

**ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DEL USO DE LA GLICERINA COMO FASE  
CONTINUA EN FLUIDOS DE PERFORACIÓN DE EMULSIÓN INVERSA**

**TATIANA BERNA ARTEAGA  
IBIS ILIAS MELGAREJO**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2008**

**ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DEL USO DE LA GLICERINA COMO FASE  
CONTINUA EN FLUIDOS DE PERFORACIÓN DE EMULSIÓN INVERSA**

**TATIANA BERNA ARTEAGA  
IBIS ILIAS MELGAREJO**

**Trabajo de grado para optar el título de  
Ingeniera de Petróleos**

**Director  
EMILIANO ARIZA LEÓN  
Ingeniero de Petróleos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2008**

## DEDICATORIA

*A mi abuela, Aura  
Álvarez. . .*

*Catiana Berna Arteaga.*

## DEDICATORIA

*A Dios por guardarme cada día y guiar mi camino hasta llegar a la meta.*

*A mis padres por darme su apoyo incondicional y confianza.*

*A mi hermana por brindarme su cariño y colaboración, y por darme uno de los motivos más preciados para seguir luchando, mi sobrina.*

*A mi hermano que desde el cielo me ve, te extraño mucho y este logro también es por ti.*

*A mis amigos de infancia, porque a pesar de la distancia siempre se mantuvieron cerca.*

*A mis compañeros de la universidad, con los cuales forje en estos años más que una amistad, una gran familia.*

*A todos aquellos que de una u otra manera también se mantuvieron conmigo hasta el final, esto que hoy tengo en mis manos también es de ustedes.*

*A todos ustedes les dedico este proyecto ya que son mi razón de ser y mi fuerza para seguir adelante, gracias por acompañarme.*

*Ibis Ilias Melgarejo.*

## **AGRADECIMIENTOS**

A la Universidad Industrial de Santander por habernos formado como profesionales integrales.

A HALLIBURTON LATIN AMÉRICA, división BAROID DRILLING FLUIDS, por brindarnos la oportunidad de poder realizar nuestro proyecto de grado en sus instalaciones, contando con su excelente equipo de trabajo.

A nuestros directores, los ingenieros Emiliano Ariza León, Sergio Costa y Henry Rueda por su disposición y colaboración en la elaboración y desarrollo de éste trabajo.

Al ingeniero Jaime Loza, por su apoyo, conocimiento y disponibilidad para poder lograr los objetivos de este proyecto.

A todo el personal de laboratorio por su colaboración, talento humano y solidaridad al brindarnos su conocimiento y experiencia al desarrollar nuestro trabajo de grado. Especialmente a la Ingeniera Yolanda Pineda, Ingeniera Andrea Garcia, Ingeniera Melba Torres, Ingeniero Andrés Jiménez, Químico Eulfo Labarces y Rodrigo Burgos.

## CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	1
1. FLUIDOS DE PERFORACIÓN	3
1.1 PROPIEDADES FISICOQUÍMICAS DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN	3
1.1.1 Densidad	3
1.1.2 Reología	3
1.1.3 Perdida de Filtrado	8
1.1.4 El Ph	9
1.1.5 Alcalinidad	9
1.1.6 Lubricidad	9
1.1.7 Estabilidad de la Emulsión	10
1.2 FUNCIONES DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN	10
1.2.1 Remoción de los recortes del pozo	11
1.2.2 Control de las Presiones de la Formación	11
1.2.3 Suspensión y Descarga de Recortes	13
1.2.4 Obturación de las Formaciones Permeables	14
1.2.5 Mantenimiento de la Estabilidad del Hueco	15
1.2.6 Minimización de los Daños a la Formación	17
1.2.7 Enfriamiento, Lubricidad y Sostenimiento de la Broca y del Conjunto de Perforación	18

1.2.8 Transmisión de la Energía Hidráulica a las Herramientas y a la Broca	21
1.2.9 Asegurar la Evaluación Adecuada de la Formación	22
1.2.10 Control de la Corrosión	24
1.2.11 Facilitar la Cementación y el Completamiento	25
1.2.12 Minimizar el Impacto sobre el Medio Ambiente	26
1.3 CLASIFICACIÓN DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN	27
1.3.1 Lodos Líquidos	27
1.3.2 Fluidos Neumáticos	36
1.3.3 Mezclas de Líquido y Gas (Lodos Espumos y Aireados)	37
2. GLICERINA	39
2.1 CARACTERÍSTICAS FÍSICO-QUÍMICAS DE LA GLICERINA	40
2.2 USOS DE LA GLICERINA	40
2.2.1 Usos Industriales de la Glicerina	43
3. FORMULACIÓN DE LOS LODOS DE EMULSIÓN INVERSA USANDO GLICERINA COMO FASE CONTINUA	47
3.1 PRUEBAS PRELIMINARES	47
3.1.1 Composición de la Glicerina	48
3.1.2 Propiedades Físico-Químicas de la Glicerina	49
3.1.3 Reología de la Glicerina a Diferentes Temperaturas	49
3.1.4 Pruebas de Compatibilidad con los Aditivos	51
3.1.5 Miscibilidad de la Glicerina/Agua	56

3.2 PREPARACIÓN DE LAS FORMULACIONES Y REALIZACIÓN DE PRUEBAS	59
3.2.1 Formulaci3n Base Low Tox	60
3.2.2 Formulaci3n Base Glicerina	61
4. CONCLUSIONES	72
5. RECOMENDACIONES	73
BIBLIOGRAFÍA	74
ANEXOS	76

## LISTA DE CUADROS

	Pág.
Cuadro 1. Términos reológicos	5
Cuadro 2. Ventajas y desventajas de los fluidos base aceite y sintéticos	33
Cuadro 3. Tipos de lodos base aceite	35
Cuadro 4. Composición de la glicerina cruda	48
Cuadro 5. Propiedades físico-químicas de la glicerina y el Low Tox	49
Cuadro 6. Reología de la glicerina a diferentes temperaturas	49
Cuadro 7. Índice de régimen de flujo, índice de consistencia y esfuerzo cedente para cada temperatura	50
Cuadro 8. Resultados de la prueba de compatibilidad	55
Cuadro 9. Resultados de la prueba de miscibilidad de la emulsión glicerina/agua en una proporción 75/25	57
Cuadro 10. Resultados de la prueba de miscibilidad de la emulsión glicerina/agua en una proporción 50/50	57
Cuadro 11. Resultados de la prueba de miscibilidad de la emulsión glicerina/agua en una proporción 25/75	58

Cuadro 12. Proceso de la prueba de miscibilidad de la emulsión glicerina/agua	58
Cuadro 13. Productos utilizados en la formulación base Lox Tox	60
Cuadro 14. Resultados de las pruebas para la formulación base Low Tox ...	61
Cuadro 15. Formulaciones base glicerina estudiadas durante el proyecto ....	62
Cuadro 16. Resultados de las formulaciones base glicerina estudiadas durante el proyecto (Antes de rolar)	63
Cuadro 17. Resultados de las formulaciones base glicerina estudiadas durante el proyecto (Después de rolar)	64

## LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Clasificación de los fluidos de perforación	38
Figura 2. Modelo 3D de la estructura molecular de la glicerina	39
Figura 3. Secuencia de reacciones para la producción de la glicerina por transesterificación	42
Figura 4. Reacción de hidrólisis para la producción de la glicerina	42
Figura 5. Reacción de saponificación para la producción de la glicerina	43
Figura 6. Muestra de glicerina cruda	48
Figura 7. Reograma de la glicerina cruda a diferentes temperaturas	51
Figura 8. Mezcla de la glicerina con el viscosificante No. 2	55
Figura 9. Mezcla de la glicerina con 25 lpb de cloruro de calcio	56
Figura 10. Formulación 1	65
Figura 11. Formulación 2	66
Figura 12. Formulación 3	67
Figura 13. Formulación 4	68
Figura 14. Formulación 5	69
Figura 15. Formulación 5 sometida a la bomba de vacío	70

## LISTA DE ANEXOS

	Pág.
Anexo A. Pruebas básicas API	77
Anexo B. Recopilación fotográficos de los equipos de laboratorio	90

## LISTA DE ABREVIATURAS

API	American Petroleum Institut.
Bbl	Barriles.
°C	Grados centígrados.
Ca <sup>++</sup>	Ion calcio.
Cl <sup>-</sup>	Ion cloro.
cP	Centipoise.
cSt	Centistokes.
°F	Grados Fahrenheit.
ft <sup>2</sup>	Pies cuadrados.
g	Gramos.
HPHT	Filtrado de alta presión y alta temperatura.
k	Índice de consistencia.
L	Litros.
lpb	Libras por barril.
LWD	Registro mientras se perfora (Log While Drilling).
mg	Miligramos.
min	Minutos.
ml	Mililitros.
MWD	Medir mientras se perfora (Measure While Drilling).
n	Índice de flujo.
lpg	Libras por galón.
Pa	Pascal.
Psi	Libras por pulgada cuadrada.
qt	Cuarto de galón.
RPM	Revoluciones Por Minutos.
seg	Segundos.
% V	Porcentaje en volumen.

VP	Viscosidad Plástica.
YP	Punto cedente (Yield Point).
YS	Esfuerzo cedente (Yield Stress).

## GLOSARIO

**Acido graso:** es una molécula orgánica formada por una larga cadena hidrocarbonada, de número par de átomos de carbono, en cuyo extremo hay un grupo carboxilo. En general podemos escribir un ácido graso genérico como R-COOH, en donde R es la cadena hidrocarbonatada que identifica al ácido en particular. Los ácidos grasos son los componentes de algunos lípidos como las grasas, donde el extremo de la molécula donde se encuentra el grupo carboxilo (-COOH) es el que se combina con uno de los grupos hidroxilos (-OH) del glicerol (más correctamente propanotriol), reaccionando con él.

**Aditivo de Lodo:** cualquier material agregado a un fluido de perforación para lograr un propósito en particular.

**Adhesión:** la fuerza que mantiene unidas a moléculas distintas.

**Alquil:** es un radical que se obtiene por eliminación del grupo OH de un alcohol, por ejemplo CH<sub>3</sub>-CH<sub>2</sub>- es un radical alquil que proviene del alcohol etílico.

**Arcilla** los minerales arcillosos son generalmente insolubles en agua, pero se dispersan bajo hidratación, formando partículas extremadamente pequeñas con tamaños comprendidos entre tamaños submicrónicos y 100 micrones.

**Arcillolita:** roca sedimentaria de grano muy fino. Compuesta por partículas coloidales de alta plasticidad y con diferentes minerales principalmente arcillosos.

**Bentonita:** una arcilla coloidal plástica que se compone principalmente del mineral montmorilonita de sodio, un silicato de aluminio hidratado.

**Broilers:** son las aves que forman parte de la mayoría del mercado de la carne. En las aves se habla de líneas genéticas más que de razas, debido a que éstas son híbridos y el nombre corresponde al de la empresa que las produce, la obtención de estas líneas genéticas broiler están basadas en el cruzamiento de razas diferentes.

**Cabeza Hidrostática:** la presión ejercida por una columna de fluido, generalmente expresada en libras por pulgada cuadrada (lb/pulg<sup>2</sup>). Para determinar la cabeza hidrostática en Psi a una profundidad determinada, multiplicar la profundidad en pies por la densidad en libras por galón por 0,052.

**Cake:** los sólidos suspendidos que se depositan sobre un medio poroso durante el proceso de filtración.

**Compatibilidad:** una medida de la tendencia de dos sustancias (sólidos, líquidos, mezclas, etc.) a actuar o reaccionar.

**Concentración de Sólidos:** la cantidad total de sólidos en un fluido de perforación, determinada por destilación, que incluye los sólidos disueltos y los sólidos suspendidos o no disueltos.

**Contaminación:** la presencia en un fluido de perforación de cualquier materia extraña que tienda a producir propiedades perjudiciales del fluido de perforación.

**Daño a la Formación:** daños a la productividad de un pozo, causados por la invasión de partículas de lodo o filtrados de lodo dentro de la formación.

**Densidad:** materia medida como masa por volumen unitario, expresado en libras por expresado en porcentaje en volumen.

**Dispersante:** cualquier producto químico que estimula la dispersión de las partículas, Polímeros de carga negativa que neutralizan las cargas positivas que presentan los bordes de las partículas de arcilla.

**Edulcorante:** sustancia que proporciona a un alimento un gusto dulce.

**Emulsificante:** sustancia usada para producir una emulsión de dos líquidos inmiscibles.

**Emulsión:** una mezcla líquida heterogénea, de dos o más líquidos inmiscibles, pero que son mantenidos en suspensión, uno en otro, por agitación mecánica, o más frecuentemente, mediante la adición de pequeñas cantidades de sustancias llamadas emulsificantes. Las emulsiones pueden ser mecánicas, química. Los tipos de emulsión son aceite en agua o agua en aceite.

**Esfuerzo de corte:** resistencia interna a un esfuerzo aplicado para iniciar flujo. Una acción, resultante de las fuerzas aplicadas, que causa el deslizamiento entre dos partes contiguas de un cuerpo, en una dirección paralela a su plano de contacto.

**Ésteres:** son compuestos orgánicos en los cuales un grupo orgánico reemplaza a un átomo de hidrógeno (o más de uno) en un ácido oxigenado. Un ácido oxigenado es un ácido cuyas moléculas poseen un grupo  $\text{OH}^-$  desde el cual el hidrógeno (H) puede disociarse como un ion protón ( $\text{H}^+$ ). En bioquímica son el producto de la reacción entre los ácidos grasos y los alcoholes. Los ésteres más comúnmente encontrados en la naturaleza son las grasas, que son ésteres de glicerina y ácidos grasos.

**Filtración** el proceso de separación de sólidos suspendidos de su líquido, forzando el líquido a través de un medio poroso. Dos tipos de filtración de fluido ocurren en un pozo: filtración dinámica durante la circulación y filtración estática cuando el fluido no está circulando.

**Filtrado:** el líquido forzado a través de un medio poroso durante el proceso de filtración.

**Fluidez:** recíproco de la viscosidad. Medida de la velocidad a la cual un fluido es deformado continuamente por un esfuerzo de corte. Facilidad de flujo.

**Fluido:** una sustancia que adopta fácilmente la forma del recipiente en el que se coloca. El término incluye líquidos y gases. Se trata de una sustancia en la que la aplicación de cada sistema de esfuerzos (excepto la presión hidrostática) producirá una deformación continuamente creciente, sin relación alguna entre el régimen de deformación en cualquier instante y la magnitud de los esfuerzos en ese instante. Los fluidos de perforación son generalmente fluidos newtonianos y plásticos, pocas veces pseudoplásticos y raramente dilatantes.

**Fluido Newtoniano:** los fluidos básicos y más simples, desde el punto de vista de la viscosidad, en los cuales el esfuerzo de corte es directamente

proporcional a la velocidad de corte. Estos fluidos comenzarán a moverse inmediatamente cuando se aplica una presión o fuerza mayor que cero, ejemplo el agua, el aceite diesel y la glicerina.

**Grasa:** es un término genérico para varias clases de lípidos, aunque generalmente se refiere a los acilglicéridos, ésteres en los que uno, dos o tres ácidos grasos se unen a una molécula de glicerina, formando monoglicéridos, diglicéridos y triglicéridos respectivamente. Esta está presente en muchas formas de vida, y tienen funciones tanto estructurales como metabólicas.

**Higroscopia:** Es la capacidad de algunas sustancias de absorber o ceder humedad al medioambiente.

**Humectabilidad:** Indica la capacidad de la superficie de un sólido para ser recubierta por un líquido (agua o aceite).

**Invasión:** movimiento de un líquido fuera de su área asignada, dentro de otra área, posiblemente resultando en un cambio físico o químico del área invadida. Se refiere generalmente al movimiento de salmuera, lodo o filtrado de lodo dentro de una formación geológica.

**Inhibidor:** se agrega al lodo para que el filtrado del fluido de perforación pueda prevenir o retardar la hidratación de las arcillas y lutitas de la formación.

**Lodo:** fluido de perforación base agua o aceite cuyas propiedades han sido modificadas por sólidos comerciales y/o nativos, disueltos y/o suspendidos. Se usa para hacer circular los recortes fuera del pozo y cumplir otras

funciones durante la perforación de un pozo. Lodo es el término que se suele atribuir con mayor frecuencia a los fluidos de perforación.

**Matriz:** el patrón de los granos en una roca o formación.

**Pega:** la tubería de perforación, la tubería de revestimiento u otros dispositivos pueden quedar bloqueados en el pozo. Puede ocurrir durante la perforación, mientras que se mete la tubería de revestimiento en el pozo o cuando se levanta la tubería de perforación.

**Penetración - Velocidad de (ROP):** La velocidad en pies por hora, a la cual la perforación avanza para profundizar el pozo.

**Permeabilidad:** es una medida de la capacidad de una roca para transmitir un fluido de una fase en condiciones de flujo laminar. La unidad de permeabilidad es el darcy.

**Porosidad:** es la cantidad de espacio vacío en una roca de formación, generalmente expresada como porcentaje de vacío por volumen total. La porosidad absoluta se refiere a la cantidad total de espacio poral en una roca, independientemente de que este espacio pueda o no ser sujeto a la penetración del fluido. La porosidad efectiva se refiere a la cantidad de espacios porales conectados, el espacio disponible para la penetración de fluido.

**Profundidad Vertical Total (TVD):** la mayor profundidad vertical alcanzada por la perforación.

**Reograma:** es una notación grafica para describir conjuntos de relaciones de ecuaciones lineales los reogramas se usan para dar solución a dichas ecuaciones y para construir directamente modelos de sistemas lineales.

**Reología:** la ciencia que trata de la deformación y del flujo del agua.

**Reopexico:** comportamiento presentado por algunos fluidos que se espesan al ser sometidos a agitación de corte.

**Rolar:** es el envejecimiento dinámico del fluido de perforación dentro de contenedores presurizados, en donde se demuestra efectivamente los efectos térmicos sobre la viscosidad y el comportamiento de varios aditivos, como los dispersantes y coloides orgánicos expuestos a elevadas temperaturas.

**Sacarosa:** es un disacárido formado por alfa-glucosa y beta-fructos. Esta es un producto intermedio principal de la fotosíntesis, en muchas plantas constituye la forma principal de transporte de azúcar desde las hojas a otras partes de la planta.

**Sólidos, Disueltos:** sólidos, generalmente sales en nuestra industria, pero el término no se limita a sales, que están disueltos en un fluido. Una salmuera contiene sales disueltas que fueron agregadas y otros sólidos disueltos como óxido de hierro, carbonato de calcio y sulfato, etc. El número de tipos potenciales de sales disueltas es ilimitado. La cantidad total de sales disueltas es limitada por el punto de cristalización.

**Sólidos, Suspendidos:** sólidos que no están disueltos y que pueden permanecer en suspensión en un fluido de perforación, rehabilitación o completamiento.

**Surfactante:** compuesto químico que posee la propiedad de disminuir la tensión interfacial de algunos fluidos. Una posibilidad para romper una emulsión es mediante la inyección de surfactantes. Tienen la afinidad tanto al agua como al aceite, situándose en la interfase entre los dos líquidos inmiscibles y alterando la tensión interfacial. Puede romper la emulsión al remover la película interfacial que envuelve las gotas de emulsión.

**Tensión Interfacial:** la fuerza requerida para romper la superficie entre dos líquidos inmiscibles. Cuanto más baja sea la tensión interfacial entre las dos fases de una emulsión, más fácil será la emulsificación. Cuando los valores se acercan a cero, la emulsión se forma espontáneamente.

**Torque:** una medida de la fuerza o esfuerzo aplicado a un eje, causando su rotación. Esto se aplica especialmente a la rotación de la tubería de perforación.

**Triglicéridos:** son acilglicéridos (un tipo de lípidos) formados por una molécula de glicerol, que tiene esterificada sus tres grupos hidroxilo, por tres ácidos grasos saturados o insaturados.

**Viscosidad:** resistencia del fluido a fluir.

**Velocidad de corte:** es el gradiente de velocidad en el fluido. Es la velocidad con que diferentes capas del fluido se mueven, una respecto a otra dividido por la distancia que las separa.

**Zona o Formación Productiva:** la formación perforada que contiene cantidades comerciales de petróleo y/o gas.

## RESUMEN

**TITULO: ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DEL USO DE LA GLICERINA COMO FASE CONTINUA EN FLUIDOS DE PERFORACIÓN DE EMULSIÓN INVERSA\*.**

**AUTORES:  
TATIANA BERNA ARTEAGA  
IBIS ILIAS MELGAREJO\*\***

### **PALABRAS CLAVES**

**Estudio de factibilidad, Fluidos, Glicerina, Emulsión Inversa, Transesterificación.**

### **DESCRIPCIÓN**

En la industria petrolera, los fluidos de perforación generalmente emplean agua o aceite como su fase continua, con el fin de ampliar estas posibilidades el presente trabajo de grado tiene como propósito fundamental, plantear una nueva opción basada en el estudio de la posibilidad de aprovechar la glicerina cruda, producto del proceso de transesterificación para la obtención del biodiesel, como fase continua en fluidos de perforación de emulsión inversa.

Este proyecto se fundamenta en la búsqueda de una formulación que use como fase continua la glicerina y cuyas propiedades estén dentro de las especificaciones que debe cumplir un fluido de perforación, para esto se realizaron las pruebas necesarias tendientes a evaluar diferentes formulaciones y se compararon las características obtenidas con las alcanzadas empleando un aceite diesel de bajo contenido de aromáticos como fase continua. Dentro de las pruebas se incluyeron ensayos de filtración a alta presión y alta temperatura (HPHT), pruebas de reología (FANN 35 y Viscosímetro 35-SA), pruebas químicas y lubricidad, entre otras.

Finalmente, aunque los resultados obtenidos no están próximos a ser los óptimos, se aportan nuevas opciones y queda abierta una ventana a la investigación que permite a la academia apreciar desde otro punto de vista la importancia de las tecnologías alternativas.

---

\*Tesis de Grado.

\*\* Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Ing. Emiliano Ariza León.

## **ABSTRACT**

**TITLE: STUDY OF FACTIBILITY ABOUT THE USE GLYCERINE AS CONTINUOUS PHASE IN DRILLING FLUIDS OF INVERSE EMULSION\*.**

**AUTHORS:  
TATIANA BERNA ARTEAGA  
IBIS ILIAS MELGAREJO\*\***

### **KEY WORDS**

**Study of Factibility, Fluids, Glycerine, Inverse Emulsion, Transesterification.**

### **DESCRIPTION**

In the petroleum industry, drilling fluids generally use water or oil as their continuous phase, in order to extend these possibilities, the present undergraduate work has as main purpose, propose a new option based on the study of the possibility of taking advantage of the crude glycerine, it is product of the process of transesterification for the obtaining biodiesel as a continuous phase in drilling fluids of inverse emulsion

This project is based on the search of a formulation that uses as continuous phase the glycerine and which properties are into the specifications that drilling fluids should perform, to get it were realized the necessary tests tending to evaluate different formulations and the obtained characteristics were compared with the reached using oil diesel of low content of aromatic as constant phase. Inside the tests were included tests of filtration to high pressure and high temperature (HPHT), rheology test (FANN 35 and Viscosimeter 35-SA), chemical and lubricity tests, and others.

Finally, although the obtained results are not close to be optimum, new options are presented and a new window keeps opened to research that allows the academy to observe since a different point of view the importance of alternative technologies.

---

\*Undergraduate Project

\*\* Physiochemical Engineering Faculty. Engineering School. Director: Eng. Emiliano Ariza León

## INTRODUCCIÓN

Debido al incremento exponencial de la producción de biodiesel, la glicerina bruta generada en la reacción de transesterificación de los aceites vegetales está alcanzando grandes volúmenes. Independientemente del amplio abanico de aplicaciones del glicerol puro en alimentación, el sector farmacéutico, cosmético y otras muchas industrias, resulta muy costoso refinar la glicerina cruda hasta una elevada pureza, especialmente para los pequeños y medianos productores de biodiesel. Por cada 100 Kg. de ésteres metílicos producidos, se generan 10 Kg. de glicerina cruda, lo que supone el 10 % del biodiesel producido.

Ante esta situación y la perspectiva de futuro, existe una necesidad urgente de encontrar nuevas aplicaciones para la glicerina que ayudarían a disminuir los costos de producción de biodiesel. Aunque la glicerina puede aprovecharse energéticamente como combustible, resulta más ventajoso transformarla en productos de alto valor añadido.

Teniendo en cuenta lo anterior, y sabiendo que en años recientes, los fluidos de perforación que emplean sintéticos formulados empleando ésteres, éteres o polialfaolefinas como la fase continua del fluido, se encuentran disponibles como alternativas, HALLIBURTON LATIN AMÉRICA, división BAROID DRILLING FLUIDS decide apoyar el estudio la factibilidad del uso de la glicerina como fase continua, a través de la realización de una serie de pruebas para evaluar si el comportamiento de sus propiedades está dentro de las especificaciones que debe cumplir un fluido de perforación.

En este orden de ideas, se espera obtener una solución del problema anteriormente expuesto, al tiempo que se aporta una nueva opción a la

industria petrolera y se abre una ventana a la investigación que le permita a la academia apreciar desde otro punto de vista la importancia de las tecnologías alternativas.

## 1. FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Los fluidos de perforación pueden definirse como la mezcla de fluidos y sólidos con determinadas características que contribuyen a cumplir con las distintas funciones de los mismos. Su diseño y composición se establecen de acuerdo a las características físico-químicas de las distintas formaciones a perforar.

### 1.1 PROPIEDADES FISICOQUÍMICAS DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN

**1.1.1 Densidad.** Es el peso de un volumen de un fluido y se define como la relación de masa dividida por el volumen. Las unidades comunes de densidad del campo petrolífero son las libras por galón (lb/gal), libras por pie cúbico (lb/ft<sup>3</sup>), kilogramos por centímetro cúbico (kg/cm<sup>3</sup>), gramos por centímetro cúbico (g/cm<sup>3</sup>) o gradiente como libras por pulgada cuadrada.

Esta propiedad define la capacidad del lodo de ejercer una contrapresión en las paredes de la perforación, controlando de este modo las presiones litostática e hidrostática existentes en las formaciones perforadas y no exceder el gradiente de fractura.

Se determina pesando en una balanza un volumen conocido de lodo.

**1.1.2 Reología.** Es la ciencia que trata de la deformación y del flujo de la materia.

Al tomar ciertas medidas en un fluido, es posible determinar la manera en que dicho fluido fluirá bajo diversas condiciones, incluyendo la temperatura, la presión y la velocidad de corte.

La reología está relacionada con los esfuerzos cortantes generados por el lodo mientras este fluye y el comportamiento del mismo en la suspensión de los cortes hasta la superficie y la generación de fuerzas estáticas de gel para suspender los sólidos cuando se detiene la circulación.

Antes de adentrarnos en las distintas propiedades reológicas existentes, es necesario manejar ciertos términos reológicos, referenciados en el cuadro 1. Conociendo los términos descritos en dicho cuadro, podemos mencionar las distintas propiedades reológicas de los fluidos de perforación:

- **Viscosidad ( $\mu$ ):** es el término reológico más conocido. Se define como Esfuerzo cortante de un fluido dividido por la correspondiente velocidad de corte, o  $\mu = \tau/\dot{\gamma}$ .

En su sentido más amplio, la viscosidad se puede describir como la resistencia interna de un fluido a circular. Define la capacidad del lodo de lograr una buena limpieza del pozo, de mantener en suspensión y desalojar los cortes y de facilitar su decantación en la zaranda.

En el campo petrolífero, los términos a continuación se usan para describir la viscosidad y las propiedades reológicas del fluido de perforación:

- **Viscosidad embudo (seg/qt o seg/l):** la viscosidad de embudo Marsh es el tiempo, en segundos, requerido para que un cuarto de galón de fluido fluya a través de un embudo Marsh. No proporciona suficiente información para determinar las propiedades reológicas o las características de flujo de un fluido pero, es útil solo para comparaciones relativas.

- **Viscosidad efectiva (cP o mPa.seg):** La viscosidad efectiva ( $\mu_e$ ) de un fluido es la viscosidad de un fluido bajo condiciones específicas. Estas condiciones incluyen la velocidad de corte, la presión y la temperatura.

Cuadro 1. Términos Reológicos.

Término Reológico	Símbolo	Unidad(es)	Definición
Velocidad de corte	$\gamma$	$\text{seg}^{-1}$	Cambio de velocidad del fluido dividido por el corte ancho del canal a través del cual el flujo se desplaza en flujo laminar.
Esfuerzo de corte	$\tau$	lb/100ft <sup>2</sup> Pa	La fuerza por unidad de superficie requerida para mover un fluido una velocidad de corte dada. El esfuerzo cortante se mide en viscosímetros de campos petroleros por la deflexión del dial del medidor a una velocidad de corte. La lectura específica del dial es generalmente denotada por $\theta$ .  <i>Ejemplo: <math>\theta 300</math> describe la deflexión del dial a 300 rpm en el viscosímetro rotativo.</i>
Índice de flujo	$n$	ninguna	La relación numérica entre el esfuerzo cortante y la velocidad de corte de un fluido en un gráfico "log/log". Este valor describe el grado de comportamiento adelgazante por corte de un fluido.  $n = \frac{\log\left[\frac{\theta 600}{\theta 300}\right]}{\log\left[\frac{600}{300}\right]} \quad \text{o} \quad n = 3.32 \times \log\left[\frac{\theta 600}{\theta 300}\right]$
Índice de consistencia	$k$	(eq) cP Pa.seg <sup>n</sup> lb/100 pies <sup>2</sup> seg <sup>n</sup>	La viscosidad de un fluido que fluye, de idéntico concepto que VP.  <i>Nota: Los efectos viscosos atribuidos al esfuerzo cortante de un fluido no son parte del índice de consistencia, puesto que este parámetro describe solamente el flujo dinámico.</i>  $k = \frac{511 \times \theta 300}{511^n} \quad \text{o} \quad k = \frac{511 \times \theta 600}{1022^n}$

Fuente: Manual de fluidos de BAROID.

- **Viscosidad aparente (cP o mPa.seg):** la viscosidad aparente (VA) es una medida relativa a la resistencia del fluido a circular. Por efectos de adhesión y cohesión proporcionado por la atracción entre las moléculas y el comportamiento de las partículas, suspendidas en el fluido de perforación. La viscosidad aparente está indicada por la indicación del viscosímetro de lodo a 300 RPM (θ300) o la mitad de la indicación del viscosímetro a 600 RPM (θ600).

- **Viscosidad plástica (cP o mPa.seg):** la viscosidad plástica (VP) se describe generalmente como la parte de la resistencia al flujo que es causada por la fricción mecánica. La viscosidad plástica es afectada principalmente por: la concentración de sólidos, el tamaño y la forma de los sólidos, la viscosidad de la fase fluida, la presencia de algunos polímeros de cadena larga, las relaciones aceite-agua (A/A) o Sintético-Agua (S/A) en los fluidos de emulsión inversa.

$$VP = \theta 600 - \theta 300$$

**Punto cedente (YP):** es el segundo componente de la resistencia al flujo en un fluido de perforación, es una medida de las fuerzas electroquímicas o de atracción en un fluido. Estas fuerzas son el resultado de las cargas negativas y positivas ubicadas en o cerca de las superficies de las partículas. El punto cedente es una medida de estas fuerzas bajo las condiciones de flujo, y depende de: (1) las propiedades superficiales de los sólidos del fluido, (2) la concentración volumétrica de los sólidos, y (3) el ambiente eléctrico de estos sólidos (concentración y tipos de iones en la fase fluida del fluido).

$$YP \left[ \frac{\text{lb}}{100 \text{ ft}^2} \right] = ( 2 \times \theta 300 ) - \theta 600$$

$$YP \left[ \frac{\text{lb}}{100 \text{ ft}^2} \right] = 0300 - VP$$

**Esfuerzo cedente (YS):** es la fuerza requerida para iniciar el flujo; el valor calculado del esfuerzo cortante cuando la velocidad de corte es cero; es independiente del tiempo, pero se considera una resistencia gel en un tiempo cero.

Se ha determinado que para perforación de desviación controlada, de alcance extendido y horizontal, los valores de viscosidad a baja velocidad de corte (6 y 3 RPM) tienen un mayor impacto sobre la limpieza del pozo que el punto cedente, además de proporcionar la suspensión de barita bajo condiciones tanto dinámicas como estáticas.

$$YS \left[ \frac{\text{lb}}{100 \text{ ft}^2} \right] = (2 \times 03) - 06$$

**Esfuerzos de gel:** estos esfuerzos nos proporcionan una medida de la capacidad que tiene un fluido formar una estructura de gel cuando está estático, y luego regresar al estado de fluido cuando se aplica un esfuerzo de corte. La resistencia del gel formado depende de la cantidad y del tipo de sólidos en suspensión, del tiempo, de la temperatura y del tratamiento químico. Es decir, que cualquier cosa que fomente o impide el enlace de las partículas, aumentará o reducirá la tendencia a gelificación de un fluido.

La magnitud de la gelificación, así como el tipo de esfuerzo de gel, es importante en la suspensión de los recortes y del material densificante. No se debe permitir que la gelificación alcance un nivel más alto del necesario para cumplir estas funciones.

Las indicaciones de esfuerzo de gel son leídas con el viscosímetro a intervalos de 10 segundos y 10 minutos, y a intervalos de 30 minutos para las situaciones críticas.

Estos esfuerzos se miden en lb/100 pies<sup>2</sup> o Pa.

**1.1.3 Perdida de filtrado.** Los fluidos de perforación son lechadas que se componen de una fase líquida y partículas sólidas. La filtración se refiere a la acción mediante la cual la presión diferencial generada cuando la presión hidrostática ejercida por la columna de fluido en el pozo es mayor que la presión de formación hace entrar a la fase líquida del lodo de perforación dentro de una formación permeable. Durante este proceso, las partículas sólidas son filtradas, formando un revoque. Si la fase líquida también contiene un líquido inmiscible, tal como una salmuera en un lodo base aceite, entonces las gotas del líquido inmiscible también se depositarán en el revoque o torta (cake) y contribuirán al control de filtración.

La filtración ocurre bajo condiciones tanto dinámicas como estáticas, durante las operaciones de perforación. La filtración estática ocurre cuando el lodo está en reposo (durante las conexiones, los viajes o cuando el fluido no está circulando) y el espesor de la torta aumenta con el tiempo. La filtración bajo condiciones dinámicas ocurre mientras el fluido de perforación está circulando, la torta es más delgada pero la pérdida de fluido es mayor.

Existen cinco factores que afectan principalmente la filtración: el tiempo, la diferencia de presión – compresibilidad del revoque, viscosidad, permeabilidad del revoque y composición y orientación de los sólidos.

Se tienen varios métodos para determinar el filtrado de un fluido de perforación el filtrado API a presiones moderadas de presión (100 psi) y temperatura ambiente. El filtrado de alta presión alta temperatura HPHT

(APAT) a condiciones de 500 psi y 250 °F o más , el filtrado PPT a condiciones de 1000 psi o más y 250°F o mas y el F ANN 90 que es una filtración dinámica a alta presión y alta temperatura.

**1.1.4 El pH.** El valor de pH se usa para describir la acidez o basicidad de las soluciones. El valor de pH se define como el logaritmo negativo de la concentración de iones hidrógeno. Bajos valores de pH corresponden a una acidez creciente y altos valores de pH corresponden a una alta basicidad. Un cambio de una unidad de pH corresponde a un aumento de diez veces la concentración de iones hidrógeno.

En general los lodos de perforación deben ser alcalinos con pH que oscilen entre 8 y 13 para prevenir la corrosión en la tubería, preservar y activar los aditivos del lodo y mantener las propiedades reológicas.

**1.1.5 Alcalinidad.** Las valoraciones de alcalinidad determinan las concentraciones de  $\text{OH}^-$  ,  $\text{HCO}_3^-$  y  $\text{CO}_3^{2-}$  midiendo la cantidad de ácido requerida para reducir el pH. Los boratos, silicatos, fosfatos, sulfatos y ácidos orgánicos (como el lignito) también pueden entrar en la valoración y/o los cálculos del tratamiento, en base a los valores de alcalinidad. La alcalinidad es la potencia de combinación de una base, medida por la cantidad de ácido que puede reaccionar para formar una sal. En la ingeniería de lodos, la alcalinidad de fenolftaleína (P) es indicada por el número de milímetros de  $\text{H}_2\text{SO}_4$  0,02 N (lodos base agua) requeridos para valorar un milímetro de filtrado ( $P_f$ ) o lodo ( $P_m$ ), reduciendo el pH hasta 8,3. La alcalinidad de filtrado de anaranjado de metilo ( $M_f$ ) mide el ácido requerido para reducir el pH hasta 4,3.

**1.1.6 Lubricidad.** Es la disminución de la resistencia a la fricción de la sarta a la rotación y al movimiento vertical del pozo (torque y arrastre),

incrementando la vida útil de la broca y la sarta. La fricción puede suceder entre la sarta y el revestimiento de las paredes del hueco.

Para evaluar en el laboratorio la lubricidad de un lodo se utiliza un equipo especial medidor de lubricidad llamado lubricity tester que puede simular la rotación de la tubería bajo las condiciones de presión a las que se encuentra sometida en el pozo.

**1.1.7 Estabilidad de la emulsión.** La Estabilidad Eléctrica (ES) constituye una indicación relativa de la estabilidad de la emulsión. Se trata de una medida del voltaje requerido para romper la emulsión y permitir que las gotas de agua emulsionada se conecten (i.e., se fusionen), permitiendo la transmisión de la corriente eléctrica.

Las emulsiones fuertes requieren altos voltajes para fusionar las gotas de agua y romper la emulsión. La estabilidad eléctrica se registra en voltios. Varios factores principales afectan la estabilidad eléctrica: contenido de agua, sólidos humectados por agua, emulsificación, temperatura y tipo de sólidos.

## **1.2 FUNCIONES DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN**

Las funciones del fluido de perforación describen las tareas que el fluido de perforación es capaz de desempeñar, aunque algunas de éstas no sean esenciales en cada pozo. La remoción de los recortes del pozo y el control de las presiones de la formación son funciones sumamente importantes.

Aunque el orden de importancia sea determinado por las condiciones del pozo y las operaciones en curso, las funciones más comunes del fluido de perforación son las mencionadas a continuación:

**1.2.1 Remoción de los recortes del pozo.** Los recortes de perforación deben ser retirados del pozo a medida que son generados por la broca. Con este fin, se hace circular un fluido de perforación dentro de la columna de perforación y a través de la broca, el cual arrastra y transporta los recortes hasta la superficie, subiendo por el espacio anular. La remoción de los recortes (limpieza del pozo) depende del tamaño, forma y densidad de los recortes, unidos a la velocidad de penetración (ROP); de la rotación de la columna de perforación; y de la viscosidad, densidad y velocidad anular del fluido de perforación.

**1.2.2 Control de las presiones de la formación.** Como se mencionó anteriormente, una función básica del fluido de perforación es controlar las presiones de la formación para garantizar una operación de perforación segura.

Típicamente, a medida que la presión de la formación aumenta, se aumenta la densidad del fluido de perforación agregando barita para equilibrar las presiones y mantener la estabilidad del pozo. Esto impide que los fluidos de formación fluyan hacia el pozo y que los fluidos de formación presurizados causen un reventón. La presión ejercida por la columna de fluido de perforación mientras está estática (no circulando) se llama presión hidrostática y depende de la densidad (peso del lodo) y de la Profundidad Vertical Verdadera (TVD) del pozo. Si la presión hidrostática de la columna de fluido de perforación es igual o superior a la presión de la formación, los fluidos de la formación no fluirán dentro del pozo.

Mantener un pozo “bajo control” se describe frecuentemente como un conjunto de condiciones bajo las cuales ningún fluido de la formación fluye dentro del pozo. Pero esto también incluye situaciones en las cuales se permite que los fluidos de la formación fluyan dentro del pozo bajo

condiciones controladas. Dichas condiciones varían de los casos en que se toleran altos niveles de gas de fondo durante la perforación, a situaciones en que el pozo produce cantidades comerciales de petróleo y gas mientras se está perforando.

El control de pozo (o control de presión) significa que no hay ningún flujo incontrolable de fluidos de la formación dentro del pozo.

La presión hidrostática también controla los esfuerzos adyacentes al pozo y que no son ejercidos por los fluidos de la formación. En las regiones geológicamente activas, las fuerzas tectónicas imponen esfuerzos sobre las formaciones y pueden causar la inestabilidad de los pozos, aunque la presión del fluido de la formación esté equilibrada. Los pozos ubicados en formaciones sometidas a esfuerzos tectónicos pueden ser estabilizados equilibrando estos esfuerzos con la presión hidrostática. Igualmente, la orientación del pozo en los intervalos de alto ángulo y horizontales puede reducir la estabilidad del pozo, lo cual también se puede controlar con la presión hidrostática.

Las presiones normales de formación varían de un gradiente de presión de 0,433 psi/pie (equivalente a 8,33 lb/gal de agua dulce) en las áreas ubicadas tierra adentro, a 0,465 psi/pie (equivalente a 8,95 lb/gal) en las cuencas marinas. La elevación, ubicación, y varios procesos e historias geológicas crean condiciones donde las presiones de la formación se desvían considerablemente de estos valores normales. La densidad del fluido de perforación puede variar desde la densidad del aire (básicamente 0 psi/pie) hasta más de 20,0 lb/gal (1,04 psi/pie).

Las formaciones con presiones por debajo de lo normal se perforan frecuentemente con aire, gas, niebla, espuma rígida, lodo aireado o fluidos especiales de densidad muy baja (generalmente a base de petróleo).

El peso de lodo usado para perforar un pozo está limitado por el peso mínimo necesario para controlar las presiones de la formación y el peso máximo del lodo que no fracturará la formación. En la práctica, conviene limitar el peso del lodo al mínimo necesario para asegurar el control del pozo y la estabilidad del mismo.

**1.2.3 Suspensión y descarga de recortes.** Los lodos de perforación deben suspender los recortes de perforación, los materiales densificantes y los aditivos bajo una amplia variedad de condiciones, sin embargo deben permitir la remoción de los recortes por el equipo de control de sólidos.

Los recortes de perforación que se sedimentan durante condiciones estáticas pueden causar puentes y rellenos, los cuales, por su parte, pueden producir el atascamiento de la tubería o la pérdida de circulación.

El material densificante que se sedimenta constituye un asentamiento y causa grandes variaciones de la densidad del fluido del pozo. El asentamiento ocurre con mayor frecuencia bajo condiciones dinámicas en los pozos de alto ángulo donde el fluido está circulando a bajas velocidades anulares.

Las altas concentraciones de sólidos de perforación son perjudiciales para prácticamente cada aspecto de la operación de perforación, principalmente la eficacia de la perforación y la velocidad de penetración (ROP). Estas concentraciones aumentan el peso y la viscosidad del lodo, produciendo mayores costos de mantenimiento y una mayor necesidad de dilución.

También aumentan la potencia requerida para la circulación, el espesor del revoque, el torque y el arrastre, y la probabilidad de pega por presión diferencial.

Se debe mantener un equilibrio entre las propiedades del fluido de perforación que suspenden los recortes y las propiedades que facilitan la remoción de los recortes por el equipo de control de sólidos. La suspensión de los recortes requiere fluidos de alta viscosidad que disminuyen su viscosidad con el esfuerzo de corte con propiedades tixotrópicas, mientras que el equipo de remoción de sólidos suele funcionar más eficazmente con fluidos de viscosidad más baja. El equipo de control de sólidos no es tan eficaz con los fluidos de perforación que no disminuyen su viscosidad con el esfuerzo de corte, los cuales tienen un alto contenido de sólidos y una alta viscosidad plástica.

Para lograr un control de sólidos eficaz, los sólidos de perforación deben ser extraídos del fluido de perforación durante la primera circulación proveniente del pozo. Al ser circulados de nuevo, los recortes se descomponen en partículas más pequeñas que son más difíciles de retirar. Un simple método para confirmar la remoción de los sólidos de perforación consiste en comparar el porcentaje de arena en el lodo en la línea de flujo y en el tanque de succión.

**1.2.4 Obturación de las formaciones permeables.** La permeabilidad se refiere a la capacidad de los fluidos de circular a través de formaciones porosas; las formaciones deben ser permeables para que los hidrocarburos puedan ser producidos.

Cuando la presión de la columna de lodo es más alta que la presión de la formación, el filtrado invade la formación y un revoque se deposita en la pared del pozo. Los sistemas de fluido de perforación deberían estar diseñados para depositar sobre la formación un delgado revoque de baja permeabilidad con el fin de limitar la invasión de filtrado. Esto mejora la estabilidad del pozo y evita numerosos problemas de perforación y

producción. Los posibles problemas relacionados con un grueso revoque y la filtración excesiva incluyen las condiciones de pozo “reducido”, registros de mala calidad, mayor torque y arrastre, tuberías atascadas, pérdida de circulación, y daños a la formación.

En las formaciones muy permeables con grandes gargantas de poros, el lodo entero puede invadir la formación, según el tamaño de los sólidos del lodo. Para estas situaciones, será necesario usar agentes puenteantes para bloquear las aberturas grandes, de manera que los sólidos del lodo puedan formar un sello.

Para ser eficaces, los agentes puenteantes deben tener un tamaño aproximadamente igual a la mitad del tamaño de la abertura más grande. Los agentes puenteantes incluyen el carbonato de calcio, la celulosa molida y una gran variedad de materiales de pérdida por infiltración u otros materiales finos de pérdida de circulación.

Según el sistema de fluido de perforación que se use, varios aditivos pueden ser aplicados para mejorar el revoque, limitando la filtración. Estos incluyen la bentonita, los polímeros naturales y sintéticos, el asfalto y la gilsonita, y los aditivos desfloculantes orgánicos.

**1.2.5 Mantenimiento de la estabilidad del hueco.** La estabilidad del pozo constituye un equilibrio complejo de factores mecánicos (presión y esfuerzo) y químicos. La composición química y las propiedades del lodo deben combinarse para proporcionar un pozo estable hasta que se pueda introducir y cementar la tubería de revestimiento.

Independientemente de la composición química del fluido y otros factores, el peso del lodo debe estar comprendido dentro del intervalo necesario para

equilibrar las fuerzas mecánicas que actúan sobre el pozo (presión de la formación, esfuerzos del pozo relacionados con la orientación y la tectónica). La inestabilidad del pozo suele ser indicada por el derrumbe de la formación, causando condiciones de agujero reducido, puentes y relleno durante las maniobras. Esto requiere generalmente el ensanchamiento del pozo hasta la profundidad original. (Se debe tener en cuenta que estos mismos síntomas también indican problemas de limpieza del agujero en pozos de alto ángulo y pozos difíciles de limpiar.)

La mejor estabilidad del pozo se obtiene cuando éste mantiene su tamaño y su forma cilíndrica original. Al desgastarse o ensancharse de cualquier manera, el pozo se hace más débil y es más difícil de estabilizar.

El ensanchamiento del pozo produce una multitud de problemas, incluyendo bajas velocidades anulares, falta de limpieza del pozo, mayor carga de sólidos, evaluación deficiente de la formación, mayores costos de cementación y cementación inadecuada.

El ensanchamiento del pozo a través de las formaciones de arena y arenisca se debe principalmente a las acciones mecánicas, siendo la erosión generalmente causada por las fuerzas hidráulicas y las velocidades excesivas a través de las toberas de la broca. Se puede reducir considerablemente el ensanchamiento del pozo a través de las secciones de arena adoptando un programa de hidráulica más prudente, especialmente en lo que se refiere a la fuerza de impacto y a la velocidad de la tobera. Las arenas mal consolidadas y débiles requieren un ligero sobrebalance y un revoque de buena calidad que contenga bentonita para limitar el ensanchamiento del pozo.

**1.2.6 Minimización de los daños a la formación.** Cualquier reducción de la porosidad o permeabilidad natural de una formación productiva es considerada como daño a la formación. Estos daños pueden producirse como resultado de la obturación causada por el lodo o los sólidos de perforación, o de las interacciones químicas (lodo) y mecánicas (conjunto de perforación) con la formación. El daño a la formación es generalmente indicado por un valor de daño superficial o por la caída de presión que ocurre mientras el pozo está produciendo (diferencial de presión del yacimiento al pozo).

El tipo de procedimiento y método de completamiento determinará el nivel de protección requerido para la formación. Por ejemplo, cuando un pozo está perforado, entubado y cementado, la profundidad de perforación permite generalmente una producción eficaz, a pesar de los daños que puedan existir cerca del hueco.

En cambio, cuando se termina un pozo horizontal usando uno de los métodos de completamiento en pozo abierto, se requiere usar un fluido de perforación del yacimiento diseñado especialmente para minimizar los daños. Aunque los daños causados por el fluido de perforación no sean casi nunca tan importantes que no se pueda producir el petróleo y/o gas, sería prudente tener en cuenta los posibles daños a la formación al seleccionar un fluido para perforar los intervalos productivos potenciales.

Algunos de los mecanismos más comunes causantes de daños a la formación son los siguientes:

a) Invasión de la matriz de la formación por el lodo o los sólidos de perforación, obturando los poros.

- b) Hinchamiento de las arcillas de la formación dentro del yacimiento, reduciendo la permeabilidad.
- c) Precipitación de los sólidos como resultado de la incompatibilidad entre el filtrado y los fluidos de la formación.
- d) Precipitación de los sólidos del filtrado del lodo con otros fluidos, tales como las salmueras o los ácidos, durante los procedimientos de completamiento o estimulación.
- e) Formación de una emulsión entre el filtrado y los fluidos de la formación, limitando la permeabilidad.

La posibilidad de daños a la formación puede ser determinada a partir de los datos de pozos de referencia y del análisis de los núcleos de la formación para determinar la permeabilidad de retorno. Fluidos de perforación diseñados para minimizar un problema en particular, fluidos de perforación del yacimiento diseñados especialmente, o fluidos de rehabilitación y completamiento pueden ser usados para minimizar los daños a la formación.

**1.2.7 Enfriamiento, lubricación y sostenimiento de la broca y del conjunto de perforación.** Las fuerzas mecánicas e hidráulicas generan una cantidad considerable de calor por fricción en la broca y en las zonas donde la columna de perforación rotatoria roza contra la tubería de revestimiento y el pozo. La circulación del fluido de perforación enfría la broca y el conjunto de perforación, alejando este calor de la fuente y distribuyéndolo en todo el pozo. La circulación del fluido de perforación enfría la columna de perforación hasta temperaturas más bajas que la temperatura de fondo. Además de enfriar, el fluido de perforación lubrica la columna de perforación, reduciendo aún más el calor generado por fricción.

Las brocas, los motores de fondo y los componentes de la columna de perforación fallarían más rápidamente si no fuera por los efectos refrigerantes y lubricantes del fluido de perforación.

La lubricidad de un fluido en particular es medida por su Coeficiente de Fricción (COF), y algunos lodos proporcionan una lubricación más eficaz que otros.

Por ejemplo, los lodos base de aceite y sintético lubrican mejor que la mayoría de los lodos base agua, pero éstos pueden ser mejorados mediante la adición de lubricantes. En cambio, los lodos base agua proporcionan una mayor lubricidad y capacidad refrigerante que el aire o el gas.

El coeficiente de lubricación proporcionado por un fluido de perforación varía ampliamente y depende del tipo y de la cantidad de sólidos de perforación y materiales densificantes, además de la composición química del sistema (pH, salinidad y dureza). La modificación de la lubricidad del lodo no es una ciencia exacta. Aun cuando se ha realizado una evaluación exhaustiva, teniendo en cuenta todos los factores pertinentes, es posible que la aplicación de un lubricante no produzca la reducción anticipada del torque y del arrastre.

Altos valores de torque y arrastre, un desgaste anormal, y el agrietamiento por calor de los componentes de la columna de perforación constituyen indicios de una lubricación deficiente.

Sin embargo, se debe tener en cuenta que estos problemas también pueden ser causados por grandes patas de perro y problemas de desviación, embolamiento de la broca, ojo de llave, falta de limpieza del agujero y diseño incorrecto del conjunto de fondo.

Aunque un lubricante pueda reducir los síntomas de estos problemas, la causa propiamente dicha debe ser corregida para solucionar el problema.

El fluido de perforación ayuda a soportar una porción del peso de la columna de perforación o tubería de revestimiento mediante la flotabilidad.

Cuando una columna de perforación, una tubería de revestimiento corta o una tubería de revestimiento está suspendida en el fluido de perforación, una fuerza igual al peso del lodo desplazado la mantiene a flote, reduciendo la carga del gancho en la torre de perforación. La flotabilidad está directamente relacionada con el peso del lodo; por lo tanto, un fluido de 18-lb/gal proporcionará el doble de la flotabilidad proporcionada por un fluido de 9-lb/gal.

El peso que una torre de perforación puede sostener está limitado por su capacidad mecánica, un factor que se hace cada vez más importante con el aumento de la profundidad, a medida que el peso de la sarta de perforación y de la tubería de revestimiento se hace enorme. Aunque la mayoría de los equipos de perforación tengan suficiente capacidad para manejar el peso de la columna de perforación sin flotabilidad, éste es un factor importante que se debe tener en cuenta al evaluar el punto neutro (cuando la columna de perforación no está sometida a ningún esfuerzo de tensión o compresión).

Sin embargo, cuando se introducen largas y pesadas tuberías de revestimiento, se puede usar la flotabilidad para proporcionar una ventaja importante. Cuando se usa la flotabilidad, es posible introducir tuberías de revestimiento cuyo peso excede la capacidad de carga del gancho de un equipo de perforación.

Si la tubería de revestimiento no está completamente llena de lodo al ser introducida dentro del agujero, el volumen vacío dentro de la tubería de revestimiento aumenta la flotabilidad, reduciendo considerablemente la carga del gancho a utilizar. Este proceso se llama “introducción por flotación” (“floating in”) de la tubería de revestimiento.

**1.2.8 Transmisión de la energía hidráulica a las herramientas y a la broca.** La energía hidráulica puede ser usada para maximizar la velocidad de penetración (ROP), mejorando la remoción de recortes en la broca. Esta energía también alimenta los motores de fondo que hacen girar la broca y las herramientas de medición al perforar (MWD) y registro al perforar (LWD). Los programas de hidráulica se basan en el dimensionamiento correcto de las toberas de la broca para utilizar la potencia disponible (presión o energía) de la bomba de lodo a fin de maximizar la caída de presión en la broca u optimizar la fuerza de impacto del chorro sobre el fondo del pozo. Los programas de hidráulica están limitados por la potencia disponible de la bomba, las pérdidas de presión dentro de la columna de perforación, la presión superficial máxima permisible y el caudal óptimo. Los tamaños de las toberas se seleccionan con el fin de aprovechar la presión disponible en la broca para maximizar el efecto del impacto de lodo en el fondo del pozo. Esto facilita la remoción de los recortes debajo de la broca y ayuda a mantener limpia la estructura de corte.

Las pérdidas de presión en la columna de perforación son mayores cuando se usan fluidos con densidades, viscosidades plásticas y contenidos de sólidos más altos. El uso de tuberías de perforación o juntas de tubería de perforación de pequeño diámetro interior (DI), motores de fondo y herramientas de MWD/LWD reduce la cantidad de presión disponible en la broca. Los fluidos de perforación que disminuyen su viscosidad con el esfuerzo de corte, de bajo contenido de sólidos, o los fluidos que tienen características reductoras de arrastre, son más eficaces para transmitir la energía hidráulica a las herramientas de perforación y a la broca.

En los pozos someros, la potencia hidráulica disponible es generalmente suficiente para asegurar la limpieza eficaz de la broca. Como la presión disponible en la columna de perforación disminuye a medida que se aumenta

la profundidad del pozo, se alcanzará una profundidad a la cual la presión será insuficiente para asegurar la limpieza óptima de la broca. Se puede aumentar esta profundidad controlando cuidadosamente las propiedades del lodo.

**1.2.9. Asegurar la evaluación adecuada de la formación.** La evaluación correcta de la formación es esencial para el éxito de la operación de perforación, especialmente durante la perforación exploratoria. Las propiedades químicas y físicas del lodo afectan la evaluación de la formación.

Las condiciones físicas y químicas del agujero después de la perforación también afectan la evaluación de la formación. Durante la perforación, técnicos llamados registradores de lodo (Mud Loggers) controlan la circulación del lodo y de los recortes para detectar indicios de petróleo y gas. Estos técnicos examinan los recortes para determinar la composición mineral, la paleontología y detectar cualquier indicio visual de hidrocarburos. Esta información se registra en un registro geológico (mud log) que indica la litología, la velocidad de penetración (ROP), la detección de gas y los recortes impregnados de petróleo, además de otros parámetros geológicos y de perforación importantes.

Los registros eléctricos con cable son realizados para evaluar la formación con el fin de obtener información adicional. También se pueden obtener núcleos de pared usando herramientas transportadas por cable de alambre. Los registros con cable incluyen la medición de las propiedades eléctricas, sónicas, nucleares y de resonancia magnética de la formación, para identificar la litología y los fluidos de la formación.

Herramientas de LWD están disponibles para obtener un registro continuo mientras se perfora el pozo. También se perfora una sección cilíndrica de la roca (un núcleo) en las zonas de producción para realizar la evaluación en el laboratorio con el fin de obtener la información deseada. Las zonas productivas potenciales son aisladas y evaluadas mediante la realización de Pruebas de Intervalo (FT) o Pruebas de Productividad Potencial de la Formación (DST) para obtener datos de presión y muestras de fluido.

Todos estos métodos de evaluación de la formación son afectados por el fluido de perforación. Por ejemplo, si los recortes se dispersan en el lodo, el geólogo no tendrá nada que evaluar en la superficie. O si el transporte de los recortes no es bueno, será difícil para el geólogo determinar la profundidad a la cual los recortes se originaron. Los lodos a base de petróleo, lubricantes, asfaltos y otros aditivos ocultarán los indicios de hidrocarburos en los recortes. Ciertos registros eléctricos son eficaces en fluidos conductores, mientras que otros lo son en fluidos no conductores. Las propiedades del fluido de perforación afectarán la medición de las propiedades de la roca por las herramientas eléctricas de cable. El filtrado excesivo puede expulsar el petróleo y el gas de la zona próxima al agujero, perjudicando los registros y las muestras obtenidas por las pruebas FT o DST. Los lodos que contienen altas concentraciones iónicas de potasio perjudican el registro de la radioactividad natural de la formación.

La salinidad alta o variable del filtrado puede dificultar o impedir la interpretación de los registros eléctricos.

Las herramientas de registro con cable deben ser introducidas desde la superficie hasta el fondo, y las propiedades de la roca se miden a medida que las herramientas son retiradas del pozo. Para un registro con cable

óptimo, el lodo no debe ser demasiado denso y debe mantener la estabilidad del pozo y suspender cualesquier recortes o derrumbes.

Además, el pozo debe mantener el mismo calibre desde la superficie hasta el fondo, visto que el ensanchamiento excesivo del diámetro interior y/o los revoques gruesos pueden producir diferentes respuestas al registro y aumentar la posibilidad de bloqueo de la herramienta de registro.

La selección del lodo requerido para perforar un núcleo está basada en el tipo de evaluación a realizar. Si se extrae un núcleo solamente para determinar la litología (análisis mineral), el tipo de lodo no es importante. Si el núcleo será usado para estudios de inyección de agua y/o humectabilidad, será necesario usar un lodo “suave” a base de agua, de pH neutro, sin agentes tensoactivos o diluyentes. Si el núcleo será usado para medir la saturación de agua del yacimiento, se suele recomendar un lodo suave a base de aceite con una cantidad mínima de agentes tensoactivos y sin agua o sal. Muchas operaciones de extracción de núcleos especifican un lodo suave con una cantidad mínima de aditivos.

**1.2.10. Control de la corrosión.** Los componentes de la columna de perforación y tubería de revestimiento que están constantemente en contacto con el fluido de perforación están propensos a varias formas de corrosión. Los gases disueltos tales como el oxígeno, dióxido de carbono y sulfuro de hidrógeno pueden causar graves problemas de corrosión, tanto en la superficie como en el fondo del pozo. En general, un pH bajo agrava la corrosión. Por lo tanto, una función importante del fluido de perforación es mantener la corrosión a un nivel aceptable. Además de proteger las superficies metálicas contra la corrosión, el fluido de perforación no debería dañar los componentes de caucho o elastómeros.

Cuando los fluidos de la formación y/o otras condiciones de fondo lo justifican, metales y elastómeros especiales deberían ser usados. Muestras de corrosión deberían ser obtenidas durante todas las operaciones de perforación para controlar los tipos y las velocidades de corrosión.

La aireación del lodo, formación de espuma y otras condiciones de oxígeno ocluido pueden causar graves daños por corrosión en poco tiempo.

Los inhibidores químicos y secuestradores son usados cuando el riesgo de corrosión es importante. Los inhibidores químicos deben ser aplicados correctamente. Las muestras de corrosión deberían ser evaluadas para determinar si se está usando el inhibidor químico correcto y si la cantidad es suficiente. Esto mantendrá la velocidad de corrosión a un nivel aceptable.

El sulfuro de hidrógeno puede causar una falla rápida y catastrófica de la columna de perforación. Este producto también es mortal para los seres humanos, incluso después de cortos periodos de exposición y en bajas concentraciones. Cuando se perfora en ambientes de alto contenido de  $H_2S$ , se recomienda usar fluidos de alto pH, combinados con un producto químico secuestrador de sulfuro, tal como el cinc.

**1.2.11. Facilitar la cementación y el completamiento.** El fluido de perforación debe producir un pozo dentro del cual la tubería de revestimiento puede ser introducida y cementada eficazmente, y que no dificulte las operaciones de completamiento. La cementación es crítica para el aislamiento eficaz de la zona y el completamiento exitoso del pozo. Durante la introducción de la tubería de revestimiento, el lodo debe permanecer fluido y minimizar el suabeo y pistoneo, de manera que no se produzca ninguna pérdida de circulación inducida por las fracturas.

Resulta más fácil introducir la tubería de revestimiento dentro de un pozo liso de calibre uniforme, sin recortes, derrumbes o puentes. El lodo debería tener un revoque fino y liso. Para que se pueda cementar correctamente la tubería de revestimiento, todo el lodo debe ser desplazado por los espaciadores, los fluidos de limpieza y el cemento. El desplazamiento eficaz del lodo requiere que el pozo tenga un calibre casi uniforme y que el lodo tenga una baja viscosidad y bajas resistencias de gel no progresivas. Las operaciones de completamiento tales como la perforación y la colocación de filtros de grava también requieren que el pozo tenga un calibre casi uniforme y pueden ser afectadas por las características del lodo.

**1.2.12. Minimizar el impacto sobre el medio ambiente.** Con el tiempo, el fluido de perforación se convierte en un desecho y debe ser eliminado de conformidad con los reglamentos ambientales locales. Los fluidos de bajo impacto ambiental que pueden ser eliminados en la cercanía del pozo son los más deseables.

La mayoría de los países han establecido reglamentos ambientales locales para los desechos de fluidos de perforación. Los fluidos a base de agua, a base de petróleo, anhidros y sintéticos están sujetos a diferentes consideraciones ambientales y no existe ningún conjunto único de características ambientales que sea aceptable para todas las ubicaciones.

Esto se debe principalmente a las condiciones complejas y cambiantes que existen por todo el mundo, la ubicación y densidad de las poblaciones humanas, la situación geográfica local (costa afuera o en tierra), altos o bajos niveles de precipitación, la proximidad del sitio de eliminación respecto a las fuentes de agua superficiales y subterráneas, la fauna y flora local, y otras condiciones.

### 1.3 CLASIFICACIÓN DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Según las características del terreno a perforar, profundidad final, disponibilidad, costos, cuidado del ambiente, entre otros, es seleccionado el fluido y sus aditivos para que satisfaga las necesidades operacionales.

Una forma simple en la que podemos agrupar los fluidos de perforación, puede ser la siguiente:

#### 1.3.1 Lodos líquidos.

**Lodos de emulsión directa o normal (lodos base agua):** Fluidos cuya fase continua es el agua y para complementar las propiedades requeridas se utilizan aditivos como densificantes, viscosificantes, dispersantes, controladores de filtrado, material de puenteo etc. Estos lodos son los más empleados por sus bajos costos y menor efecto ambiental. Se clasifican en:

**Lodos no dispersos:** estos fluidos no contienen aditivos químicos para controlar las propiedades del lodo, son utilizados para perforar pozos poco profundos o los primeros metros de pozos profundos (lodos primarios), en la mayoría de casos compuesto de agua dulce, bentonita y cal apagada (hidróxido de calcio), donde primero se hidrata la bentonita y luego se agrega cal para aumentar el valor real de punto cedente, que le da la capacidad de transportar recortes, a bajas tasas de corte (shear rate). Las cantidades requeridas de bentonita y cal dependen del punto cedente deseado. El objetivo de este sistema es reducir la cantidad total de sólidos arcillosos, resultando en una tasa de penetración alta. No son muy estables a altas temperaturas, aproximadamente 400°F.

**Lodos de calcio:** Altamente tratados con compuestos de calcio, catión divalente que inhibe el hinchamiento de las arcillas de las formaciones perforadas, muy utilizados para controlar arcillolitas fácilmente desmoronables. También aplicados en la perforación de secciones de anhidrita de considerable espesor y en estratos con flujos de agua salada. Estos lodos difieren de los otros base agua, en que las arcillas base sodio de cualquier bentonita comercial o la bentonita que aporta la formación es convertida a arcillas base calcio mediante la adición de cal o yeso, tolerando altas concentraciones de sólidos arcillosos con bajas viscosidades a comparación de los otros fluidos base agua fresca.

Estos sistemas son referidos como lodos base cal o base yeso dependiendo cuál de estos químicos es usado para convertir el sistema a base calcio. Normalmente se obtienen por la adición de cal apagada, de tal forma que la arcilla sódica (bentonita), se convierta en arcilla cálcica. Son resistentes a la contaminación de sal y anhidrita, pero son susceptibles a la gelificación y solidificación a alta temperatura.

**Lodos dispersos:** muy útiles cuando se perfora a grandes profundidades o en formaciones altamente problemáticas, pues presentan como característica principal la dispersión de arcillas constitutivas, adelgazando el lodo. Compuestos por bentonita, sólidos perforados y bajas concentraciones de agentes dispersantes, tales como los lignosulfonatos y lignitos; el pH de este lodo está entre 8.5 y 10.5 para mantener estable el NaOH que es requerido para activar el agente dispersante usado.

Estos lodos pueden ser similares en aplicabilidad a los lodos con fosfato, pero pueden ser usados a mayores profundidades gracias a la estabilidad del agente dispersante, los lignitos son más estables que los lignosulfonatos a temperaturas elevadas y son más efectivos como agente de control de

pérdida de circulación, aunque los lignosulfonatos son mejores agentes dispersantes, el carácter reductor de filtrado para el lignosulfonato se degrada a 350°F. Esta combinación de aditivos ha sido una de las mayores razones para perforar a altas presiones y por lo tanto a altas temperaturas mediante observaciones realizadas en una celda de alta temperatura y presión; no obstante indican que estos lodos desestabilizan arcillolitas que contienen arcillas de montmorillonita e incluso en arcillas illíticas, cloríticas y caoliníticas; esto también se ha verificado en numerosas operaciones de campo. La valiosa propiedad del lignosulfonato, para deflocular y dispersar arcillas, se convierte en responsable de daños en la formación (reducción en la permeabilidad) altamente significativos a medida que invade zonas potencialmente productoras que contengan arcillas, estas permeabilidades pueden reducirse de tal manera, que intervalos potencialmente productores pueden inicialmente pasarse por alto o incluso después de probar para mirar el potencial de productividad, dejarlos abandonados.

**Lodos bajos en sólidos:** son aquellos lodos en los cuales la cantidad y tipos de sólidos son estrictamente controlados. Estos no deben presentar porcentajes en volumen de sólidos totales por encima de 10% y la relación de sólidos perforados a bentonita, debe ser menor que 2:1.

Los lodos con concentraciones bajas (de 5 a 7 % en peso de agua utilizada para preparar el lodo) se usan en formaciones de arcillolitas firmes o de arcillolitas inestables que contengan muy poca esmectita y en arenas potencialmente ricas en hidrocarburos que pueden sufrir daños en su permeabilidad al ponerse en contacto con agua dulce. Los lodos con concentraciones altas (de 10 a 20 % en peso de agua) se utilizan para perforar arcillolitas tipo gumbo (que se hacen pegajosos y pierden su porosidad al contacto con el agua dulce), y para perforar “arcillolitas” ricas en esmectita.

La composición básica de estos lodos es: agua dulce o agua de mar, cloruro de potasio, un polímero para inhibición (poliacrilamida generalmente), un polímero generador de viscosidad (tipo XC con frecuencia), bentonita prehidratada, almidón estabilizado o CMC, potasa cáustica o soda cáustica, y otros aditivos como lubricantes. Como factores importantes a considerar se contemplan:

- Baja tolerancia a los sólidos, por consiguiente tienden a ser altamente procesados, haciendo de este lodo uno de los más onerosos.
- Debido a la presencia necesaria de polímeros, para controlar las pérdidas de filtrado, limita su uso a temperaturas de 250°F como máximo.
- Exhiben un comportamiento de plástico de Bingham, con puntos de cedencia altos y buenas viscosidades a tasas de corte bajas; su capacidad de limpieza del pozo es grande.
- Según visualizaciones, en laboratorio, en una celda de alta temperatura y alta presión, indican que el lodo con cloruro de potasio es el lodo base agua más efectivo para estabilizar arcillolitas problemáticas.
- El consumo de cloruro de potasio es muy elevado en arcillolitas con capacidad de intercambio catiónico alta (arcillolitas tipo gumbo), por lo tanto el valor de la concentración cae demasiado bajo y se reduce la efectividad para estabilizar arcillolitas.

- **Lodos saturados con sal:** Nombre común para un lodo de perforación en el que la fase agua está saturada (mínimo 189,000 ppm) de cloruro de sodio (inclusive 315,000 ppm @ 68°F). El contenido salino puede provenir propiamente del agua, mediante adición en la superficie o aporte de las formaciones perforadas; varias sales pueden ser usadas según el propósito específico, como las de sodio, calcio, magnesio y potasio. La base convencional de estos lodos es la atapulguita o bentonita prehidratada y los

compuestos de almidón y carboximetilcelulosa (CMC) que son usados para el control de pérdidas de fluido. Debe considerarse que:

- Se hace casi inmanejable cuando se permite que el conjunto de sólidos de gravedad específica baja se vuelva alto.
- Después de los lodos base aceite y de los preparados con cloruro de potasio (excluyendo los preparados con materiales poliméricos), los lodos saturados con sal son de los mejores para perforar “arcillolitas” problemáticos. No obstante, muchas veces se opta por no usar los lodos saturados con sal por dos razones: 1) requieren cantidades mayores de materiales para controlar sus pérdidas de filtrado, debido a que son sistemas inhibidos (presentan aditivos que impiden o limitan su reacción con las formaciones perforadas), con grandes cantidades de sal común. 2) dificultad para controlar sus propiedades reológicas, por su facilidad de dispersar en el lodo los recortes de la formación, situación debida, principalmente a la caída de la concentración de sal por debajo del punto de saturación o al aumento por encima de los niveles máximos, de sólidos de baja gravedad específica, así el agua permanezca saturada de sal.
- Finalmente, puede decirse que a pesar de estar las concentraciones de sólidos dentro de los límites apropiados, un lodo saturado con sal alcanza fuerzas de gel muy altas, sin embargo esta situación puede ser remediada con la adición de lignosulfonatos y soda cáustica.

**Lodos con materiales poliméricos:** son aquellos base agua dulce o salada, que tienen incorporados compuestos químicos de cadena larga y peso molecular alto, que pueden contribuir: (1) al control de pérdidas de filtrado y de propiedades reológicas, (2) a la estabilidad térmica, (3) a la resistencia ante contaminantes, (4) a la protección de zonas potencialmente productoras, (5) a mantener la estabilidad de las formaciones atravesadas,

(6) a dar lubricación a la sarta, prevenir pegas y corrosión, (7) a mejorar la perforabilidad, (8) a mantener un ambiente limpio, etc.

Entre los materiales poliméricos más usados están: el almidón, la gomas de "Guar", "Xanthan" y de algarrobo, CMC, el lignito, la celulosa polianiónica, los poliacrilatos, el copolimero de vinil amida/vinil sulfonato, la poliacrilamida parcialmente hidrolizada, los ácidos poliaminados y la metilglucosa, entre otros.

La desventaja relativa más prominente de los lodos con materiales poliméricos parece ser su alto costo siendo superados en costo por lodos base aceite y base material sintético.

**Lodos de emulsión inversa (lodos base aceite):** En estos la fase continua o externa es un aceite, y la fase dispersa es agua. Se utiliza en casos donde se requiera de una alta estabilidad del fluido de inhibición, en pozos de alta temperatura, huecos profundos, pegas y desestabilización del hueco.

Los lodos base aceite son altamente tolerantes a los contaminantes debido a la baja interacción entre el aceite y la formación. Se pueden incorporar grandes cantidades de sólidos perforados al sistema sin afectar en forma significativa las propiedades. Estos lodos ofrecen máxima lubricidad reduciendo torque y arrastre, protección excepcional contra la corrosión, al mismo tiempo que sus productos son estables térmicamente y resistentes a las bacterias. Las ventajas y desventajas de estos lodos se encuentran recopiladas en el cuadro 2.

Las propiedades de estos lodos son principalmente influenciadas por:

- Relación agua/aceite: a mayor cantidad de agua, más grande será la gota dispersa y mayor la probabilidad de chocarse y coalescer, la cantidad de agua agregada a un lodo base aceite puede alcanzar un 40%.

- Tiempo e intensidad de agitación: una agitación fuerte fortalece la emulsión y ayuda a disminuir el tamaño y dispersar las gotas.
- Contenido de sólidos: un exceso de sólidos puede producir secamiento del aceite. El aceite se impregna sobre la superficie del sólido o se absorbe por las partículas oleofílicas, lo que origina una disminución en la concentración de aceite libre y una reducción de los espacios que separan las microgotas de agua facilitándoles su encuentro y coalescencia.

Cuadro 2. Ventajas y Desventajas de los fluidos base aceite y sintéticos.

Ventajas	Desventajas
Estabilidad e inhibición de las lutitas	Elevado costo inicial por barril
Estabilidad térmica	Se requiere corte mecánico
Lubricidad	Menor detección de arremetidas
Resistencia a la contaminación Química	Se requiere control de la contaminación
Hoyo calibrado en formaciones de Evaporita	Elevado costo relacionado con pérdida de circulación
Tolerancia a los sólidos	Problemas de eliminación
Menor daño a la producción	Los equipos de control de sólidos se limitan a las zarandas, los limpiadores de fluidos y
Menor tendencia al atascamiento de tubería	Limpieza del agujero
Perforación con menor densidad de fluido	Limpieza del taladro
Re-utilización	El personal puede requerir cuidado especial para la piel
Menor costo de cemento	Vapores peligrosos
Elevada tasa de penetración	Efecto sobre gomas
Flexibilidad	Riesgo de incendio
Reducción de la fatiga por esfuerzo	Se requieren herramientas de registro especiales
Menor corrosión	Despojamiento de gas

Fuente: Manual de Baker Hughes.

- Concentración y tipo de emulsificante: un buen emulsificante disminuye la tensión interfacial y asegura una dispersión prolongada.
- Presión y temperatura de fondo: genera cambios en las propiedades reológicas de la emulsión y pueden tener efectos adversos para su estabilidad.

Existen cuatro tipos principales de sistemas de emulsión:

- **Sistema de emulsión firme:** una emulsión inversa es una emulsión de agua aceite en la que el agua dulce o agua salada constituye la fase dispersa y el aceite diesel, crudo u otro aceite constituye la fase continua. El agua aumenta la viscosidad y el aceite la reduce.

Los sistemas de emulsión firme ofrecen estabilidad a alta temperatura y tolerancia a los contaminantes. Se aplican principalmente a formaciones con altas temperaturas (hasta 500°F). Estos sistemas usan altas concentraciones de emulsificantes y agentes controladores de pérdida de fluido para dar mayor estabilidad a la emulsión y reducir la pérdida de filtrado. El filtrado HPHT (alta presión y alta temperatura) es comúnmente menor de 15 ml y debe ser todo aceite.

- **Sistemas de filtrado relajado (FR):** los sistemas de filtrado relajado no tienen nada o muy bajas concentraciones de emulsificantes y agente controlador de filtrado. El aumento de filtrado de estos sistemas provee velocidades más rápidas de perforación. El volumen de la pérdida de fluido HPHT es de 15 a 20 ml. Estos sistemas son estables a temperaturas hasta 325°F.

- **Sistemas aceite 100%:** formulados solo con aceite en la fase continua, usados con frecuencia como fluidos de corazonamiento. Su alta tolerancia a

la contaminación por sal y anhídrita, estabilidad a altas temperaturas, alto poder inhibitorio y estabilizador de arcillolitas y valores altos de lubricidad lo perfilan para ser usados en pozos que presenten estos problemas. Este sistema no debe usarse donde existan fuentes de agua que puedan ser contaminadas.

- **Sistemas con alto contenido de agua:** los sistemas de alto porcentaje de agua fueron desarrollados para cumplir ciertas reglamentaciones ambientales con respecto a la cantidad de aceite adherido a los cortes de perforación que se descargan a fuentes de agua como el mar. Estos sistemas que tienen una relación agua aceite 50/50, pueden reducir hasta un 45% el aceite remanente en los recortes. Los sistemas de alto porcentaje de agua no son recomendados a temperaturas superiores 250°F.

En el cuadro 3 se detalla los usos principales de estos diferentes sistemas.

Cuadro 3. Tipos de lodos base aceite

Sistema	Aplicación
Emulsión firme o apretada	Para uso general y en áreas de altas temperaturas de hasta 500°F
Filtrado relajado (FR)	Para proveer más altos índices de perforación
Todo aceite	Para uso como fluido no perjudicial de extracción de núcleos y
Alto contenido de agua	Para reducir la retención de aceite en los recortes; usado principalmente en zonas costa

Fuente: Manual de fluidos de BAROID.

**Lodos sintéticos (producido por síntesis química):** esta nueva clase de lodos –denominados “lodos basados en pseudo-aceite” – poseen la mayoría

de propiedades de los lodos con fase continua aceitosa y con su uso se podrían disminuir los grandes problemas de contaminación causados, pero muchos de ellos presentan toxicidad acuática. Aun así, algunos autores recomiendan estos nuevos lodos como una alternativa al uso de lodos cuya fase continua es aceite. Otras desventajas son: el costo (varios cientos de dólares por barril, situación que se agravaría con la presencia de pérdidas de circulación) y su poca estabilidad a altas temperaturas. Entre los materiales sintéticos más empleados se encuentran: Ester; Éter, Poli-alfa-olefina, Alquibenceno-lineal y Alfa-olefina lineal.

Un resumen de ventajas y desventajas de este lodo es presentado en el cuadro 2..

**1.3.2 Fluidos neumáticos (gas-aire):** Usando como fluido de perforación aire, gas natural, gases inertes o mezclas con agua, se han obtenido grandes ventajas económicas en secciones de rocas consolidadas donde difícilmente se encontrarían grandes cantidades de agua, pues un aporte adicional de líquido contribuiría a formar lodo, embotando la sarta, especialmente la broca; el aire o gas seco proveen la mayor rata de penetración de los diferentes fluidos de perforación, los cortes son usualmente reducidos a polvo al mismo tiempo que se dirigen a la superficie, al ser bombardeados a alta velocidad contra los tool joints.

El transporte de los cortes depende de la velocidad en el anular, al no poseer propiedades que garanticen por sí mismas la suspensión de los cortes o sólidos transportados; siendo no recomendable su uso ante paredes de pozo inestables, formaciones productoras de agua, formaciones con alta presión de poro y adversos factores económicos.

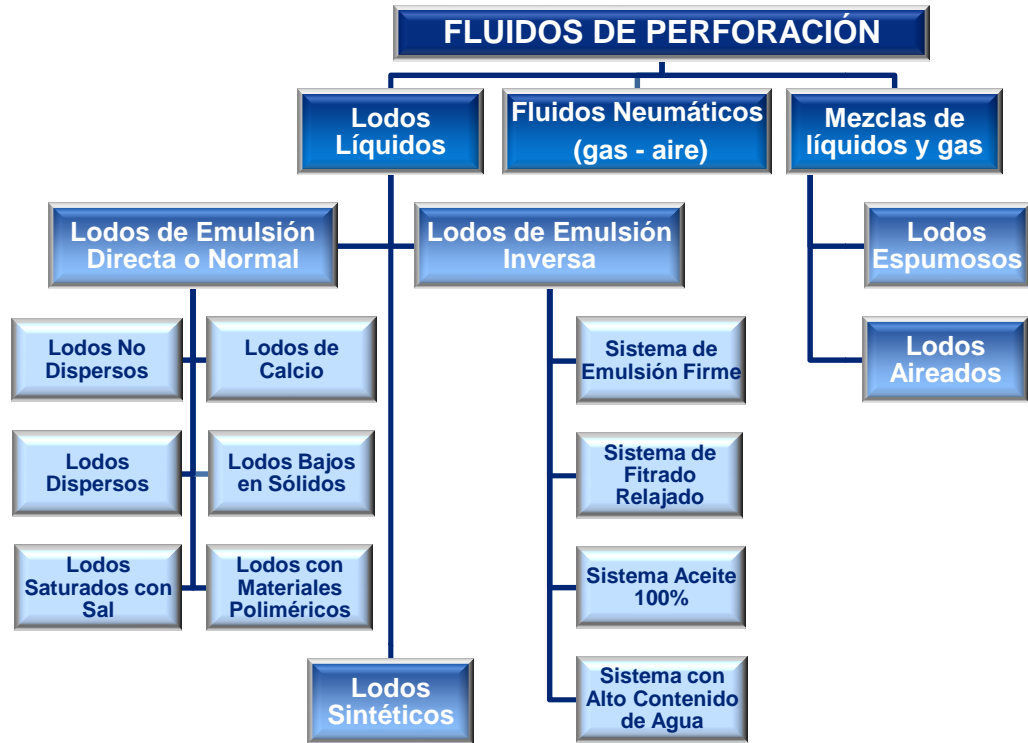
En general el uso de este tipo de fluidos resulta en una rata de perforación más rápida, mayor footage para la broca, mayor posibilidad para tomar pruebas de las formaciones, limpieza de los corazones, mejores trabajos de cementación y mejores completamientos. Se usa mist drilling o perforación de niebla cuando una pequeña cantidad de agua entra al sistema, eventualmente agentes espumantes son inyectados en la corriente por tanto disminuyen la tensión interfacial entre el agua, dispersándola dentro del gas, lo cual incrementa la habilidad de eliminar el agua producida por la formación. Agentes anti-corrosión normalmente no son usados pero cuando ocurre o se encuentra agua, un inhibidor tipo amina sirve para proteger la sarta.

**1.3.3 Mezclas de liquido y gas (lodos espumosos y aireados):** Los lodos espumosos son una combinación de agua o lechada de polímeros/bentonita mezclada con un agente espumante; el aire de un compresor se combina con el agente espumante para formar las burbujas que actúan como agentes transportadores de recortes y su capacidad de acarreo es dependiente más de la viscosidad que de la velocidad en el anular.

Por otro lado, el lodo aireado puede ser prácticamente cualquier lodo base agua al que se le agrega aire. Este tipo de lodo tiene el propósito de reducir la cabeza hidrostática, prevenir pérdidas de circulación en zonas de baja presión, además de incrementar la rata de penetración y posee menos tendencia a fracturar formaciones débiles. Los lodos espumoso y los aireados son útiles en situaciones en que no es posible la perforación con aire y cuando los fluidos de perforación no son eficientes.

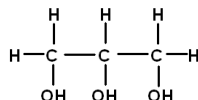
En la figura 1 se encuentran resumida la clasificación de los fluidos de perforación.

Figura 1. Clasificación de los fluidos de perforación.

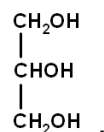


## 2. GLICERINA

El propanotriol, glicerol o glicerina ( $C_3H_8O_3$ ) es un alcohol con tres grupos hidroxilos (OH), por lo que podemos representar la molécula como,



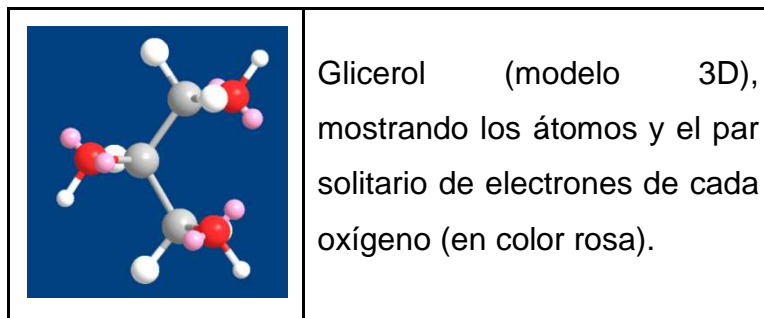
ó, en su forma semidesarrollada como,



Es el principal coproducto de la industria oleoquímica, y se obtiene a través de un proceso de transesterificación.

En el proceso de transesterificación un aceite (normalmente aceite vegetal) se combina con un alcohol ligero, normalmente metanol ( $CH_3OH$ ) obteniéndose ésteres metílicos (biodiésel) y glicerina. Se emplea hidróxido de sodio (NaOH), u otra base similar, como catalizador. La molécula se muestra en la figura 2.

Figura 2. Modelo 3D de la estructura molecular de la glicerina



Fuente: <http://es.wikipedia.org/wiki/1,2,3-Propanotriol>

## 2.1 CARACTERÍSTICAS FÍSICO-QUÍMICAS DE LA GLICERINA<sup>1</sup>

Características Físicas: Estado líquido a temperatura ambiente, incolora, higroscópica, inodora, dulce, viscosa, parecido a un jarabe, tiene una densidad a 20 °C de 10.52 lb/gal, un punto de ebullición 290 °C, viscosidad dinámica a 20°C 150 cP y un punto de inflamación de 160 °C.

Características químicas: Su nombre IUPAC es 1,2,3 – propanotriol, tiene dos funciones alcohol primario CH<sub>2</sub>-OH y una secundaria CH-OH, dando como resultado su fórmula química que es C<sub>3</sub>H<sub>8</sub>O<sub>3</sub>.

## 2.2 USOS DE LA GLICERINA

La oleoquímica es una antigua rama de la química que se basa en la transformación de aceites y grasas vegetales y animales en derivados de alto valor agregado por medio de procesos químicos y fisicoquímicos. Las ventajas más importantes de la industria oleoquímica son:

- Genera productos de apreciable valor a partir de aceites y grasas no comestibles o de baja calidad.
- Genera productos oleoquímicos básicos y derivados con múltiples aplicaciones.
- Producción compatible con el medio ambiente.
- Posibilidad de operación a escala media.
- Usa materias renovables y de suministro seguro.

Según la forma de utilización de los aceites vegetales o sus productos, estos pueden ser:

---

<sup>1</sup> Instituto Nacional de Seguridad e Higiene en el Trabajo de España: Ficha internacional de seguridad química del glicerol.

- De ruta directa: Se utiliza el aceite crudo de palma
- De ruta oleoquímica: El aceite necesita ser transformado para obtener materias primas intermedias como ésteres, ácidos grasos, sales grasas etc.

La glicerina se encuentra dentro de los productos obtenidos por ruta oleoquímica, el aceite vegetal es transformado a través de tres reacciones químicas:

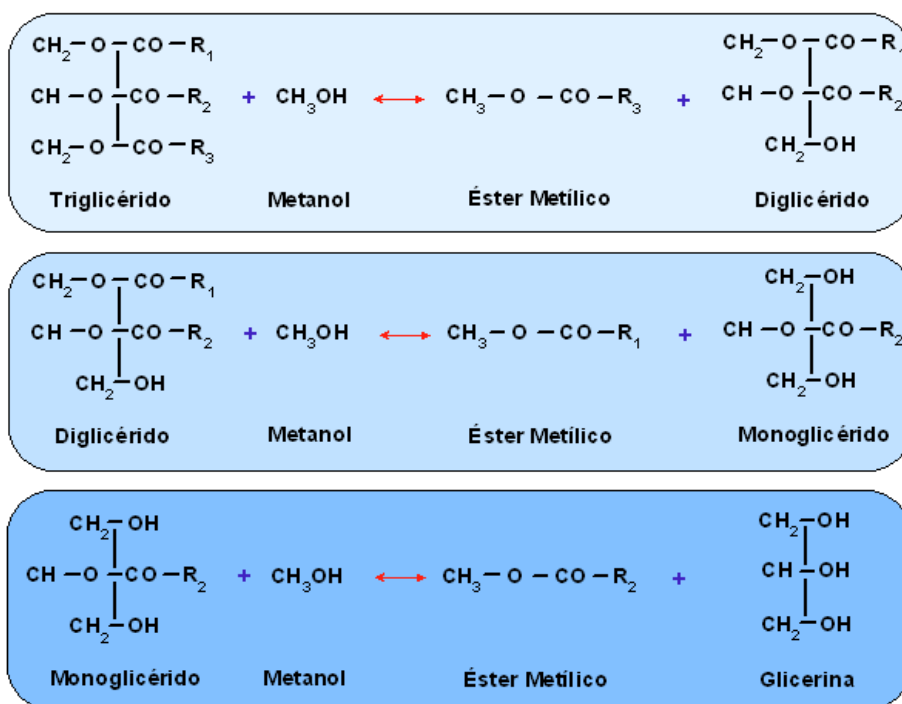
- **Transesterificación:** la reacción química como proceso industrial utilizado en la producción de biodiésel, es la transesterificación, que es el proceso mediante el cual se utiliza un alcohol (etanol o metanol) en la presencia de un catalizador, para romper químicamente la molécula de un aceite puro y producir moléculas de éster etílico o metílico, junto con un co-producto que es la glicerina. Los catalizadores generalmente empleados son: metilato de sodio, la sosa o potasa.

El proceso general consiste en tres reacciones reversibles y consecutivas mostradas en la figura 3. El triglicérido es convertido consecutivamente en diglicérido, monoglicérido y glicerina. En cada reacción un mol de éster metílico es liberado. Todo este proceso se lleva a cabo en un reactor donde se producen las reacciones y en posteriores fases de separación, purificación y estabilización.

- **Hidrólisis:** es una forma de descomposición por medio de la acción química del agua. Básicamente es una reacción química (figura 4) que consiste en la ruptura de enlaces moleculares mediante la incorporación de una molécula de agua. En la hidrólisis el agua actúa de forma disociada, proporcionando a la

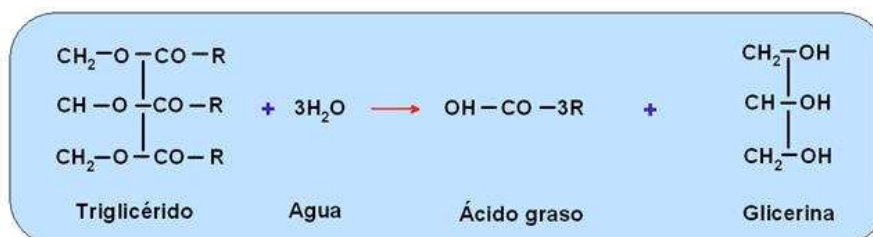
reacción los iones  $H^+$  y  $OH^-$  necesarios para descomponer los ésteres, incluidos las grasas y aceites, y producir glicerina y un ácido.

Figura 3. Secuencia de reacciones para la producción de glicerina por transesterificación.



Fuente: MORRISON, Robert Thornton, BOYD, Robert Neilson. Química Orgánica 5 edición. Pearson Educación Publicado en 1998

Figura 4. Reacción de hidrólisis para la producción de glicerina.

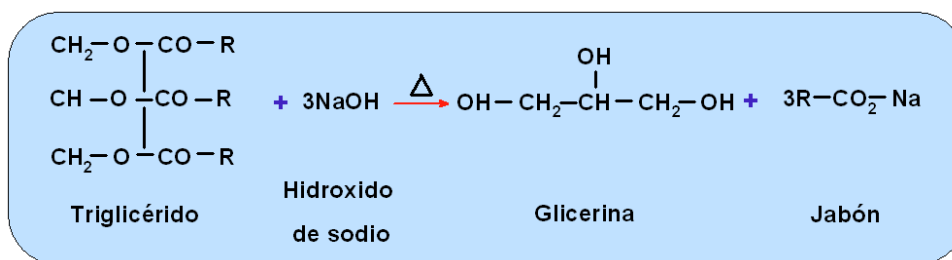


Fuente: MORRISON, Robert Thornton, BOYD, Robert Neilson. Química Orgánica 5 edición. Pearson Educación Publicado en 1998

- **Saponificación:** es una reacción química entre un ácido graso y una base o álcali, en la que se obtiene como principal producto la sal de dicho ácido y un alcohol. Se puede decir que la saponificación es la neutralización de un ácido graso.

Un triglicérido, por ejemplo, en presencia de una base (todo en caliente), da lugar a moléculas de “jabón” y glicerina, como se observa en la figura 5.

Figura 5. Reacción de saponificación para la producción de glicerina.



Fuente: MORRISON, Robert Thornton, BOYD, Robert Neilson. Química Orgánica 5 edición. Pearson Educación Publicado en 1998

**2.2.1 Usos industriales de la glicerina.** La glicerina se emplea en la fabricación, conservación, ablandamiento y humectación de gran cantidad de productos, éstos pueden ser:

**Resinas alquídicas:** una resina alquídica es básicamente un poliéster cuya cadena principal está modificada con moléculas de ácido graso, las que le otorgan propiedades particulares.

Según su composición las resinas alquídicas se clasifican en:

1. Alquid puro: se define como el polímero formado únicamente por la combinación del anhídrido ftálico como diácido, glicerina ó pentaeritritol como

polioles y ácidos grasos saturados o insaturados como modificantes primarios.

2. Alquid modificado: así se denomina la resina alquídica en cuya composición intervienen compuestos diferentes a los que participan en alquídicas puras, como por ejemplo polioles y poliácidos especiales, monoácidos, compuestos fenólicos, epoxídicos, acrílicos, vínilicos, siliconicos, etc.

**Explosivos:** un explosivo es un material que puede hacer explosión liberando grandes cantidades de energía bajo la forma de gases, calor, presión o radiación.

Los explosivos se clasifican principalmente en cuatro grupos: explosivos de alto y bajo orden, explosivos nucleares y explosivos de impacto. Dentro de estos últimos encontramos, la nitroglicerina, cuyo nombre IUPAC es trinitrato de 1,2,3-propanotriol, es un éster orgánico, que se obtiene utilizando entre otros componentes, glicerina.

**Fármacos:** es el término farmacológico para cualquier compuesto biológicamente activo, capaz de modificar el metabolismo de las células sobre las que hace efecto. En el campo de la medicina, veterinaria y otras ciencias, se utilizan los fármacos con fines terapéuticos—para el tratamiento de un mal—diagnósticos—para asistir en los hallazgos de algún mal—o profiláctico—la defensa del individuo de amenazas a su salud. Este concepto de fármaco incluye las drogas, neurotransmisores, hormonas, venenos, medicamentos, etc., cuyo principio activo es usado para un preparado farmacéutico. Algunos de estos medicamentos, incluyen la glicerina dentro de su composición. Aprovechando sus propiedades de humectabilidad,

lubricación, entre otras. Dentro de los más conocidos tenemos: los supositorios, jarabes, soluciones oftálmicas y protectores solares.

**Cosméticos:** se entiende como cosméticos toda sustancia o preparado destinado a ser puesto en contacto con las diversas partes del cuerpo humano (epidermis, sistema capilar y piloso, labios, uñas, órganos genitales externos o con los dientes y mucosas de la cavidad bucal), con el fin exclusivo o propósito principal de limpiarlas, perfumarlas y protegerlas para mantenerlas en buen estado, modificar su aspecto y corregir los olores corporales

La glicerina es una sustancia que está presente en casi todos los productos cosméticos, porque por su estructura puede mantener el grado justo de hidratación de la piel, reteniendo el agua sobre la superficie cutánea. Algunos de estos productos son: astringentes, champú, acondicionadores y jabones.

**Alimentos:** la glicerina bruta que se obtiene como subproducto del proceso de fabricación de biodiesel se puede usar como suplemento en ponedoras, broilers y porcinos, aportando una energía igual o superior a la del maíz. La glicerina se puede incorporar hasta en un porcentaje de un 10% sin que aparezcan efectos adversos.

En porcinos y aves, la glicerina presenta un interés tanto por ser una fuente energética como por su poder edulcorante (equivalente al 60% de sacarosa). Además, por sus propiedades tecnológicas puede ser incorporada sustituyendo o complementando la melaza.

En rumiantes además de una mejora en la apetencia, observada en numerosos ensayos, el glicerol permite aumentar la densidad energética y sustituir el almidón de la ración.

**Emulsificantes:** los monoglicéridos son una subfamilia de tensoactivos muy usados. Pueden ser sólidos cerosos, sólidos duros o líquidos, todos ellos insolubles en agua. Su eficacia como emulsificantes agua/aceite y aceite/agua se debe en parte a la capacidad que poseen de disminuir la tensión interfacial entre el agua y distintos lípidos a altas temperaturas. Además, los monoglicéridos se caracterizan por situarse sobre la superficie de la fase dispersa de las emulsiones formando una película superficial visco-elástica o bien formando cristales líquidos.

Se obtienen mediante la reacción de la glicerina con triglicéridos natural. También se pueden sintetizar a partir de metil alcanosatos tratados con glicerina. Por estas reacciones se obtiene una mezcla de alfa y beta monoglicéridos, así como de 1,2 y 1,3-diglicéridos.

Otras aplicaciones de la glicerina incluyen: conservar fruta enlatada, para prevenir que se hielan los gatos hidráulicos, en algunas tintas de estampado, en la fabricación de pasteles y caramelos y, en ocasiones, para conservar ciertos especímenes en tarros de cristal en el laboratorio de biología (debido a sus cualidades antisépticas), artículos de aseo, como pasta de dientes; como agente plastificante para el celofán y como agente humectante de productos derivados del tabaco.

### **3. FORMULACIÓN DE LODOS DE EMULSIÓN INVERSA USANDO GLICERINA COMO FASE CONTINUA**

El estímulo primordial de estudiar la factibilidad de usar la glicerina como fase continua en fluidos de perforación de emulsión inversa, es encontrar una nueva utilidad para los grandes volúmenes de glicerina bruta que se obtienen debido a la creciente producción de biodiesel a nivel mundial, al tiempo que se amplía la gama de las alternativas existentes en la industria petrolera y se reconoce la importancia de las tecnologías alternativas.

El factor económico es otra motivación para el uso de la glicerina en los lodos de perforación, originada gracias a que la creciente oferta de esta en contraste con su demanda ha generado una baja en su precio, por lo que se podría disponer de fluidos de perforación a menores costos que los actuales.

En el presente estudio, se realizaron las pruebas necesarias tendientes a evaluar el uso de la glicerina y la comparación de las mismas características con un aceite diesel de bajo contenido de aromáticos, *Low Tox*. Luego, se prepararon en el laboratorio de soporte técnico de Halliburton Latin America división Baroid Drilling Fluids, lodos con diferentes formulaciones para su análisis, cuyos los resultados se presentan en orden cronológico.

#### **3.1 PRUEBAS PRELIMINARES**

Las pruebas preliminares realizadas fueron:

1. Determinación de la composición de las muestras de glicerina cruda a analizar.

2. Caracterización de las muestras de glicerina cruda.
3. Medición de la reología de las muestras a diferentes temperaturas.
4. Pruebas de compatibilidad de la glicerina cruda con los aditivos comunes de los fluidos de emulsión inversa.
5. Análisis de estabilidad de emulsión glicerina/agua.

Los resultados de estas pruebas se presentan a continuación:

**3.1.1 Composición de la glicerina.** La composición de las muestras de glicerina cruda (Figura 6) es reportada en el cuadro 4.

Figura 6. Muestra de glicerina cruda.



Cuadro 4. Composición de la Glicerina Cruda.

<b>COMPOSICIÓN DE LAS MUESTRAS DE GLICERINA CRUDA</b>	
<b>Componente</b>	<b>Porcentaje (%)</b>
Hidróxido de Potasio	15 – 20
Metanol	5
Glicerina	75 – 80
Ácidos grasos libres	Trazas

Fuente: BIDESAN S.A.

**3.1.2 Propiedades físico-químicas de la glicerina.** Las propiedades físico-químicas de la glicerina son comparadas con el aceite Low Tox y son presentadas en el cuadro 5.

En este cuadro se observa que la glicerina tiene una mayor densidad que el aceite Low Tox lo que se ve también reflejada en la gran diferencia de las viscosidades de estos dos fluidos. También se puede destacar que el punto de inflamación de la glicerina es 100°C mayor que la del Low Tox.

Cuadro 5. Propiedades físico-químicas de la glicerina y el Low Tox.

LOW TOX	GLICERINA
Densidad a 15°C (lb/gal): 6.67 Min / 7.01 Máx.	Densidad a 20°C (lb/gal): 8.56
Punto de ebullición: N/R	Punto de ebullición (°C): 290
Presión de vapor a 21°C (mmHg): <0.1	Presión de vapor a 20°C (mmHg): <0.1
Viscosidad cinemática a 40°C (cSt): 2.0-3.5	Viscosidad cinemática a 20°C (cSt): 98.26
Punto de inflamación (°C): 80	Punto de inflamación (°C): 176
Densidad de vapor: >1.0	Densidad de vapor: 3.17

**3.1.3 Reología de la glicerina a diferentes temperaturas.** Los datos reológicos obtenidos para la glicerina cruda a diferentes temperaturas están expuestos en el cuadro 6.

Cuadro 6. Reología de la glicerina a diferentes temperaturas.

Velocidad de corte (RPM)	Velocidad de corte (Seg <sup>-1</sup> )	Factor	Lecturas Dial			Viscosidad (cP)		
			77°F	120°F	150°F	77°F	120°F	150°F
600	1020	0.5	288	83	58	144	41.5	29
300	510	1	115	43	30	115	43	30

Velocidad de corte (RPM)	Velocidad de corte (Seg <sup>-1</sup> )	Factor	Lecturas Dial			Viscosidad (cP)		
			77°F	120°F	150°F	77°F	120°F	150°F
200	340	1.5	76	28	21	114	42	31.5
100	170	3	38	13	11	114	39	33
60	102	5	23	8	6	115	40	30
30	51	10	10	4	2	100	40	20
20	34	15	6	3	1	90	45	15
10	17	30	3	1	0	90	30	0
6	10.2	50	1	0	0	50	0	0
3	5.1	100	0	0	0	0	0	0
Geles 10'/10"			0/1	0/0	0/0	0/0	0/0	0/0

Con los valores leídos en el dial del viscosímetro nos remitimos a las definiciones dadas en el cuadro 1, y obtenemos los valores de: índice de consistencia (k), índice de flujo (n) y el esfuerzo cedente ( $\tau_0$ ) para cada temperatura, que se reportan en el cuadro 7.

Cuadro 7. Índice del régimen de flujo, índice de consistencia y esfuerzo cedente para cada temperatura.

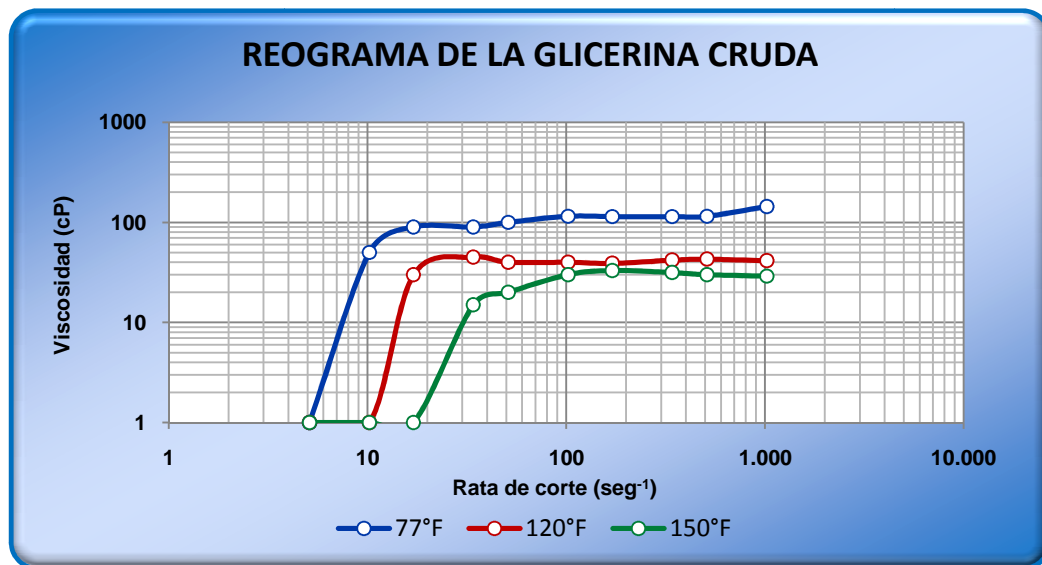
Parámetros	Unidades	Temperatura		
		77°F	120°F	150°F
n	Ninguna	1.012	1.001	0.960
k	(lb/100 ft <sup>2</sup> )	0.220	0.086	0.080
$\tau_0$	(lb/100 ft <sup>2</sup> )	0.13	0.02	0.20

Según los valores obtenidos para cada parámetro podemos deducir que la glicerina, tal y como lo expresa la teoría, es un fluido newtoniano, con poca capacidad de suspensión de sólidos pues los valores de n se encuentran alrededor de la unidad, aunque a medida que aumenta la temperatura esta capacidad tiende a mejorar debido a los decrementos del índice del régimen de flujo lo que favorece el transporte de rípios y la limpieza del pozo. De igual manera, también se observa un decremento en los valores del índice de

consistencia al aumentar la temperatura, lo que indica una disminución en la viscosidad, que en este caso es una buena señal, pues la viscosidad de la glicerina a temperatura ambiente es muy alta en comparación con otros fluidos que se emplean como fase continua en lodos. Finalmente, la remoción a bajas velocidades no es la adecuada debido a los bajos valores de  $\tau_0$  y de los geles.

En el reograma mostrado en la figura 7 se observa un comportamiento reopexico a valores bajos de velocidad (inferiores a 20 RPM), donde la glicerina se espesa por bajo esfuerzo de corte. Pero, a velocidades altas y medias, su comportamiento newtoniano es reiterado a través de una tendencia lineal donde alcanza una viscosidad estable.

Figura 7. Reograma de la glicerina cruda a diferentes temperaturas.



### 3.1.4 Pruebas de compatibilidad con los aditivos comunes de los fluidos de emulsión inversa. Los aditivos para los lodos de perforación de emulsión

inversa fueron probados con la glicerina y el Low Tox. Los productos utilizados se describen a continuación:

- Viscosificante No.1: copolímero de hidrocarburo soluble en aceite usado para viscosificar sistemas de emulsiones de agua en aceite y sistemas todo aceite.
- Viscosificante No.2: arcilla organofílica, aporta viscosidad y propiedades de suspensión a los fluidos de perforación base aceite. El viscosificante No. 2 es una arcilla bentonítica tratada con un compuesto de aminas a fin de aumentar su dispersión/rendimiento en los aceites. Este producto fue desarrollado para crear más rápidamente capacidad de suspensión y de acarreo de recortes en los lodos de aceite, con menor corte y temperaturas más bajas.
- Controlador de filtrado No.1: copolímero que puede proveer control de filtrado a APAT (HPHT) en todos los sistemas de fluidos no acuosos. Estable a temperaturas de 500°F (260°C). Permite la formulación de fluidos para aguas profundas con una excelente tolerancia a bajas temperaturas.
- Controlador de filtrado No.2: leonardita organofílica, se utiliza para controlar la velocidad de filtración en los lodos de perforación base aceite. El agente de control de filtrado No. 2 es estable a altas temperaturas y puede utilizarse para controlar la velocidad de filtración en pozos profundos con alta temperatura de fondo. También se puede utilizar para aumentar la emulsificación del agua en lodos base aceite y para promover la estabilidad del fluido.

- Emulsificante No.1: ácido graso poliaminado, se utiliza para emulsificar agua en aceite en los fluidos de perforación base aceite. Se emplea para mejorar las características de humectación en aceite y fue ideado para aplicarlo en fluidos base aceite con alto contenido de sales divalentes (o sea,  $\text{CaCl}_2$ ,  $\text{MgCl}_2$ ) en la fase acuosa del fluido.
- Emulsificante No.2: es un derivado de tall oil altamente concentrado que provee control de filtrado ATAP y una emulsión estable. El producto puede ser utilizado en fluidos base no acuosos y es más efectivo a bajas concentraciones que otros aditivos tradicionales.
- Alcalinizante: Hidroxido de calcio  $\text{Ca}(\text{OH})_2$  utilizado como fuente de alcalinidad y saponificar el emulsificante principal.
- Humectante: dispersión líquida de lecitina, puede modificar rápidamente las características de humectación de los sólidos de perforación y agentes densificantes de los lodos base aceite, haciendo que la humectación por aceite sea preferencial. Este agente de humectación por aceite se utiliza como aditivo complementario de lodos para mejorar las propiedades de flujo y la estabilidad de la emulsión. Las características humectantes de este agente de humectación por aceite permiten utilizarlo en la preparación y mantenimiento de todos los fluidos de completamiento base aceite.
- Modificador de reología: mezcla de ácidos grasos dímeros y trímeros, ayuda a mejorar las características reológicas y de suspensión de los fluidos de emulsión inversa. El modificador ayuda a aumentar las propiedades reológicas de baja velocidad de corte, lo que permite mejorar la capacidad de suspensión del lodo. El uso del modificador en perforaciones direccionales con lodos densificados ayuda a reducir al mínimo la tendencia a la decantación o precipitación de la baritina.

- Cloruro de calcio  $\text{CaCl}_2$ : utilizado para dar salinidad a la fase acuosa del lodo.
- Cloruro de potasio  $\text{KCl}$ : utilizado para dar salinidad a la fase acuosa del lodo.
- Carbonato de calcio  $\text{CaCO}_3$ : este agente se puede utilizar para aumentar la densidad de fluidos de perforación base aceite y base agua y también como agente puenteante.

El procedimiento de esta prueba se describe a continuación:

En un vaso de agitador se mezcló el producto a analizar con la glicerina en las cantidades típicas de la formulación durante 30 minutos

- Se vertió la mezcla en una celda de rolado. Se tapó la celda y fue sometida a envejecimiento dinámico durante 16 horas a  $210^\circ\text{F}$ .
- Decimos que la prueba resulta ser incompatible si se nota alguna reacción adversa entre las dos sustancias como formación y precipitación de sólidos de tamaño considerable, formación de gas, cambios en la viscosidad o fluidez de la muestra. .

En el cuadro 8 se muestra la incompatibilidad de la glicerina con el Viscosificante No.1 y el cloruro de calcio, con el primero de estos se presentaron grumos y con el segundo hubo cambios en la viscosidad - se volvió una especie de pasta -.

Cuadro 8. Resultados de la prueba de compatibilidad.

PRODUCTOS	LOW TOX	GLICERINA
Viscosificante No. 1	Compatible	Incompatible
Viscosificante No. 2	Compatible	Compatible
Controlador de filtrado	Compatible	Compatible
Controlador de filtrado	Compatible	Compatible
Emulsificante No. 1	Compatible	Compatible
Emulsificante No. 2	Compatible	Compatible
Alcalinizante	Compatible	Compatible
Humectante	Compatible	Compatible
Modificador de reología	Compatible	Compatible
Cloruro de calcio $\text{CaCl}_2$	Compatible	Ligeramente
Cloruro de potasio KCl	Compatible	Compatible
$\text{CaCO}_3$	Compatible	Compatible

En la figura 8 se muestran los grumos formados por las dos sustancias. La cantidad agregada fue 1 gramo de viscosificante No.1 en 350 ml de glicerina, que corresponde a 1 lpb de Viscosificante No.1.

Figura 8. Mezcla de la glicerina con el Viscosificante No.1.



En la figura 9 se muestra la pasta que se forma al mezclar la salmuera de cloruro de calcio de 25 lpb de agua con la glicerina en una proporción agua/glicerina de 20/80.

Figura 9. Mezcla de la glicerina con 25 lpb de cloruro de calcio.



**3.1.5 Miscibilidad glicerina/agua.** El procedimiento seguido para esta prueba fue:

- Se preparan mezclas glicerina/agua en varias proporciones (75/25, 50/50 y 25/75).
- Se mezclan en agitador durante 2 minutos
- Se someten al baño de maría a 95°C - 203°F- (Temperatura máxima del equipo) durante media hora.
- Se toman lecturas de % de agua libre, % de interfase, % de emulsión y % fase glicerina a diferentes tiempos para observar si hay ruptura de la emulsión.

Es importante resaltar que las mezclas se prepararon sin la presencia de un emulsificante debido a la naturaleza miscible de la glicerina en el agua.

En los cuadros 9, 10 y 11 se pueden observar los resultados obtenidos con las pruebas de miscibilidad.

Cuadro 9. Resultados de la prueba de miscibilidad de la emulsión glicerina/agua en una proporción 75/25.

<b>MEZCLA 1</b>		<b>75% GLICERINA/ 25% AGUA</b>		
<b>Observación</b>	<b>% Agua</b>	<b>% Interfase</b>	<b>%</b>	<b>% Glicerina</b>
1	0	0	100	0
2.5	0	0	100	0
5	0	0	100	0
7.5	0	0	100	0
10	0	0	100	0
15	0	0	100	0
20	0	0	100	0
30	0	0	100	0

Cuadro 10. Resultados de la prueba de miscibilidad de la emulsión Glicerina/Agua en una proporción 50/50.

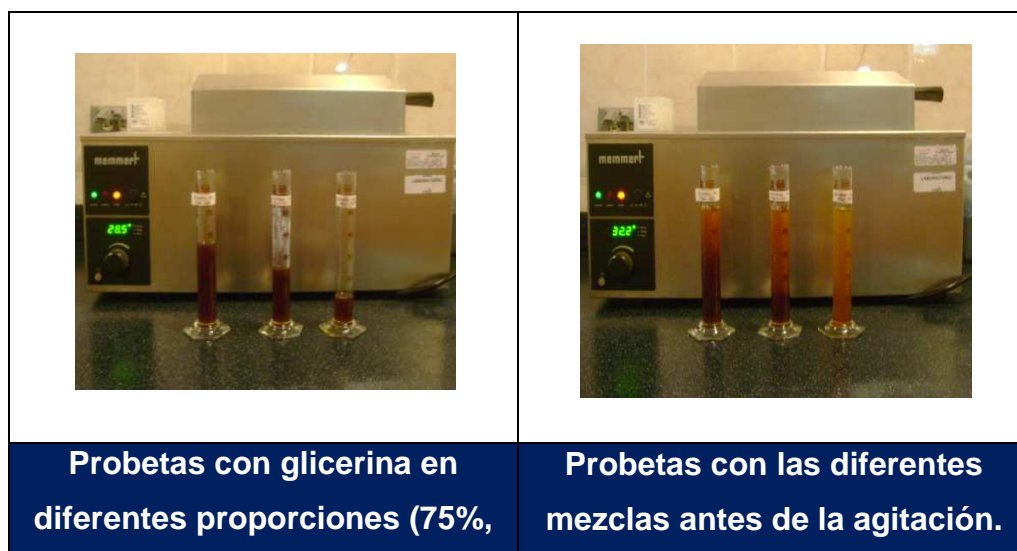
<b>MEZCLA 2</b>		<b>50% GLICERINA/ 50% AGUA</b>		
<b>Observación (Min)</b>	<b>% Agua Libre</b>	<b>% Interfase</b>	<b>% Emulsión</b>	<b>% Glicerina</b>
1	0	0	100	0
2.5	0	0	100	0
5	0	0	100	0
7.5	0	0	100	0
10	0	0	100	0
15	0	0	100	0
20	0	0	100	0
30	0	0	100	0

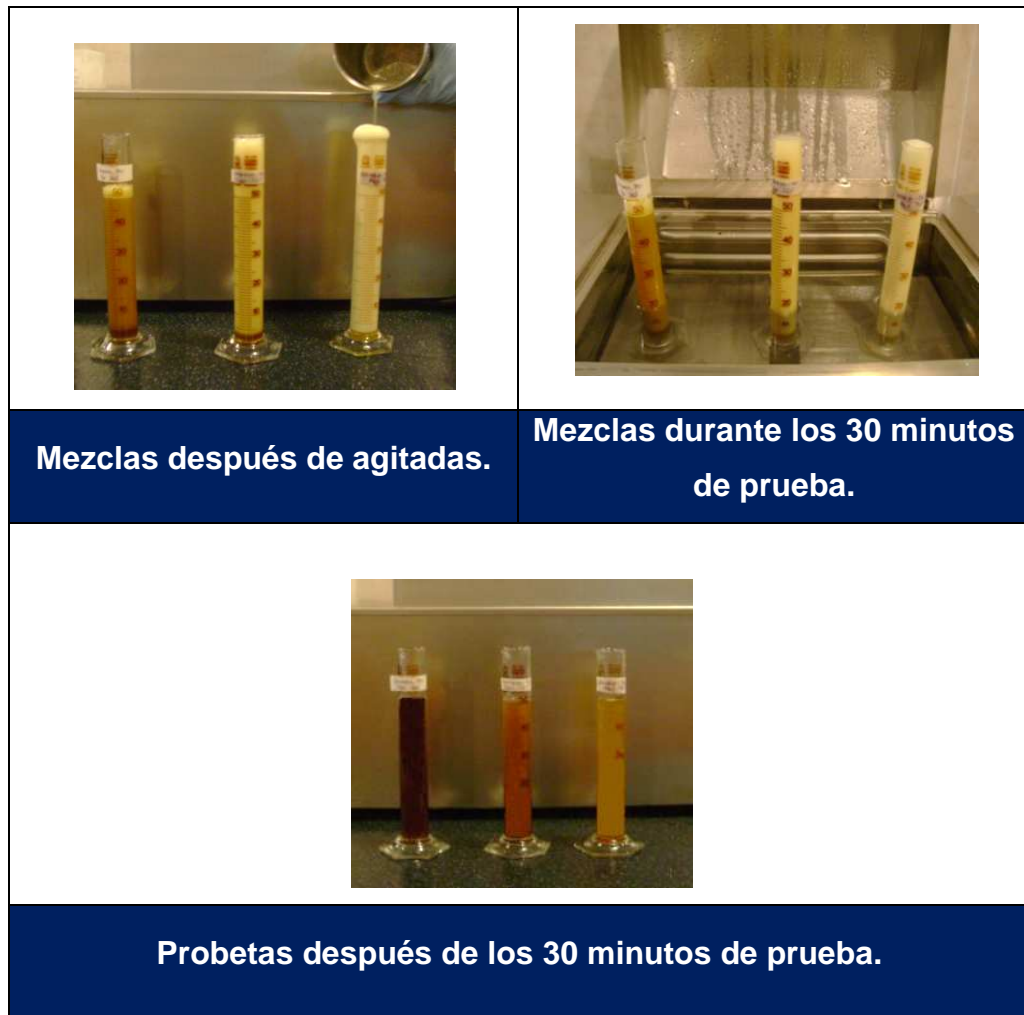
Cuadro 11. Resultados de la prueba de miscibilidad de la emulsión Glicerina/Agua en una proporción 25/75.

<b>MEZCLA 3</b>	<b>25% GLICERINA/ 75% AGUA</b>			
<b>Observació</b>	<b>% Agua</b>	<b>% Interfase</b>	<b>% Emulsión</b>	<b>% Glicerina</b>
1	0	0	100	0
2.5	0	0	100	0
5	0	0	100	0
7.5	0	0	100	0
10	0	0	100	0
15	0	0	100	0
20	0	0	100	0
30	0	0	100	0

En el cuadro 12 se presenta un registro fotográfico de la prueba de miscibilidad de la emulsión descrita anteriormente.

Cuadro 12. Proceso de la prueba de miscibilidad de la emulsión glicerina/agua.





### **3.2 PREPARACIÓN DE FORMULACIONES Y REALIZACIÓN DE PRUEBAS.**

El procedimiento para realizar las pruebas de laboratorio a los lodos preparados fue común a todas las formulaciones, y siguió los siguientes pasos:

- Preparación de un lodo base Low Tox.
- Evaluación de las características del lodo del paso 1, para tomarlo como guía para preparar la misma formulación pero, base glicerina.

- Escogencia y preparación de la formulación inicial para lodo base glicerina.
- Evaluación de las características del lodo preparado en el paso 3 antes y después de ser sometido a envejecimiento dinámico, tomando como variable crítica la reología de dicho lodo, si no se obtiene valores consistentes y aceptables se hace la corrección de la formulación.

**3.2.1 Formulación lodo base Low Tox.** La formulación base Low Tox escogida como referencia se muestra en el cuadro 12, y los resultados de las pruebas obtenidos para esta formulación se recopilan en el cuadro 13.

Esta formulación presentó una baja reología, su estabilidad eléctrica supero el límite del equipo >2000 voltios. En las pruebas de filtrado HPHT el lodo presenta bajo filtrado.

Debido a su baja reología, esta formulación fue el patrón seleccionado para el diseño del lodo base glicerina, pues la alta viscosidad de esta, se supuso compensaría los bajos valores en el lodo base Low Tox.

Cuadro 13. Productos utilizados en la formulación base Low Tox.

Productos	Unidades	Cantidades
LOW TOX	Bbl	0.78
Emulsificante No. 1	Lpb	5.0
Alcalinizante	Lpb	4.0
AGUA	bbl	0.09
Cloruro de calcio	lpb	3.4
Viscosificante No.2z	lpb	10.0
Controlador de filtrado	lpb	4.0
Humectante	lpb	1.0
Modificador de reología	lpb	1.5
CaCO <sub>3</sub> M325	lpb	62.1
CaCO <sub>3</sub> M 40-100	lpb	24.0

Cuadro 14. Resultados de las pruebas para la formulación base Low Tox.

Pruebas		Unidades	Resultados
Reología	R600/R300	lb/100ft <sup>2</sup>	31 / 19
	R200/R100	lb/100ft <sup>2</sup>	15 / 11
	R6/R3	lb/100ft <sup>2</sup>	5 / 4
	Gel 10"/10'/30'	lb/100ft <sup>2</sup>	10 / 19 / 21
	VP	cP	12
	YP	lb/100ft <sup>2</sup>	7
	YS	lb/100ft <sup>2</sup>	3
HPHT		ml	3
ESTABILIDAD ELÉCTRICA		Voltios	>2,000
Peso del lodo		lpg	8.7
Cl		mg/L	300
Ca		mg/L	160
ALCALINIDAD		ml	1.75
EXCESO DE CAL		lpg	2.27
RETORTA		%	91
% Agua		%	8
% Aceite		%	83
% Sólidos		%	9
Viscosidad de embudo		seg	68
Lubricidad		Ninguna	0.09

**3.2.2 Formulación lodo base glicerina.** Las formulaciones propuestas para el lodo base glicerina se reportan en el cuadro 14 que se muestra a continuación:

En los cuadros 16 y 17 se encuentran reportados los resultados de las pruebas realizadas:

Cuadro 15. Formulaciones base glicerina estudiadas durante el proyecto.

Productos	Und	Cantidades					
		Formulación 1	Formulación 2	Formulación 3	Formulación 4	Formulación 5	Formulación 6
Glicerina	Bbl	0.78	0.78	0.78	0.78	0.78	0.78
AGUA	Bbl	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09
Viscosificante No.1	Lpb	---	---	---	---	---	---
Viscosificante No.2	lpb	10	3	3	3	---	---
Controlador de filtrado	lpb	4	4	7	7	---	---
Controlador de filtrado	lpb	---	---	---	---	4	4
Emulsificante No.1	lpb	5	5	---	---	---	---
Emulsificante No.2	lpb	---	---	---	---	5	5
Alcalinizante	lpb	4	4	---	---	4	4
Humectante	lpb	1	1	---	---	---	---
Modificador de reología	lpb	1.5	---	---	---	---	---
Cloruro de calcio	lpb	3.4	3.4	3.4	---	---	---
Cloruro de potasio	lpb	---	---	---	2.5	2.5	2.5
CaCO <sub>3</sub> M 325	lpb	62.1	62.1	62.1	62.1	---	---
CaCO <sub>3</sub> M 200	lpb	---	---	---	---	314	***
CaCO <sub>3</sub> M 40-100	lpb	24	24	24	24	---	---
Antiespumante	lpb	---	---	---	---	---	0.05

\*\*\*: Cantidad variada durante todo la Prueba.

Cuadro 16. Resultados de las pruebas de las formulaciones base glicerina estudiadas durante el proyecto

(Antes de rolar).

Pruebas		Unidades	Formulación	Formulación	Formulación	Formulación	Formulación
REOLOGIA	R600/R300	lb/100ft <sup>2</sup>	--- / ---	--- / 205	--- / 240	190 / 98	--- / 300
	R200/R100	lb/100ft <sup>2</sup>	--- / 245	165 / 115	176 / 110	80 / 47	244 / 155
	R6/R3	lb/100ft <sup>2</sup>	123 / 110	36 / 31	10 / 7	5 / 3	22 / 15
	Gel 10"/10'/30'	lb/100ft <sup>2</sup>	40 / 45 / 65	8 / 10 / 12	7 / 9 / 12	2 / 3 / 6	12 / 22 / 28
	VP	cP	---	---	---	92	---
	YP	lb/100ft <sup>2</sup>	---	---	---	6	---
	YS	lb/100ft <sup>2</sup>	97	26	14	1	8
HPHT	ml	7.0	35	80	200	186	
Estabilidad eléctrica	Voltios	2	1	1	1	1	
Peso del lodo	lpg	9.1	9.25	8.65	7.1	9.2	
Cl	mg/L	500	400	500	400	300	
Ca	mg/L	20	140	80	40	20	
Alcalinidad	mL	1.98	1.9	2	1.9	1.4	
Exceso de cal	lpb	2.57	2.47	2.6	2.47	1.82	
Retorta	%	56	53	55	59	38	
% Agua	%	9	8	14	5	6	
% Glicerina	%	47	45	41	54	32	
% Sólidos	%	44	47	45	41	62	
Viscosidad de embudo	seg	12,970	1,800	1,470	780	1567	
Lubricidad	Ninguna	0.06	0.02	0.01	0.01	0.04	

Cuadro 17. Resultados de las pruebas de las formulaciones base glicerina estudiadas durante el proyecto (Después de rolar).

Pruebas		Unidades	Formulación 1	Formulación 2	Formulación 3	Formulación 4	Formulación 5
REOLOGÍA	R600/R300	lb/100ft <sup>2</sup>	--- / ---	--- / ---	--- / 295	--- / 234	--- / ---
	R200/R100	lb/100ft <sup>2</sup>	--- / 230	--- / 198	198 / 113	169 / 98	--- / 288
	R6/R3	lb/100ft <sup>2</sup>	45 / 35	29 / 20	10 / 7	7 / 5	47 / 36
	Gel 10"/10'/30'	lb/100ft <sup>2</sup>	28 / 29 / 30	8 / 14 / 16	4 / 7 / 9	3 / 6 / 8	24 / 34 / 35
	VP	cP	---	---	---		---
	YP	lb/100ft <sup>2</sup>	---	---	---		---
	YS	lb/100ft <sup>2</sup>	25	11	4	3	25
HPHT	MI	35	34	20	146	170	
Estabilidad eléctrica	Voltios	1	2	1	1	2	
Peso del Lodo	lpg	9.5	8.4	8.25	8.55	10	
Cl	mg/L	600	450	450	500	250	
Ca	mg/L	40	100	60	60	40	
Alcalinidad	mL	1.85	2.1	1.8	1.7	1.6	
Exceso de cal	lpb	2.4	2.73	2.34	2.21	2.08	
Retorta	%	50	43.5	49	56	38	
% Agua	%	11	10	9	7	3	
% Glicerina	%	39	33.5	40	49	35	
% Sólidos	%	50	56.5	51	44	62	
Viscosidad de embudo	seg	10,552	1,440	1,025	846	6,600	
Lubricidad	Ninguna	0.065	0.025	0.02	0.015	0.05	

- La primera formulación base glicerina que se preparó es una réplica del lodo base Low Tox, con el fin de comparar el comportamiento de la glicerina en una formulación ya conocida.

Como se puede observar en los cuadros 15 y 16, los resultados obtenidos en cada una de las pruebas para esta primera formulación tanto antes como después de rolar, no resultaron favorables. La reología está fuera de rango para valores de velocidad altos, y a velocidades medias y bajas estos valores aunque se encuentran dentro del rango, son muy elevados.

En la figura 10 se muestra la Formulación 1 base glicerina en el momento de realizar la prueba de viscosidad de embudo, y en ella se puede ver claramente la alta viscosidad que posee este fluido.

Figura 10. Formulación 1.



Además, esta formulación tiene un gran problema en el control de filtrado a alta presión después de rolar y la estabilidad eléctrica registrada es bastante baja, pero esta propiedad no se va a considerar determinante debido a que la glicerina es miscible en agua.

- Teniendo conocimiento de los problemas que presenta la Formulación 1, y tratando de dar solución a uno de los más preocupantes (la reología), se decide realizar una nueva formulación que contenga los mismos componentes que la Formulación 1 pero disminuyendo la cantidad de viscosificante utilizado, de 10 a 3 lpb, esta es la formulación 2.

Los resultados de las pruebas realizadas a este lodo se muestran en los cuadros 16 y 17, en donde se puede observar que a pesar de que la reología mejoró un poco en comparación con la Formulación 1, esta no se puede considerar como buena, ni antes, ni después de rolar como se puede verificar en la figura 11.

Figura 11. Formulación 2.



Los problemas de pérdida de filtrado aumentan antes del rolado, y después de este, se mantiene igual que en la formulación anterior.

- En la Formulación 3 se decidió prescindir del emulsificante utilizado debido a la alta solubilidad de la glicerina en el agua, y por ende también se eliminó el

alcalinizante de este fluido, pues su función es activar el emulsificante. Además, se considera necesario aumentar la cantidad de controlador de filtrado suministrada de 4 lpb a 7 lpb y suprimir la utilización del humectante debido al alto grado de lubricidad suministrado por la glicerina.

En los cuadros de resultados 16 y 17, se aprecia que la reología de este lodo es mayor que la del lodo anterior, sin embargo, después de rolar ocurre lo contrario y esta presenta valores más bajos comparados con la formulación anterior. Esta relación se mantiene para el filtrado HPHT. En la figura 12 se muestra la consistencia de este lodo.

Figura 12. Formulación 3.



- Para la Formulación 4 (Figura 13), se decidió evaluar la influencia del tipo de sal utilizada, así que en la formulación anterior se decidió reemplazar las 3.4 lpb de cloruro de calcio por 2.5 lpb de cloruro de potasio.

En este lodo, a diferencia de los anteriores, si fue posible leer todo la reología antes de rolar, sin embargo, la viscosidad plástica obtenida fue muy alta

contrastada con un punto cedente más bien bajo. También, se pudo ver que al comparar la reología antes y después de rolar en este lodo, la diferencia entre ambas es mucho más grande que los cambios que se presentaron antes y después de rolar en cada una de las formulaciones anterior, donde se sigue manteniendo un aumento después del envejecimiento dinámico.

Figura 13. Formulación 4.



- Con respecto al control de filtrado, se tuvieron valores más elevados antes y después de rolar, que cualquiera de los lodos formulados hasta el momento.

En este momento de la investigación, se decidió hacer un alto en la secuencia seguida y se formuló un nuevo lodo donde se tuvo en cuenta que la sal que mejor funciona con la glicerina es el cloruro de potasio, pues el cloruro de sodio a medida que se aumenta su proporción eleva exponencialmente la viscosidad.

Se mantuvo la proporción glicerina/agua, se cambiaron tanto el controlador de filtrado como el emulsificante para evaluar su comportamiento. También,

se decidió utilizar un carbonato intermedio (M 200) a los que se estaban empleando (M 325 y M 40 - 100) hasta tener un peso aproximado de 9.5 lpg. El lodo obtenido se muestra en la figura 14.

Los resultado obtenidos con esta formulación en reología como en filtrado HPHT fueron los más alejados del parámetro de comparación, se intuye que esto es producto del cambio en el controlador de filtrado pero, sobre todo de la gran cantidad de carbonato empleada para lograr el peso de 9.2 lpg.

Cuando se analizo este hecho, se hizo evidente una inconsistencia en los pesos de la formulación, por lo que esta última fue sometida a la bomba se vació donde se pudo observar claramente que tan aireado estaba el lodo (Ver Figura 15), y aunque le lodo se dejo bajo la influencia de la bomba de vacío por un tiempo considerable, no fue posible retirarle la totalidad de la espuma debido a la alta consistencia de esta.

Figura 14. Formulación 5.



Basado en lo anterior se decidió probar un antiespumante e ir variando la cantidad de carbonato en la formulación hasta obtener un fluido no aireado con una reología medible y una densidad no afectada por burbujas.

Sin embargo, esto no se pudo lograr porque al momento de agregar suficiente antiespumante para inhibir la formación de burbujas el lodo se torna aún más viscoso.

Figura 15. Formulación 5 sometida a la bomba de vacío.



- Por otro lado, a cada formulación se le intento realizar las pruebas químicas de alcalinidad, cloruros y calcio, pero no fue posible ni con el procedimiento empleado para químicas base agua, ni el usado para base aceite, porque en ambos procedimientos los resultados son obtenidos por titulación, y en el primero no se logran los colores establecidos y el otro es necesaria una separación de fase que nunca se obtuvo. Los resultados reportados fueron los obtenidos siguiendo el procedimiento establecido para lodos base aceite pero, sin tener en cuenta la separación de fases.

Los datos de viscosidad plástica y punto cedente que se encuentran reportados en los cuadros 16 y 17 no fue posible calcularlos debido a que los torques a altas RPM estaban fuera del rango del equipo.

Finalmente, al igual que sucedió con la densidad de los lodos, las pruebas de retorta se vieron influenciadas por la cantidad de aire presente en cada fluido.

#### 4. CONCLUSIONES

- Técnicamente, no es factible el uso de la glicerina cruda, producto del proceso de transesterificación del aceite de palma para la obtención de biodiesel, como fase continua en fluidos de perforación de emulsión inversa.
- En los análisis de viscosidad las formulaciones preparadas con glicerina resultan ser excesivamente viscosas.
- Los filtrados obtenidos en las pruebas de HPHT son muy altos, independientemente de la cantidad y del controlador de filtrado empleado.
- La glicerina es compatible con la mayoría de los aditivos para lodos base aceite, sin embargo, la cantidad de aire que queda atrapada dentro de los lodos que se preparan con dichos aditivos no hace factible su uso en fluidos de perforación, debido a que ningún antiespumante empleados fue capaz de eliminar tal cantidad de aire.
- No es posible conocer la alcalinidad, cantidad de cloruros y calcio de un fluido base glicerina a través de los procedimientos API establecidos en la industria para lodos base agua o base aceite.
- Las lubricidades obtenidas para las diferentes formulaciones son muy buenas ya que superan cualquier lubricidad típica de otros fluidos de perforación base agua o aceite.

## **5. RECOMENDACIONES**

- Realizar nuevas pruebas empleando los aditivos para lodos base agua, debido a la miscibilidad entre el agua y la glicerina.
- Analizar la factibilidad del uso de la glicerina como un lubricante y agente emulsificante para lodos de perforación.
- Estudiar la factibilidad del uso del biodiesel como fase continua en fluidos de perforación de emulsión inversa.

## BIBLIOGRAFÍA

A. Ghalambor, SPE, University of Louisiana at Lafayette; S. N. Ashrafizadeh, and M. Nasiri, Iran University of Science and Technology.: "Effect of Basic Parameters on the Viscosity of Synthetic-Based Drilling Fluids". Paper SPE 112276-MS.

BAKER HUGHES, Fluidos Manual de Ingeniería, Agosto de 1998.

COSTA, S Y RUEDA, G.: Estudio de factibilidad del uso de aceite crudo de palma africana en lodos de perforación de emulsión inversa, Tesis de Pregrado, Escuela de Ingeniería de Petróleos, Universidad Industrial de Santander, 2002.

HALLIBURTON BAROID, Manual de fluidos de Baroid, Abril de 2005.

HALLIBURTON BAROID, Hojas Técnicas de Productos, Abril de 2005.

JACQUES, D.F., Newman Jr., H.E., Turnbull, W.B., Exxon Co. U.S.A.: "A Comparison of Field Drilling Experience With Low-Viscosity Mineral Oil and Diesel Muds". Paper SPE 23881-MS.

MALDONADO, A.: Formulación y evaluación de fluidos de perforación de base agua de alto rendimiento aplicados al campo Balcón como sustitutos de lodo base aceite, Tesis de Pregrado, Escuela de Ingeniería de Petróleos, Universidad Industrial de Santander, 2006.

Md. Amanullah, SPE, CSIRO Petroleum: "Physio-Chemical Characterization of Vegetable Oils and Preliminary Test Results of Vegetable Oil-based Muds", Paper SPE 97008-MS.

RESTÁN, L y Ospina, G.: Estudio de factibilidad para el uso del mucílago de fique como producto estabilizador de arcillas, Tesis de Pregrado, Escuela de Ingeniería de Petróleos, Universidad Industrial de Santander, 2005.

SCHLUMBERGER, Manual de fluidos, Febrero de 2001

# **ANEXOS**

## Anexo A. Pruebas Básicas API

- **Prueba de Reología**

**Objetivo:** Determinar las lecturas del viscosímetro para calcular las siguientes propiedades de un fluido de perforación:

- Viscosidad plástica (VP)
- Punto cedente (YP)
- Resistencia del gel
- Índice de consistencia (k)
- Esfuerzo cedente (YS)
- Índice de fluidez (n)
- Tau 0 ( $\tau_0$ )

**Unidades:**

- VP: centipoise (cP)
- YP: lb/100 ft<sup>2</sup> (kPa)
- Resistencia del gel: lb/100 ft<sup>2</sup> (kPa)
- Tau 0: lb/100 ft<sup>2</sup> (kPa)
- n: [Ninguna]
- K: lbf x seg<sup>n</sup>/100 pies<sup>2</sup> (dinas x seg<sup>n</sup>/cm<sup>2</sup>, o eq cP)
- YS: lb/100 ft<sup>2</sup> (kPa)

**Equipo:**

- Viscosímetro rotatorio de cilindro concéntrico FANN calibrado
- Termocopa.
- Termómetro: 32 a 220°F (0 a 104°C)

**Procedimiento:**

1. Recoger una muestra de fluido.
2. Colocar la muestra en la termocopa.
3. Sumergir la manga del rotor del viscosímetro hasta la línea marcada.
4. Calentar la muestra a la temperatura seleccionada.

*Nota: Para obtener una temperatura uniforme de la muestra, agitarla a una velocidad constante de 600 rpm mientras se calienta la muestra.*

5. Hacer girar la manga del viscosímetro a 600 rpm hasta obtener una lectura estable en el dial. Registrar la lectura del dial ( $\emptyset 600$ ).
6. Hacer girar la manga del viscosímetro a 300 rpm hasta obtener una lectura estable en el dial. Registrar la lectura del dial ( $\emptyset 300$ ).
7. Agitar la muestra durante 10 a 15 segundos a 600 rpm, y después dejar reposar el lodo durante 10 segundos. Hacer girar la manga del viscosímetro a 3 rpm hasta obtener la máxima lectura en el dial. Registrar esta lectura como la resistencia del gel de 10 segundos, (lb/100 ft<sup>2</sup>).
8. Agitar nuevamente la muestra durante 10 a 15 segundos a 600 rpm, y después dejar reposar la muestra sin tocar durante 10 minutos. Hacer girar la manga del viscosímetro a 3 rpm hasta obtener la

máxima lectura del dial. Registrar esta lectura como resistencia del gel de 10 minutos, lb/100 ft<sup>2</sup>.

**Formulas:**

- $VP \text{ (cp)} = \text{Lect } 600 \text{ rpm} - \text{Lect } 300 \text{ rpm}$
  - $YP \text{ (lb/100 ft}^2\text{)} = \text{Lect } 300 \text{ rpm} - VP$
  - $n = \log (\text{Lect } 600 \text{ rpm} \div \text{Lect } 300 \text{ rpm})$
  - Resistencia de Gel (lb/100 ft<sup>2</sup>) = Max. Lect. dial a 3 rpm.
  - $YS \text{ (lb/100 ft}^2\text{)} = (2 \times \text{Lect } 3 \text{ rpm}) - \text{Lect } 6 \text{ rpm.}$
- **Prueba de Filtrado APAT (Alta Presión / Alta Temperatura) o HPHT**

**Objetivo:** Medir el volumen del filtrado y la costra de lodo de un fluido de perforación usando el método de alta presión/alta temperatura (APAT).

**Unidad:**

- ml / 30 min

**Equipo:**

- Filtro prensa Baroid 175 ó 500 ml
- Papel de filtro
- Cronómetro 30 minutos de intervalo
- Termómetro hasta 500°F (260°C)

- Probeta graduada 25 ó 50 ml
- Suministro de gas (CO<sub>2</sub> o nitrógeno)

**Procedimiento:**

1. Recoger una muestra de fluido.
2. Precalentar la chaqueta de calentamiento hasta 10°F (6°C) por encima de la temperatura de prueba deseada.
3. Cerrar el vástago de la válvula *sobre la celda del filtro* y echar en la celda una muestra revuelta del fluido.
4. Colocar el papel de filtro en la celda.
5. Poner la cubierta sobre la celda, ajustar todos los tornillos de sujeción, y cerrar el vástago de la válvula sobre la cubierta.
6. Colocar la celda en la chaqueta de calentamiento con la cubierta de la celda para abajo. Hacer girar la celda hasta que calce.
7. Poner un termómetro en el hueco para termómetro de la celda.
8. Conectar la unidad de presión al vástago superior de la válvula.
9. Conectar el receptor de presión al vástago inferior de la válvula.
10. Aplicar 100 psi a la parte superior y esperamos que la celda llegue a la temperatura deseada.
11. Agregar 200 psi en la parte superior y abrir el vástago de válvula, 100 psi en la parte inferior y abrir el vástago de válvula, 300 psi en la parte superior.
12. Filtrar durante 30 minutos mientras la temperatura es mantenida a  $\pm 5^\circ\text{F}$  ( $\pm 3^\circ\text{C}$ ) de la temperatura de ensayo y manteni endo la presión.

13. Cerrar los vástagos de válvula superior e inferior
14. Descargar la presión por el regulador superior y desconectar el sistema de presión.
15. Aflojar el tornillo T del regulador inferior.
16. Drenar con cuidado el filtrado del receptor a una probeta graduada.
17. Descargar la presión por el regulador inferior y desconectar el sistema de presión.
18. Retirar la celda de la chaqueta de calentamiento y dejar que la celda se enfríe.
19. Mantener la celda con la tapa bajada y aflojar el vástago de válvula de la celda para descargar la presión.
20. Cerrar el vástago de válvula cuando toda la presión haya sido descargada.
21. Mantener la celda con la tapa levantada y aflojar el vástago de válvula.
22. Aflojar los tornillos de sujeción y quitar la tapa.
23. Quitar y medir el revoque con aproximación de 1/32 pulg. (1.0 mm).
24. Registrar el filtrado APAT como el doble del volumen de filtrado recogido.

- **Densidad Balanza de Lodos Baroid**

**Objetivo:** Medir la densidad de un fluido de perforación.

**Unidades:**

- lb/gal, lb/ft<sup>3</sup>, g/cm<sup>3</sup>, psi/1000ft.

**Equipo:**

- Balanza de lodos Baroid

**Procedimiento:**

1. Colocar la caja portadora sobre una superficie plana y a nivel.
2. Tomar una muestra de fluido.
3. Transferir la muestra al jarro de la balanza de lodo.
4. Golpear suavemente el costado del jarro de la balanza de lodo con la tapa del jarro para hacer salir aire o gas atrapado.
5. Colocar la tapa en la taza de la balanza de lodo con un movimiento de torsión y asegurarse de que algo de la muestra de prueba sea expulsado por el agujero de ventilación de la tapa.
6. Tapar con un dedo el agujero de ventilación y limpiar cualquier exceso de agua, aceite base, o solventes sobre la balanza.
7. Calzar el borde agudo de la balanza en el fulcro de apoyo y equilibrar la balanza haciendo correr el cursor a lo largo del brazo.
8. Registrar la densidad (la flecha del cursor apunta a este valor). Registrar la medición con precisión de 0.1 lb/gal, 1 lb/ft<sup>3</sup>, 0.01 g/cm<sup>3</sup>.

- **Análisis de Retorta**

**Objetivo:** Determinar el contenido en líquidos y sólidos de un fluido de perforación.

**Unidad:**

- Porcentaje en volumen.

**Equipos:**

- Kit de retorta completo
- Receptor volumétrico
- Lana de acero fina
- Lubricante de alta temperatura
- Limpiatubos
- Cuchillo para enmasillar o espátula con hoja

**Procedimiento**

1. Recoger una muestra de fluido y enfriarla a aproximadamente 80F (27°C).
2. Llenar la cámara superior de la retorta con lana de acero muy fina.
3. Lubricar las roscas de la taza de muestra y el condensador con una capa fina de lubricante/compuesto contra agarrotamiento.

*Nota: Esto evitará pérdida de vapor a través de las roscas y también facilitará el desmontaje del equipo y su limpieza al final del ensayo.*

4. Llenar la taza de muestra de la retorta con lodo libre de gas.

*Nota: Cualquier aire atrapado causará lecturas falsas.*

5. Colocar la tapa en la taza de la retorta; hacer girar la tapa lentamente.

*Nota: Asegurarse de que algo de la muestra de prueba sea expulsado por el orificio de ventilación de la tapa.*

6. Repasar a limpio todo exceso de lodo y atornillar la taza de muestra de la retorta a la cámara superior de la retorta.
7. Colocar la retorta en el bloque aislador y tapar el aislador.
8. Poner el receptor volumétrico debajo del drenaje del condensador.
9. Calentar la muestra hasta que deje de pasar líquido a través del tubo de drenaje del condensador, o hasta que se apague la luz piloto de las unidades controladas termostáticamente.

*Nota: Comúnmente esto tarda de 45 a 60 minutos.*

10. Retirar el receptor volumétrico y examinar el líquido recuperado.

Si...	Luego...
Hay sólidos en el líquido,	Se ha escapado lodo entero al hervir en la taza de muestra y hay que repetir el ensayo.
Existe una banda de emulsión,	Calentar lentamente el receptor volumétrico a 120°F (49°C).

11. Calcular el porcentaje en volumen de los componentes líquidos y sólidos del fluido.

a. % de agua en volumen = mL agua × 10

b. % de aceite/sintético en volumen =  $\frac{\text{mL de aceite/sintético}}{10} \times 100$

c. % de sólidos totales en volumen =  $100 - (\% \text{ de agua en volumen} + \% \text{ de aceite/sintético en volumen})$ .

- **Pruebas químicas para lodos base aceite.**

**Objetivo:** Determinar la alcalinidad, el contenido de cal, cloruros y calcio en un lodo base aceite.

**Unidad:**

- Alcalinidad: ml
- Exceso de cal: lpb
- Cloruros y calcio: mg/L

**Equipos:**

- Frasco erlenmeyer de 500 ml con tapón de goma, o un bote de la misma capacidad con tapa
- Jeringa desechable de 3 ml
- Probeta de 100 ml
- Agitador magnético
- Dos pipetas de 1 ml
- Dos pipetas de 2 ml

- Agitador o Mezclador

## Procedimiento

- *Alcalinidad*
  - En un erlenmeyer adicione 100 ml de IPA/XILOL o PROPOXIPROPANOL.
  - Adicione 1 ml de lodo y agítelo con ayuda del agitador magnético.
  - Adicione 100 ml de agua destilada y mezcle durante 10 minutos.
  - Agregue 15 gotas de fenolftaleína.
  - Titule con  $H_2SO_4$  (N/10) hasta que desaparezca el color rosado.
  - Registre la cantidad de ácido utilizada.
  - Titule con NaOH (N/10) hasta que aparezca nuevamente el color rosado.
  - Registre el NaOH utilizado.

$$\text{Alcalinidad} = \text{ml } H_2SO_4 \text{ (N/10)} - \text{ml NaOH (N/10)}$$

- *Exceso de cal*

$$\text{Exceso de cal} = \text{Alcalinidad} * 1.3$$

▪ *Cloruros y Calcios*

- En un mezclador adicione 20 ml de IPA/XILOL o PROPOXIPROPANOL.
- Adicione 10 ml de lodo.
- Agregue 210 ml de agua destilada.
- Mezcle durante 15 minutos.

*Calcios*

- Tome 1 ml de la fase acuosa de la emulsión.
- Adicione unas gotas de Calver Buffer calcios.
- Agregue Calver II.
- Titule con Versenate Hardness (20 EPM) hasta obtener el color azul.

$$Ca^{++} \text{ (mg/L)} = \text{ml Versenate Hardness (20 EPM)} * 400 / \text{ml de lodo}$$

*Cloruros*

- Tome 1 ml de la fase acuosa de la emulsión.
- Adicione unas gotas de Dicromato de potasio.
- Titule con Nitrato de plata (1000 o 10000 según el caso) hasta obtener el color naranja - rojo.

$$Cl^- \text{ (mg/L)} = \text{ml Nitrato de plata} * (1000 \text{ o } 10000 \text{ según el caso}) / \text{ml de lodo}$$

- **Pruebas químicas para lodos base agua.**

**Objetivo:** Determinar la alcalinidad, el contenido de cal, cloruros y calcio en un lodo base agua.

**Unidad:**

- Alcalinidad: ml
- Exceso de cal: lpb
- Cloruros y calcio: mg/L

**Equipos:**

- 3 capsulas de porcelana
- Probeta de 50 ml
- Dos pipetas de 1 ml
- Dos pipetas de 2 ml
- Agitador manual de vidrio

**Procedimiento:**

El procedimiento seguido para las pruebas químicas en lodos base agua se encuentra resumido en el siguiente cuadro.

PRUEBAS	ALCALINIDAD FILTRADO (Pf)	ALCALINIDAD FILTRADO (Mf)	CLORUROS	CALCIOS
MUESTRA	1 ml de filtrado	***	1 ml de filtrado	1 ml de filtrado
BUFFER				5 a 10 gotas Amortiguadora Ca <sup>+</sup>
SLN. INDICADORA	10 a 15 gotas de Fenolftaleina	10 a 15 gotas de Metil Naranja	10 a 15 gotas de Cromato de Potasio	0.25 a 0.50 g de Ind. Calver II
COMENTARIO	*No hay color Pf = 0 *Si rosado Continuar	Se debe tener en cuenta para el registro los ml de Pf	Toma un color amarillo-naranja	Toma un color violeta
SLN. TITULADORA	0.02 N (N/50) Ácido Sulfúrico	0.02 N (N/50) Acido Sulfúrico	*0.0282 N Nitrato de Plata *.00282 N Nitrato de Plata (Agua salada)	THTS (EDTA)
COMENTARIO	Titular hasta cambio a color inicial de la muestra	Titular hasta cambio a color salmón o con ayuda del pHmetro hasta 4.3	Titular hasta cambio a color naranja - rojo	Titular hasta cambio a color azul gris
REGISTRO	Pf = ml 0.02 N Ácido Sulfúrico. Continúa ***	Mf = ml 0.02 N Ácido Sulfúrico	*Cl <sup>-</sup> = ml 0.0282 N Nitrato de Plata*1000 *Cl <sup>-</sup> = ml 0.00282 N Nitrato de Plata*10000	Ca <sup>++</sup> = ml EDTA*40 (2EPM) Ca <sup>++</sup> = ml EDTA*400 (20EPM) Ca <sup>++</sup> = ml EDTA*4000 (200EPM)

**NOTA:** Si la Muestra del filtrado es muy oscura diluirlo en (20-25 ml) de agua destilada y continuar con el mismo procedimiento

**Anexo B. Recopilación fotográficos de los equipos de laboratorio**



**Balanza Presurizada**



**Baño de María**



**Horno de Rolado**



**Retorta**



**Medidor de Lubricidad**



**Medidor de Estabilidad Eléctrica**



**Bomba de Vacío**



**Químicas**



**Viscosímetro**



**Equipo de APAT**



**Agitador o Mezclador**