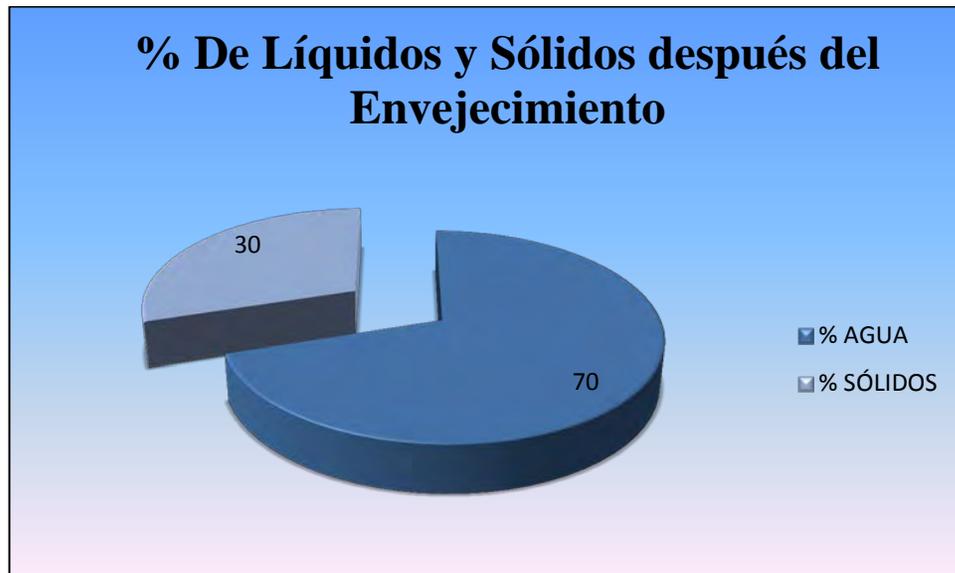
**Gráfica 4.9.- Fuerza De Geles de los fluidos analizados después de envejecimiento dinámico**

- Filtrado API: A través de la grafica 4.10 se puede observar que los filtrados recolectados tuvieron el comportamiento esperado de acuerdo con la ley de Darcy debido a que a mayor temperatura menor viscosidad de la fase continua que es básicamente el filtrado y por ley de Darcy este aumenta. Como se puede observar este aumento no es significativo, la formulación 1 recolectó 3,7ml, seguido por la formulación 2 con 3,9 ml y por último la formulación 3 con 3,8 ml, esto es beneficioso pues indica que con progresivos aumentos de temperatura la propiedad de filtración se mantiene constante y continúan cumpliendo con las exigencias del cliente luego de ser sometidos al proceso de envejecimiento dinámico.



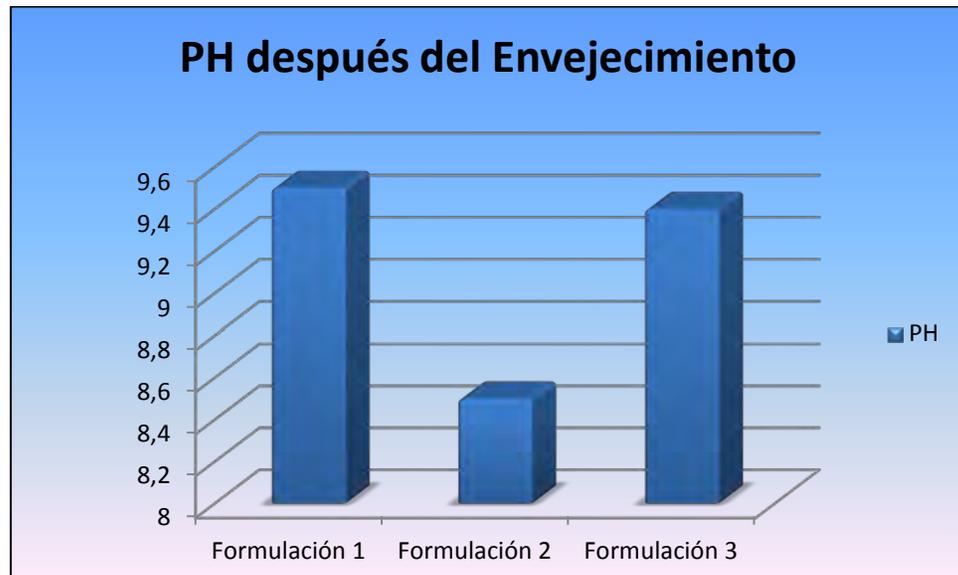
**Gráfica 4.10.- Filtrado API de los fluidos analizados después de envejecimiento dinámico**

- Porcentaje de Líquidos y Sólidos: Como se puede observar en la gráfica 4.8 el contenido de líquidos y Sólidos de un fluido está definido por los aditivos que este contenga y no varió a nivel de laboratorio con los diferentes ensayos que se realizaron; es decir que el porcentaje de sólidos y líquidos no varió con el envejecimiento dinámico de las muestras.



**Gráfica 4.11.- % De Líquidos y Sólidos de los fluidos analizados después de envejecimiento dinámico**

- PH: Como se observa en la gráfica 4.12 la Formulación 1 presentó mayor PH (9,5), seguida por la formulación 3 (9,4) y por último la formulación 2 (8,5), en comparación con los valores de estos fluidos antes de ser sometidos a envejecimiento dinámico ocurrió una disminución que era de esperarse debido a las altas temperaturas y a la fricción a la que fueron sometidas estas formulaciones por un periodo de 16 horas y que permite el desprendimiento de iones OH lo que se traduce en una disminución del Ph.



**Gráfica 4.12.- PH de los fluidos analizados después de envejecimiento dinámico**

#### **4.3 ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE LOS FLUIDOS CON LAS ARCILLAS REACTIVAS DE LA FORMACIÓN A TRAVÉS DEL EQUIPO DE MEDICIÓN DE HINCHAMIENTO LINEAL.**

Luego de analizar el comportamiento físico y reológico de todas las formulaciones preparadas fue necesario, para seguir en el avance de este estudio, evaluar la interacción de los tres (3) fluidos con arcillas reactivas de la formación, debido a que el principal problema que se deseaba resolver en esta investigación era el de la hidratación de las arcillas. Para ello se utilizó el equipo de medición de hinchamiento lineal de arcillas llamado Ofite Lineat Swell meter, el procedimiento para la realización de la prueba se describe en la sección B.2.1 del apéndice B.

##### **4.3.1 Medición del Hinchamiento Lineal de las Arcillas.**

Se pudo mencionar del comportamiento de la gráfica 4.12 que todas las pastillas de arcilla de la formación de la zona intermedia presentaron tendencia al

hinchamiento; al estar ser expuesta a las tres formulaciones y al agua se presentó un incremento continuo del porcentaje de hinchamiento desde el inicio de las pruebas hasta que poco a poco en la etapa final se fue haciendo constante. En presencia de los tres fluidos al final de las pruebas las pastillas experimentaron entre 4,9 y 9,5% de hinchamiento luego de transcurridas 16 horas, permitiendo esto afirmar que todos los fluidos presentaron un buen desempeño tomando como base una regla general que establece que los porcentajes de hinchamiento menores a 25% se consideran aceptables para sistemas base agua de este tipo teniendo en cuenta su aplicación.

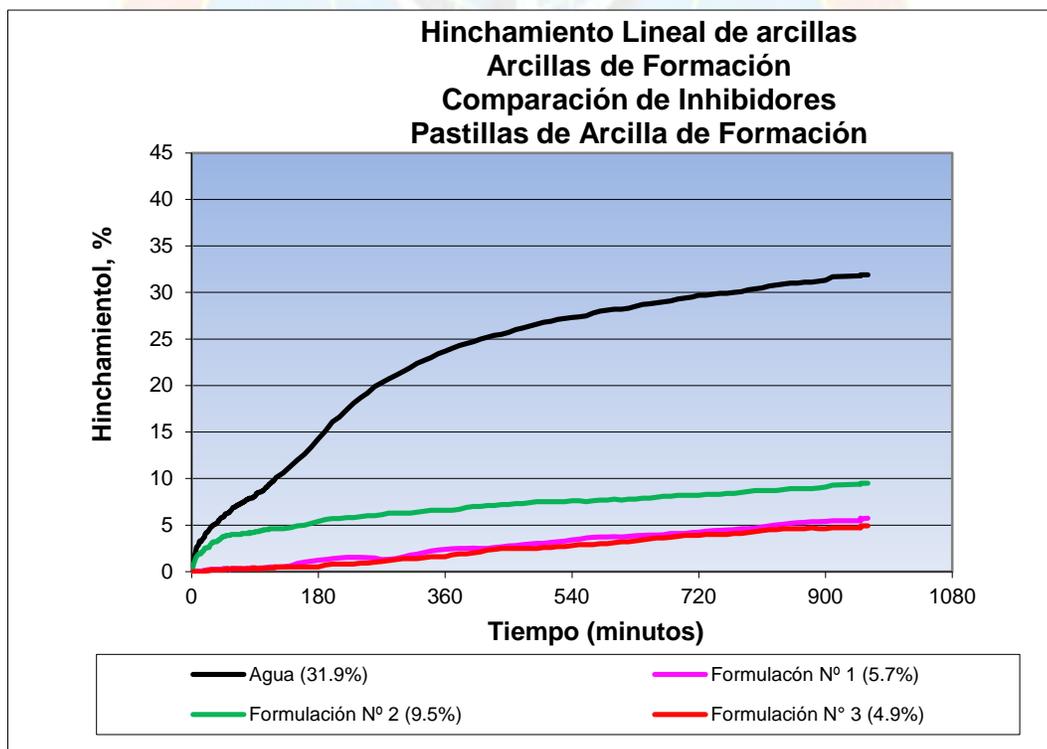
Las pastillas de arcilla de formación de la zona intermedia de los pozos del campo Dragón al ser sometido a las formulación 1 presentó 5,7% de hinchamiento, la formulación 2 9,5% y la formulación 3 4,9%, siendo este el menor porcentaje entre todas las formulaciones. Estos resultados se acreditaron a la acción de los productos inhibidores de arcillas utilizados en cada una de las formulaciones, estos son el Formiato de Potasio y Acetato de Potasio en la formulación 1, Glicol en la formulación 2 y Amina en la formulación 3.

El formiato de potasio usado en la formulación 1 es un inhibidor de arcillas que además actúa como una base salina ayudando a generar estabilidad a los polímeros presentes en el sistema, este aditivo estuvo presente en una concentración de 80 lpb y el acetato de Potasio en una concentración de 3,5 lpb, este suministra iones de potasio para inhibir el hinchamiento de las arcillas y la dispersión.

En la formulación 2 se utilizó como inhibidor de arcillas un Glicol que también tiene como funciones reducir eficientemente la humectación de las arcillas, neutralizar el hinchamiento interno de las mismas y minimizar los problemas de fluidización durante el proceso de perforación. Este inhibidor estuvo presente en dosis de 3% v/v, lo que equivale a 10,5 litros por cada barril.

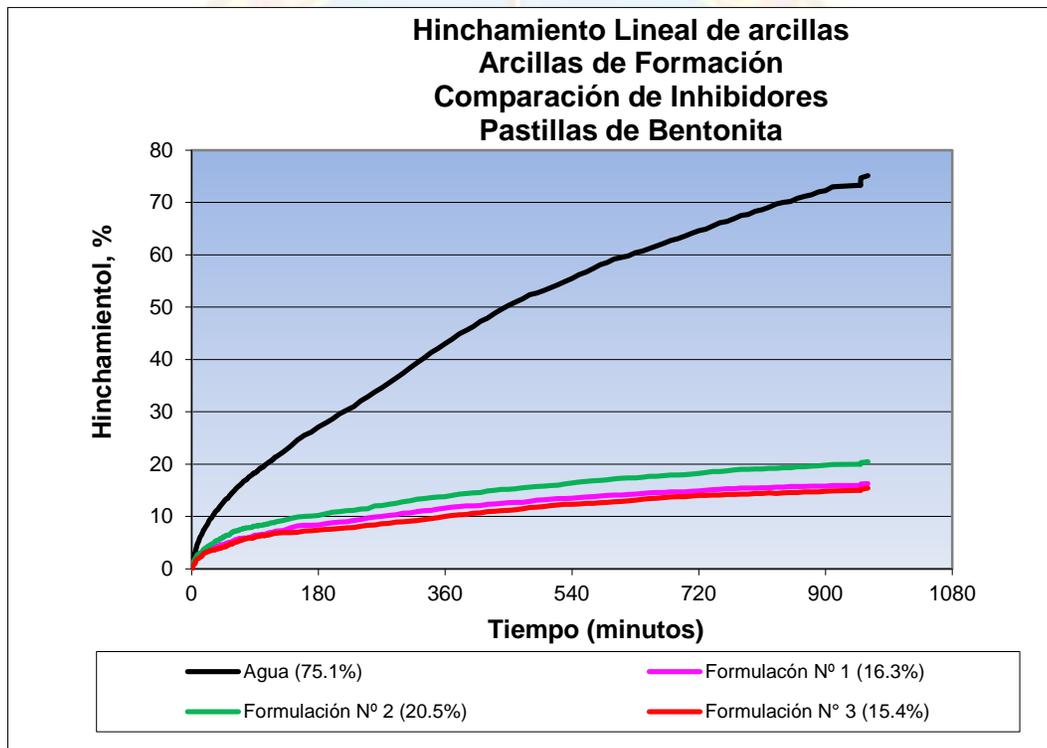
En la formulación 3 la Amina se utilizó como inhibidor de arcillas y además cuenta con otras funciones tales como: contribuir controlando el filtrado, la pérdida de circulación, también es un supresor por intercambio catiónico, ayuda en la estabilización del pozo, controla arcillas desmoronables y ayuda en la reducción del torque y el arrastre.

También estuvieron presentes en las tres formulaciones otros aditivos que son: Potasa Caustica (0,20 lpb), Goma xantica (2,30 lpb), Carbonato de calcio Dolomítico (216 lpb), Almidon Modificado (4,03 lpb) y Celulosa Polianionica (4,70) y es con el trabajo en conjunto de todos estos aditivos que se lograron los bajos porcentajes de hinchamiento en cada una de las formulaciones.



**Gráfica 4.13.- Medición del porcentaje de hinchamiento lineal de las arcillas de la formación al ser expuestas a las formulaciones analizadas.**

Las formulaciones también fueron evaluadas usando pastillas de bentonita a fin de ir a lo mas critico; como se observa en la grafica 4.13 los valores de hinchamiento fueron aumentando gradualmente a medida que transcurrirán las 16 horas de la prueba y al finalizar este tiempo se obtuvieron valores de hinchamiento entre 15,4 y 20,5%, resultando nuevamente la formulación 3 con un menor porcentaje de hinchamiento de 15,4%, seguida por la formulación 1 con 16,3% y como era de esperarse la formulación 2 fue quien arrojó valores de hinchamiento más altos con 20,5%.



**Gráfica 4.14.- Medición del porcentaje de hinchamiento lineal de pastillas de bentonita al ser expuestas a las formulaciones analizadas.**

Como puede apreciarse al realizar la prueba con pastillas de arcilla de formación se obtuvieron porcentajes de hinchamiento menores a los resultados arrojados al utilizar pastillas de bentonita, esta discordancia entre ambas pruebas

indica que la arcilla de formación no es completamente representativa para la realización de esta prueba y la obtención de valores representativos por encontrarse esta ya inhibida. En estos casos lo más recomendable es efectuar esta prueba con pastillas de bentonita, ya que debe irse a lo más crítico y fue eso lo que se hizo durante esta investigación.

#### **4.3.2 Análisis de las Pruebas de Hinchamiento Lineal de las Arcillas**

De los resultados antes discutidos, se puede afirmar que el mejor comportamiento en esta etapa lo desempeño la formulación 3, usando como inhibidor una amina ya que esta presentó el menor porcentaje de hinchamiento, sin embargo esto no garantiza un comportamiento óptimo de este fluido en campo, por ello y para completar el estudio se procedió como se explica en la siguiente etapa a simular su comportamiento a condiciones de fondo.

#### **4.4 EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO REOLÓGICO DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN A CONDICIONES DE FONDO, BASADO EN EL EQUIPO OFITE HPHT 77.**

Debido a que la formulación 3 fue la que se desempeñó mejor ante todas las pruebas, se consideró que con esta formulación se obtuvo la optimización del fluido base agua con alta capacidad inhibitoria para la perforación de la zona intermedia del campo Dragón, pero para confirmar el buen desempeño de esta formulación a condiciones de fondo fue necesario la realización de un análisis reológico a alta presión y temperatura con el equipo especializado de viscosidad OFITE HPHT 77. El procedimiento de este ensayo se describe en la sección B.2.1 del apéndice B; de esta prueba se obtuvieron los datos que se tabularon en la tabla 4.3, donde se muestra una relación entre los aumentos de temperatura y presión y como afectan estos la viscosidad de la fase líquida del fluido y por lo tanto sus propiedades reológicas. La

utilización del equipo OFITE HPHT 77 permitió relacionar estas variables con la reología del fluido a condiciones de fondo.

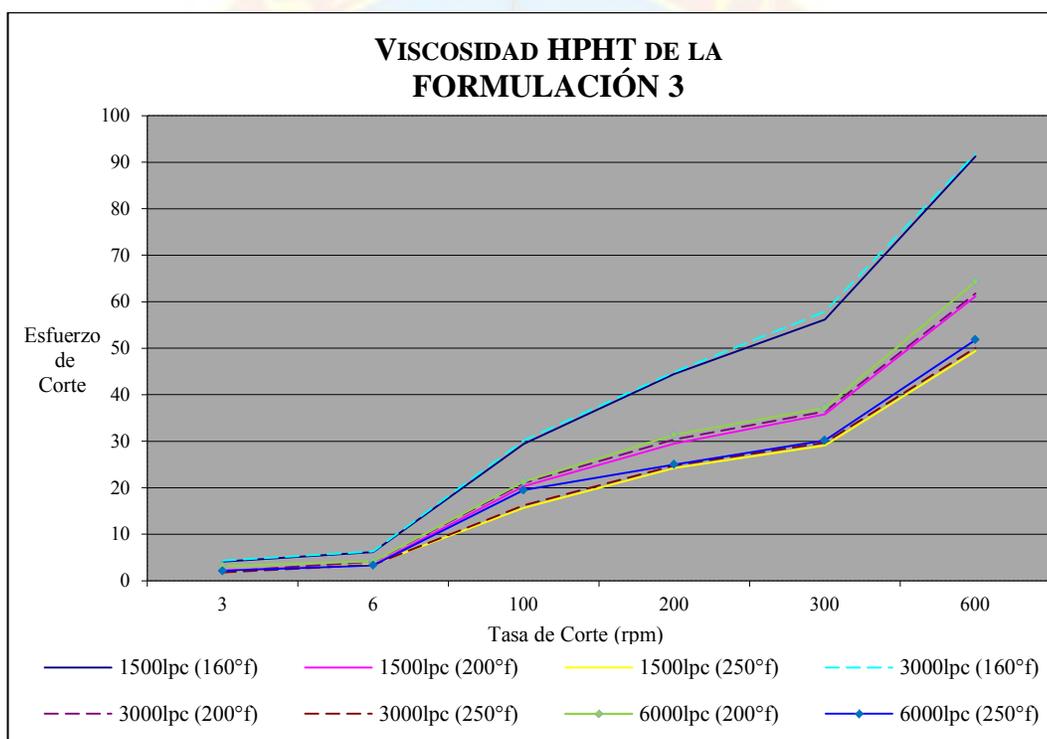
Como se observa en la gráfica 4.3 a presión constante las variaciones de temperatura ejercen un efecto significativo sobre la reología del sistema, donde a mayor temperatura menor viscosidad del agua y por lo tanto del fluido, con la consiguiente disminución de la reología.

A temperatura constante, las variaciones de presión no ejercen efecto significativo sobre la reología del sistema pudiéndose observar en la gráfica que a la temperatura de 250 °F las curvas están muy cerca, esto se debe a la poca compresibilidad que tienen los fluidos base agua por los efectos de presión, igual ocurre con las curvas de 200 °F y 160 °F.

De los datos obtenidos sobre el proyecto de la perforación de los pozos del campo Dragón, se obtuvo la temperatura y presión crítica del campo en estudio, que corresponden a 160 °F y 3000 lpca. Estos datos de temperatura y presión crítica del pozo corresponden a la línea de reología más alta en el gráfico, considerándose que tiene un buen desempeño. Además se realizaron corridas para estimar la resistencia de la formulación a condiciones por encima de la crítica y mostró un bajo porcentaje de variación confirmando de esta manera la estabilidad que tiene la formulación 3 en condiciones de presión y temperaturas críticas de fondo del pozo. Sin embargo a temperaturas por encima de la crítica no se realizaron corridas, pues durante el ensayo de envejecimiento dinámico de las muestras, por encima de esta temperatura en todas las formulaciones no se observó separación de las fases, ni decantamiento, además no existió pérdida de estabilidad térmica, es decir las 3 formulaciones tuvieron un buen desempeño por encima de esta temperatura.

**Tabla 4.10.- Lecturas reológicas obtenidas del equipo OFITE HPHT 77 a diferentes presiones y temperaturas.**

	1500 Lpca (150°F)	1500 Lpca (200°F)	1500 Lpca (250°F)	3000 Lpca (150°F)	3000 Lpca (200°F)	3000 Lpca (250°F)	6000 Lpca (200°F)	6000 Lpca (250°F)
<b>L600</b>	<b>91,3</b>	<b>61,2</b>	<b>49,4</b>	<b>91,8</b>	<b>61,8</b>	<b>50,1</b>	<b>64,3</b>	<b>51,8</b>
<b>L300</b>	<b>56,2</b>	<b>35,8</b>	<b>29,1</b>	<b>57,9</b>	<b>36,4</b>	<b>29,7</b>	<b>37,2</b>	<b>30,2</b>
<b>L200</b>	<b>44,5</b>	<b>29,5</b>	<b>24,2</b>	<b>44,9</b>	<b>30,2</b>	<b>24,8</b>	<b>31,4</b>	<b>25</b>
<b>L100</b>	<b>29,4</b>	<b>20,3</b>	<b>15,7</b>	<b>30,2</b>	<b>21</b>	<b>16,2</b>	<b>21,3</b>	<b>19,5</b>
<b>L6</b>	<b>6,2</b>	<b>3,4</b>	<b>3,5</b>	<b>6,3</b>	<b>4,1</b>	<b>3,4</b>	<b>4,2</b>	<b>3,3</b>
<b>L3</b>	<b>4,1</b>	<b>2,2</b>	<b>1,9</b>	<b>4,3</b>	<b>2</b>	<b>1,8</b>	<b>3,1</b>	<b>2,1</b>



**Gráfica 4.14.- Medición de la viscosidad a alta presión y alta temperatura con el equipo OFITE HPHT 77.**

## CAPITULO V

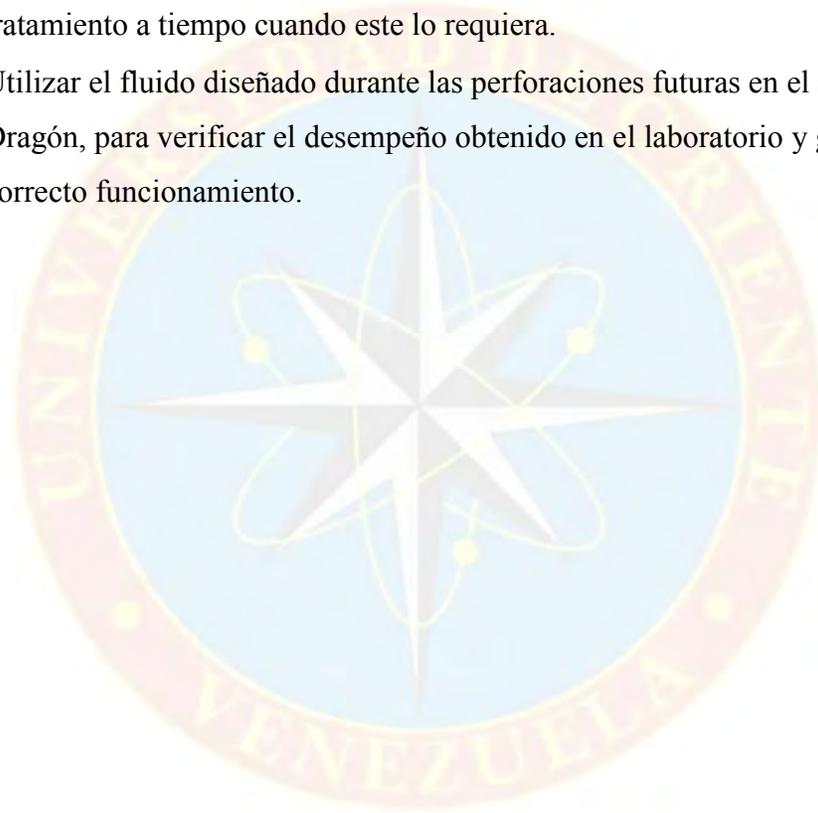
### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

#### 5.1 CONCLUSIONES

- Entre las tres formulaciones que se prepararon, las concentraciones de material densificante, viscosificante y controlador de PH fueron las mismas. La variable se estableció en el inhibidor de arcillas utilizado en cada formulación.
- Al analizar las propiedades reológicas de las formulaciones preparadas antes y después del envejecimiento, estas estuvieron dentro del rango de exigencias de PDVSA para las operaciones en el campo.
- Los productos utilizados como inhibidores resultaron con un comportamiento óptimo debido a que en las pruebas de medición del hinchamiento de las arcillas todas las formulaciones preparadas estuvieron por debajo del 25% establecido para este tipo de productos.
- En las prueba de reología HPHT, la curva de viscosidad correspondiente a 3000 lpcá y 160

## 5.2 RECOMENDACIONES

- Cumplir estrictamente el orden de agregado y el tiempo de agitación de los aditivos usados en la preparación de las formulaciones, para garantizar el mezclado de los productos y su correcto desempeño.
- Monitorear constantemente las propiedades de los fluidos para aplicar tratamiento a tiempo cuando este lo requiera.
- Utilizar el fluido diseñado durante las perforaciones futuras en el campo Dragón, para verificar el desempeño obtenido en el laboratorio y garantizar su correcto funcionamiento.



## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

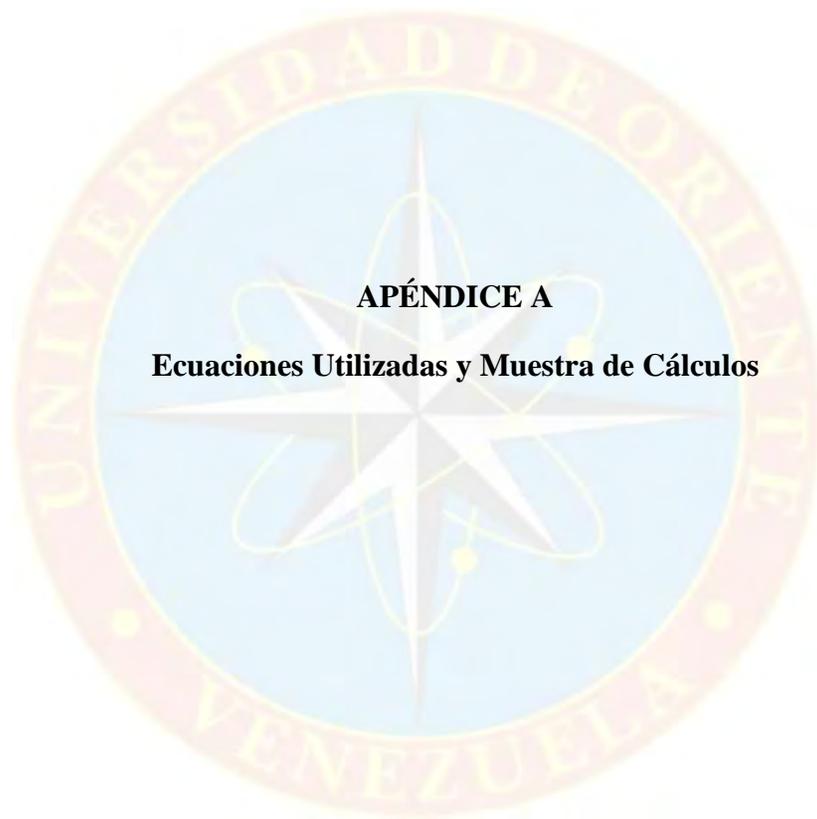
ARIAS F. (2004). El proyecto de investigación, Editorial Episteme, 4ta. Edición. Caracas Venezuela.

BERRIOS P. (2008). “Diseño de un fluido base agua con alta capacidad inhibitoria de arcillas para la perforación de la zona intermedia del campo Dragón, distrito costa afuera”, Universidad de Oriente. Tesis de Grado, Monagas Venezuela.

LOZADA D. (2004). “Desarrollo de un fluido de perforación de baja densidad sobre la base del fluido salino para ser aplicado en zonas de baja presión de formación en pozos seleccionados pertenecientes a los distritos Anaco y Santome”, Universidad de Oriente. Tesis de Grado, Anzoátegui Venezuela.

SALAYA M. (2005). “Evaluación de sistemas de fluidos base agua formiatos (potasio/sodio), calino y polímero/glicol mediante pruebas de laboratorio en el campo Oritupano”, Universidad de Oriente. Tesis de Grado, Monagas Venezuela.

SUCRE M. (2009). “Evaluación de sistemas de fluidos base agua a emplear durante la perforación de la formación Carapita y Bloque Alóctono del Distrito Norte”, Universidad de Oriente. Tesis de Grado, Monagas Venezuela.



**APÉNDICE A**

**Ecuaciones Utilizadas y Muestra de Cálculos**

### **A.1. Preparación de los fluidos con alta capacidad inhibitoria de arcillas**

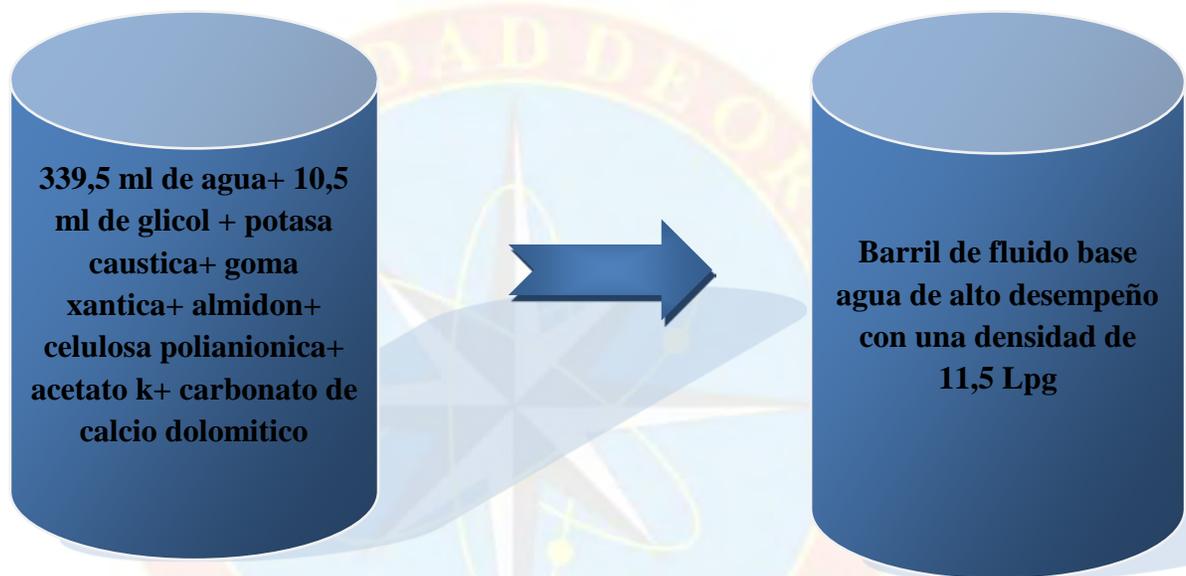
**Preparación de un barril de fluido base agua de alto desempeño densificado con carbonato de calcio, para una densidad de 11,5 lpg y usando como inhibidor de arcillas Formiato de Potasio.**

Para la preparación de un barril de fluido a nivel de laboratorio (350 ml) se procedió primeramente a agitar con los mezcladores 350 ml de agua con 0,20 lpb de potasa caustica a la velocidad de 2000 rpm aproximadamente, luego se agrego 2,30 lpb de goma xántica, 4,03 lpb de almidón, 4,70 lpb de celulosa polianiónica , 3,5 lpb de Acetato K+, 80 lpb de Formiato K+, 216 lpb de carbonato de calcio dolomítico, cada uno por un tiempo de 20 minutos y a una velocidad de 11000 revoluciones por minuto. Para la realización de las pruebas de laboratorio practicadas en esta investigación fue necesaria la preparación de 5 bbl de fluido de la formulación 2.



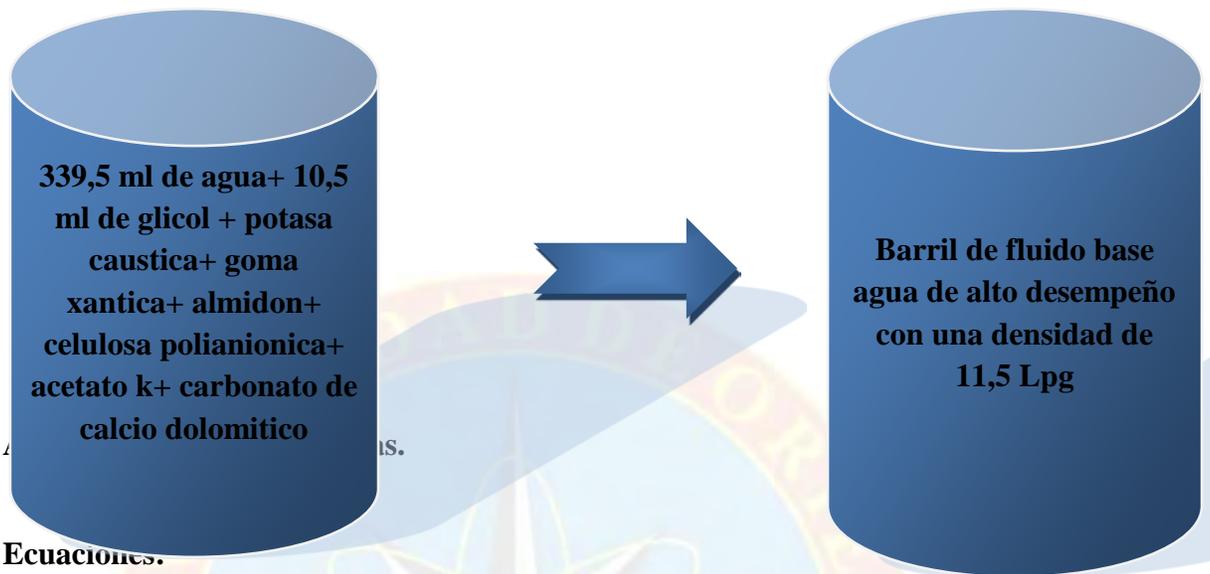
**Preparación de un barril de fluido base agua de alto desempeño densificado con carbonato de calcio, para una densidad de 11,5 lpg y usando como inhibidor de arcillas un Glicol.**

Para la preparación de un barril de fluido a nivel de laboratorio (350 ml) se procedió primeramente a agitar con los mezcladores 339,5 ml de agua con 0,20 lpb de potasa caustica a la velocidad de 2000 rpm aproximadamente, luego se agrego 2,30 lpb de goma xántica, 4,03 lpb de almidon, 4,70 lpb de celulosa polianionica , 3,5 lpb de Acetato K+, 10,5 ml de glicol (3% v/v) y 216 lpb de carbonato de calcio dolomítico, cada uno por un tiempo de 20 minutos y a una velocidad de 11000 revoluciones por minuto. Para la realización de las pruebas de laboratorio practicadas en esta investigación fue necesaria la preparación de 5 bbl de fluido de la formulación 2.



**Preparación de un barril de fluido base agua de alto desempeño densificado con carbonato de calcio, para una densidad de 11,5 lpg y usando como inhibidor de arcillas una Amina.**

Para la preparación de un barril de fluido a nivel de laboratorio (350 ml) se procedió primeramente a agitar con los mezcladores 339,5 ml de agua con 0,20 lpb de potasa caustica a la velocidad de 2000 rpm aproximadamente, luego se agrego 2,30 lpb de goma xántica, 4,03 lpb de almidon, 4,70 lpb de celulosa polianiónica , 3,5 lpb de Acetato K+, 10,5 ml de amina (3% v/v) y 216 lpb de carbonato de calcio dolomítico, cada uno por un tiempo de 20 minutos y a una velocidad de 11000 revoluciones por minuto. Para la realización de las pruebas de laboratorio practicadas en esta investigación fue necesaria la preparación de 5 bbl de fluido de la formulación 3.



**Ecuaciones.**

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

Ecuación A.1

$$P_c = L_{300} - V_p$$

Ecuación A.5

Donde:

$V_p$ : Viscosidad Plástica (cPs)

$P_c$ : Punto Cedente ( $lb/100pie^2$ )

$L_{600}$ : Lectura del dial del viscosímetro a 600 rpm.

$L_{300}$ : Lectura del dial del viscosímetro a 300 rpm.

### Ejemplo A.2.1

Tabla A.2.1.- Lecturas reológicas obtenidas de las cuatro formulaciones.

	L600	L300
Formulación 1	112	74
Formulación 2	107	71
Formulación 3	104	69

De la tabla A.2.1 se obtuvieron los datos para el fluido A:

$$L_{600} = 112$$

$$L_{300} = 74$$

Sustituyendo en las ecuaciones A.4 y A.5 se obtienen los valores de  $V_p$  y  $P_c$  respectivamente:

$$V_p = 38 \text{ cPs}$$

$$P_c = 36 \text{ lb/100 pie}^2$$

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



**APÉNDICE B**

**Procedimientos y equipos utilizados**

## B.1.- Equipos utilizados

- **Mezcladores:** el mezclador Hamilton Beach posee un motor automático al colocar o retirar el vaso y se balancea con mucha precisión para reducir al mínimo la vibración. Posee tres velocidades y permite el mezclado de muestra de fluidos en laboratorio con el fin de lograr mantenerlos homogéneos



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



- **Viscosímetro Rotacional OFITE 800:** es un modelo de la ocho velocidades de 600, 300, 200, 100, 60, 30, 6 y 3 rpm. La tensión del corte se muestra continuamente en el dial calibrado, para que puedan observarse las características de viscosidad tiempo-dependientes. Permite determinar VP (Viscosidad Plástica), PC (Punto Cedente), Resistencia de Gel, entre otras propiedades reológicas.



Figura B.1.3.- Viscosímetro rotacional OFITE 800

- **Filtro Prensa API:** este equipo permite estimar el volumen de filtrado de los fluidos base agua en mililitros. La duración de la prueba es de aproximadamente treinta (30) minutos a una presión de 100 Lpca y a temperatura ambiente.



Figura B.1.4.- Filtro Prensa API

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



Figura B.1.5.- Retorta OFITE

➤ **Celdas de Envejecimiento:** las celdas de envejecimiento para altas temperaturas OFITE fueron desarrolladas para ayudar en la predicción del desempeño de los fluidos bajo condiciones dinámicas o estáticas a altas temperaturas, estas celdas de envejecimiento pueden presurizarse con nitrógeno o dióxido del carbono a una presión deseada para prevenir la ebullición y vaporización del fluido antes de que alcance la temperatura de la prueba. Las temperaturas de vapor resultantes se acercan a aproximadamente 350 °F.



Figura B.1.6.- Celdas de Envejecimiento

➤ **Horno de Envejecimiento Dinámico:** las unidades de envejecimiento (rolado) OFITE, están diseñadas para el uso conveniente en el Campo o en el laboratorio. Se ha prestado atención al arreglo de camisas de los cilindros, los rodamientos, los elementos caloríficos, etc., para proporcionar el mantenimiento simple. Ayuda a la predicción del desempeño de los fluidos bajo condiciones dinámicas a alta temperatura.



Figura B.1.7.- Horno de Envejecimiento

- **Compactador de Arcillas:** se usa para compactar las muestras de arcillas en forma de pastillas después que han sido tamizadas y pulverizadas, pudiéndose alcanzar una presión de hasta 12000 psi. Este equipo es un complemento del medidor de hinchamiento lineal.



Figura B.1.8.- Compactador de Arcillas

- **Equipo de Hinchamiento Lineal:** es un equipo automático de medición marca OFITE modelo Linear Swellmeter, el cual es usado para determinar el cambio de volumen (en porcentaje) de hidratación o deshidratación que experimentan las muestras de formación, sumergidas dentro de un fluido en función del tiempo. Siendo el cambio de volumen en una sola dirección (Vertical). La interpretación de los resultados de la prueba es mostrada en una gráfica de % de hinchamiento versus

tiempo (min.), demostrando los efectos de inhibición de varios fluidos sobre el hinchamiento de la arcilla. Es recomendado para determinar el sistema de lodo conveniente para perforar una formación específica de arcillas.



Figura B.1.9.- Equipo de Medición del Hinchamiento Lineal

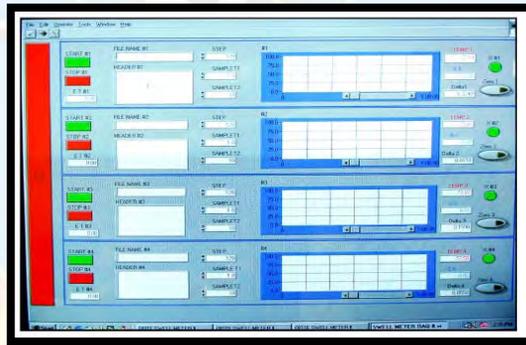


Figura B.1.10.- Ventana Operativo Programa SwellMeter II

➤ **Equipo de reología HPHT:** este es un equipo especializado marca OFITE modelo HPHT 77 para determinar el comportamiento reológico de los fluidos de perforación al ser sometidos a alta presión y alta temperatura, como es el caso de las condiciones de fondo de los diferentes fluidos que se estén analizando.



Figura B.1.11.- Equipo de Reología HPHT

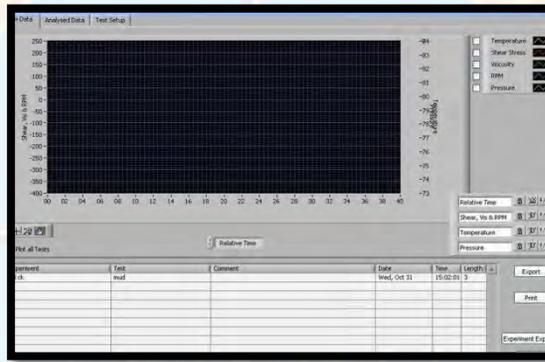


Figura B.1.12.- Ventana Operativa Programa ORCAD

## B.2.- Procedimiento experimental efectuado

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

### **B.2.1.- Pruebas Físicas**

#### **➤ Medición De La Densidad.**

##### **Objetivo:**

Determinar la densidad de un fluido de perforación.

##### **Procedimiento efectuado:**

- 1.- Se colocó el estuche que contiene la balanza en una superficie plana y a nivel, se abrió el estuche y se garantizó que la balanza estuviese limpia y seca.
- 2.- Se tomó una muestra del fluido y se le retiró la mayor cantidad posible de aire atrapado.
- 3.- Se llenó el recipiente de la balanza hasta el tope con la muestra de fluido.
- 4.- Se colocó la tapa, parte del fluido fue expulsado a través del orificio lo que indicó que el recipiente estaba lleno; se aseguró que todas las burbujas de aire se escaparan al llenar el recipiente.
- 5.- Se limpió el fluido que se encontraba en la parte exterior del recipiente y del brazo de la balanza.
- 6.- Se colocó la balanza sobre el soporte; el punto de apoyo en forma de cuchilla encajó en la ranura de la base y el caballete móvil se utilizó para equilibrar el brazo.
- 7.- Se corrió el caballete hasta que la burbuja de la balanza estuvo en el centro del nivel. Se registró la densidad del fluido en este punto con precisión de 0.1 lb/gal.
- 8.- Después se procedió a botar el fluido de prueba para limpiar y secar debidamente la balanza para de esta forma evitar la corrosión.

## ➤ **Medición De Las Propiedades Reológicas.**

### **Objetivo:**

Determinar las lecturas del dial del viscosímetro marca OFITE, modelo 800, para calcular las siguientes propiedades de un fluido de perforación o de terminación/repación de pozos: Viscosidad Plástica (VP), Punto Cedente (PC), Resistencia del Gel, Viscosidad aparente entre otras.

### **Procedimiento efectuado:**

- 1.- Se colocó el termómetro en el orificio que se encuentra en la taza de calentamiento y se reguló la temperatura con la perilla de la taza hasta aproximadamente 120° F para fluidos base agua.
- 2.- Se colocó la muestra de Fluido en la taza de calentamiento dejando suficiente espacio para el desplazamiento del colgante y la manga.
- 3.- Se sumergió en el fluido la manga de rotor del viscosímetro hasta la línea marcada.
- 4.- Se rotó la perilla selectora de velocidades hasta 600 rpm, para intercambio de calor. Se monitoreó la temperatura hasta que se estabilizó en 120 °F.
- 5.- Se registró la lectura del dial ( $L_{600}$ ).
- 6.- Se giró la perilla del viscosímetro a 300 rpm hasta obtener una lectura estable ( $\pm 30$  seg.). Se registró la lectura del dial ( $L_{300}$ ).
- 7.- Se procedió de la misma manera para las lecturas de 200, 100, 6 y 3 rpm.
- 8.- Para tomar la lectura de geles se giró la perilla del viscosímetro a 600 rpm durante 15 segundos aproximadamente, y después reposó por 10 segundos.
- 9.- Se giró la perilla a 3 rpm y se tomó la máxima lectura del dial, registrando la resistencia de gel a los 10 segundos.
- 10.- Se giró nuevamente la perilla a 600 rpm durante 10 a 15 segundos, se paró y se dejó reposar la muestra por 10 minutos.

11.- Se giró la perilla a 3 rpm y se tomó la máxima lectura obtenida en el dial, registrando la resistencia de gel a los 10 minutos. Luego se procedió a limpiar el equipo.

#### ➤ **Medición Del Filtrado API.**

##### **Objetivo:**

Determinación del volumen de filtrado mediante la prueba realizada a los fluidos base agua para determinar sus propiedades de filtración.

##### **Procedimiento Efectuado:**

- 1.- Se aseguró que cada parte de la celda, especialmente la malla, se encontrara limpia y seca.
- 2.- Se armó la celda con el papel filtro y luego se llenó con fluido hasta una pulgada del borde superior.
- 3.- Se colocó la celda dentro del soporte, se ajustó la tapa y se ubicó el cilindro graduado debajo del tubo de drenaje.
- 4.- Se cerró la válvula de alivio y se ajustó el regulador para aplicar  $100 \pm 5$  psi de presión.
- 5.- Se mantuvo la presión durante 30 minutos, luego se cerró el flujo con el regulador de presión y se abrió con cuidado la válvula de alivio.
- 6.- Se registro el volumen de filtrado en el cilindro graduado.
- 7.- Se purgo la presión para verificar que había sido descargada completamente luego se procedió a retirar la celda, desarmarla y descartar el Fluido.

#### ➤ **Medición Del Contenido De Líquido y Sólidos.**

##### **Objetivo:**

Determinar el porcentaje de agua, aceite y sólidos en un fluido de perforación.

### **Procedimiento Efectuado:**

- 1.- Se recogió una muestra del fluido.
- 2.- Se aseguró que el equipo se encontrara completamente limpio.
- 3.- Se llenó la cámara superior de la retorta con la lana de acero y se lubricó las roscas de la tapa de muestra y condensador con una pequeña porción de lubricante para evitar la pérdida de vapores durante el filtrado y facilitar el desarmado del equipo.
- 4.- Se llenó la copa de la retorta de la muestra con fluido.
- 5.- Se golpeó suavemente los costados de la taza para expeler cualquier cantidad de aire presente.
- 6.- Se colocó la tapa y se giró lentamente asegurándose que una pequeña cantidad de fluido saliera por el orificio de la tapa y de esta manera evitar que quedara aire atrapado.
- 7.- Se limpió el exceso de fluido y cualquier sólido que hubiese quedado acumulado en la tapa.
- 8.- Se ajustó la taza de la muestra a la cámara superior de la retorta.
- 9.- Se colocó la retorta en el bloque aislador y se puso el cilindro graduado debajo del drenaje del condensador.
- 10.- Se conectó la retorta y se calentó la muestra hasta que dejó de pasar líquido a través del tubo de drenaje y se apagó la luz piloto de las unidades controladas termostáticamente.
- 11.- Se registraron los valores de agua y aceite presentes en el cilindro graduado y el espacio vacío que correspondió al porcentaje de sólidos.

### **➤ Evaluación Del Envejecimiento Dinámico De Las Muestras.**

#### **Objetivo:**

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

### **Procedimiento Efectuado:**

- 1.- Se colocó el volumen correcto de fluido dentro de la celda de envejecimiento, evitando dejar fluido en la ranura del oring o sobre este.
- 2.- Se asentó la tapa interna sobre la parte superior del cuerpo de la celda, luego se ajustó manualmente la tapa externa en su lugar.
- 3.- Se ajustó los 3 tornillos usando la llave allen, se colocó la válvula de vástago y se ajustó.
- 4.- Para presurizar, se colocó la unidad de presión sobre el vástago y se pasó la llave de seguridad, se inyectó la presión de prueba y se abrió el vástago aproximadamente 1/2 vuelta (la presión se mantuvo en el manómetro, en caso contrario se debe aflojar el regulador de tornillo en contra de las agujas del reloj, cambiar la bombona y volver a inyectar la temperatura de prueba).
- 5.- Se cerró la válvula de vástago haciendo uso de la llave ajustable.
- 6.- Para asegurar que no hubiera fuga, la celda se sumergió completamente en agua y se chequeó la formación de burbujas, que podrían originarse en la válvula de vástago o de la tapa.
- 7.- Se fijó la temperatura de prueba y se colocó la celda dentro del horno de calentamiento por el intervalo de tiempo predeterminado, en condiciones dinámicas o estáticas según convenga.
- 8.- Al finalizar el tiempo de prueba, se apagó el horno, se removió la celda de la cámara de calentamiento y se dejó enfriar en condiciones ambientales.
- 9.- La presión debió ser liberada de la celda cuando ésta ya estuvo a temperatura ambiente, posteriormente fue abierta.
- 10.- Se observó la condición del fluido envejecido y se reportaron la existencia de características como gelificación, sedimentación de sólidos, separación de fases, etc.
- 11.- Se agitó el fluido envejecido y se realizaron las pruebas correspondientes.

➤ **Determinación Del Porcentaje De Hinchamiento Lineal De Las Arcillas.**

**Objetivo:**

Determinar el porcentaje de hinchamiento lineal de las arcillas con el equipo Ofite Linear Swell Meter.

**Procedimiento Efectuado:**

Para la realización de las pastillas.

- 1.- Se calzó el receptor de pastillas con el orificio hacia abajo, en el cuerpo de la celda. Se pesaron 20 gramos de la muestra de arcilla, luego se agregó la muestra al cuerpo de la celda.
- 2.- Se insertó el espaciador de 14 milímetros en el cuerpo de la celda de modo que quedara encima de la muestra. Se colocó el pistón sobre el espaciador de manera que quedara aproximadamente de 6-10 milímetros sobre la parte superior del cuerpo de la celda.
- 3.- Se colocó la celda montada (una o ambas) en los pedestales individuales con el lado del pistón hacia arriba. Se cerró la puerta de plexiglás.
- 4.- La presión se puede aplicar a una celda a la vez, para ello se cerró la perilla (OFF) del lado que no se va a utilizar y se abrió (ON) en la que se va a usar. Se cerró la válvula de fuga en la bomba de mano.
- 5.- Se aplicó la presión al compactador utilizando el mango de la bomba de mano. La base del pedestal y el montaje de la celda comenzaron a levantarse en el compresor. Se observó el manómetro en frente del compresor y se continuó bombeando hasta alcanzar la presión deseada.
- 6.- Una vez alcanzada la presión deseada, se dio vuelta a la perilla en el frente del compresor a la posición de "OFF". Se mantuvo la presión durante la prueba.
- 7.- Al terminar el tiempo de compactación se abrió la válvula en la bomba de mano, dándole vuelta hacia atrás. Se dio vuelta a la perilla hasta la posición "ON". Esto liberó la presión, los pedestales bajaron y los manómetros volvieron a cero.

8.- Se quitaron los montajes de la celda y se colocó de nuevo la válvula al frente del compresor en posición "OFF".

9.- Se cambió el receptor de pastillas de modo que el orificio haga frente al cuerpo de la celda. Se quitó el pistón y se colocó el espaciador a 20 milímetros sobre el de 14 milímetros y se volvió a colocar el pistón como antes.

10.- Se colocó el montaje en el pedestal, se abrió la válvula colocándola en "ON" y se aplicó la presión con la bomba de mano hasta que la pastilla callo en el colector.

Para la medición del porcentaje de hinchamiento lineal de las arcillas.

1.- Se encendió el Swellmeter en la parte izquierda posterior de la unidad. Luego se encendió la PC y se inició el programa de "SWELLMETER II". La pantalla de 4 gráficos apareció. Se introdujo el nombre del archivo en "file name" y la información sobre el fluido en el Campo "Header".

2.- Se colocaron cuidadosamente 2 pantallas dentro del soporte de transferencia, sin pastilla y luego se colocó la celda en el agitador con el huso de LVDT sobre el soporte. Se presionó el botón "cero" y se comprobó el Campo del delta para cerciorar que el número está cerca de cero (0.0000).

11.- Se retiró la celda del agitador magnético y se quitó el soporte de transferencia de la copa. Se colocó una pastilla en el tubo contenedor con una pantalla sobre y otra debajo de la pastilla, luego se puso el soporte de transferencia encima.

12.- Se colocó nuevamente la taza a la placa magnética del agitador, colocando el huso de LVDT encima del soporte de transferencia. La lectura del "delta" en este momento es realmente el grueso inicial de la pastilla. Se hizo click al botón "star" en el panel de control del monitor de la PC.

13.- Se insertó inmediatamente el líquido de prueba en la taza a través del agujero en el casquillo. Una jeringuilla de 60 ml, debió ser llenada tres veces para completar el volumen total de la taza. Luego se insertó el termómetro a través del agujero en el casquillo y se giró la perilla de agitación y calentamiento según la necesidad del caso.

14.- El monitor mostró la temperatura y los porcentajes de hinchamiento en tiempo

real mientras que la prueba estuvo en funcionamiento para cada una de las muestras. La curva roja muestra la temperatura y la curva azul los % de hinchamiento. Al terminar el tiempo de toma de datos, se hizo clic en “Quit All” en el lado izquierdo de la pantalla. El monitor invierte a la pantalla de menú principal.

15.- Se apago el interruptor de energía del equipo en la parte posterior y se reajustaron las perillas en los calentadores del agitador. Se desmonto la taza y se quito la muestra por dentro del soporte, observando la condición de la pastilla en cuanto a aspecto y consistencia. Luego se limpiaron todos los componentes del montaje de la taza y se creó la gráfica Tiempo vs. % de Hinchamiento con los datos obtenidos.

### ➤ **Determinación De La Reología HPHT**

#### **Objetivo:**

Conocer el comportamiento reológico de los fluidos de perforación al ser sometidos a alta presión y temperatura.

#### **Procedimiento Efectuado:**

Los números entre paréntesis corresponden a las partes de la celda de prueba que se describen en la figura B.2.1.

1.- Se aseguró el cuerpo del conjunto (20) en el soporte. Y se armo la parte superior de la celda de prueba como se muestra en la figura B.2.1, tomando en cuenta los siguientes aspectos:

- a.- Limpiar previamente con agua y detergente todas las piezas asegurándose de que no hayan incrustaciones de fluido.
- b.- Colocar lubricante en todas las roscas finas.
- c.- Chequear que todas las partes estuvieran limpias y secas.
- d.- Ajustar firmemente el deflector (21) al cuerpo del conjunto (20).
- e.- No forzar el ajuste del eje del bob (17) al acople del eje de resorte de torsión (43).

- f.- Ajustar firmemente los tornillos superiores.
- g.- Colocar el oring de seguridad (con la parte plana hacia arriba) sobre el oring de nitrilo (29).
- 2.- Se armo la parte inferior de la celda como se muestra en la figura B.2.1, tomando en cuenta los siguientes aspectos:
- a.- Chequear que todas las partes estén limpias y secas.
- b.- Ajustar firmemente la unidad del magneto (11) al rotor (10) con ayuda de un destornillador.
- c.- Al introducir el rotor ensamblado en la celda (14) se debe chequear que este gire libremente de forma concéntrica alrededor de la espiga para termómetro (5).
- d.- Colocar el oring de seguridad (22) (con la parte plana hacia arriba) sobre el oring de vitón (31), ambos en la ranura de la celda de muestra.
- 3.- Se vertió cuidadosamente 140 ml del fluido dentro de la celda de muestra evitando derramar fluido sobre los orings, el nivel del fluido cubrió ligeramente el tope del rotor.
- 4.- Se enrosco la celda de prueba al cuerpo del conjunto, en sentido anti horario.
- 5.- Fue necesario el uso de la llave de faja para apretar la celda. Se inyectaron 15 ml de fluido a través del orificio del adaptador hasta observar retorno. Luego se instalo un oring en el tope de la celda de prueba, deslizándolo a través de esta.
- 6.- La cubierta superior (27) fue bajada y enroscada cuidadosamente. Se uso llave de faja para apretar la cubierta superior inspeccionando los orings en las conexiones del equipo.
- 7.- Se verifico que no hubiera obstrucción en el agujero de drenaje alrededor del sensor de temperatura. Luego se inspecciono que el nivel de fluido hidráulico en el contenedor cubriera la succión, además se verifico el buen funcionamiento de la bomba de aire, para esto el manómetro debió marcar entre 500 y 1000 psi.
- 8.- Se retiro el perno de enganche del soporte y se deslizo la celda de prueba, apoyándola en una superficie plana. Se levanto la celda de prueba y fue introducida en el hoyo del equipo con el adaptador de la celda de muestra (23) hacia adelante. Se

atornillaron los conectadores en su lugar ajustándolos firmemente usando la mano.

9.- El conector de bloqueo fue apretado usando una llave allen. Luego se deslizo suavemente la capucha negra hasta que esta calzara.

10.- Se abrio el programa ORCADA, desde el menú “Edit” se presiono el botón “Test builder”, luego en “New Test”, en ese momento se introdujo el nombre de la prueba, cerca de la parte inferior de la pantalla se encontró una tabla para introducir los parámetros de la prueba. Se coloco el nombre de la prueba y se fijaron los siguientes parámetros:

a.- Tiempo: determina la velocidad en la cual la temperatura se ajusta dentro del rango establecido. Si se deja este ítem en blanco el equipo ajusta la temperatura tan rápido como sea posible.

b.- Temperatura: controla la temperatura de la muestra en la corrida. La temperatura debe estar dentro +/- 5 °F del punto de ajuste antes de que el programa permita el paso a la siguiente corrida de prueba. Dejar el ítem de temperatura en blanco hace que el paso dependa únicamente del tiempo.

c.- Presión: controla la cantidad de presión sobre la muestra.

d.- Número de Sweeps: establece el número de corridas de prueba cuando la muestra alcanza la temperatura establecida.

e.- Delta Tiempo: si el número de Sweeps se establece en 2 o más, el tiempo entre cada corrida es fijado por este parámetro. La velocidad de acondicionamiento estará en vigor durante este intervalo de tiempo.

f.- Velocidad de acondicionamiento: es la tasa a la cual gira la muestra cuando se está preparando para la corrida.

g.- G1, G2, G3: son los parámetros para indicar el tiempo de reposo para la toma de los geles. G1 está siempre en cuestión de segundos y G2, G3 en cuestión de minutos.

h.- Velocidad de corte: son las diferentes tasas de corte a las que se tomarán datos de esfuerzo de corte durante la corrida. Para el modelo 77 las tasas de corte se definen como la rotación del rotor en cada estación.

11.- En la pantalla principal: se selecciona histéresis, esto permitió ejecutar las

corridas en ambas direcciones; de la primera a la última velocidad de corte y viceversa. Se selecciono el modelo de análisis, por lo general se escoge el RP 13D (Ley de la potencia y Modelo Plástico de Bingham). Luego se coloca en la casilla correspondiente las RPM de acondicionamiento para los geles (600). Además se introdujo el tiempo de agitación de acondicionamiento para geles (15 seg).

12.- Se selecciona ok y se desplegará la pantalla principal del programa ORCADA. Se selecciono el nombre de la prueba que se iba a ejecutar, se coloco nombre al experimento. Y se presiono el botón Start test para proceder a ingresar los comentarios respectivos. Luego el equipo ejecuto automáticamente la prueba con los parámetros asignados.

13.- Durante la prueba fue necesario el monitoreo de las caídas de presión, si estas estuvieran por encima de 500 psi, se debe ajustar ligeramente la válvula de desahogo (lado izquierdo).

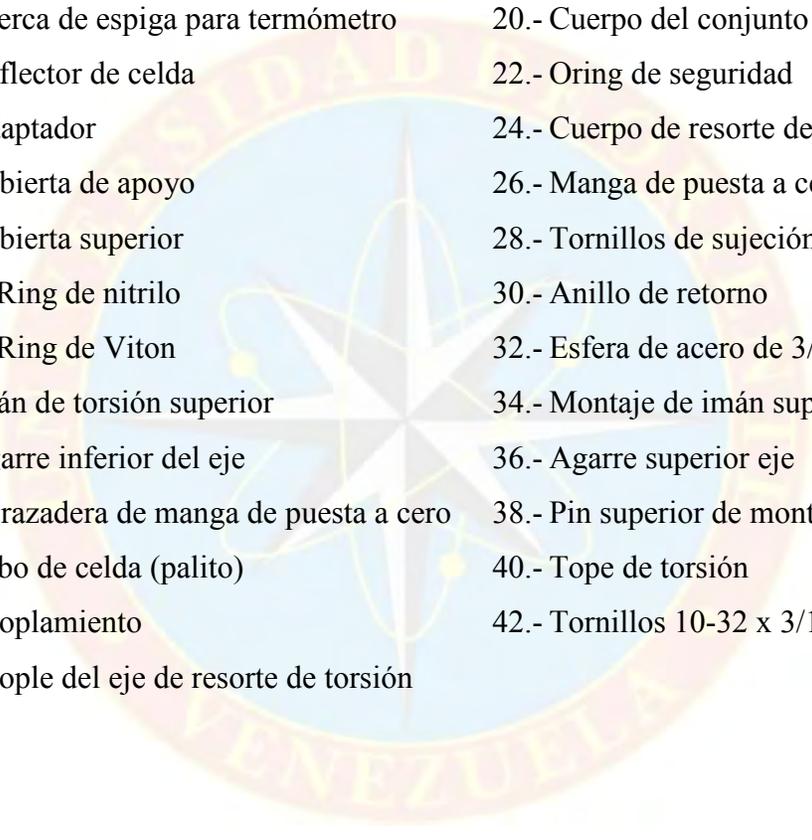
14.- Al finalizar las corridas el programa se detuvo automáticamente. Se encendió el refrigerador y se selecciono en la parte inferior izquierda el Campo cool, para que comenzara la recirculación de fluido refrigerante.

Se asigno en el Campo de presión 1000 psi mientras el equipo se enfriaba por debajo de 150 °F.

15.- Al enfriarse se despresurizó completamente el equipo usando la válvula delantera. Luego se verifico la presión en la pantalla y se procedió a retirar la celda de prueba. Para el desmontaje se debió montar la celda de prueba en el soporte y con ayuda de la faja, se desenrosco la celda de muestra, luego la cubierta superior para proceder a limpiar el equipo.

#### Partes de la Celda de reología HPHT

- |                                   |                                    |
|-----------------------------------|------------------------------------|
| 1.- Compartimiento de resorte     | 2.- Ensamble de resorte de torsión |
| 3.- Carcasa de resorte de torsión | 4.- Eje de resorte de torsión      |
| 5.- Espiga para termómetro        | 6.- Pivote inferior                |

- 
- 7.- Pivote de rotor
  - 9.- Magneto principal
  - 11.- Unidad de magneto
  - 13.- Rolinera del rotor
  - 15.- Rolinera de joya
  - 17.- Eje del bob
  - 19.- Tuerca de espiga para termómetro
  - 21.- Deflector de celda
  - 23.- Adaptador
  - 25.- Cubierta de apoyo
  - 27.- Cubierta superior
  - 29.- O-Ring de nitrilo
  - 31.- O-Ring de Viton
  - 33.- Imán de torsión superior
  - 35.- Agarre inferior del eje
  - 37.- Abrazadera de manga de puesta a cero
  - 39.- Tubo de celda (palito)
  - 41.- Acoplamiento
  - 43.- Acople del eje de resorte de torsión
  - 8.- Orificios de acople
  - 10.- Rotor
  - 12.- Rotor Buje
  - 14.- Celda de muestra
  - 16.- Bob, B1
  - 18.- Pivote Guía
  - 20.- Cuerpo del conjunto
  - 22.- Oring de seguridad
  - 24.- Cuerpo de resorte de torsión
  - 26.- Manga de puesta a cero
  - 28.- Tornillos de sujeción
  - 30.- Anillo de retorno
  - 32.- Esfera de acero de 3/16 pulgadas
  - 34.- Montaje de imán superior
  - 36.- Agarre superior eje
  - 38.- Pin superior de montaje
  - 40.- Tope de torsión
  - 42.- Tornillos 10-32 x 3/16 pulgadas

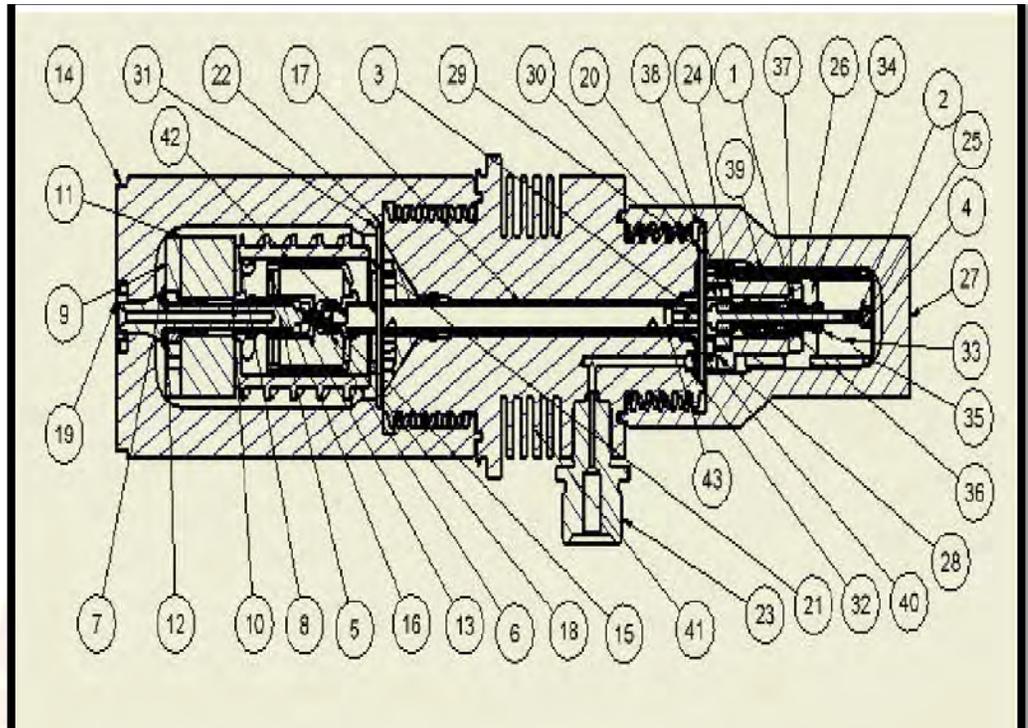
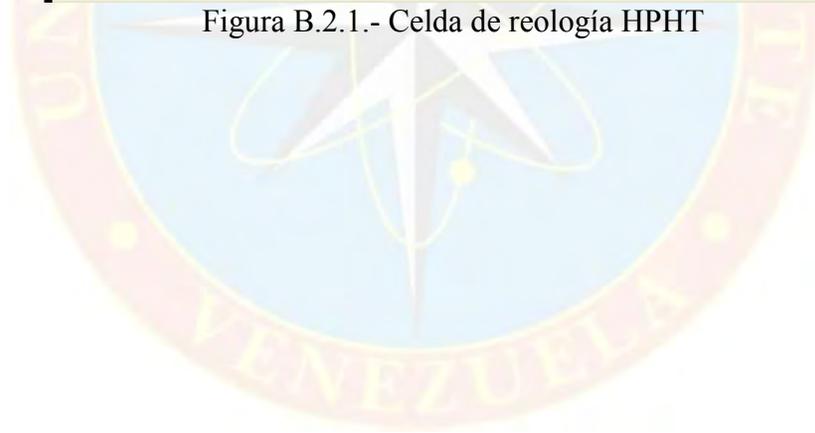


Figura B.2.1.- Celda de reología HPHT





## **APÉNDICE C**

### **Hojas Técnicas de los Productos Utilizados**

# Potasa Caústica

---

**Propiedades:** Producto muy higroscópico y deliquescente, alta capacidad de absorción de dióxido de carbono y agua del aire, calentamiento espontáneo y muy corrosivo para todo tipo de tejido animal o vegetal.

**Presentación Del Producto:** Escamas, sacos de 25,00 Kg c/u.

**Cubiertas:** Sacos de Polietileno y Polipropileno,

**Equipo de Protección:** Usar traje personal para bomberos profesionales, se recomienda para situaciones de incendios considerables.

**Desechos:** No incorporar a suelos ni fuentes de agua. La soda caústica ocasiona alteración del Ph. Es tóxico para organismos acuáticos y afecta el crecimiento de las plantas.

**Usos:**

- Preparación de la pulpa para la elaboración de papel.
- Obtención de jabones metálicos “duros” (base de algunas grasas lubricantes convencionales)
- Refinación del petróleo.
- Obtención de zinc y aluminio.
- Acondicionamiento del Ph de aguas residuales, industriales y potables.

# Goma Xantica Clarificada

---

**Descripción del producto:** es un polímero de alto peso molecular con propiedades gelatinizantes y de viscosidad en perforaciones de base acuosa y en fluidos de perforación. Esta goma soluble en agua es producida por bacterias, es compatible con todos los aditivos para fluidos de perforación de base agua y es estable en presencia de sales solubles.

**Beneficios del producto:**

- La goma Xantica clarificada es afectada levemente con los cambios de Ph que ocurren y tiene gran resistencia a la degradación causada por bacterias.
- Produce una excelente suspensión y es muy efectiva en la limpieza de pozos y el control de la densidad.
- Este producto es un viscosificante ideal en la mayoría de los tipos de agua, independientemente de la salinidad o de la dureza debido a que es muy eficaz.
- Debido a su alto rendimiento resulta especialmente económico cuando se desea aumentar la viscosidad y geles necesarios para la suspensión de sólidos y una adecuada limpieza del hoyo.
- En su formula dispersable permite lograr un mezclado mas fácil y rápido. Con este producto se minimizan los ojos de pescados y grumos.
- Este producto no es toxico y es amigo del medio ambiente.

**Aplicaciones:** Debido a que es susceptible a la degradación biológica es recomendable el uso de un bactericida. Se puede utilizar con la mayoría de los tipos de agua, independientemente de su salinidad y también puede ser utilizado en sustitución a la bentonita para obtener un fluido viscoso libre de sólidos.

**Empaque:** Es empacado en bolsas de papel multipliego de 25 libras.



# Carbonato de Calcio Dolomítico

---

**Apariencia y olor:** Polvo gris parduzco, inodoro.

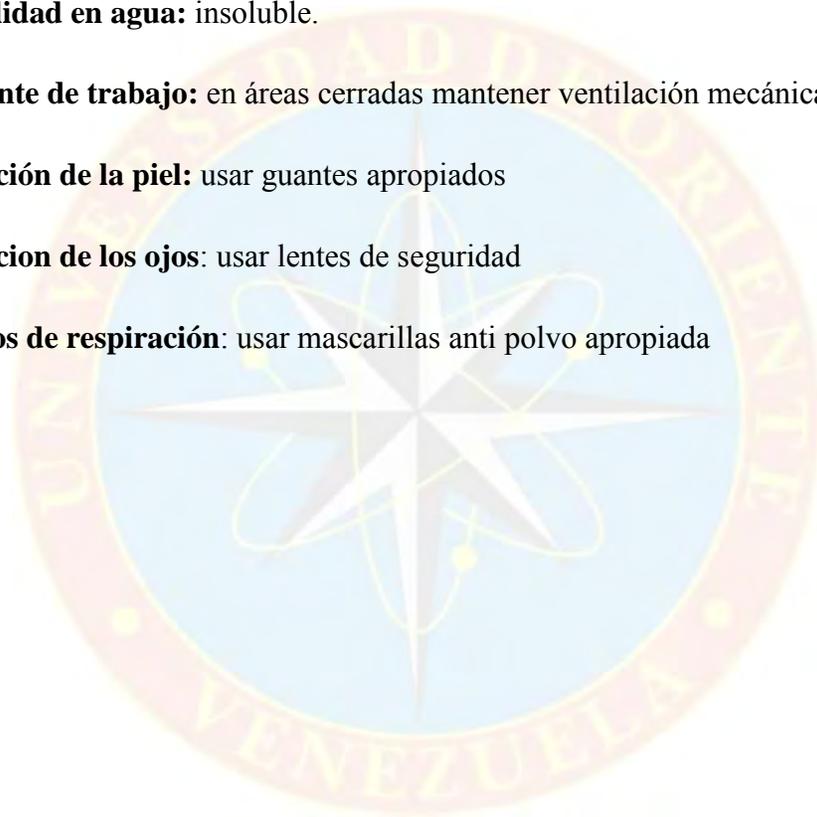
**Solubilidad en agua:** insoluble.

**Ambiente de trabajo:** en áreas cerradas mantener ventilación mecánica.

**Protección de la piel:** usar guantes apropiados

**Protección de los ojos:** usar lentes de seguridad

**Equipos de respiración:** usar mascarillas anti polvo apropiada



# Acetato de Potasio

---

**Descripción del producto:** Esta representado químicamente por la formula  $K(OOCCH_3)$  y se presenta bajo la forma de polvo blanco. Este producto se utiliza para la fase de salmuera en los sistemas de fluidos que requieran el uso de este producto.

## **Características y Ventajas:**

- El acetato de potasio suministra iones de potasio para inhibir el hinchamiento de las arcillas y la dispersión.
- El acetato de potasio ofrece densidad en los sistemas de fluidos libres de sólidos.
- Es utilizado para perforar arcilla gumbo problemáticas.
- Permite la preparación de soluciones salinas a base de iones de potasio ambientalmente compatible que no contiene Cl lo cual Constituye su característica principal.

**Empaques:** se empaca en sacos de 50 lb.

# Celulosa Polianiónica

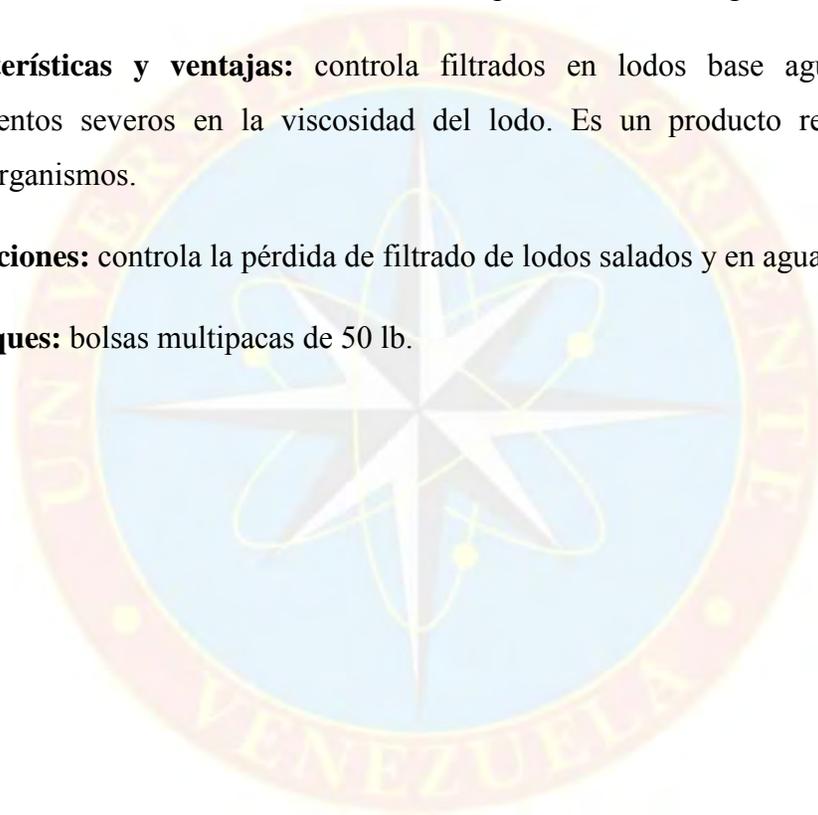
---

**Descripción del producto:** es un polímero celuloso polianiónico de baja viscosidad, usado para el control de filtrado en fluidos de perforación base agua.

**Características y ventajas:** controla filtrados en lodos base agua sin causar incrementos severos en la viscosidad del lodo. Es un producto resistente a los microorganismos.

**Aplicaciones:** controla la pérdida de filtrado de lodos salados y en agua fresca.

**Empaques:** bolsas multipacas de 50 lb.



# Amina

---

**Descripción del producto:** Es una mezcla de amina, que son compuestos que se producen al sustituir uno o más átomos de hidrogeno del amoniaco por uno, dos o tres radicales alquil o alcanol. Las aminas alifáticas inferiores son gases como amoniaco y solubles en agua, las superiores son insolubles en agua.

**Aplicaciones:**

- Control de arcillas y pérdidas de circulación.
- Ayuda en el control de filtrado de alta temperatura y alta presión.
- Ayuda en la estabilización del pozo.
- Controla arcillas desmoronables.
- Ayuda en la reducción del torque y arrastre.

**Empaques:** Es embasado en tambores de 55 gal.

---

# Glicol

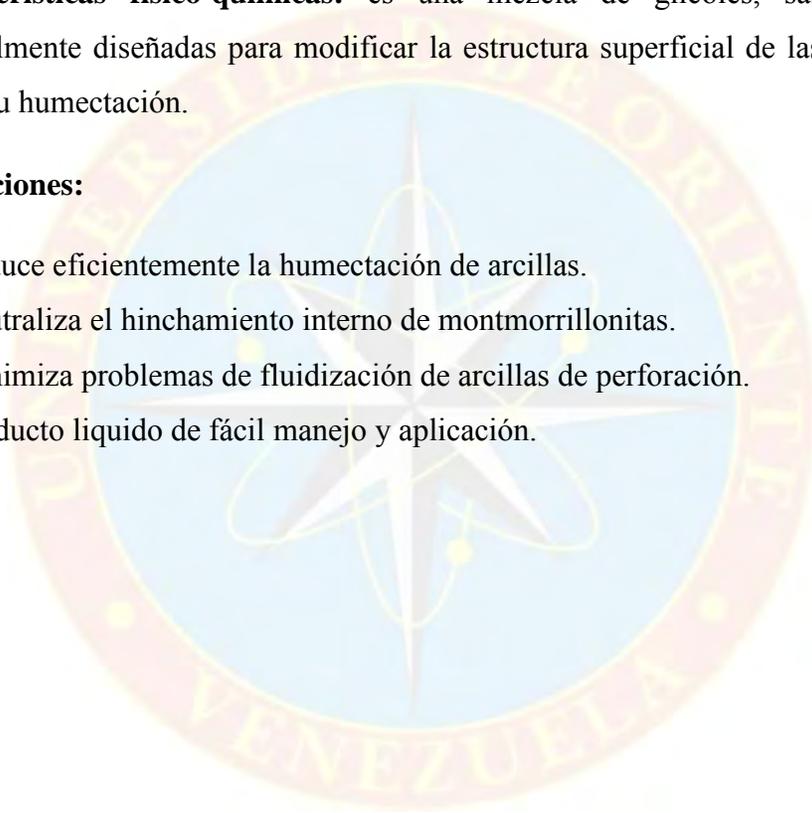
---

**Descripción del producto:** ha sido especialmente formulado para ser utilizado en lodos de perforación base agua, para evitar su humectación e hinchamiento.

**Características físico-químicas:** es una mezcla de glicoles, sales y aminos especialmente diseñadas para modificar la estructura superficial de las arcillas y así evitar su humectación.

**Aplicaciones:**

- Reduce eficientemente la humectación de arcillas.
- Neutraliza el hinchamiento interno de montmorrillonitas.
- Minimiza problemas de fluidización de arcillas de perforación.
- Producto líquido de fácil manejo y aplicación.



## HOJA DE METADATOS

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

<b>Título</b>	Optimización de un fluido base agua
<b>Subtítulo</b>	con alta capacidad inhibitoria de arcillas para la perforación del campo Dragón Distrito Costa Afuera

**Autor(es):**

<b>Apellidos y Nombres</b>	<b>Código CVLAC / e-mail</b>	
Reyes Yejans Diego Armando	<b>CVLAC</b>	18.449.484
	<b>e-mail</b>	diegoreyesyejans@hotmail.com
Zambrano Alvera Fernanda Jose	<b>CVLAC</b>	18.653.751
	<b>e-mail</b>	Fernanda.jz@hotmail.com

**Palabras o frases claves:**

Campo Dragón
Inhibición
Hinchamiento de arcillas
Optimización
Amina
Glicol

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

### Líneas y sublíneas de investigación:

Área	Sub-área
TECNOLOGÍA CIENCIAS APLICADAS	PETRÓLEO

### Resumen (Abstract):

Se optimizó un fluido base agua para perforar la sección intermedia del campo
Dragón conformado por las formaciones Cumaná y Cubagua en las cuales existe
presencia de arcillas y lutitas reactivas que dificultan su perforación por problemas
de hidratación presentes; por ello es de suma importancia el desarrollo de un fluido
capaz de inhibir las arcillas presentes en dichas secciones para así garantizar el éxito
de las operaciones futuras en este campo. Teniendo en cuenta lo mencionado, se
diseñó un fluido base agua con alta capacidad de inhibición de arcillas, considerando
las exigencias del cliente (PDVSA) y variando las concentraciones de inhibidores
de arcillas, basados en pruebas físicas y químicas básicas del laboratorio antes y
después del envejecimiento y pruebas especiales como la medición del hinchamiento
lineal de las arcillas y la reología a alta presión y alta temperatura. El fluido que
resultó como mejor desempeño ante todas las pruebas que se realizaron fue la
formulación 3, la cual uso como inhibidor una amina pues posee las mejores
propiedades reológicas así como el mejor comportamiento y el menor hinchamiento
lineal con las arcillas reactivas de la formación y bentonita comercial y las mejores
lecturas de viscosidad a alta presión y alta temperatura

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

### Contribuidores:

Apellidos y Nombres	Código CVLAC / e-mail	
José Mata	<b>ROL</b>	CA <input type="checkbox"/> AS <input checked="" type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input type="checkbox"/>
	<b>CVLAC</b>	4.683.280
	<b>e-mail</b>	matajd@pdvsa.com
	<b>e-mail</b>	
Luz Ocanto	<b>ROL</b>	CA <input checked="" type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input type="checkbox"/>
	<b>CVLAC</b>	14.939.328
	<b>e-mail</b>	luzcelestoknto@gmail.com
	<b>e-mail</b>	
Jesús Otahola	<b>ROL</b>	CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input checked="" type="checkbox"/>
	<b>CVLAC</b>	14.940.176
	<b>e-mail</b>	jotahola@udo.edu.ve
	<b>e-mail</b>	
José Ruiz	<b>ROL</b>	CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input checked="" type="checkbox"/>
	<b>CVLAC</b>	18.094.568
	<b>e-mail</b>	joserrp@hotmail.com
	<b>e-mail</b>	

### Fecha de discusión y aprobación:

Año	Mes	Día
2012	05	11

**Lenguaje:** spa

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

### Archivo(s):

Nombre de archivo	Tipo MIME
Fernanda y diego	docx

### Alcance:

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

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

### Título o Grado asociado con el trabajo:

**INGENIERO DE PETRÓLEO**

---

### Nivel Asociado con el trabajo:

**INGENIERO**

---

### Área de Estudio:

**INGENIERÍA DE PETRÓLEO**

---

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

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE NÚCLEO DE MONAGAS**

---

---

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



UNIVERSIDAD DE ORIENTE  
CONSEJO UNIVERSITARIO  
RECTORADO

CUN°0975

Cumaná, 04 AGO 2009

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

Estimado Profesor Martínez:

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

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

Comunicación que hago, a usted a los fines consiguientes.

RECIBIDO POR *[Firma]*  
FECHA 05/8/09 HORA 5:30

Cordialmente,  
*[Firma]*  
JUAN A. BOLANOS CUNVELO  
Secretario



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

JABC/YGC/maruja