



INFORME TÉCNICO DE RESIDENCIA PROFESIONAL

INGENIERÍA QUÍMICA

PRESENTA:

GORDILLO RUÍZ FERNANDO ANGEL

NOMBRE DEL PROYECTO:

“ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD DEL USO DEL BIODIESEL DE ACEITE VEGETAL COMO BASE CONTINUA EN FLUIDOS DE PERFORACIÓN DE EMULSIÓN INVERSA”

ASESOR INTERNO: M.E.Q. Juan José Solís Zavala.

ASESOR EXTERNO: ING. Orbelín De los santos Ramírez

PERIODO DE REALIZACIÓN:

AGOSTO–DICIEMBRE 2014



ÍNDICE

Capítulo 1. Antecedentes.....	8
1.1 Justificación.....	9
1.2 Objetivos.....	10
1.3 Aspectos generales de la empresa.....	11
1.3.1 Ubicación de la empresa.....	11
1.3.2 Compromiso.....	11
1.3.3 Políticas.....	11
1.3.4 Valores.....	12
1.3.5 Misión y visión.....	14
Capítulo 2. Caracterización y problemática del área.....	15
2.1 Caracterización del área de participación.....	15
2.2 Descripción del problema a resolver.....	17
2.3 Alcances y limitaciones.....	17
Capítulo 3. Fundamento teórico.....	18
3.1 Fluidos de perforación.....	18
3.1.1 Funciones básicas de fluido de perforación.....	18
3.1.2 Composición de los fluidos de perforación.....	19
3.1.3 Propiedades fundamentales de los fluidos de perforación.....	21
3.1.4 Factores que afectan la reología.....	21



3.2 Propiedades reológicas de un fluido de perforación.....	24
3.3 Formulación de los fluidos de perforación base aceite.....	28
3.4 Aditivos para fluidos de perforación tipo base aceite.....	30
3.5 Características de la fase continua en fluidos de perforación base aceite (Biodiesel y Diesel).....	35
3.5.1 Biodiesel.....	35
3.5.1.1 Definición.....	35
3.5.1.2 Composición.....	35
3.5.1.3 Propiedades fisicoquímicas.....	36
3.5.1.4 Aplicaciones.....	36
3.5.2 Diesel.....	37
3.5.2.1 Definición.....	37
3.5.2.2 Composición.....	37
3.5.2.3 Propiedades físico-químicas.....	37
3.5.2.4 Aplicaciones.....	38
Capítulo 4. Metodología experimental.....	38
4.1 Materiales utilizados.....	39
4.2 Descripción de los equipos y procedimientos para pruebas de campo de fluidos de perforación base aceite.....	39
4.2.1 Peso del lodo (Densidad).....	40
4.2.1.1 Descripción.....	40
4.2.1.2 Equipo.....	41



4.2.1.3 Procedimiento.....	40
4.2.1.4 Calibración.....	41
4.2.1.5 Cálculos.....	41
4.2.2 Viscosidad y fuerza de gel.....	43
4.2.2.1 Descripción.....	43
4.2.2.2 Embudo Marsh.....	43
4.2.2.2.1 Equipo.....	43
4.2.2.2.2 Procedimiento.....	44
4.2.2.3 Viscosidad de indicación directa.....	45
4.2.2.3.1 Equipo.....	45
4.2.2.3.2 Procedimiento.....	47
4.2.2.3.3 Cálculos.....	48
4.2.3 Filtración.....	48
4.2.3.1 Descripción.....	48
4.2.3.2 Equipo.....	49
4.2.3.3 Procedimiento.....	51
4.2.3.4 Cálculos.....	54
4.2.4 Contenido de aceite, agua y sólidos.....	54
4.2.4.1 Descripción.....	54
4.2.4.2 Equipo.....	54



4.2.4.3 Procedimiento.....	57
4.2.4.4 Cálculos.....	58
4.2.5 Análisis químico de lodos base aceite.....	59
4.2.5.1 Descripción.....	59
4.2.5.2 Equipo.....	61
4.2.5.3 Procedimiento para determinar la alcalinidad del total del lodo.....	62
4.2.5.4 Cálculos.....	62
4.2.5.5 Procedimiento para determinar los cloruros totales del lodo.....	62
4.2.5.6 Cálculos.....	63
4.2.6 Prueba de estabilidad eléctrica.....	64
4.2.6.1 Descripción.....	64
4.2.6.2 Equipo.....	64
4.2.6.3 Procedimiento.....	67
4.3 Procedimiento experimental.....	68
Capítulo 5. Discusión de resultados.....	70
5.1 Emulsión inversa (Fase continua Diesel 1.0 gr/cm ³).....	70
5.2 Emulsión inversa (Fase continua Biodiesel 1.0 gr/cm ³).....	71
5.3 Comportamiento de la densidad.....	72
5.4 Propiedades reológicas.....	73
5.4.1 Viscosidad Marsh.....	73



5.4.2 Viscosidad plástica.....	74
5.4.3 Punto de cedencia.....	75
5.4.4 Fuerza de gel.....	76
5.5 Comportamiento de la estabilidad eléctrica.....	77
5.6 Comportamiento del contenido de sólidos, agua y aceite.....	77
5.7 Comportamiento de la pérdida de filtrado.....	79
5.8 Emulsión inversa (Fase continua Diesel 1.5 gr/cm ³).....	80
5.9 Emulsión inversa (Fase continua Biodiesel 1.5 gr/cm ³).....	81
5.10 Comportamiento de la densidad.....	82
5.11 Propiedades reológicas.....	83
5.11.1 Viscosidad Marsh.....	83
5.11.2 Viscosidad plástica.....	84
5.11.3 Punto de cedencia.....	85
5.11.4 Fuerza de gel.....	85
5.12 Comportamiento de la estabilidad eléctrica.....	86
5.13 Comportamiento del contenido de sólidos, agua y aceite.....	86
5.14 Comportamiento de la pérdida de filtrado.....	87
5.15 Emulsión inversa (Fase continua Diesel 2.0 gr/cm ³).....	89
5.16 Emulsión inversa (Fase continua Biodiesel 2.0 gr/cm ³).....	90



5.17 Comportamiento de la densidad.....	91
5.18 Propiedades reológicas.....	92
5.18.1 Viscosidad Marsh.....	92
5.18.2 Viscosidad plástica.....	93
5.18.3 Punto de cedencia.....	94
5.18.4 Fuerza de gel.....	94
5.19 Comportamiento de la estabilidad eléctrica.....	95
5.20 Comportamiento del contenido de sólidos, agua y aceite.....	96
5.21 Comportamiento de la pérdida de filtrado.....	97
Capítulo 6. Conclusiones y recomendaciones.....	99
Referencias bibliográficas.....	101
Anexo 1. Glosario de términos.....	103
Anexo 2. Evidencias fotográfica.....	106
Anexo 3. Cronograma de actividades.....	109

CAPÍTULO 1. ANTECEDENTES

Desde la revolución industrial la energía en nuestro planeta ha sido un tema de suma importancia y desde hace casi un siglo los hidrocarburos se han mantenido en el primer lugar de las fuentes convencionales de energía existentes. Sin embargo la manera de obtenerlos cada vez se dificulta más debido a las profundidades que es necesario perforar para extraer el hidrocarburo.

La única forma de conocer la existencia de hidrocarburos en el subsuelo es perforar los estratos rocosos hasta llegar al yacimiento productor. La perforación de los estratos de la corteza terrestre consiste en hacer un agujero con diferentes diámetros de herramientas, que permitan ir avanzando a profundidades mayores dentro de la corteza hasta llegar a la zona conocida como productora, donde se encuentra el yacimiento de petróleo. La operación de hacer un agujero en la corteza terrestre e ir perforando estratos, se conoce como pozo de perforación petrolero.

La perforación incrementa su riesgo en formaciones con presiones anormales (presiones mayores a los que genera una columna de agua), existe presencia de gases conocidos como contaminantes que no permiten avanzar con facilidad en la perforación, presencia de zonas con agua salada, domos salinos, litología compuesta principalmente por lutitas deleznales, las cuales al ir atravesando generan grandes problemas operacionales.

La perforación de un pozo petrolero incluye diversas actividades y disciplinas que en conjunto se logra el objetivo de llegar a la formación productora y la extracción del hidrocarburo. Uno de los aspectos importantes para efectuar la perforación del pozo petrolero es el empleo de un fluido que permita atravesar con mayor facilidad las formaciones de la corteza, estos fluidos ayudan a sacar las trazas de formación a la superficie, a enfriar la herramienta y a mantener las presiones del pozo (conocido como fluido de perforación ó fluido de control). Por lo anterior en los años 70's un grupo de especialistas en el sector energético asumieron el reto de

diseñar un fluido de control que solucionara esta problemática, dando con esto origen a lo que hoy conocemos como *Emulsión Inversa*, un sistema que se utiliza como fluido de perforación.

El fluido emulsión inversa es aquel fluido cuya fase continua es aceite, estos sistemas permitieron perforar exitosamente estas formaciones o estratos problemáticos, logrando con ello reducir en gran medida el número de operaciones fallidas durante las operaciones de perforación de pozos petroleros.

Los fluidos de perforación base aceite se utilizan principalmente en pozos profundos con altas presiones y altas temperaturas, estos representan grandes costos en las operaciones de perforación, además el costo de tratamiento de los residuos impregnados con fluido emulsión inversa, siendo éste uno de los puntos críticos que nos lleva a diseñar fluidos de perforación que permitan lograr un equilibrio entre las operaciones de perforación, costos y conservación ambiental.

Es a partir de esta situación que surge el objetivo principal de este trabajo de investigación para estudiar la factibilidad del uso de biodiesel en función de un fluido de perforación base aceite y ser utilizado en sustitución del diesel, estudiando las propiedades físico - químicas de los fluidos de perforación y su aplicabilidad en operaciones de campo.

1.1 JUSTIFICACIÓN

Dentro de la perforación de pozos petroleros, el diesel es una materia prima y parte fundamental tanto por su uso como combustible de los equipos empleados en la perforación de un pozo petrolero, como aditivo principal en la formulación y preparación del fluido emulsión inversa, empleado como fluido de perforación de pozos petroleros.

Sin embargo, podemos buscar fuentes alternativas que nos permitan reemplazar el uso de este aceite-diesel combustible y ser reemplazado por aceite biocombustible denominado "Biodiesel".

Este biocombustible es una mezcla de hidrocarburos que posee características esenciales y que se está utilizando como combustible. Además su obtención por medio del proceso de transesterificación está generando un favorable impacto reduciendo problemas ambientales con la reutilización de aceites usados en las industrias.

Este biocombustible “Biodiesel” podría contribuir a disminuir los costos por concepto de gastos de un fluido de perforación emulsión inversa, sin embargo es necesario seguir las investigaciones necesarias e incentivar a nuestra industria nacional a fin de encontrar aditivos compatibles, capaces de satisfacer las necesidades de la industria petrolera; siempre y cuando se equilibren las variables involucradas como calidad, beneficio, costo y energía con el medio ambiente.

1.2 OBJETIVOS

Objetivo general

- ✓ Estudiar e implementar el uso de biodiesel de aceite vegetal como reemplazo del diesel combustible en la fase continua en el fluido emulsión inversa.

Objetivos específicos

- ✓ Utilizar tecnologías apropiadas de análisis de fluidos de perforación para estudiar las propiedades físico-químicas en los fluidos diesel-biodiesel.
- ✓ Realizar una comparación mediante parámetros reológicos y tixotrópicos, para determinar cual material base (Diesel-Biodiesel) muestra mejor comportamiento y eficacia como fluido de perforación base aceite (Emulsión inversa).
- ✓ Analizar y representar gráficamente las comparaciones de los parámetros físicos químicos entre ambos fluidos y determinar la factibilidad del uso del biodiesel.

1.3 ASPECTOS GENERALES DE LA EMPRESA.

1.3.1 Ubicación de la empresa.

La compañía Qmax Mexico S.A. de C.V. se ubica en Avenida 1 Sur, Lote I, Manzana L, Puerto Industrial Pesquero Laguna Azul, C.P. 24140 en Ciudad del Carmen, Campeche, México.

La planta industrial está constituida por el área de laboratorio donde se realizan las pruebas a los fluidos de perforación, un área de almacén y las oficinas administrativas.



1.3.2 Compromiso.

Nos comprometemos, cumplimos sin excusas.

1.3.3 Política.

Política Qmax del sistema de administración

Cumplimiento sin restricciones de los requerimientos, regulaciones, leyes y normas de los países y clientes en la elaboración y administración de fluidos, control de sólidos y manejo de recortes en la perforación, así como el compromiso con la preservación del medio ambiente, la seguridad y la salud ocupacional, sobre la base y el involucramiento constante con la mejora continua y el alcance de nuestros objetivos.

1.3.4 Valores.

✓ La autodisciplina.

Nuestra gente a entender su papel y asumir la responsabilidad y la rendición de cuentas por su contribución a la empresa. Esto significa que:

- Tomar decisiones en el nivel más bajo posible (es decir, por los responsables directos);
- Confiar a la gente a hacer las cosas correctas; conocer nuestras propias capacidades y buscar apoyo cuando sea necesario y ofrecer libremente apoyo cuando sus colegas tratan de ellos.

✓ Mérito.

Cada decisión se toma en base a lo que va a lograr los mejores resultados para la organización libre de cualquier prejuicio personal o política. Esto significa que:

- Dar prioridad a lo que es correcto para el cliente y derecha para nuestra organización.

✓ Apertura.

Somos bienvenidos a nuevas ideas y comunicarse libremente con respeto y confianza para nuestros colegas. Esto significa que:

- Participar en la discusión y el debate abierto;
- Escuchar activamente, buscando todos los puntos de vista y la contribución de aliento de los demás;
- Aceptar las críticas y tratar de aprender de nuestros errores.

✓ La innovación.

Es la clave para la creación de nuevo valor para el cliente y el mantenimiento de nuestro crecimiento y rentabilidad. Esto significa que:

- Fomentar nuevas ideas y nuevas formas de hacer las cosas; asumir riesgos bien concebidas, la comprensión de que no siempre conducen al éxito;
- Buscar formas de mejorar en todos los aspectos de nuestro negocio - productos, servicios, procesos internos.

✓ Reputación.

Nuestra reputación es importante para nuestro éxito. Es la acumulación de continuo respeto a la integridad y el comportamiento abierto, honesta, legal y ética en todas nuestras interacciones. Esto significa que:

- Operar como empresa y como individuos con el más alto nivel de profesionalismo y comportamiento ético;
- Entregar constantemente en nuestros compromisos;
- Que no hay excusas;
- No comprometer la calidad o el servicio de nuestras necesidades de los clientes y no exagerar con nuestros principios de los clientes:
- Siempre ofrecemos productos y servicios que tienen el mejor ajuste a las necesidades de nuestros clientes;
- Tenemos que ser rentable para mantener nuestro éxito y crecimiento;
- Estamos en el negocio para crear beneficios para nuestros clientes;
- Nos comunicamos una dirección clara para el futuro de nuestra estructura de negocios. Permitimos flexibilidad con control a través de la autodisciplina y procesos / sistemas eficaces;



- Las personas con talento son claves de nuestro éxito. Así que creamos un ambiente que les anima a inscribirse en nuestra empresa;
- Recordamos las pequeñas cosas de nuestra gente y sus familias;
- Demostramos comportamiento abierto, honesto, legal y ético en todas nuestras interacciones.

1.3.5 Misión y visión.

Misión

Creamos valores confiables en los procesos del cliente.

Visión

QMAX será la compañía “Donde todos quiere ir”.

CAPÍTULO 2. CARACTERIZACIÓN Y PROBLEMÁTICA DEL ÁREA.

2.1 CARACTERIZACIÓN DEL ÁREA DE PARTICIPACIÓN.

En esta sección se describirá el área de participación donde se realizaron todas las pruebas físico químicas del fluido de perforación para la realización de los objetivos planteados anteriormente (Ver Anexo A).

El laboratorio está equipado con señalamientos de seguridad en caso del algún accidente, un extintor y aparatos contra incendios, y además constituido por espacios específicos para el desarrollo de las pruebas o análisis que requieran dichos fluidos de perforación, las cuales se detallarán a continuación:

1. Zona de anaqueles fluido base agua, base aceite y herramientas.

Este lugar está conformado por 3 anaqueles. En el primero se encuentran todos los aditivos que se agregan a los fluidos base agua y base aceite para su preparación, estos están presentes en diferentes composiciones ya sea en fase sólida o líquida, todos cuentan con su rombo de seguridad (donde se especifica el grado de actividad, corrosividad, reactividad, toxicidad e inflamabilidad). En el segundo anaquel se encuentran los reactivos químicos para la realización de los análisis químicos del fluido de perforación. Es importante mencionar que el laboratorio proporcionó todas las herramientas necesarias para la elaboración y análisis de las muestras de fluido de emulsión inversa. En el tercer anaquel, se encuentran herramientas y materiales para la calibración de los equipos que constituyen en el laboratorio de fluidos.

2. Zona de administración.

En este espacio se desarrollan las actividades administrativas que están vinculadas a las actividades que se dedica la empresa, van desde la recepción y suministro de reactivos, equipos y reporte de análisis del fluido de perforación. Está constituida por un anaquel de manuales y normas, un escritorio con todo su equipo de cómputo. Dentro de este espacio recibí el apoyo para la redacción del informe e información de los procedimientos vigentes para fluidos base aceite mediante normas mexicanas, las cuales incluyen las especificaciones de los aditivos a utilizar y sus hojas de seguridad.

3. Zona de recepción.

En este espacio se colocan las muestras de fluidos de perforación procedentes de campo y de la planta de fluidos, para proceder a realizar los análisis fisicoquímicos a la muestra. Es esta ubicación donde almacené los fluidos de perforación de emulsión inversa que elaboré para el proyecto y posteriormente realizar los análisis.

4. Zona de análisis base aceite (densidad, viscosidad, reología, tixotropía, estabilidad eléctrica, filtrado).

En esta zona se llevan a cabo los análisis fisicoquímicos del fluido de emulsión inversa. Se procede a tomar el registro del peso ó densidad del fluido mediante la balanza de lodos, luego se procede a determinar la viscosidad del fluido mediante el embudo de Marsh y el viscosímetro de indicación directa, al finalizar este análisis es conveniente realizar la prueba de estabilidad eléctrica debido a la temperatura adecuada saliente del viscosímetro, después para llevar a cabo la prueba de filtrado se instala el quipo de filtrado APAT (Alta presión y alta temperatura). Se debe aclarar que todos estos equipos y procedimientos serán mencionados y explicados detalladamente más adelante.

5. Zona de análisis químico.

En este espacio se lleva a cabo los análisis químicos al lodo de perforación mediante una titulación fisicoquímica, está conformado por una campana de extracción, un estante de pipetas etiquetas para las respectivas soluciones químicas y por consiguiente un espacio de reactivos o soluciones químicas.

6. Zona de lavado.

Por ende en esta zona, se lleva a cabo el lavado de todos los materiales que se ocupan en el proceso de elaboración, formulación y desarrollo de pruebas para los fluidos base aceite y base agua (fluidos base aceite se limpian mayormente con estopa).

7. Zona de sanitarios.

En esta parte se ubican los sanitarios para todo el personal que labore dentro del laboratorio de fluidos, dentro del existe una regadera de seguridad por cualquier derrame o accidente químico.

2.2 DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA A RESOLVER

Se realizó un proyecto mediante el cual se pueda implementar un aditivo como fase continua, en este caso un biocombustible como lo es el biodiesel, dentro de la formulación que se tiene para un fluido de emulsión inversa, es decir un fluido base aceite y estudiar la factibilidad que tendrá este biodiesel para la aplicación en el campo de fluido de perforación, realizando todas las pruebas o análisis fisicoquímicos de campo, para estudiar y evaluar las posibilidades que existen, esperando obtener resultados y mejoras que ayuden en perforación de pozos petroleros con fluidos de perforación más amigables al ambiente.

2.3 .ALCANCES Y LIMITACIONES.

Gracias al apoyo otorgado por personal del laboratorio de fluidos de la compañía de Qmax, en cuanto a los materiales y equipos para la elaboración y desarrollos de los análisis, se llevaron a cabo todos los objetivos planeados para la realización de este proyecto.

No se tuvo restricción por parte de la empresa, dando con esto un inicio para que en un futuro exista ese vínculo para formar a más estudiantes de la carrera de ingeniería química en diferentes ámbitos profesionales.

CAPÍTULO 3. FUNDAMENTO TEÓRICO

3.1 FLUIDOS DE PERFORACIÓN.

Los fluidos utilizados durante la perforación rotatoria de un pozo, son denominados como fluidos de perforación. Este fluido tiene como propósito fundamental hacer más rápida y segura la perforación de pozos, garantizando que al ser circulados a través del agujero, cumplan con los requisitos mínimos de eficiencia en la limpieza del mismo. Los fluidos de perforación entre otras cosas deben permitir la extracción de los sólidos provenientes de los cortes hechos por la barrena, estabilizar las paredes del pozo e impedir la entrada de los fluidos de las capas hacia el agujero perforado.

El fluido de perforación es un fluido de características físicas y químicas apropiadas, con la virtud necesaria para adaptarse a diversas condiciones hasta las que pueden considerarse las más complejas, debido a esto se ha requerido que su composición sea variada y cumpla con el requerimiento de la perforación de un pozo.

3.1.1 Funciones básicas de un 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 extracción de los sólidos (recortes o ripios) del pozo y el control de las presiones de la formación son funciones sumamente importantes. (Manual IMCO).

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 siguientes:

1. Retirar los recortes del pozo.
2. Controlar las presiones de la formación.
3. Suspender y descargar los recortes.
4. Obturar las formaciones permeables.
5. Mantener la estabilidad del agujero.
6. Minimizar los daños al yacimiento.

7. Enfriar, lubricar y apoyar la barrena y el conjunto de perforación.
8. Transmitir la energía hidráulica a las herramientas y a la barrena.
9. Asegurar una evaluación adecuada de la formación.
10. Controlar la corrosión.
11. Facilitar la cementación y la completación.
12. Minimizar el impacto al ambiente.

3.1.2 Composición de los fluidos de perforación.

La composición del fluido de perforación depende de los requerimientos de una operación o de un programa de perforación. Generalmente los fluidos (base agua y base aceite) se componen de dos fases, una líquida y otra sólida (Prieto, O. Ali.1993). Existen también fluidos de perforación compuestos por aire y gas; estos son llamados especiales o también neumáticos. (Manual IMCO).

a) Fase líquida:

La fase líquida en los fluidos de perforación base agua es el agua dulce o salada; y cuando es aceite pueden ser aceite mineral, sintético y aceite vegetal, tanto en fase continua de emulsiones inversas, como en lodos (fluidos) 100% aceite.

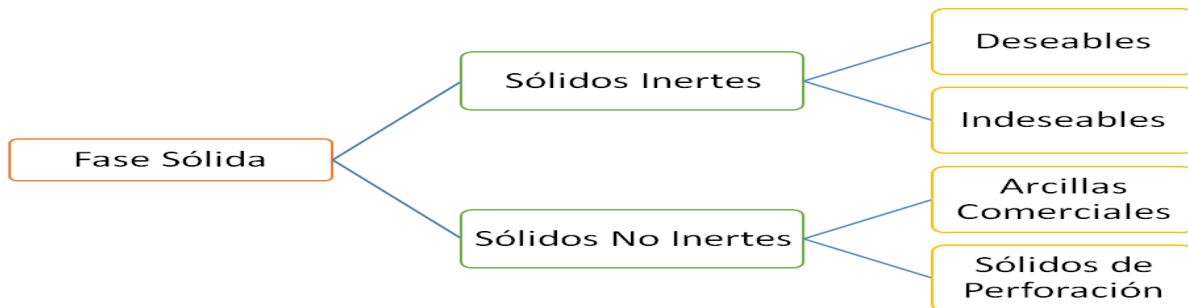
- ✓ Agua dulce: Esta es la fase continua ideal cuando estamos perforando zonas donde existan bajas presiones de formación, además de la presencia de arcillas hidratables. Es económica, abundante y es el mejor dispersante químico para controlar sólidos por dilución. (Prieto, O. Alí 1993).
- ✓ Agua salada: Generalmente se usa en lodos parcialmente saturados con sal cuando se realizan operaciones de costa afuera, debido a la abundancia de esta (Prieto, O. Alí 1993).
- ✓ Aceite: El aceite cuando se usa como fase continua en lodos ó fluidos de perforación, permite entre otras cosas mejorar la estabilidad del agujero perforado, mantener las

arcillas hidratables inhibidas, y un mejor comportamiento en altas temperaturas (Prieto, O. Alí 1993). Además de ser el fluido ideal cuando se está perforando en zonas productoras.

b) Fase Sólida:

La fase sólida de los fluidos de perforación se puede esquematizar de la siguiente forma

Tabla N° 1. Clasificación de la fase sólida dentro de los fluidos de perforación (Prieto, Ali 1993).



- ✓ Sólidos inertes deseables: Son aquellos que debido a su alta gravedad específica sirven para darle peso al lodo para alcanzar los valores de densidad requeridos, algunos de los sólidos usados comúnmente pueden considerarse: la barita (BaSO_4), carbonato de calcio (CaCO_3), Hematina (Fe_2O_3), etc.
- ✓ Sólidos inertes indeseables: Son sólidos perforados, tales como arena, caliza, dolomita, etc. Este tipo de sólidos debe ser removido tan rápidamente como sea posible ya que ellos son extremadamente abrasivos y si estos llegasen a ser reciclados a través del sistema causarían daños a los pistones y cilindros de las bombas. (Prieto, O., Alí 1993).
- ✓ Sólidos reactivos: Los sólidos reactivos son llamados así, porque son arcillas que poseen cargas eléctricas, ellos pueden formar parte de la formulación original del fluido o pueden incorporarse a este durante la perforación de la formación (Prieto, O., Alí 1993).

3.1.3 Propiedades fundamentales de los fluidos de perforación.

3.1.3.1. Densidad.

Los fluidos de perforación base aceite (emulsión inversa) se pueden preparar en valores de densidad entre 7 y 22 lb/gal. Los productos usados generalmente como material para aumentar la densidad son la barita, hematita, carbonato de calcio, entre otros.

La alta densidad en los lodos base aceite es más fácilmente controlada mientras se perfora, porque los recortes se desintegran menos en aceite que en agua y son de esta manera eliminados en la superficie con una malla fina (Silva, Leonardo 1989).

3.1.3.2. Reología.

La reología consiste en el estudio de la deformación y del flujo de la materia, describiendo el comportamiento de perforación en el espacio anular (Prieto, O., Alí 1993).

Los fluidos de perforación no cumplen con la ecuación de fluidos Newtonianos, por elloson llamados no Newtonianos y la diferencia esencial depende del esfuerzo de corte avencer, al momento de iniciar el flujo (Verrnard, J. y Street, R. 1979).

Alguno de los fluidos como gases, agua, gasolina, glicerina, etc. Pertenecen a la categoría de los fluidos Newtonianos, es decir, que en presencia de un esfuerzo de corte dado, novarían su viscosidad (Prieto, O., Alí 1993).

3.1.4 Factores que afectan la reología.

3.1.4.1 Temperatura

Generalmente la viscosidad de los fluidos decrece generalmente a medida que aumenta la temperatura (Manual IMCO). Existen algunas excepciones en casos de alta temperatura, donde a valores de mayores de 300°F empieza a producirse la formación de geles en el lodo. Al aumentar la temperatura disminuyen las fuerzas cohesivas que tienden a mantener las moléculas adyacentes unidas unas con otras, resistiéndose al movimiento relativo, traduciéndose en una disminución de la velocidad de flujo.

3.1.4.2 Presión

La presión es un factor más sensible en los lodos base aceite que en los lodos base agua. Existen instrumentos de laboratorio que son capaces de medir la reología bajo ciertas condiciones de presión, aunque con ciertas limitaciones operativas, estos instrumentos no han sido adaptados a condiciones de presión real de campo.

3.1.4.3 Tiempo

La reología de un fluido depende del tiempo. Es como si el fluido recordara las velocidades de corte que han experimentado en el pasado y permitiera que su tensión de corte actual sea influida parcialmente por esa memoria. La resistencia de gel solo se desarrolla después de un periodo de tiempo en el cual el lodo (fluido) ha sido sometido a una velocidad de corte igual acero.

3.1.4.4 Contenido de sólidos

En los fluidos de perforación existen los llamados sólidos deseables y los no deseables, como ripios y arena, o en general recortes de perforación, que alteran las propiedades del lodo por lo cual hay que eliminarlos del sistema a través de técnicas químicas o mecánicas.

En la perforación rotatoria se clasifica como sólido indeseable (arena), a cualquier partícula que no pueda atravesar un cedazo estándar 200 ASTM (orificios de 5 micrones) (Salas, G. 1961).

Estos tipos de sólidos por lo general son extremadamente abrasivos; si son mantenidos en el fluido pueden causar severos daños a los pistones y cilindros de las bombas del sistema de circulación del equipo de perforación.

El alto contenido de ripios (recortes, sólidos) en los fluidos de perforación, trae como consecuencia un aumento en la viscosidad plástica, en su densidad y en general en todas las propiedades del lodo. El aumento de la viscosidad, traerá como consecuencia un aumento de la presión de funcionamiento de las bombas para mantener un caudal (gasto) establecido.

3.1.4.5 Estabilidad eléctrica

La estabilidad eléctrica es un indicador de que se ha formado una buena emulsión, o lo bien que está dispersa el agua en el aceite, esta prueba no indica necesariamente que una emulsión inversa este en buenas o malas condiciones, solo indica la tendencia que tiene un fluido a mantener estable la emulsión.

Generalmente una estabilidad eléctrica de 400 voltios se puede considerar aceptable en densidades entre 8 y 12 lbs/gal. Para lodos más pesados se pueden esperar valores entre 450 y 1000 voltios, asegurando que el material densificante y los sólidos estén adecuadamente humectados en el aceite (fase continua).

3.1.4.6 Pérdida de filtrado

Las pérdidas de filtrado que ocurren durante la operación de perforación hacia la formación pueden ser: filtrado dinámico y filtrado estático.

El filtrado dinámico ocurre mientras el fluido está siendo circulado y el filtrado estático es la pérdida de fluido en condiciones estáticas a la formación permeable a través del revoque.

La tasa de la pérdida de fluido es descrita y gobernada por la ley de Darcy de flujo a través de un medio poroso, la cual ha sido modificada incluyendo los efectos de la filtración por medio del revoque. El filtrado dinámico varía con las condiciones de flujo en el fluido de perforación, laminar o turbulento. Bajo condiciones laminares de flujo, el revoque se construye de forma similar que en condiciones estáticas. En flujo turbulento, el revoque está expuesto a grandes fuerzas de erosión lo que disminuye el tamaño del revoque e incrementa la pérdida de filtrado. Los factores que afectan la pérdida de filtrado incluyen la temperatura, tipo, cantidad y tamaño de los sólidos presentes; además de la compresibilidad del revoque.

El tipo, cantidad y tamaño de los sólidos en fluidos de perforación juega un papel importante en producir baja permeabilidad del revoque, la distribución, el arreglo y el tamaño de las partículas de submicrones a partículas sobre 10 micrones, es esencial para formar un sello con pocas aperturas y llenar el espacio entre las partículas más grandes sobre formaciones permeables.

El grado de compresibilidad en revoques formados para evitar la pérdida de filtrado dependen de: la presión diferencial, cambios en la permeabilidad y porosidad del revoque, además de las características de los sólidos que lo forman. Los revoques que son compresibles (se forman bajo presión) pueden ser compactados si la presión diferencial es aumentada. Esta compactación reduce la permeabilidad y la porosidad reduciendo el paso de flujo a la formación (Azar J. J. y Lummus, J.L. 1986).

En realidad en los fluidos base aceite la filtración estática APAT, simulará la pérdida de filtrado hacia la formación a condiciones de pozo.

3.2 PROPIEDADES REOLÓGICAS DE UN FLUIDO DE PERFORACIÓN.

Las propiedades reológicas son las asociadas a la relación existente entre el esfuerzo y la tensión de corte a las cuales están sometidos los fluidos de perforación.

3.2.1 Viscosidad

Todos los fluidos poseen viscosidad y por lo tanto, presentan fenómenos friccionales entre sus partículas cuando ocurre movimiento. La viscosidad resulta básicamente de la cohesión y del intercambio del momento molecular entre las capas de fluidos que al ocurrir el flujo, estos aparecen como esfuerzos tangenciales o de corte entre esas capas en movimiento (Vennard, J y Street, R 1999).

3.2.1.1 Viscosidad plástica

La viscosidad plástica es la porción de la resistencia al flujo causada por la fricción mecánica. Es principalmente afectada por los siguientes factores:

- Los sólidos incluidos intencionales o no, al sistema.
- La forma de las partículas. Cuando una partícula es plana su superficie total respecto a otra partícula será mayor, que si ésta fuese de forma esférica, lo que minimizaría el contacto.

- El tamaño de los sólidos presentes en el sistema.

$$VP (cps) = (Lectura 600 rpm) - (Lectura 300 rpm) \quad Ec. 1$$

La ecuación 1 muestra la fórmula de cálculo de la viscosidad plástica.

3.2.1.2 Viscosidad aparente

Para un fluido dado, la viscosidad aparente se define como la viscosidad que un fluido parece tener en un instrumento dado y a una tasa definida de corte. Es función de la viscosidad plástica y del punto cedente. Su medición es en centipoises hecha en un viscosímetro rotacional, con su tasa de corte previamente establecida, esta medida denota los efectos simultáneos de todas las propiedades de flujo. Su valor puede estimarse de la siguiente forma (Prieto, Ali 1995):

$$VA (cps) = \frac{(Lectura 600 rpm)}{2} \quad Ec. 1.2$$

La ecuación 1.2 muestra la fórmula de cálculo de la viscosidad aparente.

3.2.2 Punto de cedencia

Esta propiedad se define como la porción a la resistencia al flujo causada por las fuerzas de atracción electroquímicas entre las partículas. Estas fuerzas de atracción son consecuencia de las cargas eléctricas sobre las partículas dispersas en la fase líquida. La magnitud de esa fuerza puede ser medida a condiciones dinámicas y es dependiente de los siguientes factores (Manual IMCO):

- El tipo de sólidos y las cargas eléctricas asociadas a ellos.
- La cantidad de sólidos.
- La concentración iónica de las sales contenidas en la fase líquida del lodo.

El punto de cedencia está íntimamente asociado con la capacidad de limpieza del fluido en el fondo del pozo, o sea su capacidad de transportar los sólidos cortados hasta la superficie donde deberán ser tratados y removidos en equipos de superficie.

Los puntos de cedencia excesivamente altos pueden ser ocasionados por la presencia de sólidos reactivos provenientes de la formación, además de la agregación excesiva de un viscosificante comercial. En algunos de estos casos, un incremento importante en el punto cedente, puede producir la floculación, lo cual conduciría a una situación indeseada y un retraso dentro del proceso de perforación tales como socavamiento del agujero, atascamiento de la tubería, altas presiones en las bombas.

El punto de cedencia se relaciona muy directamente con la velocidad de asentamiento de los sólidos cortados, parámetro que depende de la forma y tamaño del sólido de perforación; a medida que el punto cedente aumenta la velocidad de asentamiento de los sólidos cortados disminuye, y este valor llega a un punto donde por más que aumente el punto cedente ya no será influyente en el asentamiento de los ripios y es allí donde se debe tener el valor máximo de cedencia ya que podría ocasionar daño al pozo como los nombrados anteriormente.

$$PC \left(\frac{lb}{100ft^2} \right) = (Lectura\ de\ 600\ rpm) - VP(cps) \quad Ec. 1.3$$

La ecuación 1.3 muestra la fórmula de cálculo del punto cedente.

3.2.3. Fuerza de gelatinización

Cuando un fluido ha sido sometido a velocidades de corte de cero o cercana a ésta durante cierto tiempo, el fluido tiende a desarrollar una estructura de gel rígida o semi-rígida. Esta propiedad es denominada tixotropía (Manual IMCO).

La fuerza de gelatinización como su nombre lo indica, es una medida del esfuerzo de ruptura o de resistencia del gel formado, después de un periodo de reposo. La tasa de gelatinización se refiere al tiempo requerido para formar gel. Si esta se forma lentamente, después que el lodo esta en reposo, se dice que la tasa de gelatinización es baja y es alta encaso contrario

(Salas, G.1961). Un amplio margen entre una lectura inicial de gel y la lectura de 10 minutos se denomina gel progresivo, si no existe tal margen de diferencia se puede decir que los geles formados son denominados instantáneos (Manual IMCO).

El viscosímetro FANN, con sus seis diferentes tasas de corte, nos permite calcular de manera directa los valores de la formación de geles. Para periodos de 10 segundos y de diez minutos. La fuerza de gel se reporta a estos tiempos en unidades de lb/100 pies². (FrankW.1995).

La resistencia de gel y el punto de cedencia son medidas de las fuerzas de atracción de un sistema o de un lodo de perforación, cabe destacar que la fuerza de gel mide las fuerzas de atracción estáticas, mientras que el punto cedente mide las fuerzas de atracción en condiciones dinámicas. ("TECNOLOGÍA APLICADA DE LODOS," IMCO Service a Halliburton Company).

Las fuerzas de gel no deben ser muy bajas, ya que no podrían mantener eficientemente los rípios desprendidos durante las conexiones y los viajes de tubería. Si esta es muy alta, la presión requerida para recircular el fluido puede fracturar la formación y favorecer las condiciones para una arremetida (Azar, J.J.; Lummus, J.L.1986). A continuación se presenta una clasificación de los tipos de geles:

- Geles frágiles poseen valores extremadamente bajos, donde los geles a los 10 segundos y a los 10 minutos son casi idénticos, por ejemplo 1/1, 2/2 y 2/3 etc.
- Geles favorables son aquellos que tienen valores bajos a los 10 segundos, pero luego van incrementándose hasta valores de casi el doble a los 10 minutos, por ejemplo 2/4, 3/6 y 4/8 etc.
- Geles progresivos tienen valores intermedios a los 10 segundos, luego se incrementan rápidamente hasta valores muy elevados a los 10 minutos por ejemplo 3/20, 6/35, 8/50.

- Los geles invariables o instantáneos tienen valores casi idénticos a los 10 segundos ya los 10 minutos, sin embargo estos valores, en algunos casos pueden ser muy elevados, por ejemplo 20/21, 30/32.

Todo esto puede ser visualizado a través de la siguiente gráfica (Lummus, J 1986);

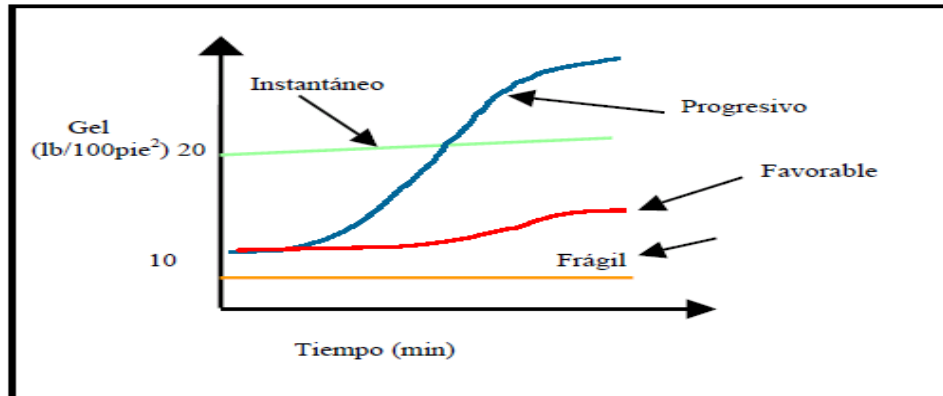


Fig. 1 Tipos de geles [Lummus, J. (1986)]

3.3 FORMULACIÓN DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN BASE ACEITE.

Existen ciertos factores que siempre deben tenerse en cuenta al momento de formular un fluido de perforación, esto con el fin de obtener un funcionamiento óptimo y su uso para cada caso específico; se deben tener en cuenta muchos factores con el fin de seleccionar el material a mezclar para obtener propiedades adecuadas como: densidad requerida, agujero o revestido, presencia de gas, equipos de superficie, equipos de mezclado, etc. Es importante considerar también el ciclo del lodo y la forma en que se mezcla el material.

Se debe considerar que un fluido con propiedades óptimas para su funcionamiento pueden ser afectadas por una práctica de perforación equivocada. (Prieto, O. Alí 1993).

Los agentes químicos que forman parte en un sistema o de la formulación del fluido pueden clasificarse a grandes rasgos según la función que ellos desempeñan, éstas son:

a) **Dispersantes.** Es cualquier producto químico que estimula la dispersión de la fase dispersa. La dispersión aumenta la superficie específica de la partícula, resultando en un aumento de la viscosidad y del esfuerzo de gel. (Manual IMCO).

- b) **Gelificantes:** Son los agentes encargados de proporcionar al sistema o al lodo propiedades tixotrópicas (adquirir estructura de gel si se deja en reposo, pero reversible por agitación mecánica) (Manual IMCO).
- c) **Controlador de filtrado:** Son los materiales que disminuyen la cantidad de filtrado que pasa a la formación cuando el fluido está sometido a una presión diferencial.
- d) **Agentes emulsificantes (Surfactantes):** Son materiales que van a modificar la tensión interfacial entre sólidos / líquido, estabilizando una fase dispersa en una continua las cuales son inmiscibles, manteniendo estable la fase dispersa en pequeñas gotas.
- e) **Humectantes:** Su función es evitar la floculación de partículas sólidas dispersas manteniéndolos humedecidos proporcionando una afinidad con la fase continua y no permitir la sedimentación.
- f) **Material densificante:** Son materiales que gracias a su elevada gravedad específica son utilizados para incrementar la densidad del fluido.
- g) **Lubricantes:** La función es la de reducir el arrastre y el torque en la sarta cuando se realizan operaciones de perforación.
- h) **Material de control reológico:** Son utilizados con miras de aumentar la habilidad de los mismos de remover los ripios y de suspenderlos cuando se realizan maniobras de perforación. La reología generalmente se logra controlar mediante la concentración del viscosificante primario, aunque en ocasiones es necesario el uso de materiales adelgazantes, dispersantes o desfloculantes, minimizando la atracción, incrementando la dispersión y reduciendo su resistencia al flujo. Como función secundaria de estos materiales es disminuir el filtrado, además de reducir el espesor del revoque.

3.4 ADITIVOS PARA FLUIDOS DE PERFORACIÓN TIPO BASE ACEITE (PRIETO, O. ALÍ 1993).

La formulación de emulsiones inversas (W/O), dependen de la combinación de ciertos aditivos para la obtención de condiciones de trabajo requeridas y deseadas para cumplir el plan adjunto de perforación del pozo. En forma general los aditivos y la secuencia en que son incluidos al sistema se presentan a continuación:

Orden preferible de agregado de los materiales (Manual IMCO):

- Aceite (fase dispersante).
- Emulsificante primario.
- Controlador de filtrado.
- Cal.
- Humectante.
- Mezcla de cloruro de calcio y agua (Salmuera).
- Arcilla Organofílica.
- Barita.

NOTA: El uso de alguno de estos aditivos es opcional y dependerá de la necesidad y la naturaleza de cada uno de ellos.

• **Aceite:** Este aditivo representa la fase continua o fase dispersante, existen en la industria diferentes tipos, entre ellos se encuentran:

- **Aceite Vegetal y ésteres** (Zorrilla, G. 1999): El aceite vegetal es una mezcla de esteroides, caracterizándose por ser mucho más amigable al medio ambiente por su condición biodegradable. Los aceites esterificados, además de ser no tóxicos y biodegradables aeróbicamente, se biodegradan bajo condiciones anaerobias. Esta propiedad los distingue de otros aceites usados como fase continua en lodos base aceite. El aceite vegetal es una nueva alternativa para ser utilizado en perforaciones con la mayor sinergia con el ambiente y las exigencias sobre este a nivel mundial. Esta mezcla de esteroides se obtiene al esterificar los ácidos grasos presentes en el aceite con alcohol isobutílico en un medio ácido con altas

temperaturas. Las propiedades del aceite vegetal para preparar lodos base aceite se vienen dadas en la tabla 2.

Propiedades	
Color	Vino tinto
Gravedad específica	0,86
Punto de inflamación	363 °F
Contenido de aromáticos	Ninguno
Punto de ebullición	420,8 °F
Punto de anilina	547 °F

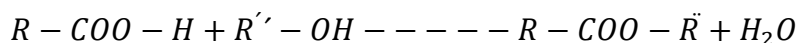
Tabla 2. Propiedades del aceite vegetal (Zorrilla, G. 1999)

Dentro del concepto de aceite vegetal debemos tener en cuenta lo que son los ésteres, que son derivados funcionales de los ácidos carboxílicos. Estos derivados en los que el grupo oxidrilo (-OH) de un grupo carboxilo es reemplazado por un grupo -OR'. (Morrison y Boyd, 1990).



El comportamiento químico característico de los ácidos carboxílicos ésta determinado, evidentemente por su grupo funcional, el carboxilo (-COOH); este grupo se compone de un grupo carbonilo(-CO), y un grupo hidróxido (-OH). El(-OH) es el que experimenta realmente casi todas las reacciones (perdiendo el H+ o reemplazo por otro grupo), pero lo hace de un modo que solo es posible gracias la presencia del (-CO). (Morrison y Boyd, 1990).

Los ésteres son formados por la unión de un ácido carboxílico y un alcohol con eliminación de agua, conteniendo el grupo acilo (-COOR). La reacción típica de esterificación es:



Todos los ésteres se descomponen en agua y, por ello, la reacción de formación entre el ácido y el alcohol nunca completa, a menos que se separe el agua que se produce en ella. En muchos casos es suficiente agregar un gran exceso de alcohol para obtener un buen rendimiento en éster; en otros se acostumbra añadir un líquido como el benceno o el tetracloruro de carbono para destilar con él agua. La reacción entre el alcohol y el ácido es muy lenta a la temperatura ordinaria, pero el éster se forma más rápidamente si se opera a temperaturas altas y en presencia de pequeñas cantidades de un ácido como el sulfúrico, el clorhídrico o el benceno sulfónico. (Miall, S. 1956).

- **Aceite Mineral:** Los aceites minerales son destilados de petróleo altamente refinados. Químicamente están compuestos de hidrocarburos alifáticos y aromáticos. Las variedades alifáticas predominan y típicamente existen como cadenas lineales de C12 a C20. El contenido de aromáticos esta alrededor de un 20%, lo cual es considerado un valor relativamente bajo comparado con los valores considerados en el diesel, haciendo al aceite mineral un medio menos irritante. En la tabla 3, se presentan las propiedades del aceite mineral utilizado en los fluidos de perforación.

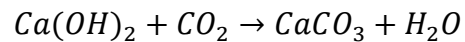
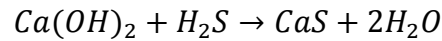
Propiedades	
Color	Incoloro
Gravedad especifica	0,80 a 0,90
Punto de inflamación	150 °F
Contenido de aromáticos	< 20%
Punto de anilina	302 °F

Tabla 3. Especificaciones del Aceite mineral utilizado para elaborar lodos invertidos (Prieto, O. Alí 1993)

- **Emulsivos:** Dentro de la formulación de los fluidos de perforación es necesario, el agregar una sustancia con características tensoactivas que permitan que el agua se emulsione en aceite formando un sistema de dispersión conocida como W/O. Dentro de la segunda sección de este trabajo se comentará más a fondo el comportamiento de estos agentes, su clasificación y una breve descripción de su comportamiento químico.

- **Cal:** La cal es un ingrediente necesario en algunos sistemas base aceite y tiene como función primaria hacer más efectiva la acción del emulsificante y como función secundaria actuar como secuestrador de gas sulfhídrico (H_2S), y anhídrido carbónico (CO_2).

La reacción química que se produce con los gases agrios es la siguiente:



El contenido de cal, para operaciones rutinarias de perforación debe ser de 3 a 5 libras por cada barril, pero cuando es usado como protección de posibles arremetidas de H_2S , los valores varían entre 5 hasta 15 libras por barril para impartir seguridad en la mayoría de los lodos operados en campo. La contaminación masiva con el H_2S/CO_2 consumirá grandes cantidades de cal que generarán cantidades de CaS y $CaCO_3$ como productos sólidos de la reacción. Por esta razón, cuando se sospeche problemas con H_2S y CO_2 , se deben mantener en una concentración de cal adecuada que permita luego su control o su remoción (Prieto, O. Alí 1993).

- **Humectantes:** En un sistema base aceite, es necesario que la superficie de los sólidos se encuentre humedecida con aceite evitando que se formen costras y salgan fuera de la suspensión. Estos materiales tienen terminaciones hidrofílicas que atrapan los sólidos y los envuelven en una película de aceite, haciéndolos preferencialmente humedecidos por aceite. Es bueno recordar que la mayoría de los minerales son preferencialmente humedecidos por agua, incluyendo la barita que es usada para incrementar la densidad en sistemas base aceite. Este material es especialmente susceptible a la aglomeración o a la formación de costras en sistemas base aceite si el agua no está bien emulsificada y sus partículas no se encuentran envueltas de una película de aceite (Azar J. J. y Lummus, J.L.1986).
- **Agua:** El agua forma parte de los lodos de perforación base aceite, consiste en pequeñas gotas (generadas por agitación) que se hallan dispersas y suspendidas en el aceite, comportándose como una fase sólida. La adición de emulsificadores hace que el agua se emulsifique en aceite, constituyendo un sistema estable.

La suspensión de agua en lodos base aceite ayuda a aumentar la viscosidad y la fuerza de gel. Esto se debe a que se comporta como un sólido en el sistema (Prieto, O. Alí 1993).

Debe existir un proceso de agitación inicial lo suficientemente eficiente para que el agua se separe en pequeñas gotas y estas se dispersen en la fase continua (aceite). A medida que las gotas poseen un menor tamaño la emulsión se hace más estable y la posibilidad de estas coalescan. Si la cantidad de aceite es aumentada la estabilidad se ve incrementada ya que la distancia existente entre las gotas dispersadas es mayor.

Al agregar agua a un sistema emulsionado, disminuye la estabilidad del sistema debido que la distancia entre las gotas se hace menor, aumentando el riesgo de que las gotas se junten y coalescan.

- **Arcilla Organofílica:** Los fluidos base aceite (emulsión inversa) a pesar de que por lo general son viscosos, poseen baja capacidad suspensiva en comparación con los lodos base agua, lo que contribuye al asentamiento del material densificante, en particular si este no está humedecido adecuadamente (Prieto, O. Alí 1993).

Las arcillas tales como montmorillonita, saponita, atapulgita y la illita que son de carácter hidrofílico pueden convertirse en sólidos dispersados en aceite a través de la adsorción de aminas salinas (Azar J. J. y Lummus, J.L.1986).

Mediante un proceso de intercambio catiónico, la arcilla que es hidrofílica, reacciona con las sales de amina, formando un producto que se dispersa en aceite. Gracias a la agregación de estas aminas se forman las llamadas arcillas organofílicas las cuales son capaces de desarrollar buenos geles, de aumentar la viscosidad y el punto cedente en los lodos base aceite; estas generalmente son preparadas a partir de bentonita o atapulgita, esta última si se necesitan grandes incrementos en la viscosidad (Prieto, O. Alí 1993).

- **Material densificante:** La barita es el principal material densificante usado en los sistemas base aceite (Azar J. J. y Lummus, J.L.1986). Estos materiales que cuando están suspendidos en un fluido de perforación, incrementan la densidad del fluido, permitiendo el mejor control de la presión de la formación. Otros materiales como óxido de hierro, hematita, tuvieron popularidad como agentes densificantes pero aparte de su gravedad específica es

necesario considerar factores como cantidad de sólidos, abrasividad, daño a la formación, costos, disponibilidad, salud, etc.

3.5 CARACTERÍSTICAS DE LA FASE CONTINÚA EN FLUIDOS DE PERFORACIÓN BASE ACEITE (BIODIESEL Y DIESEL).

En esta sección se hará una breve descripción de los productos utilizados como fase continua (Diesel y Biodiesel) dentro de un fluido de perforación de emulsión inversa con miras a su incorporación con propiedades que permitan su operabilidad en el campo y describir las características que posee cada uno de ellos y visualizar las diferencias en su aplicación y determinar la factibilidad en su uso.

3.5.1 BIODIESEL.

3.5.1.1 Definición.

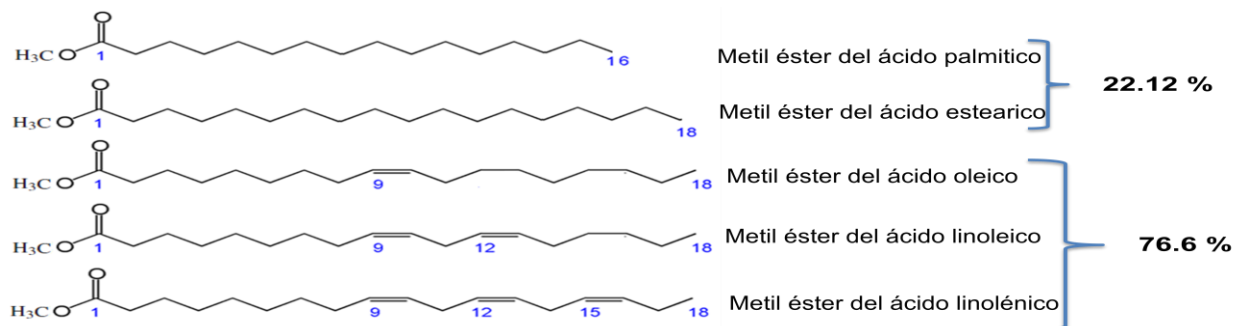
El biodiesel como objeto de estudio es definido por la Sociedad Americana para Pruebas de Materiales (ASTM) y la norma Europea EN 14214 como:

“Combustible compuesto de ésteres monoalquílicos de cadena larga de ácidos grasos”.



Fig. 2

3.5.1.2. Composición.



Mayor porcentaje de metil ésteres insaturados, hacen que sea susceptible a las reacciones de oxidación, afectado su calidad.

Fig. 3 Composición química del biodiesel.

3.5.1.3. Propiedades fisicoquímicas.

Apariencia	Dorado pálido y marrón oscuro.
Naturaleza química	Compuesto de ésteres monoalquílicos de cadena larga de ácidos grasos
Gravedad específica (g/cm ³)	0,88
Viscosidad (mm ² /s)	4.7671
Contenido de Agua	0 %
Contenido de Sólidos	4 %
Contenido de Aceite	96%
Olor	Característico al aceite (materia prima)
pH	7
Punto de ebullición (°C)	182 – 338
Punto de inflamación (°C)	93

Tabla 4. Propiedades fisicoquímicas del biodiesel.

3.5.1.4 Aplicaciones.

El biodiesel es un combustible de origen vegetal que puede reemplazar al gasoil tradicional en forma total o parcial. Se obtiene a través de un proceso denominado transesterificación, a partir de recursos renovables, como aceites vegetales de girasol, soya, palma, entre otros, o también a través de grasas animales.

El biodiesel se presenta como una alternativa ecológica para la impulsión de motores diesel. Al utilizar este tipo de combustible, se contribuye a disminuir la emisión de CO₂ y por

consiguiente, favorecer la desaceleración del calentamiento global del planeta. Según la American Society for Testing and Materials, el Biodiesel es "el éster monoalquílico de cadena larga de ácidos grasos derivados de recursos renovables, como por ejemplo aceites vegetales o grasas animales, para utilizarlos en motores Diesel".

El biodiesel contiene un 11% de oxígeno lo que le proporciona un mayor índice de cetano. El mayor índice de cetano asegura una mejor y más completa combustión, mayor rendimiento y un funcionamiento más suave del motor. Además, esta combustión más completa reduce la formación de carbonilla en el motor lo que permite que se mantenga más limpio y dure más.

El biodiesel aporta mayor lubricidad que el gasóleo por lo que el motor se mantendrá mejor cuidado y tendrá menor desgaste.

El biodiesel es un disolvente orgánico más potente que el gasóleo A por lo que contribuirá a la limpieza de la suciedad acumulada en el motor y mantendrá limpio el motor.

3.5.2 DIESEL.

3.5.2.1 Definición.

El gasóleo o diesel, también denominado gasoil, es un hidrocarburo líquido compuesto fundamentalmente por parafinas y utilizado principalmente como combustible en calefacción y en motores diesel.

3.5.2.2. Composición.

El gasóleo derivado del petróleo está compuesto aproximadamente de un 75% de hidrocarburos saturados (principalmente parafinas incluyendo isoparafinas y cicloparafinas) y un 25% de hidrocarburos aromáticos (incluyendo naftalenos y alcalobencenos). La fórmula química general del gasóleo común es $C_{12}H_{23}$, incluyendo cantidades pequeñas de otros hidrocarburos cuyas fórmulas van desde $C_{10}H_{20}$ a $C_{15}H_{28}$.

3.5.2.3. Propiedades físico-químicas.

Apariencia	Pajizo claro
Naturaleza química	Gasóleo de hidrocarburos saturados y de hidrocarburos aromáticos.

Gravedad específica (g/cm ³)	0,82
Viscosidad (mm ² /s)	4.3 – 5.2
Contenido de Agua	0 %
Contenido de sólidos	1 %
Contenido de Aceite	99 %
Olor	Petróleo acre
pH	6
Punto de ebullición (°C)	151- 171
Punto de inflamación (°C)	52

Tabla 5. Propiedades fisicoquímicas del diesel.

3.5.2.4 Aplicaciones.

Son hidrocarburos líquidos que se emplean como combustibles en motores de combustión interna de tipo de ignición por compresión, se obtiene a partir del proceso de refinación del petróleo. Se emplean en motores de baja y alta velocidad de las instalaciones industriales o en motores de vehículos automotores de servicio pesado, tales como tractores, autobuses o vehículos similares.

En el campo de fluidos de perforación se emplean como aditivo en la fase continua de un fluido de perforación de emulsión inversa, es decir, base aceite.

CAPÍTULO 4. METODOLOGÍA EXPERIMENTAL.

En este capítulo se presentan los materiales y equipos existentes usados en el Laboratorio de Fluidos, utilizados para analizar las propiedades de los fluidos de perforación y cumplir con los objetivos fijados en este estudio. Se revisarán los pasos para el manejo de cada uno de los equipos y se reseñará la metodología experimental seguida.

4.1 MATERIALES UTILIZADOS.

Con el fin de realizar el trabajo de investigación planteado, se dispusieron de ciertos materiales que se encuentran a disposición comercialmente por las diferentes compañías proveedoras de los aditivos necesarios para la formulación de un sistema.

MATERIAL	SUMINISTRADO	DENSIDAD (gr/cm ³)	FUNCIÓN
Aceite	Laboratorio de Fluidos	0,82	Fase continua en el sistema
Aceite Vegetal	Biocom	0,88	Fase continua en el sistema
Densificante	Laboratorio de Fluidos	4,2	Aumentar la densidad al sistema
Arcilla Organofílica	Laboratorio de Fluidos	1,57	Viscosificador y agente gelificante
Controlador de filtrado	Laboratorio de Fluidos	1,06	Regulador de Filtrado
Emulsificante Primario	Laboratorio de Fluidos	0.92	Dar estabilidad a la emulsión
Emulsificante Secundario (Humectante)	Laboratorio de Fluidos	0.95	Humectante al Fluido
Cloruro de calcio	Laboratorio de Fluidos	2,15	Inhibición de lutitas
Agua	Laboratorio de Fluidos	1,0	Fase dispersa en el sistema
Cal	Laboratorio de Fluidos	2,20	Fuente de calcio y aumento del pH

Tabla 6. Materiales usados.

4.2 DESCRIPCIÓN DE LOS EQUIPOS Y PROCEDIMIENTOS PARA PRUEBAS DE CAMPO DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN BASE ACEITE.

En esta sección se describen de manera sencilla los equipos utilizados en la formulación del lodo de perforación base aceite y el procedimiento a realizarse con cada uno de ellos para la elaboración del proyecto.

4.2.1. Densidad del lodo.

4.2.1.1. Descripción.

Este procedimiento de prueba es un método para determinar la densidad de un volumen dado de líquido. La densidad puede ser expresada como libras por galón (lb/gal), libras por pie cúbico (lb/pie³), gramos por centímetro cúbico (g/cm³) ó kilogramos por metro cúbico (Kg/m³).

4.2.1.2 Equipo.

A continuación se da la lista del equipo que se necesita:

- a) Se puede utilizar cualquier instrumento que permita medir con exactitud de ± 0.1 lb/gal (ó 0.5 lb/pie³, 0.01g/cm³, 10 Kg/m³). El instrumento generalmente utilizado para determinar el peso del fluido es la balanza de lodos (Figuras 4 y 5).

La balanza de lodos está diseñada de tal forma que la copa de lodo, en un extremo del brazo es balanceada por un contrapeso fijado en el otro extremo y un peso montado deslizante libre para moverse a lo largo de una escala graduada.

Un nivel de burbuja está colocado en el brazo para permitir un balance preciso (cuando sea necesario se pueden utilizar acoplamientos para extender el rango de la balanza).

- b) Termómetro: 32-220°F (0-105°C).

4.2.1.3 Procedimiento.

4.2.1.3.1 La base del instrumento debe asentarse sobre una superficie plana, nivelada y verificar su calibración mediante el uso de H₂O.

4.2.1.3.2 Mida la temperatura del lodo y regístrela en el formato de reporte de lodo de perforación.

4.2.1.3.3 Llene la copa limpia y seca con el lodo a ser probado; coloque la tapa en la copa llena de lodo y gírela hasta que asiente firmemente. Asegúrese que algo de lodo se expulse a través del orificio de la tapa, para liberar aire o gas atrapado.

4.2.1.3.4 Manteniendo la tapa firmemente sobre la copa del lodo (con el orificio de la tapa cubierto), lave o enjague la parte externa de la copa, limpie y seque.

4.2.1.3.5 Coloque el brazo en el soporte de la base y balancéelo con el peso montado deslizante a lo largo del brazo graduado. El equilibrio se alcanza cuando la burbuja está bajo la línea central.

4.2.1.3.6 Lea el valor del peso del lodo (densidad) por el lado de la flecha del peso montado deslizante que da hacia la copa. Efectúe las correcciones apropiadas cuando se utiliza una extensión.

4.2.1.4 Calibración.

El instrumento debe ser calibrado frecuentemente con agua limpia, debe dar una lectura de 8.3 lb/gal ó 62.3 lb/pie³ (1000 Kg/m³) a 70°F (21°C). Si no da el valor, ajuste el tornillo de balance o la cantidad de balines contenidos en el agujero que se encuentra en el extremo del



brazo graduado, según se requiera.



Fig. 5 Balanza de lodos (escala horizontal)

Fig. 4 Balanza de lodos (escala vertical)

4.2.1.5 Cálculos.

4.2.1.5.1 Reporte la densidad del lodo con aproximación de 0.1 lb/gal ó 0.5 lb/pie³ (0.01 g/cm³,

Fig. 4 Balanza de lodos (escala vertical)

Fig. 5 Balanza de lodos (escala horizontal)

4.2.1.5.2 Para convertir la lectura a otras unidades use lo siguiente:

$$\text{Gravedad específica} = \frac{g}{\text{cm}^3} = \frac{\text{lb/cm}^3}{62.43} = \frac{\text{lb/gal}}{8.345} \quad \text{Ec. 1.4}$$

$$\text{Kg/m}^3 = \text{lb/pie}^3(16) = \text{lb/gal}(120) \quad \text{Ec. 1.5}$$

$$\text{Gradiente de lodo, } \left(\frac{\text{psi}}{\text{pie}}\right) = \frac{\text{lb/pie}^3}{144}, \frac{\text{lb/gal}}{19.24} \text{ ó } \frac{\text{Kg/m}^3}{2309} \quad \text{Ec. 1.6}$$

Una lista de conversiones de densidad se encuentra en la Tabla 7.

Tabla 7. Unidades de densidad.

Libras por Galón (lb/gal)	Libras por Pie Cúbico (lb/ft ³)	Gramos por Centímetro Cúbico (g/cm ³)	Kilogramos por Metro Cúbico (Kg/m ³)
6.5	48.6	0.78	780
7.0	52.4	0.84	840
7.5	56.1	0.90	900
8.0	59.8	0.96	960
8.3	62.3	1.00	1000
8.5	63.6	1.02	1020
9.0	67.3	1.08	1080
9.5	71.1	1.14	1140
10.0	74.8	1.20	1200
10.5	78.5	1.26	1260
11.0	82.3	1.32	1320
11.5	86.0	1.38	1380
12.0	89.8	1.44	1440
12.5	93.5	1.50	1500
13.0	97.2	1.56	1560
13.5	101.0	1.62	1620
14.0	104.7	1.68	1680
14.5	108.5	1.74	1740
15.0	112.2	1.80	1800
15.5	115.9	1.86	1860
16.0	119.7	1.92	1920
16.5	123.4	1.98	1980
17.0	127.2	2.04	2040
17.5	130.9	2.10	2100
18.0	134.6	2.16	2160
18.5	138.4	2.22	2220
19.0	142.1	2.28	2280
19.5	145.9	2.34	2340
20.0	149.6	2.40	2400
20.5	153.3	2.46	2460
21.0	157.1	2.52	2520

21.5	160.8	2.58	2580
22.0	164.6	2.64	2640
22.5	168.3	2.70	2700
23.0	172.1	2.76	2760
23.5	175.8	2.82	2820
24.0	179.5	2.88	2880

4.2.2 Viscosidad y fuerza de gel.

4.2.2.1 Descripción.

Los siguientes instrumentos son los que se utilizan para medir la viscosidad y/o fuerza de gel de los fluidos de perforación:

- a) Embudo Marsh: Es un dispositivo sencillo para determinar la viscosidad en forma rutinaria.
- b) Viscosímetro de indicación directa: Es un dispositivo mecánico para medir la viscosidad a varias velocidades de corte.

La viscosidad y la fuerza del gel son mediciones que se relacionan con las propiedades de flujo de los lodos. La reología estudia la deformación y flujo de la materia.

4.2.2.2 Embudo Marsh

4.2.2.2.1 Equipo.

A continuación se da una lista del equipo necesario:

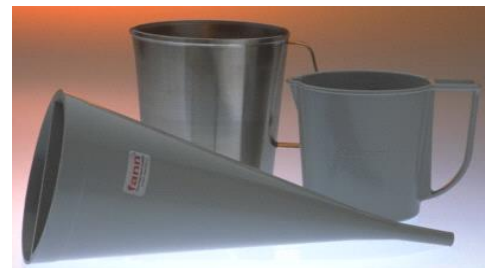


Fig. 6 Embudo Marsh y jarras de plástico y acero inoxidable.

a) Embudo Marsh: Un embudo Marsh (ver figura 6) se calibra haciendo fluir un cuarto de galón (946 cm³) de agua dulce a una temperatura de 70 ± 5°F (21 ± 3°C) en un tiempo de 26 ± 0.5 segundos. Como recipiente receptor se utiliza una jarra graduada. Las especificaciones del embudo Marsh son las siguientes:

1. Cono del embudo.

Longitud.....12.0 pulg. (305 mm)

Diámetro6.0 pulg. (152 mm)

Capacidad del fondo a la malla.....1500 cm³

2. Orificio.

Longitud.....2.0 pulg. (50.8 mm)

Diámetro interior3/16 pulg. (4.7 mm)

3. Tamiz.....Malla 12

Tiene aberturas de 1/16 pulg. (1.6 mm) y está fijada a un nivel de ¾ de pulg. (19 mm) abajo de la parte superior del embudo.

b) Jarra graduada: 1/4 de galón.

C) Cronómetro.

d) Termómetro: 32 -220 ± 2°F (0 -105 ± 1°C).

4.2.2.2 Procedimiento.

4.2.2.2.1 Cubra el orificio del embudo con un dedo y vierta el fluido de perforación muestreado fresco, a través del tamiz al embudo limpio en posición vertical. Llene hasta que el fluido alcance la parte inferior de la malla.

NOTA: Para el caso de un lodo estático debe agitarse previamente en caso de no estar circulando.

4.2.2.2.2 Quite el dedo del orificio y accione el cronometro. Mida el tiempo que tarda el lodo en llenar la marca de un cuarto de galón (946 cm³) de la jarra.

4.2.2.2.3 Mida la temperatura del fluido en grados (°F) o (°C).

4.2.2.2.4 Reporte el tiempo en segundos como viscosidad de embudo Marsh. Reporte la temperatura del fluido en (°F) o (°C).

4.2.2.3 Viscosímetro de indicación directa.

4.2.2.3.1 Equipo.

A continuación se da una lista del equipo necesario:



Fig. 7 Viscosímetro manual.

- b) Los viscosímetros de indicación directa son instrumentos del tipo rotacional, accionados por un motor eléctrico o manualmente. El fluido de perforación está contenido en un espacio anular entre dos cilindros concéntricos. El cilindro externo o manga del rotor es accionado a una velocidad rotacional constante (rpm). La rotación del cilindro externo en el fluido produce un esfuerzo de torsión sobre el cilindro interno o plomada (BOB). Una torsión del resorte impide el movimiento del cilindro interno, y un disco graduado (dial) unido al cilindro interno indica el desplazamiento del cilindro interno. Las constantes del instrumento se han ajustado para que la viscosidad plástica y el punto de cedencia se obtengan utilizando lecturas de las velocidades de la manga del rotor de 300 y 600 rpm.

Especificaciones para el viscosímetro de indicación directa:

1. Manga del rotor.

Diámetro interior..... 1.450 pulg. (36.83 mm)

Longitud total.....3.425 pulg. (87.00 mm)

Línea grabada2.30 pulg. (58.40 mm)

Arriba de la parte inferior de la manga. Dos hileras de orificios de 1/8 pulg. (3.18 mm) separadas a 120 grados (2.09 radianes), alrededor de la manga del rotor y justo debajo de la línea grabada.

2. Cilindro interior.

Diámetro.....1.358 pulg. (43.49 mm)

Longitud del cilindro.....1.496 pulg. (38.00 mm)

El cilindro interior es cerrado con una base plana y una tapa cónica.

3. Constante de torsión del resorte.

386 dinas-cm/grados de deflexión.

4. Velocidades del rotor.

Alta velocidad.....600 rpm

Baja velocidad.....300 rpm



Fig. 8 Viscosímetro de indicación directa típico.

Los siguientes son tipos de viscosímetros usados para evaluar fluidos de perforación:

1. El instrumento manual (figura 7), tiene velocidades de 300 rpm y 600 rpm. Una perilla de la palanca de cambio de velocidades, es utilizada para determinar la fuerza del gel.
2. El instrumento accionado con motor de 12 volts también tiene velocidades de 300 y 600 rpm. Un interruptor relevador de disparo, permite altas velocidades de corte antes de la medición, y una rueda manual estriada es usada para determinar la fuerza del gel.
3. El instrumento de 115 volts (figura 8), es accionado por un motor sincrónico de dos velocidades para obtener velocidades de 3, 6, 100, 200, 300 y 600 rpm. La velocidad de 3 rpm es usada para determinar la fuerza del gel. Este viscosímetro es el más usado.

4. El instrumento de velocidad variable de 115 a 240 volts, es accionado por un motor para obtener todas las velocidades entre 1 y 625 rpm. La velocidad de 3 rpm es usada para determinar la fuerza del gel.

b) Copa térmica.

c) Cronómetro.

d) Termómetro. $32-220 \pm 2$ °F ($0-105 \pm 1$ °C).

4.2.2.3.2 Procedimiento.

PRECAUCIÓN: La temperatura máxima de operación es de 200°F (93°C). Si un fluido se evaluará a mayor temperatura de 200°F (93°C), debe usarse un cilindro interior de metal sólido o uno hueco con el interior completamente seco. El líquido atrapado dentro de un cilindro interior hueco puede vaporizarse cuando se sumerge en fluidos a alta temperatura y causar que explote.

4.2.2.3.2.1 Coloque una muestra del fluido de perforación en una copa de viscosímetro termostáticamente controlada. Deje suficiente volumen vacío en la copa para permitir el desplazamiento ocasionado por el cilindro interior y la manga del viscosímetro. El cilindro interior y la manga desplazarán aproximadamente 100 cm^3 de fluido de perforación. Sumerja la manga del motor exactamente en la línea grabada. Las mediciones en el campo deben ser efectuadas inmediatamente después del muestreo. La prueba debe ser realizada a 120 ± 2 °F (50 ± 1 °C) ó 150 ± 2 °F (65 ± 1 °C). Debe anotarse el lugar del muestreo en el formato de reporte.

NOTA: En el campo, las reologías de los fluidos base aceite se efectúan a una temperatura de 65 °C (150 °F).

4.2.2.3.2.2 Caliente o enfríe la muestra a la temperatura seleccionada. El corte intermitente o constante a la velocidad de 600 rpm, se deberá usar para agitar la muestra mientras se calienta o enfría para obtener una temperatura de muestra uniforme. Después de que la copa ha alcanzado la temperatura seleccionada, sumerja el termómetro en el interior de la muestra y continúe agitando hasta que la muestra alcance la temperatura seleccionada. Anote la temperatura de la muestra.

4.2.2.3.2.3 Con la manga del rotor girando a 600 rpm, espere a que la lectura del disco alcance un valor fijo (el tiempo requerido depende de las características del lodo). Anote la lectura obtenida a 600 rpm.

4.2.2.3.2.4 Cambie la velocidad a 300 rpm y espere a que la lectura del disco alcance un valor fijo. Anote la lectura del disco obtenida a 300 rpm.

4.2.2.3.2.5 Agite la muestra del fluido de perforación durante (10 seg) a alta velocidad.

4.2.2.3.2.6 Permita que el lodo permanezca en reposo durante (10 seg), gire de manera lenta y uniforme la perilla en la dirección apropiada para obtener una lectura positiva del disco. La lectura máxima leída es la fuerza de gel inicial. Para los instrumentos que tengan la velocidad de 3 rpm la lectura máxima leída después de girar a 3 rpm, es el valor de la fuerza de gel inicial (gel a 10 seg.) en lb/100 pie² (Pa).

4.2.2.3.2.7 Restablezca la alta velocidad en el lodo por 10 segundos y enseguida deje reposar el lodo durante 10 minutos. Repita las medidas como en 4.2.2.3.2.6y reporte la lectura máxima leída como gel a 10 minutos en lb/100 pie² (Pa).

4.2.2.3.3 Cálculos.

$$VP (cps) = (Lectura 600 rpm) - (Lectura 300 rpm) \quad Ecu. 1.7$$

$$VA (cps) = \frac{(Lectura 600 rpm)}{2} \quad Ecu. 1.8$$

$$PC \left(\frac{lb}{100ft^2} \right) = (Lectura de 600 rpm) - VP (cps) \quad Ecu. 1.9$$

4.2.3 Filtración.

4.2.3.1 Descripción.

La medición del comportamiento de la filtración y las características del enjarre de un fluido de perforación base aceite, son fundamentales para el tratamiento y control de un fluido de perforación, también lo son las características del filtrado, tales como el contenido de aceite,

Las características de un fluido de perforación base aceite, son afectadas por la cantidad, tipo y tamaño de partículas sólidas y el agua emulsificada en los fluidos de perforación y por

propiedades de la fase líquida. La interacción de estos diversos componentes pueden ser influenciados por la temperatura y la presión.

Las pruebas de filtración se llevan a cabo a temperatura ambiente (baja) y a alta temperatura, ambas condiciones proporcionan datos para propósitos de comparación. Están dados dos procedimientos de filtración, uno es para pruebas hasta 350°F (177°C) y otra de 351°F (177°C) hasta 450°F (232°C). Use únicamente el equipo de filtración y el procedimiento especificado para la temperatura requerida.

NOTA 1: API no especifica ninguna prueba de filtración para fluidos base aceite a temperatura ambiente, pero puede ser realizado de manera similar a la prueba para fluidos de perforación base agua que se encuentra en API RP 13B-1.

NOTA 2: El filtro prensa API para baja presión/baja temperatura debe tener un área de filtración de 4520 a 4640 milímetros cuadrados, la cual tiene un diámetro de 75.86 a 76.86 milímetros. El empaque del filtro prensa es el factor determinante del área de filtrado. Se recomienda que el empaque del filtro prensa usado sea probado con un calibrador cónico que tenga una graduación máxima de 76.86 milímetros y una mínima de 75.86 milímetros. Cualquier empaque fuera de este intervalo (ya sea mayor o menor que las unidades de las marcas) debe ser desechado.

El equipo para pruebas de filtración hasta 350 °F (177°C), puede ser de 175, 250 o 500 cm³. Para pruebas arriba de 351 °F (178 °C) puede usarse solo la unidad de 500 cm³ y deben estar equipados con un termopar para medir la temperatura del fluido de perforación en la celda y también debe usarse un medio de filtración de acero inoxidable poroso.

a) Prueba a alta temperatura y alta presión hasta 350 °F (177°C).

4.2.3.2 Equipo.

El equipo para pruebas de filtración puede no estar ajustado para operar de manera segura a las temperaturas y presiones necesarias para este procedimiento. Por lo tanto, es esencial conocer y seguir las recomendaciones del fabricante en relación a la presión, la temperatura y los volúmenes de muestra de operación máximos. Es necesario tomar estas precauciones para evitar lesiones.

- a) El equipo filtro prensa de alta temperatura y alta presión consiste de:
1. Una celda filtro para soportar presiones de operación hasta 1300 psi (8970 kPa) a temperatura.
 2. Una fuente de gas presurizado como CO₂ ó N₂ (se prefiere N₂) con reguladores.
 3. Un sistema de calentamiento para calentar hasta 350°F (177°C).
 4. Un recipiente para colectar filtrado presurizado mantenido a una presión apropiada (ver tabla 8), para evitar el flash o evaporación del filtrado.

PRECAUCIÓN: No utilizar cartuchos de óxido de nitrógeno como fuente de presurización para pruebas de filtración a altas temperaturas y alta presión. Bajo temperatura y presión, el óxido nitroso puede detonar en presencia de grasa, aceite ó materiales carbonosos. Los cartuchos de óxido nitroso son usados solamente para analizar carbonatos en el tren de gases de Garrett.

Las figuras 9 y 10 son fotografías de dos unidades de filtración utilizadas para pruebas hasta 350 °F (177 °C).



Fig. 9 Filtro prensa con manómetros de presurización portátiles y probeta colectora de filtrado.



Fig. 10 Batería de filtros prensa con sistema de presurización portátil.

- b) Celda filtro: La celda contiene un termo pozo. Está equipada con una extremo removible un soporte del medio filtrante y con sellos resistentes al aceite. Los vástago de válvula en cada extremo de la celda, pueden ser abiertos o cerrados durante la prueba.
- c) Medio filtrante: Papel filtro Wathmann No. 50 o S&S 576, o equivalente.
- d) Reloj: Para medir intervalos de 30 minutos. Mecánico o electrónico.
- e) Termómetro: Para medir hasta 500 °F (260°C) con un vástago de 5 pulgadas (12.5 cm o más largo)
- f) Colector: Probeta graduada delgada de 10 cm³ y 20 cm³, como las que se usan para aceite, agua y contenido de sólidos.
- g) Colector (opcional) probeta graduada de vidrio de 25 cm³.
- h) Mezclador de campo: Tipo copa para operar de 10,100 a 15,000 rpm.
- i) Regla para medir el espesor del enjarre, en incrementos de 1/32 de pulgadas.

NOTA: Es práctica común en el campo reportar el espesor del enjarre en mm.

4.2.3.3 Procedimiento.

4.2.3.3.1 Coloque el termómetro en el termo pozo de la chaqueta de calentamiento. Precaliente la chaqueta a aproximadamente 10°F (6°C) arriba de la temperatura deseada de prueba. Ajuste el termostato a la temperatura deseada de prueba.

NOTA:- Si la unidad de filtración está equipada con un termo pozo para medir la temperatura del fluido de perforación dentro de la celda (temperatura de prueba) entonces esa temperatura deberá ser monitoreada y mantenida durante la prueba de filtración. Los resultados pueden diferir de este procedimiento estándar, el cual utiliza la temperatura de pared de celda como la temperatura de prueba.

Tabla 8. Contrapresión mínima recomendada para evitar la evaporación.

Temperatura de prueba		de Presión de vapor de agua		de Contrapresión mínima	
°F	°C	psi	kPa	psi	kPa
212	100	14.7	101	100	690
250	121	30	207	100	690

300	149	67	462	100	690
350	177	135	932	160	1104

4.2.3.3.2 Tome la muestra del fluido base aceite de la presa de succión o línea de flote y pasarlo a través de la malla del embudo Marsh, Vierta la muestra de fluido en la celda filtro, dejando al menos un espacio de una pulgada (2.5 cm) en la celda, para permitir la expansión del fluido. Instale el papel filtro en la celda.

4.2.3.3.3 Complete el ensamble de la celda filtro. Con los vástagos superior e inferior de la válvula cerrada, coloque la celda en la chaqueta de calentamiento. Transfiera el termómetro de la chaqueta de calentamiento al termopozo de la celda filtro.

4.2.3.3.4 Conecte el recipiente colector de filtrado de alta presión sobre el vástago de válvula inferior y coloque el seguro.

NOTA: Asegúrese de que el recipiente colector este completamente libre de agua ó de aceite.

4.2.3.3.5 Conecte la fuente de gas de presión regulada a la válvula superior. Conecte una fuente de gas similar al recipiente colector de filtrado y asegure estas conexiones en el lugar.

4.2.3.3.6 Mientras mantiene los vástagos de las válvulas cerrados, ajuste el regulador de presión superior a una presión de 100 psi (690 KPa) mayor que la contrapresión mínima como se muestra en la tabla 8. Establezca el regulador inferior a la presión “contrapresión” mínima mostrada en la tabla 8 para la temperatura de prueba. Mantenga esta presión hasta que se alcanza la temperatura de prueba.

NOTA: Si el tiempo requerido para alcanzar la temperatura de prueba excede de una hora, el calentador puede estar defectuoso y la validez de la prueba es cuestionable.

4.2.3.3.7 Cuando la muestra alcanza la temperatura de prueba seleccionada abra el vástago de válvula inferior e inmediatamente incremente la presión en el regulador superior a 500 psi (3450 kPa) mayor que la contrapresión. Esto iniciará el proceso de filtración. Inicie el conteo con el reloj. Mantenga la temperatura de prueba dentro de $\pm 5^{\circ}\text{F}$ ($\pm 3^{\circ}\text{C}$) durante la prueba. Si

la contrapresión se eleva arriba de la contrapresión seleccionada durante la prueba, en forma cautelosa purgue y colecte una porción del filtrado para reducir la contrapresión.

4.2.3.3.8 Colecte el filtrado en el cilindro de vidrio graduado delgado largo (o cilindro graduado). Lea el total a 30 minutos (agua más aceite) de volúmenes de filtrado. También lea las fases de volúmenes de agua y sólido, si están presentes.

NOTA: Se recomienda el cilindro de vidrio, delgado, largo mejor que un cilindro graduado convencional porque el cilindro largo permite medidas y detección más exactas de volúmenes de aceite agua y sólidos en el filtrado. El calentamiento del cilindro cerca de la interfase de una emulsión puede mejorar la separación de agua, sólidos y aceite en el filtrado.

4.2.3.3.9 Inmediatamente después de coleccionar el filtrado de 30 minutos, cierre los vástagos de válvula superior e inferior para contener la presión. Siguiendo las instrucciones detalladas del fabricante purgue la presión de los reguladores y mangueras, entonces desconecte el sistema de presurización de gas. Retire la celda de la chaqueta de calentamiento para permitir el enfriamiento de la misma abajo de 125°F (52°C). Mantenga la celda en posición vertical durante el enfriamiento, la despresurización y el desensamble.

PRECAUCIÓN: La presión en la celda filtro puede ser elevada y peligrosa, aún después de que la celda se enfrió. Sea cuidadoso no abra la celda con presión retenida en el interior.

4.2.3.3.10 Purgue la presión de la celda filtro abriendo lentamente el vástago de válvula superior. Evite rociar el fluido de perforación ya que existe gas contenido. Cuidadosamente desensamble la celda. Asegúrese de que no existe presión retenida antes de quitar la tapa.

4.2.3.3.11 Vierta el líquido de la celda.

4.2.3.3.12 Retire el enjarre del papel. Mida el espesor del enjarre en su centro.

NOTA: El asentamiento de sólidos sobre el enjarre puede haber ocurrido durante la prueba. Observe indicaciones de esto tal como un espesor anormal del enjarre o textura gruesa. En los “Comentarios” registre estas características del enjarre en el formato de reporte del lodo base aceite. Para minimizar el asentamiento, el tiempo para el calentamiento y enfriamiento deberán ser minimizados y el enjarre deberá ser recuperado y examinado rápidamente.

4.2.3.4 Cálculos.

4.2.3.4.1 Calcule matemáticamente el volumen del filtrado para la filtración a alta temperatura y alta presión.

$$\text{Volumen de filtrado, [cm}^3\text{]} = 2(\text{volumen colectado en 30 minutos, cm}^3) \quad \text{Ecu. 1.10}$$

4.2.3.4.2 Registre el volumen de filtrado.

NOTA: Los volúmenes de filtrado (aceite, agua, sólidos) colectados en el cilindro de vidrio deben ser matemáticamente corregidos para que correspondan a una área de filtrado estándar de 7.1 pulg² (4580 mm²), usualmente las celdas de los filtros prensa de alta presión, tienen la mitad del área del filtro estándar, 3.5 pulg² (2258 mm²) por lo tanto todos los volúmenes observados deben ser duplicados antes de reportarse.

4.2.4. Contenido de aceite, agua y sólidos.

4.2.4.1 Descripción.

Una prueba de retorta mide el agua y el aceite descargados cuando se calienta una muestra de lodo base aceite, en un instrumento denominado “Retorta” calibrado y operado adecuadamente.

El conocimiento del contenido de agua, aceite y sólidos es fundamental para el control adecuado de las propiedades del lodo tales como: Relación aceite/agua, reología, densidad, filtración y salinidad de la fase acuosa. El conocimiento de los sólidos en un lodo base aceite es esencial para la evaluación del equipo de control de sólidos.

En una prueba de retorta un volumen de lodo base aceite, se calienta para vaporizar los componentes líquidos. Estos vapores son entonces condensados y colectados en un recipiente con una graduación de precisión. El volumen en por ciento de los sólidos de retorta se calcula sustrayendo el volumen líquido total del volumen inicial del lodo base aceite.

4.2.4.2 Equipo.

A continuación se da una lista del equipo necesario:

- a) Instrumento retorta: Los instrumentos recomendados de retorta para lodos base aceite son: Volúmenes de 10 cm^3 o 20 cm^3 , con una chaqueta de calentamiento externa (ver figuras 11 A y 11 B).



Fig. 11A Retorta para determinar sólidos, aceites y agua.

NOTA: Se dispone de una retorta de 50 cm^3 aunque no está especificada.



Fig. 11B Retorta para determinar sólidos, aceites y agua

Las especificaciones para instrumentos de retorta son como sigue:

1. Ensamble de retorta: Cuerpo de retorta, copa y tapa.

(a) Material: Acero inoxidable 303, o equivalente.

(b) Volumen: Copa de retorta con tapa.

Volumen de copa: 10 cm^3 ó 20 cm^3

Precisión: $\pm 0.05\text{ cm}^3$ ó $\pm 0.1\text{ cm}^3$

NOTA: Verificación del volumen de la copa de retorta. El volumen de la copa de retorta con tapa debe ser verificado gravimétricamente.

2. Condensador: Capaz de enfriar los vapores de aceite y agua debajo de su temperatura de evaporación.

3. Chaqueta de calentamiento: 350 watts nominales.

4. Controlador de temperatura: Capaz de limitar la temperatura de la retorta a 930 ± 70 °F (500 ± 38 °C).

b) Recolector de líquido: Un cilindro de cristal especialmente diseñado con un fondo redondeado para facilitar su limpieza. Y una parte superior en forma de embudo para recibir las gotas que caen.

Las especificaciones para los colectores de líquido son las siguientes:

Volumen total: 10 cm³ ó 20 cm³

Precisión (0-100 %): ± 0.05 cm³ ó 20 cm³

Diámetro exterior: 10 mm ó 13 mm

Espesor de pared: 1.5 ± 0.1 mm ó 1.2 ± 0.1 mm

Frecuencia de marcas de graduación

(0 a 100%): 0.10 cm³ ó 0.10 cm³

Calibración: Para contener a 68 °F (20 °C)

Escala: cm³ o por ciento en volumen

Material: Pyrex ® o equivalente

NOTA: Verificación del colector de volumen. El colector de volumen deberá ser verificado gravimétricamente.

c) Lana de acero fina (No. 000): Para empacar el cuerpo de la retorta.

- d) Sellante para rosca/lubricante: Lubricante a alta temperatura, por ejemplo Never-Seez®, o equivalente.
- e) Limpiadores de tubos: Para limpiar el condensador y el vástago de la retorta.
- f) Cepillo: Para limpiar los receptores
- g) Espátula de retorta: Para limpiar la copa de la retorta.
- h) Saca corcho: Para extraer la fibra de acero usada.
- i) Jeringa (10 cm³ o 20 cm³): Para llenar la copa de la retorta.
- j) Criba: Malla 12, o embudo Marsh (Ver 4.2)

4.2.4.3 Procedimiento.

4.2.4.3.1 Limpie y seque el ensamble de retorta y condensador.

4.2.4.3.2 Colecte y prepare la muestra del lodo base aceite como sigue:

- a) Colecte una muestra representativa del lodo y viértala a través de un tamiz malla 12 de un embudo Marsh. Registre la temperatura de la muestra.

NOTA: La temperatura de la muestra deberá estar dentro de 10 °F (5°C) de la temperatura a la cual la densidad del lodo se determinó.

- b) Mezcle la muestra de lodo minuciosamente para asegurarse que esta es homogénea. Sea cuidadoso de no atrapar nada de aire y que no permanezcan sólidos en el fondo del recipiente.

NOTA: El aire o gas atrapado en la muestra de retorta resultará en sólidos de retorta erróneamente elevados, debido al volumen de muestra de lodo reducido.

4.2.4.3.3 Utilizando una jeringa limpia, llene la copa de la retorta lentamente para evitar el atrapamiento de aire. Golpee ligeramente el lado de la copa para expeler el aire. Coloque la tapa sobre la copa. Gire la tapa para obtener un ajuste apropiado. Asegúrese que un pequeño exceso del lodo fluye hacia fuera del agujero en la tapa. Limpie el exceso del lodo de la tapa. Evite que se derrame el lodo.

4.2.4.3.4 Empaque el cuerpo de la retorta con lana de acero

4.2.4.3.5 Aplique lubricante a la roscas de la copa de retorta. Con la tapa colocada, ajuste a mano la copa de la retorta sobre el cuerpo.

4.2.4.3.6 Aplique lubricante a las cuerdas del vástago de la retorta y una el condensador. Coloque el ensamble de la retorta en la chaqueta de calentamiento. Cierre la cubierta aislante.

4.2.4.3.7 Coloque el colector del líquido seco y limpio bajo la salida del condensador.

NOTA. La longitud del colector puede requerir que este sea angulado hacia fuera de la retorta y posiblemente soportado fuera del borde de la mesa de trabajo.

4.2.4.3.8 Encienda la retorta. Permita una corrida de un mínimo de 45 minutos.

NOTA: Si el lodo hierve hasta el colector, la prueba debe repetirse. Empaque el cuerpo de la retorta con una mayor cantidad de lana de acero y repita la prueba.

4.2.4.3.9 Retire el colector de líquido y permita que se enfríe. Lea y registre: (a) volumen del líquido total, (b) volumen de aceite, y (c) volumen de agua en el colector.

NOTA: Si una interfase de emulsión está presente entre las fases de aceite y agua, el calentamiento de la interfase puede romper la emulsión. Como una sugerencia retire el ensamble de retorta de la chaqueta de calentamiento sujetando el condensador. Caliente cuidadosamente el colector a lo largo de la banda de emulsión tocando suavemente el colector por intervalos cortos con el ensamble de retorta caliente. Evitando que el líquido hierva. Después de que se rompe la interfase de emulsión, permita que el colector del líquido se enfríe. Lea el volumen de agua en el punto inferior del menisco.

4.2.4.3.10 Apague la retorta. Permita que se enfríe antes de limpiarla.

4.2.4.4 Cálculos.

Los volúmenes medidos (cm^3) de aceite y agua son convertidos en porcentos en volumen con base en el volumen de todo el lodo (cm^3) en la copa de retorta.

NOTA: El volumen nominal de la copa de retorta, V_{RC} , usualmente se supone que sea corregido ya sea de 10 cm^3 o 20 cm^3 . Sin embargo, deberá verificarse que la copa de retorta cumple las especificaciones volumétricas.

4.2.4.4.1 Cálculo del por ciento en volumen de aceite, V_o :

$$V_o = \frac{100(\text{volumen de aceite, cm}^3)}{V_{RC}} \quad \text{Ecu. 1.11}$$

4.2.4.4.2 Por ciento en volumen de agua, V_w :

$$V_w = \frac{100(\text{volumen de agua, cm}^3)}{V_{RC}} \quad \text{Ecu. 1.12}$$

4.2.4.4.3 Por ciento en volumen de sólidos, V_s :

$$V_s = 100 - (V_w + V_o) \quad \text{Ecu. 1.13}$$

Donde:

V_o = % volumen de aceite de retorta.

V_w = % volumen de agua de retorta.

V_s = % volumen de sólidos de retorta.

V_{RC} = volumen nominal de la copa de retorta (10 , 20 o 50 cm^3).

NOTA: Los “sólidos de retorta” calculados, sobre valúan el volumen de sólidos suspendidos debido a las sales disueltas. Una condición volumétrica por salinidad puede utilizarse conociendo los factores de volumen para soluciones salinas.

4.2.5. Análisis químico de lodos base aceite.

4.2.5.1 Descripción.

El procedimiento de prueba de alcalinidad total del lodo, es un método de titulación el cual mide el volumen de ácido estándar requerido para reaccionar con los materiales alcalinos (básicos) en una muestra de lodo base aceite. El valor de la alcalinidad es utilizado para calcular las libras por barril sin reaccionar “exceso” de cal en un lodo base aceite. El exceso

de materiales alcalinos, tal como cal, ayuda a estabilizar la emulsión y también neutraliza los gases de dióxido de carbono o ácido sulfhídrico.

El procedimiento de prueba de cloruros totales del lodo es un método de titulación el cual mide el volumen de nitrato de plata estándar requerido para reaccionar con los iones cloruro (y otros haluros) para formar sales de cloruro de plata insoluble (o haluros de plata). Los procedimientos de prueba pueden utilizar la misma muestra de la prueba de alcalinidad, siempre que sea ácida ($\text{pH} < 7$). El valor reportado de cloruros totales del lodo puede ser asignado a la fase agua, hasta el punto de saturación. La concentración de sal soluble en agua está relacionada a la efectividad de un lodo base aceite en el control de arcillas a través del concepto “actividad de la fase acuosa”. El valor de salinidad de fase agua también se necesita para ajustar el valor de agua de retorta para obtener un contenido de sólidos corregido para el lodo base aceite.

La prueba de Calcio total del lodo es un método de titulación, el cual mide el volumen de un agente que forma complejos de calcio estándar (EDTA Versenato o equivalente) requerido para reaccionar con todo el calcio (y otros iones alcalino-térreos solubles en agua) liberado del lodo base aceite en la fase acuosa cuando se utiliza una mezcla de solventes para extraer el lodo base aceite. El calcio medido en esta prueba puede venir del cloruro de calcio (CaCl_2), y la cal (CaO) ó hidróxido de calcio ($\text{Ca}(\text{OH})_2$) utilizados para preparar el lodo base aceite, pero algo de calcio puede venir del yeso (CaSO_4) presente en los recortes de perforación. Los resultados del análisis de calcio pueden ser utilizados junto con las pruebas de contenido de agua y cloruros para calcular la salinidad de cloruros de calcio (CaCl_2) y cloruro de sodio (NaCl) de la fase acuosa del lodo.

NOTA: El análisis de calcio excluye el ion magnesio (Mg^{+2}). No existe ahora tal procedimiento API. Si se sospecha la presencia de Mg^{+2} , se deben hacer arreglos especiales para procedimientos de titulación y cálculo de iones Calcio (Ca) y Magnesio (Mg) por el Ingeniero de lodos y/o operador.

4.2.5.2 Equipo.

A continuación se da una lista del equipo requerido (figura 12).



Fig. 12 Fotografía de un kit típico utilizado en campo para análisis

- a)** Disolvente: Mezcla Xileno-Isopropanol (50/50) para romper la emulsión.
- b)** Recipiente de titulación: jarra o vaso de 400 cm³.
- c)** Solución de fenolftaleína como indicador: (CAS # 77-09-8); 1 g/100 cm³ de una solución al 50% de isopropanol/agua.
- d)** Solución de ácido sulfúrico: (CAS # 7664-93-9) estandarización 0.1N (N/10).
- e)** Solución de cromato de potasio como indicador: (CAS # 7789-00-6); 5 g/100cm³ de agua.
- f)** Reactivo de nitrato de plata (CAS # 7761-88-8): con 47.91 g/L (equivalentes a 0.01 g de ion cloruro/cm³) (0.282 N), el cual debe permanecer en una botella ámbar u opaca.
- g)** Agua destilada ó des ionizada.
- h)** Jeringa desechable: 2 de 5 cm³.
- i)** Probeta graduada: 1 de 25cm³.
- j)** Pipetas serológicas (graduadas): 2 de 1 cm³ y 2 de 10 cm³.
- k)** Agitador magnético con 1.5 pulg. (38mm), barra agitadora (recubierta de teflón).

4.2.5.3 Procedimiento para determinar la alcalinidad total del lodo.

4.2.5.3.1 Agregue 100 cm³ de la mezcla xileno e isopropanol a un vaso de 400 cm³ o jarra.

4.2.5.3.2 Con una jeringa de 5 cm³, llene a 3 cm³ con lodo.

4.2.5.3.3 Desplace 2 cm³ de lodo dentro del vaso o jarra.

4.2.5.3.4 Agite el lodo base aceite y el solvente hasta que la mezcla sea homogénea.

4.2.5.3.5 Agregue 200 cm³ de agua destilada o (desionizada).

4.2.5.3.6 Agregue 15 gotas de solución indicadora de fenolftaleína.

4.2.5.3.7 Mientras se agita rápidamente con el agitador magnético, lentamente titule con ácido sulfúrico 0.1 N hasta que desaparezca el color rosa. Continúe agitando y si el color rosa no aparece durante 1 minuto, pare la agitación.

NOTA: Puede ser necesario parar la agitación de la mezcla y permitir que ocurra la separación de las dos fases con objeto de ver más claramente el color en la fase acuosa. Es práctica común de campo desplazar 1 ml. de lodo de la jeringa al vaso, de los materiales se utiliza la mitad de lo establecido en el procedimiento para la alcalinidad total del lodo.

4.2.5.3.8 Deje reposar la muestra cinco minutos. Si no reaparece el color rosa, se ha alcanzado el punto final. Si el color rosa retorna titule una segunda vez con ácido sulfúrico. Si el color rosa regresa, titule una tercera vez. Si después de la tercera titulación el color rosa regresa, llame a esto el punto final.

4.2.5.3.9 Use los cm³ solución de ácido sulfúrico 0.1 N requeridos para alcanzar el punto final para calcular la alcalinidad del lodo total, V_{SA} .

4.2.5.4 Cálculos.

$$\text{Alcalinidad total del lodo, } (V_{SA}) = \frac{(\text{cm}^3 \text{ de ácido sulfúrico } 0.1N)}{\text{volumen de muestra, cm}^3} \quad \text{Ecu. 1.14}$$

4.2.5.5 Procedimiento para determinar los cloruros totales del lodo.

4.2.5.5.1 Realice los procedimientos de alcalinidad de 7.3.1 hasta 7.3.8.

NOTA: Asegúrese de que la mezcla a ser titulada por cloruros está ácida (con un pH menor de 7.0) adicionando 10 a 20 gotas o más de ácido sulfúrico 0.1N.

4.2.5.5.2 Agregue de 10 a 15 gotas de solución indicadora de cromato de potasio.

4.2.5.5.3 Mientras se agita rápidamente con un agitador magnético, titule lentamente con reactivo de nitrato de plata 0.282N hasta que un color rosa salmón permanece estable por al menos un minuto. **(EL PUNTO FINAL DE LA TITULACIÓN ES EN EL PRIMER CAMBIO DE COLOR DE AMARILLO A NARANJA Y NO A ROJO LADRILLO).**

NOTA 1: Puede requerirse solución adicional de indicador de cromato de potasio, durante el proceso de titulación.

NOTA 2: Puede ser necesario detener la agitación de la mezcla y permitir que ocurra la separación de las dos fases con objeto de ver más claramente el color en la fase acuosa.

4.2.5.5.4 Use los cm^3 de reactivo de nitrato de plata 0.282 N requeridos para alcanzar el punto final para calcular los cloruros totales del lodo.

NOTA: Es práctica común de campo desplazar 1 ml. de lodo de la jeringa al vaso, de los materiales se utiliza la mitad de lo establecido en el procedimiento para determinar los cloruros totales del lodo.

4.2.5.6 Cálculos.

Cloruros totales del lodo (Cl_{OM}):

$$Cl_{OM} = \frac{Cl_{mg}}{\text{volumen de muestra de lodo, L}} = \frac{10,000(\text{cm}^3 \text{ de nitrato de plata } 0.282 \text{ N})}{2.0 \text{ cm}^3} \quad \text{Ecu. 1.15}$$

$$Cl_{OM, mg/L} = 10,000(\text{cm}^3 \text{ de nitrato de plata } 0.282) \quad \text{Ecu. 1.15 A}$$

NOTA: En el campo la salinidad se calcula involucrando la fracción de agua de la retorta y un factor gravimétrico de correlación de la sal empleada en la salmuera, la cual generalmente es CaCl_2 y se utiliza la ecuación siguiente.

$$\text{CaCl}_2(\% \text{ peso}) = \frac{(15.65 * \text{AgNO}_3 * 100)}{[(15.65 * \text{ml de AgNO}_3) + (F_{AGUA \text{ en } \%} * 10)] \text{ mllodo}} \quad \text{Ecu. 1.15 B}$$

$$CaCl_2(ppm) = CaCl_2\%peso * 10,000$$

Ecu. 1.15 C

Donde:

AgNO₃ = Nitrato de plata 0.282 N.

15.65 = Constante.

F_{AGUA} = Fracción de agua obtenida de la retorta en %Volumen.

$$Ca_{OM} = \frac{Ca_{mg}}{muestra\ de\ lodo, L} = \frac{4000(cm^3\ de\ EDTA\ 0.1M)}{2.0\ cm^3} = 4000(cm^3\ de\ EDTA\ 0.1M) \quad Ecu. 1.16$$

4.2.6 Prueba de estabilidad eléctrica.

4.2.6.1 Descripción.

La estabilidad eléctrica (E.E.) de un lodo base aceite utilizado como fluido de perforación es una propiedad relacionada a su estabilidad de emulsión y a su capacidad de humedecer con aceite. La E.E. se determina aplicando un voltaje a intervalos, con una señal eléctrica senoidal a través de un par de electrodos paralelos de placa plana sumergida en el lodo. La corriente resultante permanece baja hasta que se alcanza un voltaje crítico, con lo cual la corriente se eleva muy rápidamente. Este voltaje crítico se conoce como E.E. del lodo y se define como el voltaje máximo medido cuando la corriente alcanza 61 μ A.

La composición química y los antecedentes de esfuerzo cortante de un lodo controlan la magnitud absoluta de E.E. en una forma compleja. Consecuentemente interpretar el estado humedecido de aceite de un lodo con una sola medida de E.E. no es apropiado. Solo las tendencias de E.E. deberán ser utilizadas para tomar decisiones sobre tratamiento.

4.2.6.2 EQUIPO.

A continuación se da una lista del equipo requerido.

a) Medidor de estabilidad eléctrica (ver figura 13):

Las especificaciones para el medidor de estabilidad eléctrica son las siguientes:

Forma de onda	Senoidal < 5% de distorsión armónica total
---------------	--

Frecuencia de C.A.	340 ± 10 Hz
Unidades de salida	Volts de pico
Valor de intervalos	150 ± 10 V/sec, operación automática
Intervalo mínimo de salida	3 a 2000 volts (pico)
Valor al que se dispara la corriente	61 ± 5 μ A (pico)

Tabla 9. Especificaciones para el medidor de estabilidad eléctrica.

CA: Corriente Alterna que aplica a los electrodos de voltaje constante a través de la emulsión. Esta corriente alterna es proporcionada por una fuente de poder CD (baterías).



Fig. 13 Medidor de estabilidad eléctrica.

b) Electrodo:

Las especificaciones para los electrodos son las siguientes:

Carcasa	Material resistente a los componentes del lodo base aceite hasta 220 °F (105°C).
Material	Metal resistente a la corrosión.
Diámetro	0.125 ± 0.001 pulg. (3.18 ± 0.03 mm).
Espaciamiento (claro)	0.061 ± 0.001 pulg. (1.55 ± 0.03 mm) a 72 °F (22 °C).

Tabla 10. Especificaciones para los electrodos.

c) Calibración resistores o diodos:

Las especificaciones para la calibración de los resistores o diodos son las siguientes:

Número	Dos (bajo y elevado).
Tipos	Resistor estándar o diodos Zener.
Intervalos	Da lectura de voltaje (E.E.) de (1) bajo 500-1000 V (2) Elevada > 1900 V.
Exactitud	± 2 por ciento del voltaje esperado, temperatura corregida por las tablas del fabricante (si se necesitan y se proporcionan).

Tabla 11. Especificaciones para la calibración de los resistores o diodos.

NOTA: Los resistores estándar se utilizan para verificar la relación de voltaje de salida a corriente de disparo, los diodos Zener verifican directamente el voltaje de salida. Se obtiene una confianza óptima en la operación del medidor de E.E a partir de pruebas con ambos resistores y diodos.

d) Termómetro: 32-220 °F (0-105 °C).

- e) Tamiz: malla 12, o embudo Marsh.
- f) Copa de viscosímetro con termostato.

4.2.6.3 Procedimiento.

4.2.6.3.1 Verifique diariamente la calibración del comportamiento del equipo.

4.2.6.3.2 Coloque la muestra de lodo base aceite, la cual ha sido cribada a través de un tamiz una malla 12 o un embudo Marsh, en una copa de viscosímetro mantenida a $120 \pm 5^{\circ}\text{F}$ ($50 \pm 2^{\circ}\text{C}$). Registre la temperatura del lodo en el formato de reporte del lodo de perforación.

4.2.6.3.3 Limpie el electrodo de prueba minuciosamente con una toalla de papel. Pase la toalla a través del espacio del electrodo unas cuantas veces. Haga remolinos con el electrodo de prueba en el aceite base utilizada para formular el lodo. Si el aceite base no está disponible, otro aceite o un solvente ligero (tal como Isopropanol) es aceptable. Limpie y seque el electrodo de prueba como se hizo antes.

NOTA: No use soluciones detergentes o solventes aromáticos, tales como xileno para limpiar el electrodo de prueba o cable.

4.2.6.3.4 Agite a mano la muestra de 120°F con el electrodo de prueba por aproximadamente 10 segundos para asegurar que la composición y temperatura del lodo son uniformes. Coloque el electrodo de prueba de manera que no toque el fondo o lados del recipiente, y asegúrese de que las superficies del electrodo estén completamente cubiertas por la muestra.

4.2.6.3.5 Inicie el intervalo de voltaje. Siga el procedimiento descrito en el manual de operación del medidor E.E., no mueva el electrodo de prueba durante el intervalo de voltaje.

4.2.6.3.6 Al término de la prueba de intervalo, anote el valor del E.E. desplegado en la pantalla del dispositivo.

4.3 PROCEDIMIENTO EXPERIMENTAL.

Como en cualquier trabajo de investigación donde esté incluido el agregado o uso de un producto y su comportamiento, cuando es integrado a un sistema, es necesario la formulación, preparación y reformulación en caso de ser necesario del sistema, en este caso, fluido de perforación base aceite (emulsión inversa).

Dentro de este estudio, se formularon fluidos de emulsión inversa de diferentes densidades 1.0 g/cm^3 , 1.5 g/cm^3 y 2.0 g/cm^3 , respectivamente, en el cual se usó como base una relación volumétrica 80/20, entre aceite y agua, manteniendo las mismas concentraciones dadas de los demás aditivos, de acuerdo a su formulación (Tabla 12), siendo el único aditivo que es su caso se modificó es la base continua del fluido base aceite, es decir, se sustituyó el diesel por el *biodiesel*.

Después de ésta primera etapa, el fluido de perforación fue sometido a una serie de pruebas físico químicas con el fin de determinar sus propiedades más representativas para su aplicabilidad en el campo.

A cada una de las muestras de fluidos preparados se les dió un tiempo de reposo de 2 días que permita completar las reacciones químicas necesarias de los productos químicos.

A continuación se muestra un esquema de los pasos a seguir para la realización de este trabajo y cumplir los objetivos planteados, se dividieron en varias etapas, que fueron seguidas paso a paso.

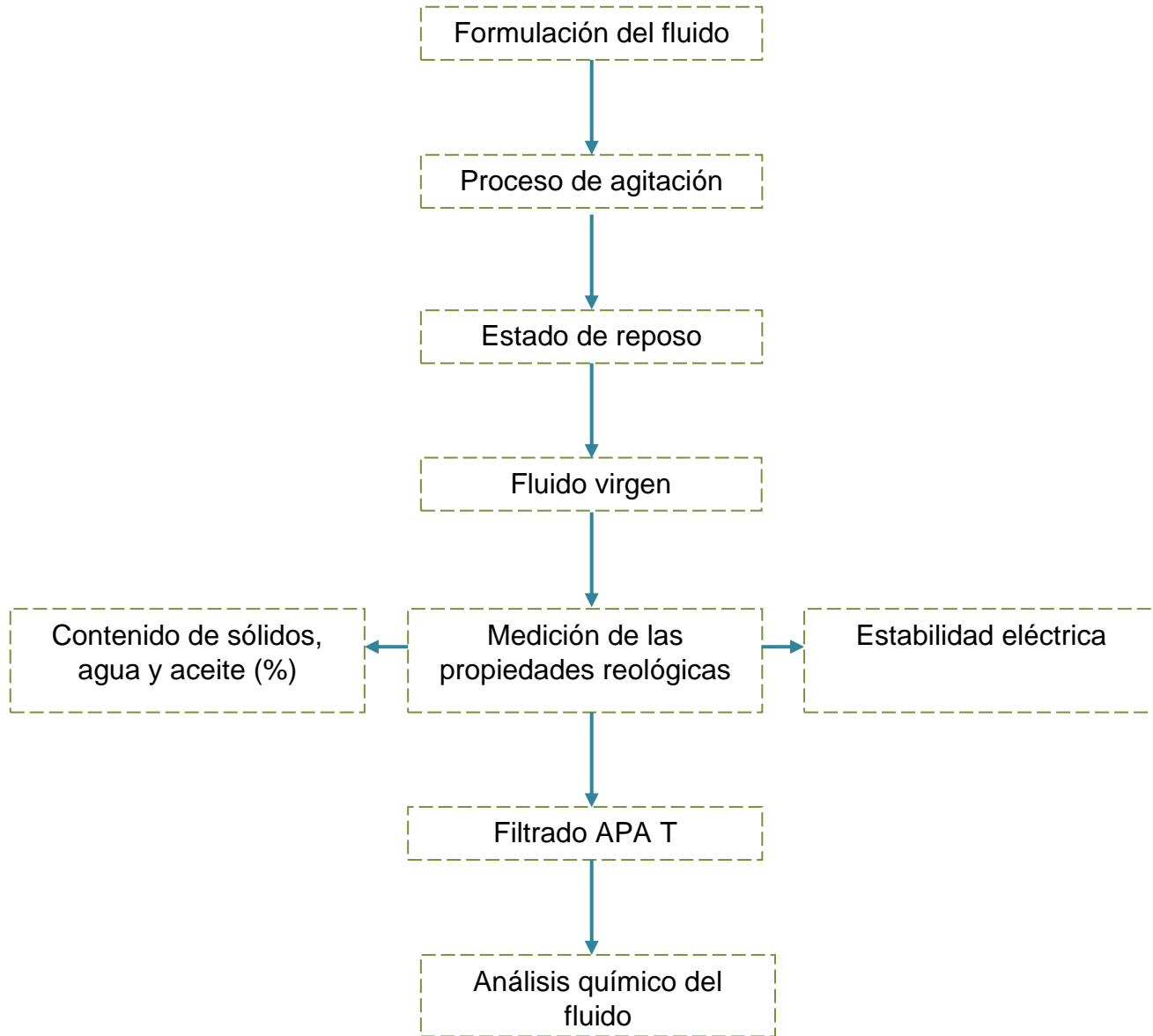


Fig. 14 Procedimiento experimental utilizado.

CAPÍTULO 5: DISCUSIÓN DE RESULTADOS.

En este capítulo se muestran los resultados experimentales obtenidos en este estudio, así como la discusión de los mismos. Enfocándonos en la comparación de los productos de fase continua en un fluido de perforación base aceite (Diesel y Biodiesel) para la aplicabilidad del sistema en el campo.

Presentándose los resultados más representativos en cada uno de ellos.

5.1 Emulsión inversa (fase continua diesel).

A continuación se muestra la formulación empleada en las pruebas de laboratorio al sistema aceite/agua (80/20) con densidad de 1.0 g/cm³.

Tabla 12. Formulación generada para el sistema aceite/agua (80/20) con un peso de 1.0 gr/cm³.

MATERIAL	Concentración kg/m ³	Concentración L/m ³	Tiempo de agitación (min)
Diesel		730	---
Controlador de filtrado	20		15
Arcilla Organofílica	20		15
Emulsificante Primario		10	10
Emulsificante Secundario (Humectante)		16	10
Cloruro de calcio	35		20
Agua		182.5	
Cal	30		15
Densificante (barita)	105		15

5.2 Emulsión inversa (fase continua Biodiesel).

A continuación se muestra la formulación empleada en las pruebas de laboratorio al sistema aceite/agua (80/20) con densidad de 1.0 g/cm³.

Tabla 13. Formulación generada para el sistema aceite/agua (80/20) con un peso de 1.0 gr/cm³.

MATERIAL	Concentración kg/m ³	Concentración L/m ³	Tiempo de agitación (min)
Biodiesel		730	---
Controlador de filtrado	20		15
Arcilla Organofílica	20		15
Emulsificante Primario		10	10
Emulsificante Secundario (Humectante)		16	10
Cloruro de calcio	35		20
Agua		182.5	
Cal	30		15
Densificante (barita)	65.62		15

Tabla 13. Resultados de las pruebas aceite/agua (80/20) con una densidad de 1.0 g/cm³.

Propiedades	Diesel	Biodiesel
Densidad (g/cm ³)	0.98	1.01
V. Marsh (s/L)	41	57
Geles 10 (lb/100ft ²)/ Geles 10 min	5/5	8/8
Viscosidad Aparente (cps)	22	31
Viscosidad Plástica (cps)	8	23
Punto Cedente (lb/100ft ²)	7	16
Filtrado (ml)	7	0
Alcalinidad en el fluido (ml)	4.9	3.3
Exceso de Cal (kg/m ³)	18.13	12.21
Estabilidad Eléctrica (volts)	633	656
Gasto de Nitrato de plata (ml)	2	2.2
Cloruros (ppm)	143,599	146,866
Relación Ac/Ag	79/21	76/24
% Sólidos	11	17
% Agua	19	20
% Aceite	70	63

5.3 Comportamiento de la densidad.

Cada etapa de perforación es diferente, debido a que la litología cambia, por ello se requieren diferentes densidades. En la interpretación de los resultados obtenidos la densidad puede ser considerada una propiedad casi invariable entre los dos fluidos (Diesel y Biodiesel); es indicativa de que tan exacto resultó el balance de masa en la formulación de los lodos.

Los resultados experimentales mostraron una mínima variación en su valor original y formulado de 1.0 gr/cm³ a un valor de entre ± 0.02 , lo que puede atribuirse a errores de pesaje causado por la incertidumbre del equipo, la manipulación de sólidos y el escurrimiento de líquidos en los envases utilizados.

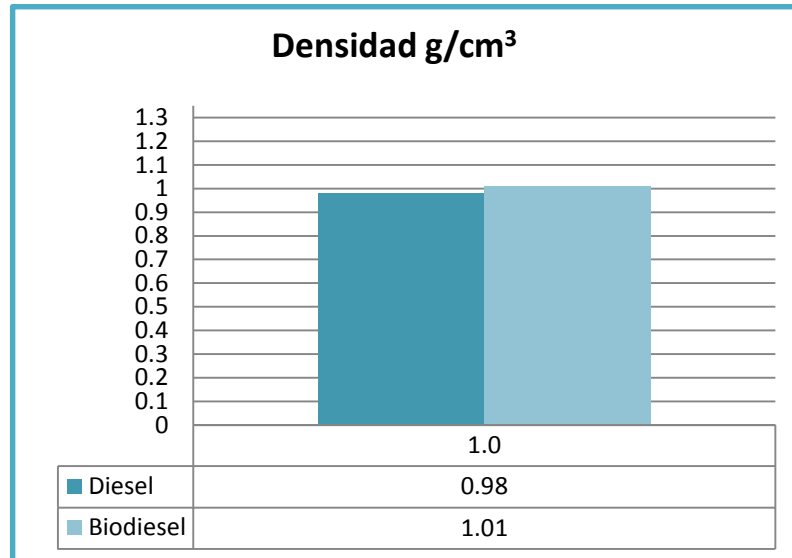


Fig. 15 Comportamiento de la densidad en emulsiones inversas 80/20 (Diesel/ Biodiesel).

5.4. Propiedades reológicas.

Dentro de esta sección se discutirán los valores de las propiedades reológicas.

5.4.1 Viscosidad Marsh.

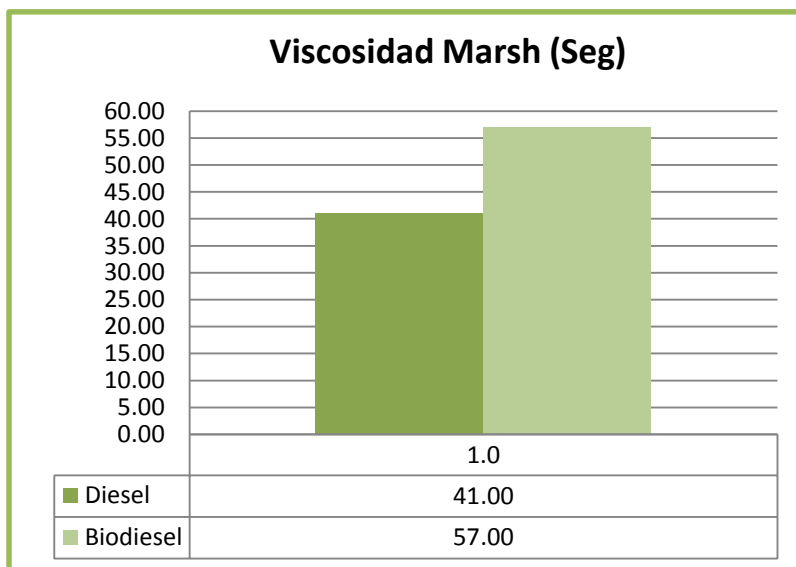


Fig. 16 Comportamiento de la viscosidad Marsh en emulsiones inversas 80/20 (Diesel/Biodiesel).

El valor de la viscosidad Marsh del fluido con diesel presentó 41 s/L, en cambio con el biodiesel se obtuvo un valor de 57s/L, los cuales se consideran aceptables para la densidad de trabajo aproximada a 1.0 g/cm³.

5.4.2 Viscosidad plástica.

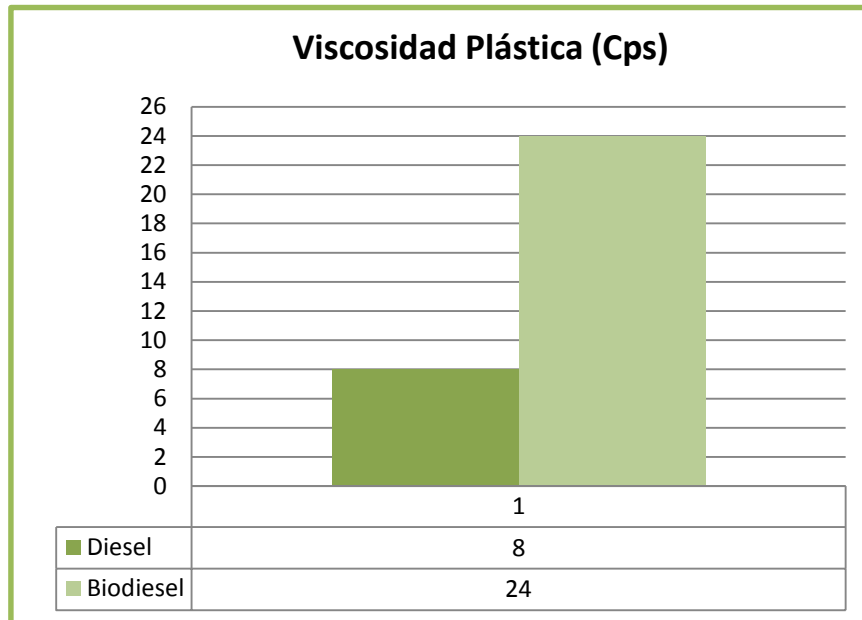


Fig. 17 Comportamiento de la viscosidad plástica en emulsiones inversas 80/20 (Diesel/Biodiesel).

El valor de la viscosidad plástica del fluido preparado con diesel combustible como base presentó 8 centipoise, mientras con el biodiesel se vio incrementado hasta un valor de 24 centipoise, uno de los factores que pueden afectar estos valores es debido al contenido sólidos del biodiesel y así como las cadenas de carbono más largas comparadas con el diesel combustible. El aspecto físico del fluido con biodiesel se observa más viscoso a comparación con el diesel.

5.4.3 Punto de Cedencia.

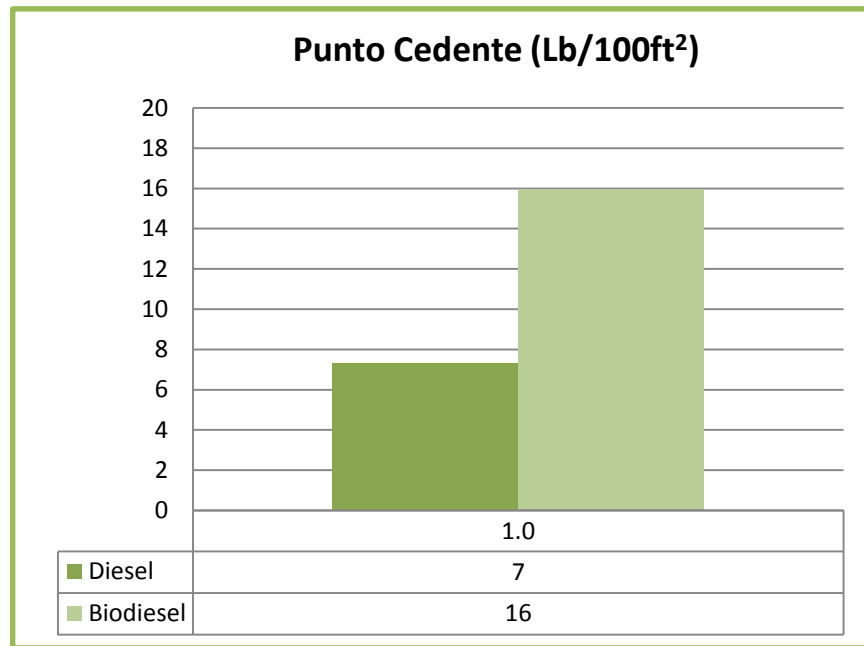


Fig. 18 Comportamiento del punto cedente en emulsiones inversas 80/20 (Diesel/ Biodiesel).

El valor del punto cedente obtenido usando como base el diesel fue de 7lb/100ft², en cambio se obtuvo un cedente de 16 lb/100ft² con biodiesel. El punto cedente fue atribuido a la acción de las cargas en las partículas de arcilla organofílica, que debido a la acción de las condiciones de la prueba perdieron parte de su humectabilidad de las partículas en aceite utilizando biodiesel, lo que les permitió una asociación de cargas electroquímicas a condiciones dinámicas.

El incremento en el punto cedente puede producir la floculación y generar un retraso dentro del proceso de perforación tales como socavamiento del agujero, atascamiento de la tubería, altas presiones en las bombas, por eso no es recomendable tener valores altos y evitar estos problemas en la perforación.

5.4.4 Fuerza de gel.

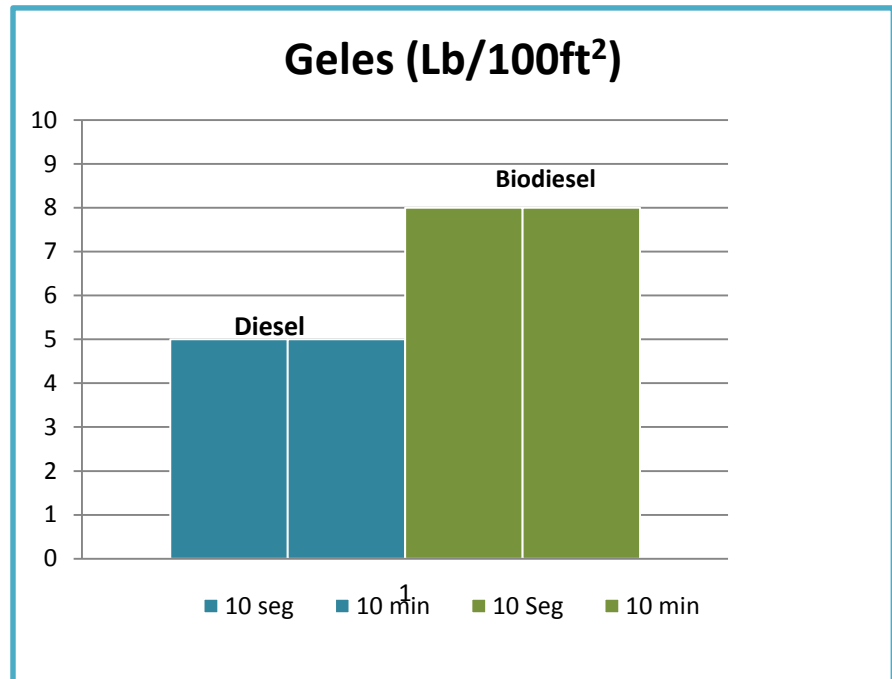


Fig. 19 Comportamiento de la resistencia de gel en emulsiones inversas 80/20 (Diesel/ Biodiesel).

El aumento reflejado dentro de los valores de la fuerza de gel fue atribuido a las mismas causas que generaron el aumento en los valores del punto cedente, y considerar que en estado de reposo la tixotropía se ve reflejada a cualquier fluido de perforación, en este caso se presentan valores para el diesel de 4/4 y en biodiesel de 8/8, tomados a los 10 segundos y 10 minutos respectivamente.

Los valores de la fuerza de gel se encuentran dentro del rango de geles favorables y no deben ser muy bajas, ya que no podrían mantener eficientemente los rípidos desprendidos durante las conexiones y los viajes de tubería (Azar, J.J.; Lummus, J.L.1986).

5.5 Comportamiento de la estabilidad eléctrica.

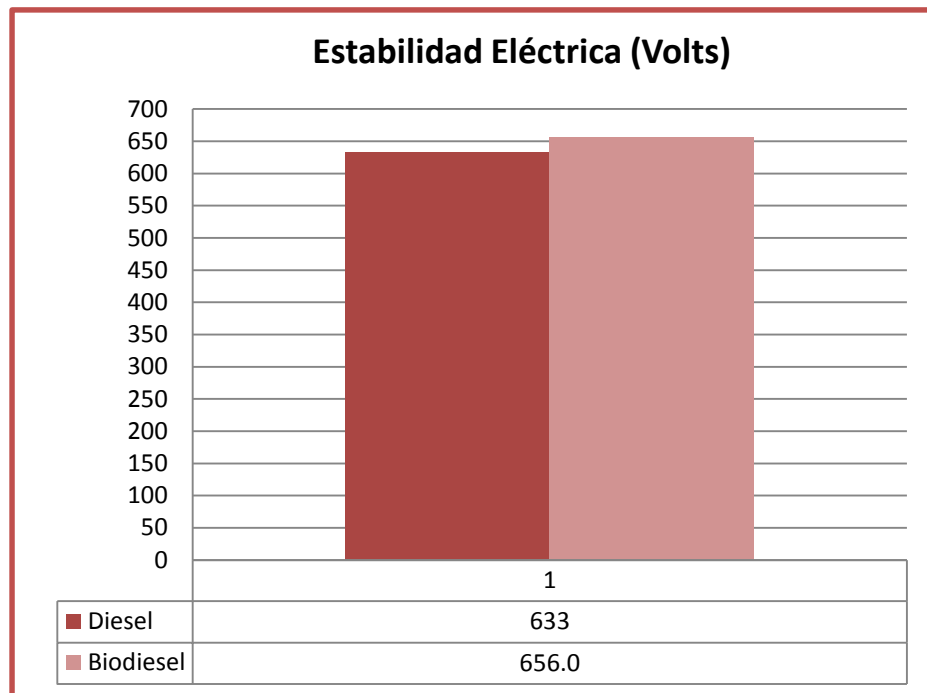


Fig. 20 Comportamiento de la estabilidad eléctrica en emulsiones inversas 80/20 (Diesel/Biodiesel).

La estabilidad eléctrica es un indicativo de cuán bien emulsionada se encuentra una emulsión, los datos obtenidos para ambos fluidos no indican que estén en malas o buena condiciones, solo indican la tendencia que debe tener un fluido para mantener estable la emulsión. Para estos casos de cierta densidad se debe considerar un E.E. de 400 voltios, posiblemente una de las causas de un elevado valor en el margen permitido pudo ser causado a que el material densificante y los sólidos presentes en el sistema no estén adecuadamente humedecidos en el aceite. Se observa buenos valores de estabilidad.

5.6 Comportamiento del contenido de sólidos, agua y aceite.

El contenido de sólidos presentes en ambos sistemas arrojaron valores con una diferencia menor, es decir, con diesel se obtuvieron 11%, mientras que con biodiesel se obtuvo 17%, esto se debe al considerar que el biodiesel tiene alto contenido de sólidos y que de acuerdo al procedimiento de la determinación de sólidos, no se destila totalmente el biodiesel debido a

las cadenas de mayor contenido de carbono, lo cual no es suficiente para la temperatura de destilación. Los resultados obtenidos del % de agua y %aceite (ver tabla 13) se calcularon aplicando las ecuaciones 1.11 y 1.12.

Mediante el porcentaje de agua obtenido y los resultados obtenidos en el análisis químico para ambos sistemas (ver tabla 13) en el consumo de AgNO_3 en la titulación nos permiten calcular la salinidad en ppm de estos fluidos, utilizando la ecuación 1.15B.

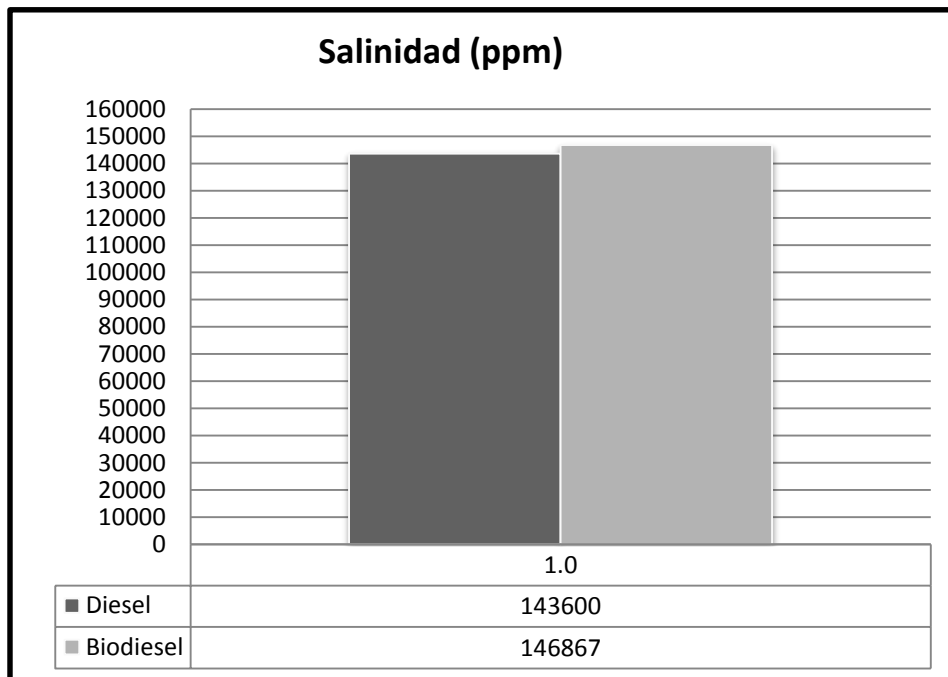


Fig. 21 Comportamiento de la salinidad en emulsiones inversas 80/20 (Diesel/ Biodiesel).

De igual forma podemos obtener el valor del exceso de cal en Kg/m^3 presentes en los sistemas, los resultados (ver tabla 13) de alcalinidad mediante el análisis químico al fluido de perforación, aplicando la siguiente ecuación:

$$\text{Exc. de cal (Kg/m}^3\text{)} = (\text{valor obtenido de alcalinidad en ml}) * 3.7$$

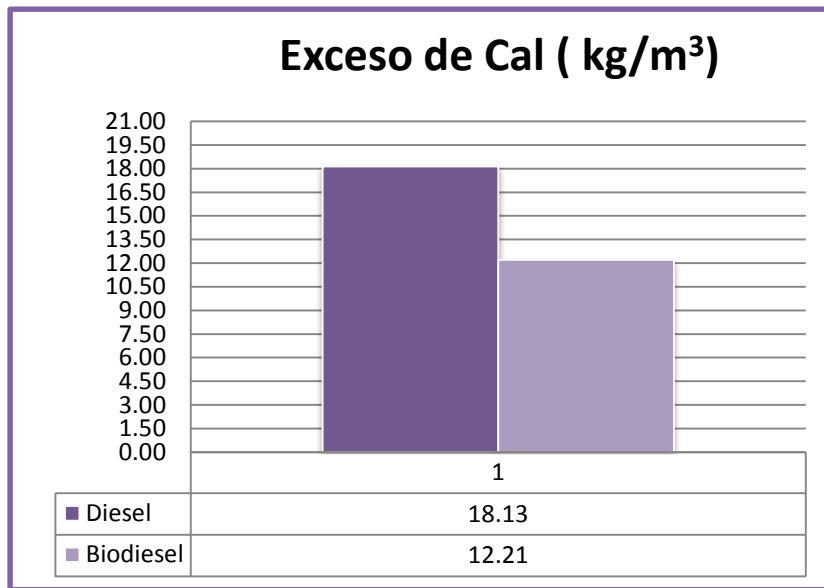


Fig. 22 Comportamiento del exceso de cal en emulsiones inversas 80/20 (Diesel/ Biodiesel).

5.7 Comportamiento de la pérdida de filtrado.

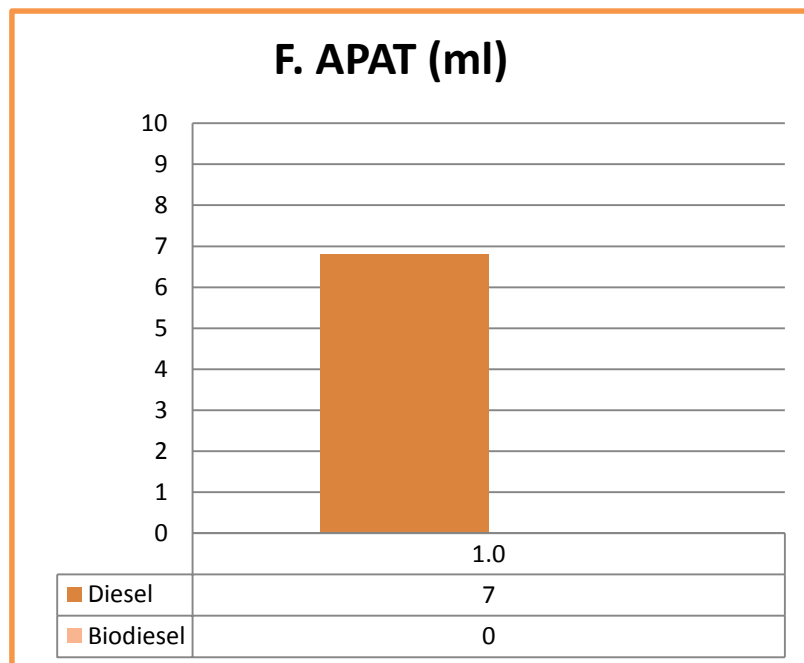


Fig. 23 Comportamiento de la pérdida de filtrado en emulsiones inversas 80/20 (Diesel/ Biodiesel).

Los valores de pérdida de filtrado que se obtuvo para el sistema preparado con diesel reporta un valor de 7 ml para diesel, lo que es aceptable y si se desea obtener un valor menor, puede

lograrse mediante el agregado del aditivo reductor de filtrado y obtenerse dicha reducción; con el biodiesel se obtuvo 4 ml de filtrado, lo cual es un valor aceptable. Sin embargo la medición del enjarre una vez terminada la prueba, se obtuvo un enjarre grueso y no flexible entre 1 a 1.5 cm con el sistema de biodiesel, en cambio con diesel entraban en los rangos permitido < 1 mm y que poseía un enjarre fino y flexible.

5.8 Emulsión inversa (fase continua diesel)

A continuación se muestra la formulación en las pruebas de laboratorio al sistema aceite/agua (80/20) con densidad de 1.50 g/cm³.

Tabla 14. Formulación generada para el sistema aceite/agua (80/20) con un peso de 1.50 g/cm³.

MATERIAL	Concentración kg/m ³	Concentración L/m ³	Tiempo de agitación (min)
Diesel		730	---
Controlador de filtrado	20		15
Arcilla Organofílica	20		15
Emulsificante Primario		10	10
Emulsificante Secundario (Humectante)		16	10
Cloruro de calcio	35		20
Agua		182.5	
Cal	30		15
Densificante	902		15

5.9 Emulsión inversa (fase continua Biodiesel).

A continuación se muestra la formulación para las pruebas de laboratorio al sistema aceite/agua (80/20) con densidad de 1.50 g/cm^3 .

Tabla 15. Formulación generada para el sistema aceite/agua (80/20) con un peso de 1.50 g/cm^3 .

MATERIAL	Concentración kg/m^3	Concentración L/m^3	Tiempo de agitación (min)
Biodiesel		730	---
Controlador de filtrado	20		15
Arcilla Organofílica	20		15
Emulsificante Primario		10	10
Emulsificante Secundario (Humectante)		16	10
Cloruro de calcio	35		20
Agua		182.5	
Cal	30		15
Densificante	855.5		15

Tabla 16. Resultados de las pruebas aceite/agua (80/20) con un peso de 1.50 gr/cm³.

Propiedades	Diesel	Biodiesel
V. Marsh (s/L)	44	173
Densidad (g/cm ³)	1.49	1.52
Geles 10 (seg)/ Geles 10 min	9/10	13/15
Viscosidad Aparente (cps)	22	41
Viscosidad Plástica (cps)	15	29
Punto Cedente (lb/100ft ²)	14	22
Filtrado (ml)	13	0
Alcalinidad en el fluido (ml)	5	3.2
Exceso de Cal (kg/m ³)	18.50	11.84
Estabilidad Eléctrica (volts)	915	1344
Gasto de Nitrato de plata (ml)	2	1.9
Cloruros (ppm)	164,199	165,438
Relación Ac/Ag	79/21	76/24
% Sólidos	24	38
% Agua	16	15
% Aceite	61	47

5.10 Comportamiento de la densidad.

Los resultados experimentales mostraron una mínima variación en su valor original preparado de 1.50 g/cm³ a un valor de entre ± 0.02 , lo que puede atribuirse a errores de pesaje causado por la incertidumbre del equipo debido a la presencia de aire dentro del vaso que contenía el lodo.

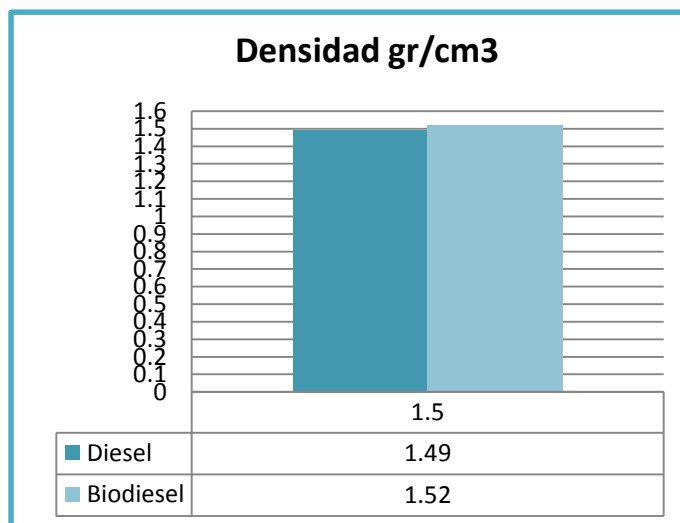


Fig. 24 Comportamiento de la densidad en emulsiones inversas 80/20 (Diesel/Biodiesel).

5.11 Propiedades reológicas.

Dentro de esta sección se discutirán los valores de las propiedades reológicas.

5.11.1 Viscosidad Marsh.

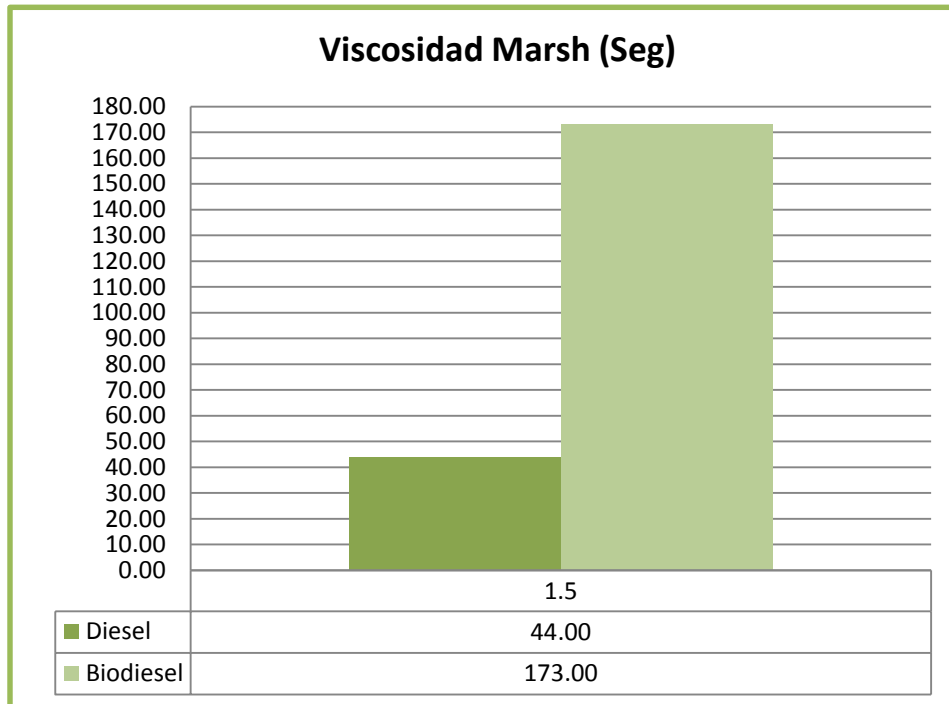


Fig. 25 Comportamiento de la viscosidad Marsh en emulsiones inversas 80/20 (Diesel/ Biodiesel).

El valor de la viscosidad Marsh del fluido con diesel presentó 44 s/L, en cambio con el biodiesel se obtuvo un valor de 173 s/L, uno de los factores que presentaron en la preparación de los dos sistemas fue que cambio radicalmente el aspecto físico para el sistema formulado con biodiesel, ya que se presentó más espeso y mas viscoso que el sistema preparado con diesel. La cantidad de aditivos para ambos fluidos fue la misma. El resultado obtenido con diesel, se considera aceptable el valor en campo, sin embargo para la prueba con biodiesel la viscosidad se considera alta para las operaciones en campo.

5.11.2 Viscosidad plástica.

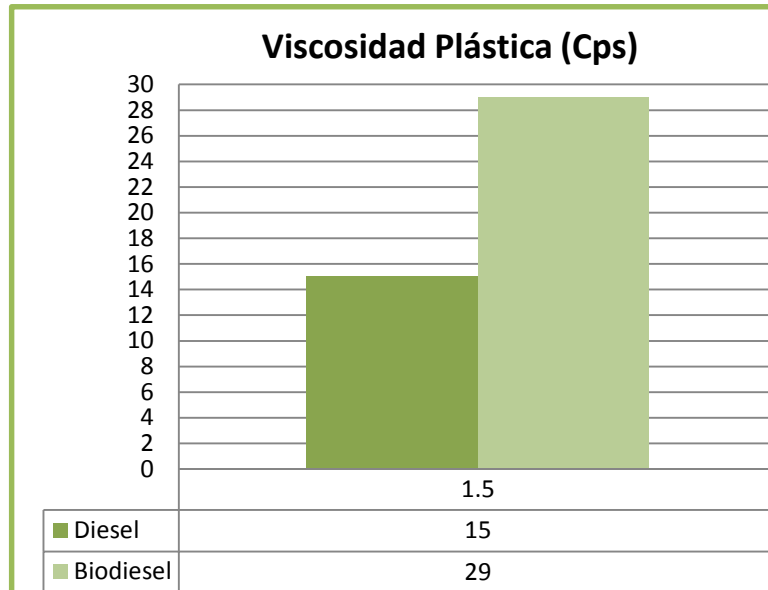


Fig. 26 Comportamiento de la viscosidad plástica en emulsiones inversas 80/20 (Diesel/ Biodiesel).

El valor de la viscosidad plástica del fluido con diesel presentó 15 centipoise, mientras con el biodiesel se vió incrementado hasta un valor de 29 centipoise, uno de los factores que pudiesen afectar en estos rangos fue la cantidad de sólidos presentes en el lodo de emulsión inversa con biodiesel, esto debido a que su composición y aspecto físico es más viscoso.

Análisis de los resultados: la viscosidad plástica obtenida con diesel, se considera aceptable el valor en campo, sin embargo para la prueba con biodiesel la viscosidad plástica se considera alta para las operaciones en campo, debido a que puede causar mala limpieza y altas presiones de bombeo.

5.11.3 Punto de Cedencia.

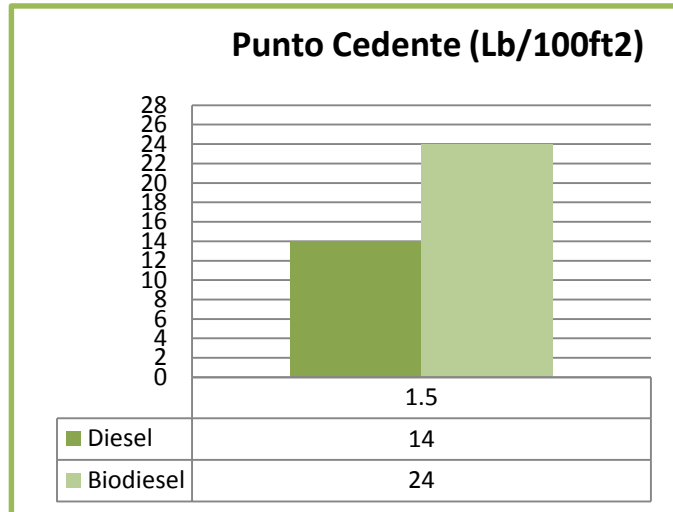


Fig. 27 Comportamiento del punto cedente en emulsiones inversas 80/20 (Diesel/ Biodiesel).

El valor del punto cedente obtenido con diesel fue de 14 lb/100 ft², en cambio se obtuvo un cedente de 24 lb/100 ft² con biodiesel. El incremento en el punto cedente puede producir la floculación y generar un retraso dentro del proceso de perforación tales como socavamiento del hoyo, atascamiento de la tubería, altas presiones en las bombas.

5.11.4 Comportamiento de la fuerza de gel.

Se presentan los valores obtenidos para el diesel de 9/10 y en biodiesel de 13/15, determinado a 10 segundos /10 minutos respectivamente.

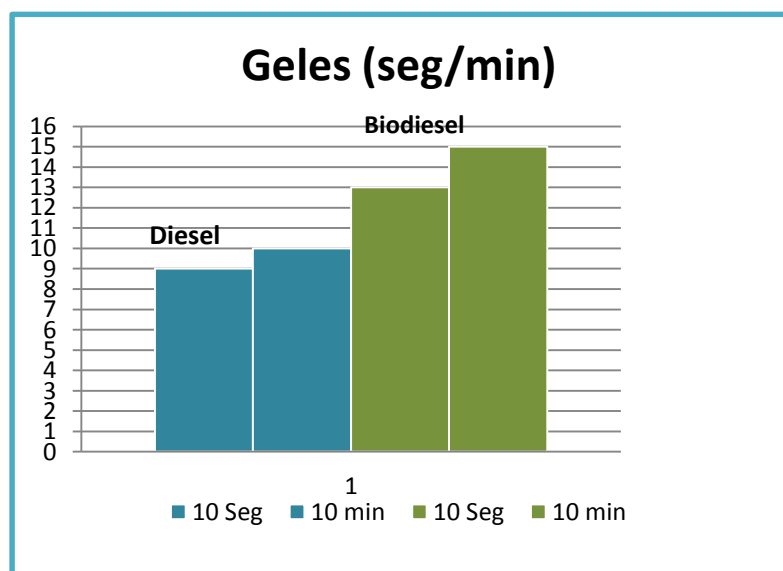


Fig. 28 Comportamiento de la resistencia de gel en emulsiones inversas 80/20 (Diesel/ Biodiesel).

Los valores de la fuerza de gel tanto para la muestra preparada con diesel y con biodiesel, se encuentran dentro de los rangos permitidos para ser usados en campo.

5.12 Comportamiento de la estabilidad eléctrica.

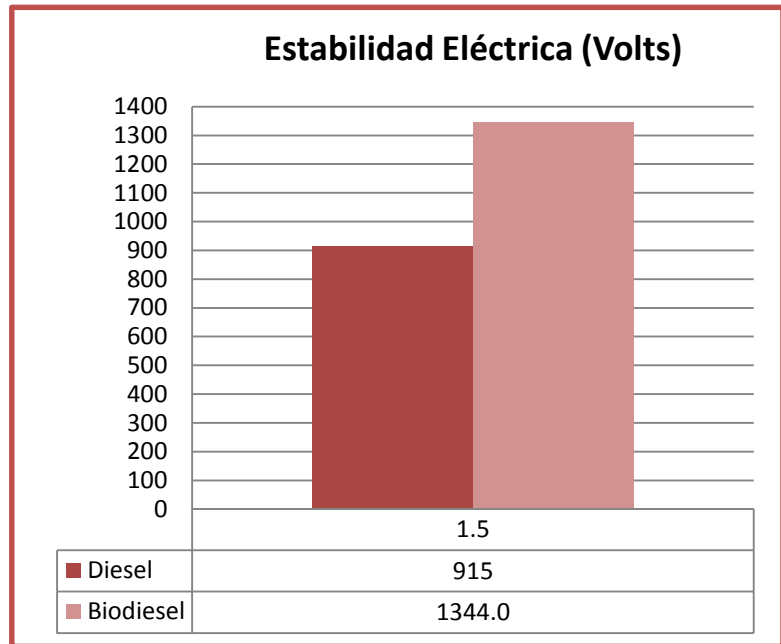


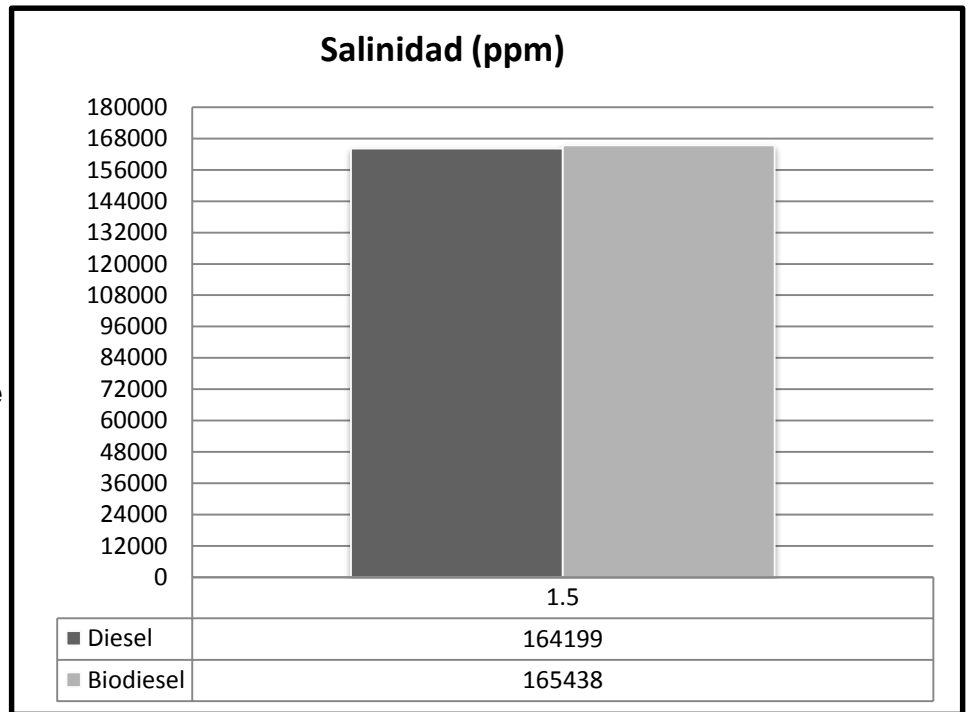
Fig. 29 Comportamiento de la estabilidad eléctrica en emulsiones inversas 80/20 (Diesel/ Biodiesel).

Los valores de la fuerza de estabilidad eléctrica para la muestra preparada con diesel y con biodiesel, se encuentran dentro de los rangos permitidos para ser usados en campo.

5.13 Comportamiento del contenido de sólidos, agua y aceite.

El contenido de sólidos presentes y determinados en ambos sistemas preparados con diesel comercial y biodiesel, muestran que el preparado con diesel presenta el porcentaje de sólidos permito en el rango para ser usado en campo, sin embargo los resultados obtenidos para la muestra preparada con biodiesel muestran resultados de 38%, muy por encima de lo requerido para su uso en campo. La discusión fue comentada en el punto 5.6.

Fig. 30 Comportamiento de salinidad en emulsiones inversas 80/20 (Diesel/ Biodiesel).

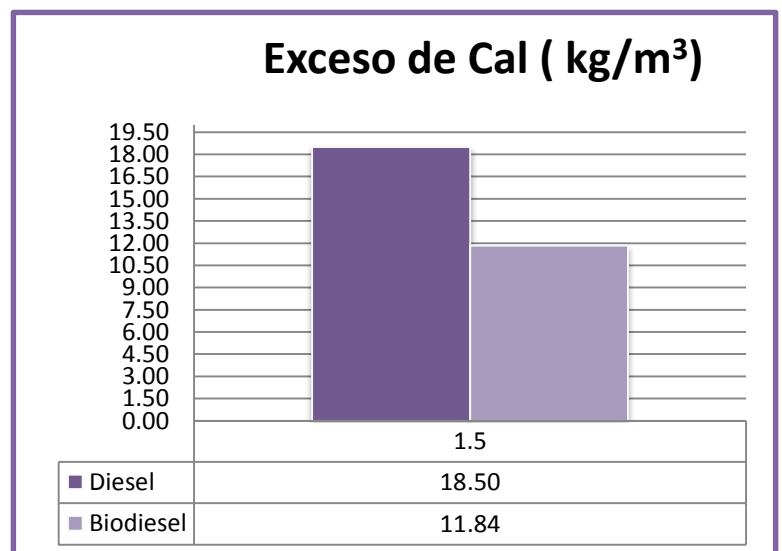


De igual forma podemos obtener el valor del exceso de cal en Kg/m^3 presentes en los sistemas, mediante los resultados (ver tabla 13) de alcalinidad mediante el análisis químico al lodo de perforación. Aplicando la siguiente ecuación:

$$\text{Exc. de cal (Kg/m}^3\text{)} = (\text{valor obtenido de alcalinidad en ml}) * 3.7$$

5.14 Comportamiento de la pérdida de filtrado.

Fig. 31 Comportamiento del exceso de cal en emulsiones inversas 80/20 (Diesel/ Biodiesel).



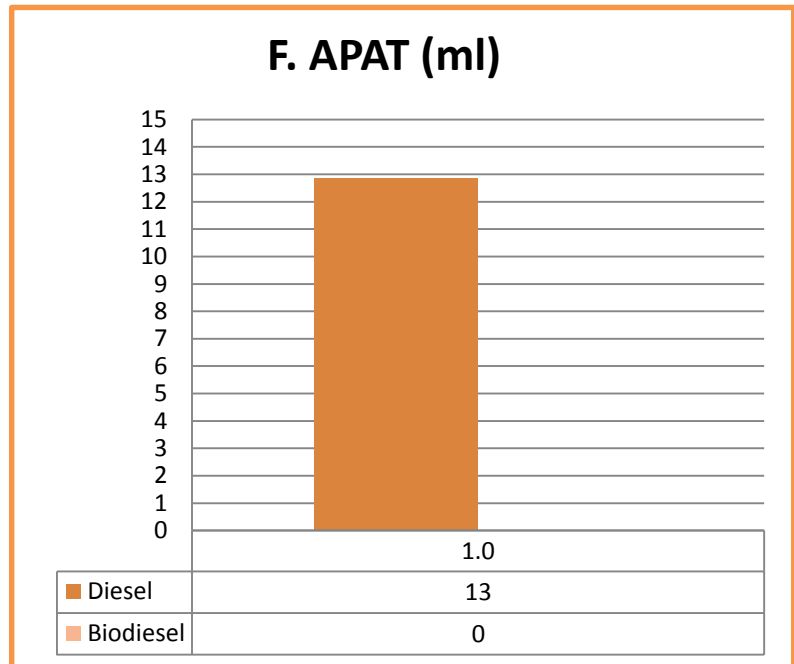


Fig. 32 Comportamiento de la pérdida de filtrado en emulsiones inversas 80/20 (Diesel/ Biodiesel).

Los valores de pérdida de filtrado únicamente se pudo obtener para el sistema preparado con diesel reportando un valor no muy lejano fuera al rango permisible en lodos de perforación base aceite, los cuales oscilan en mediciones obtenidas de < 6 ml; el resultado obtenido estuvo en 13 ml para diesel, el cual mediante la agregación del aditivo reductor de filtrado puede obtenerse dicha reducción, mientras que en biodiesel no se puede obtener un número preciso ya que el sistema no soportaba la presión y la temperatura generada en el filtro APAT, lo que se pudo observar fue la medición del enjarre una vez terminada la prueba, se obtenía un enjarre grueso y no flexible entre 1 a 1.5 cm con el sistema de biodiesel, en cambio con diesel entraban en los rangos permitido < 1 mm y que poseía un enjarre fino y flexible.

5.15 Emulsión inversa (fase continua diesel).

A continuación se muestra la formulación empleada en las pruebas de laboratorio al sistema aceite/agua (80/20) con densidad de 2.0 g/cm³.

Tabla 17. Formulación generada para el sistema aceite/agua (80/20) con un peso de 2.0 gr/cm³.

MATERIAL	Concentración kg/m ³	Concentración L/m ³	Tiempo de agitación (min)
Diesel		730	---
Controlador de filtrado	20		15
Arcilla Organofílica	20		15
Emulsificante Primario		10	10
Emulsificante Secundario (Humectante)		16	10
Cloruro de calcio	35		20
Agua		182.5	
Cal	30		15
Densificante	2062		15

5.16 Emulsión inversa (fase continua Biodiesel)

A continuación se muestra la formulación empleada en las pruebas de laboratorio al sistema aceite/agua (80/20) con densidad de 2.0 g/cm³.

Tabla 18. Formulación del sistema aceite/agua (80/20) con un peso de 2.0 gr/cm³.

MATERIAL	Concentración kg/m ³	Concentración L/m ³	Tiempo de agitación (min)
Biodiesel		730	---
Controlador de filtrado	20		15
Arcilla Organofílica	20		15
Emulsificante Primario		10	10
Emulsificante Secundario (Humectante)		16	10
Cloruro de calcio	35		20
Agua		182.5	
Cal	30		15
Densificante	2000.4		15

Tabla 19. Resultados de las pruebas aceite/agua (80/20) con un peso de 2.0 g/cm³.

Propiedades	Diesel	Biodiesel
V. Marsh (s/L)	66	296
Densidad (g/cm ³)	2	2.01
Geles 10 (lb/100ft ²)/ Geles 10 min	17/20	64/67
Viscosidad Aparente (cps)	44	121.5
Viscosidad Plástica (cps)	29	49
Punto Cedente (lb/100ft ²)	30	145
Filtrado (ml)	14	0
Alcalinidad en el fluido (ml)	4.7	4
Exceso de Cal (kg/m ³)	17.39	14.80
Estabilidad Eléctrica (volts)	1054	1358
Gasto de Nitrato de plata (ml)	1.6	1.7
Cloruros (ppm)	168,763	142,573
Relación Ac/Ag	80/20	70/30
% Sólidos	39	46
% Agua	12	16
% Aceite	48	38

5.17 Comportamiento de la densidad.

Los resultados experimentales mostraron una mínima variación para su valor original preparado de 2.0 gr/cm³ a un valor de entre ± 0.01 , lo que puede atribuirse a errores de pesaje causado por la incertidumbre del equipo debido a la presencia de aire dentro del vaso que contenía el lodo.

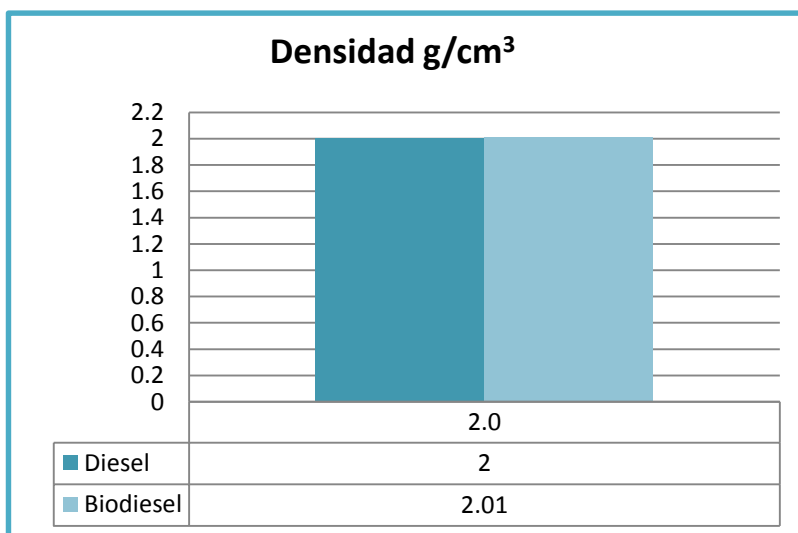


Fig. 33 Comportamiento de la densidad en emulsiones inversas 80/20 (Diesel/ Biodiesel).

5.18 Propiedades reológicas.

Dentro de esta sección se discutirán los valores de las propiedades reológicas.

5.18.1 Viscosidad Marsh.

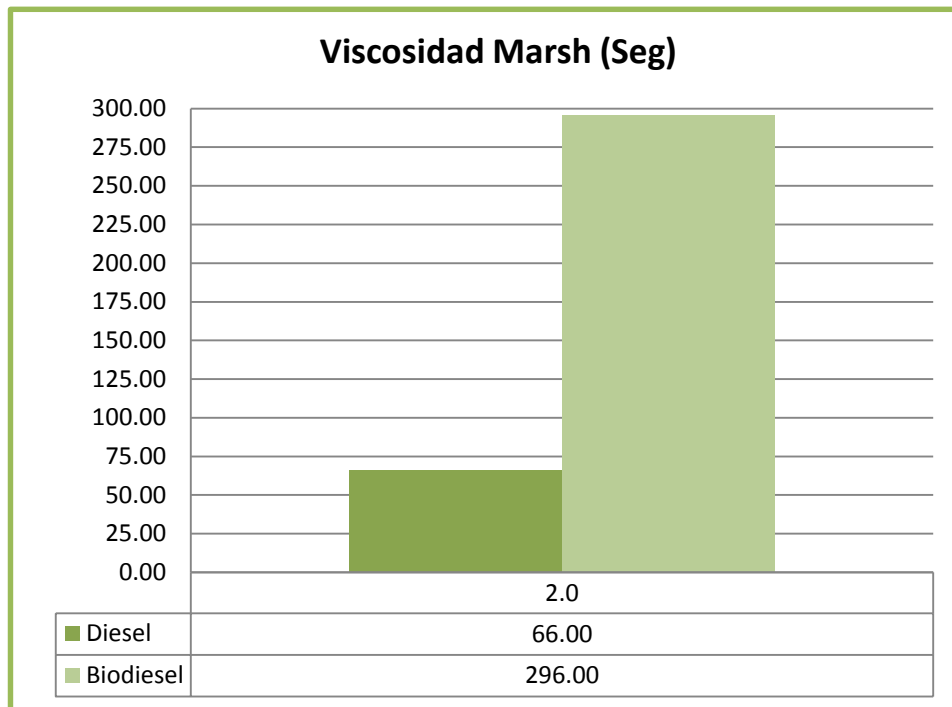


Fig. 34 Comportamiento de la viscosidad Marsh en emulsiones inversas 80/20 (Diesel/ Biodiesel).

El valor de la viscosidad Marsh del fluido con diesel presentó 66 s/L, en cambio con el biodiesel se obtuvo un valor de 296 s/L, uno de los factores que pudiesen afectar en estos rangos fue la cantidad de sólidos presentes en el lodo de emulsión inversa con biodiesel, esto debido a que su composición y aspecto físico era más viscoso. El resultado obtenido con diesel, se considera aceptable el valor en campo, sin embargo para la prueba con biodiesel la viscosidad se considera alta para las operaciones en campo.

5.18.2 Viscosidad plástica.

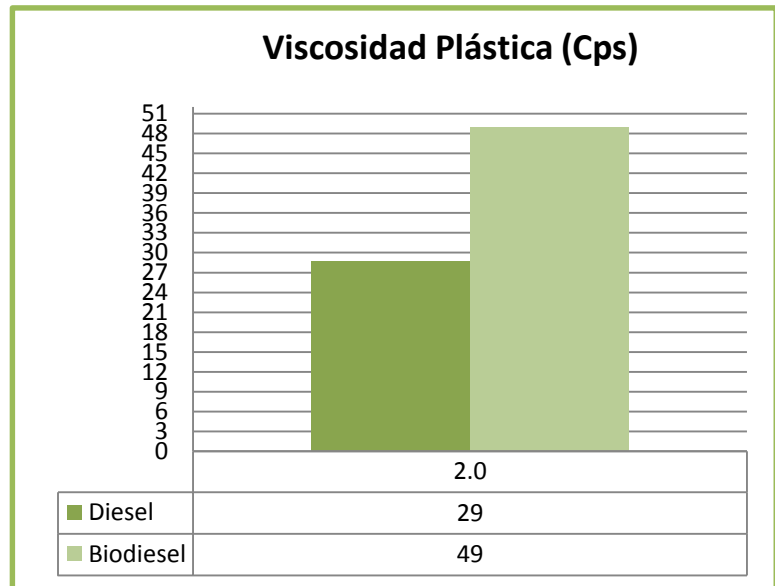


Fig. 35 Comportamiento de la viscosidad plástica en emulsiones inversas 80/20 (Diesel/ Biodiesel).

El valor de la viscosidad plástica del fluido con diesel presentó 29 centipoise, mientras con el biodiesel se vio incrementado hasta un valor de 49 centipoise, uno de los factores que pudiesen afectar en estos rangos fue la cantidad de sólidos presentes en el lodo de emulsión inversa con biodiesel, esto debido a que su composición y aspecto físico era más viscoso.

Analizando los resultados obtenidos, la viscosidad plástica obtenida con diesel, se considera aceptable el valor en campo, sin embargo para la prueba con biodiesel la viscosidad plástica se considera alta para las operaciones en campo, debido a que puede causar mala limpieza y altas presiones de bombeo.

5.18.3 Punto de Cedencia.

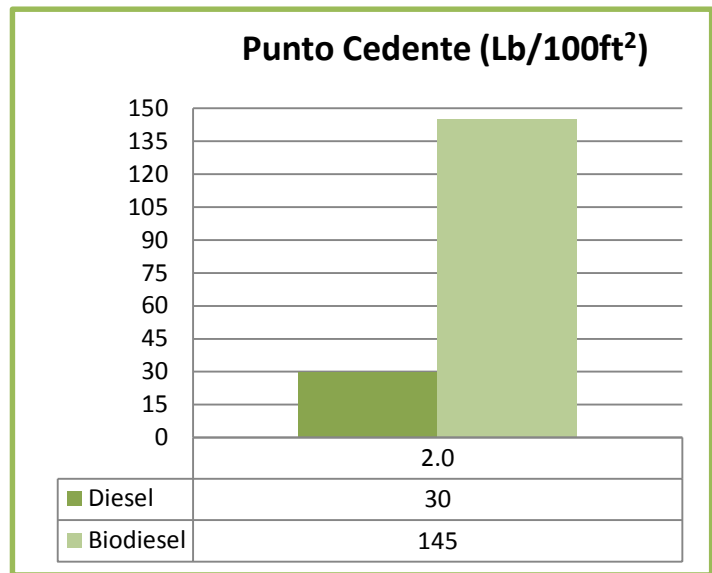


Fig. 36 Comportamiento del punto cedente en emulsiones inversas 80/20 (Diesel/ Biodiesel)

El valor del punto cedente obtenido con diesel fue de 30lb/100ft², en cambio se obtuvo un cedente de 145 lb/100ft² con biodiesel. El incremento en el punto cedente puede producir la floculación y generar un retraso dentro del proceso de perforación tales como socavamiento del hoyo, atascamiento de la tubería, altas presiones en las bombas. El punto cedente obtenido con biodiesel es demasiado alto a los valores requeridos en campo.

5.18.4 Comportamiento de la fuerza de gel.

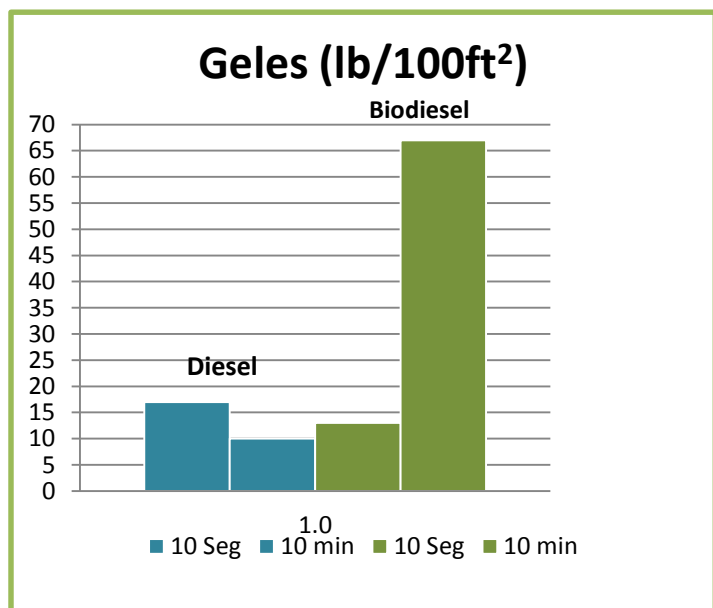


Fig. 37 Comportamiento de la resistencia de gel en emulsiones inversas 80/20 (Diesel/ Biodiesel).

Se presentan para el diesel 17/20 y en biodiesel de 64/67, determinados a 10 segundos /10 minutos respectivamente.

Los valores de la fuerza de gel se encuentran dentro del rango de geles progresivos ya que incrementan rápidamente hasta valores muy elevados a los 10 minutos y como presentan gelatinización alta, la presión requerida para recircular el fluido puede fracturar la formación y favorecer las condiciones para una arremetida (Azar, J.J.; Lummus, J.L.1986).

Los resultados obtenidos con la muestra preparada de emulsión inversa con biodiesel se encuentran demasiado altos para los valores requeridos en campo.

5.19 Comportamiento de la estabilidad eléctrica.

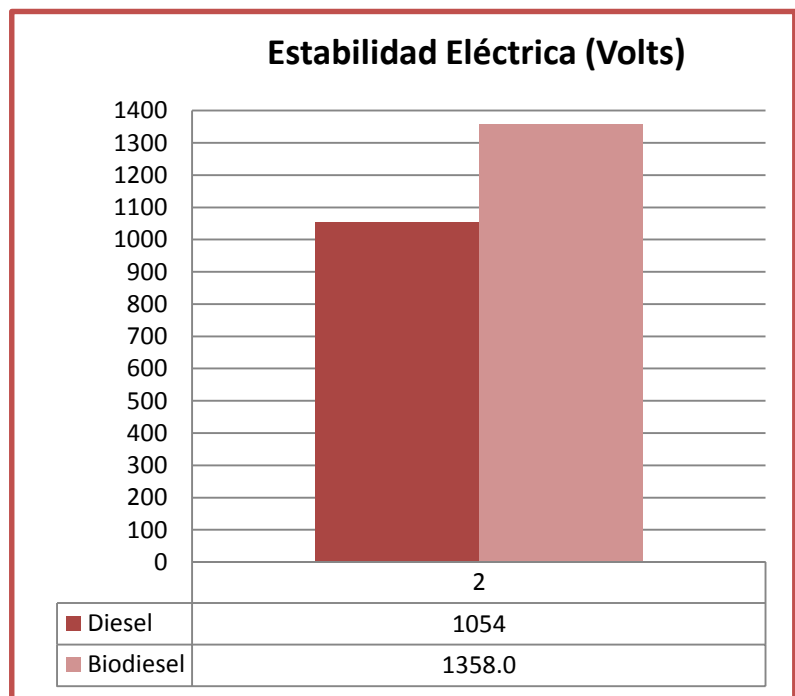


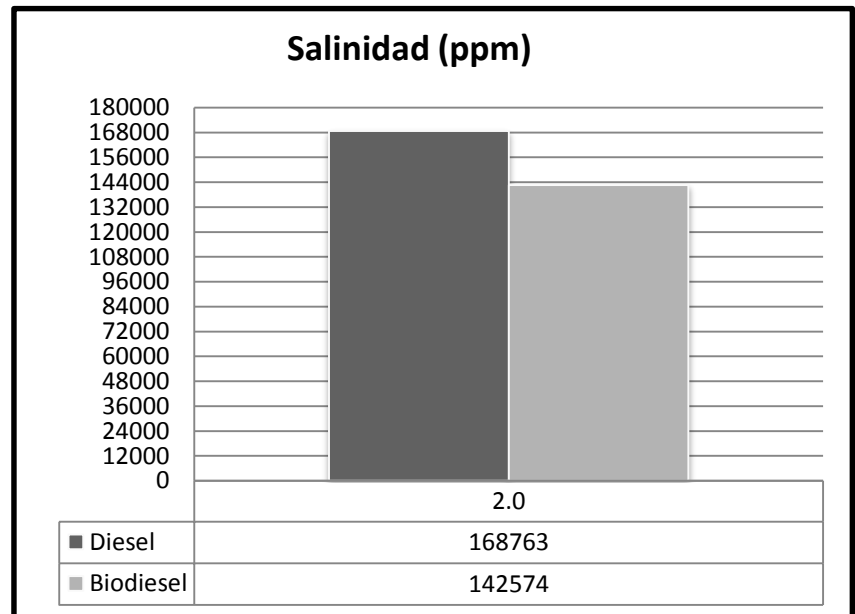
Fig. 38 Comportamiento de la estabilidad eléctrica en emulsiones inversas 80/20 (Diesel/ Biodiesel).

Los resultados entre los dos sistemas diesel/ biodiesel presentan valores permitidos.

5.20 Comportamiento del contenido de sólidos, agua y aceite.

El contenido de sólidos presentes en ambos sistemas arrojaron los valores siguientes: con diesel se obtuvieron 24%, mientras que con biodiesel se obtuvo 38%, esto puede ser enfocado tal como se comentó en el punto 5.6.

Fig. 39 Comportamiento de la salinidad en emulsiones inversas 80/20 (Diesel/ Biodiesel).



De igual forma podemos obtener el valor del exceso de cal en Kg/m^3 presentes en los sistemas, mediante los resultados (ver tabla 13) de alcalinidad mediante el análisis químico al lodo de perforación. Aplicando la siguiente ecuación:

$$\text{Exc. de cal (Kg/m}^3\text{)} = (\text{valor obtenido de alcalinidad en ml}) * 3.7$$

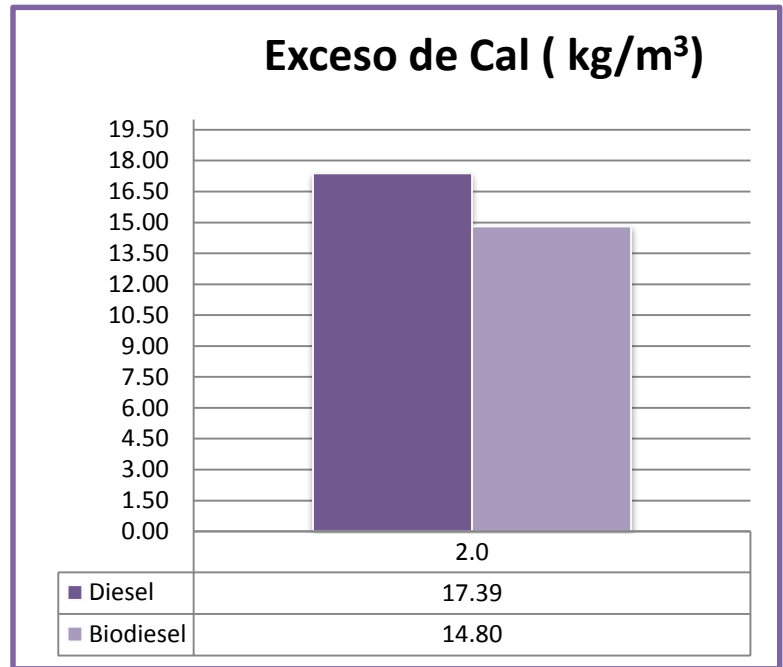


Fig. 40 Comportamiento del exceso de cal en emulsiones inversas 80/20 (Diesel/ Biodiesel).

5.21 Comportamiento de la pérdida de filtrado.

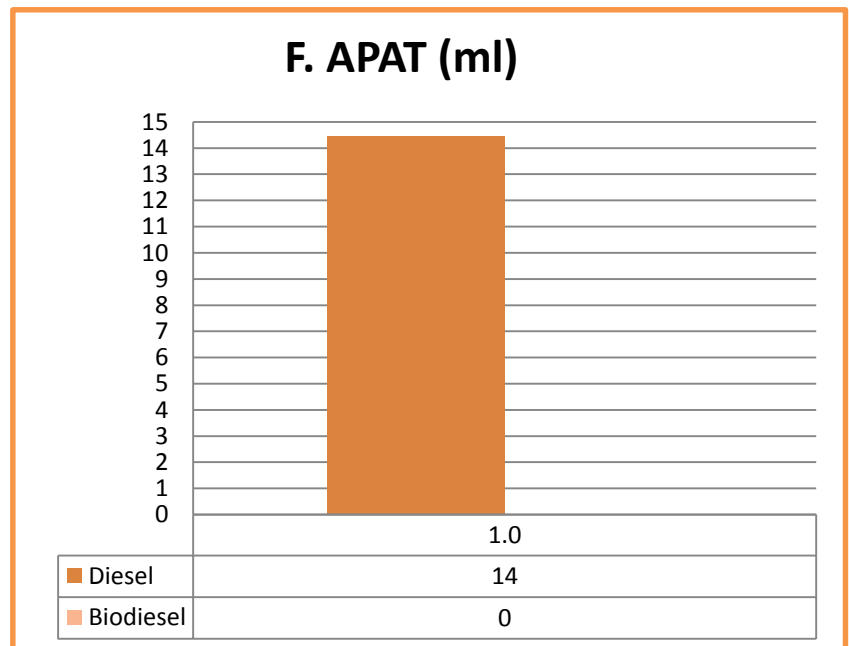


Fig. 41 Comportamiento de la pérdida de filtrado en emulsiones inversas 80/20 (Diesel/ Biodiesel).



Los valores de pérdida de filtrado únicamente se obtuvo para el sistema preparado con diesel reportando un valor de 14 ml para diesel, el cual mediante la agregación del aditivo reductor de filtrado puede obtenerse dicha reducción, mientras que en biodiesel no se puede obtener un número preciso ya que el sistema no soportaba la presión y la temperatura generada en el filtro APAT, lo que se pudo observar fue la medición del enjarre una vez terminada la prueba, se obtenía un enjarre grueso y no flexible entre 1 a 1.5 cm con el sistema de biodiesel, en cambio con diesel entraban en los rangos permitido < 1 mm y que poseía un enjarre fino y flexible

CAPÍTULO 6: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1. El sistema de fluido emulsión inversa formulado con diesel comercial (el que actualmente se utiliza en operaciones de perforación, es capaz de formular emulsiones estables en bases a los resultados obtenidos. Sin embargo con biodiesel los resultados fisicoquímicos obtenidos se observaron muy por encima de los rangos permitidos y empleados en campo en las operaciones de perforación de pozos petroleros.
2. Los sistemas formulados en diesel poseen valores operables en campo de viscosidad Marsh, viscosidad plástica y punto cedente en lodos con densidades de 1.00 g/cm^3 , 1.50 g/cm^3 , 2.00 g/cm^3 , en cambio el sistema formulado con biodiesel presenta valores operables en campo en lodos con densidad cercana a 1.0 g/cm^3 .
3. Los fluidos de perforación base aceite con biodiesel presenta baja resistencia a la temperatura y presión en el análisis del filtrado APAT, y no permiten obtener filtrado, esto generaría dificultad al momento de perforar en los pozos por la formación de enjarres gruesos y esponjosos sobre las paredes perforadas, que pueden ocasionar pegaduras.
4. Los espesores de revoque obtenidos con diesel son delgados, finos y flexibles con excelentes propiedades en lodos con densidades de 1.0 g/cm^3 , 1.5 g/cm^3 , 2.0 g/cm^3 , en cambio con biodiesel son gruesos, duros y presentan un tamaño mayor del rango permitido.
- 5.- En general los valores de reología y tixotropía que están ligados con el porcentaje de sólidos en el sistema de fluidos emulsión inversa, los resultados obtenidos para las pruebas con biodiesel se observaron muy altos valores con respecto a lo requerido en las operaciones de perforación.

Recomendaciones

- ✓ Introducir en las formulaciones el uso de modificadores reológicos y reductores de filtrado que permitan disminuir las propiedades tixotrópicas y la pérdida de filtrado.
- ✓ Realizar pruebas a otras densidades y ver el comportamiento de sus propiedades.
- ✓ Evaluar el sistema formulado con biodiesel a temperaturas y presiones menores que permitan soportar el análisis del filtrado APAT.
- ✓ Efectuar pruebas de laboratorio, haciendo combinaciones en porcentaje volumen con diesel comercial y biodiesel, variando los porcentajes volumétricos hasta observar que las propiedades físico químicas obtenidas se encuentran dentro del rango operable para los trabajos de perforación en campo.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.

- ✓ Manual MI.
- ✓ Manual para procedimientos de campo en fluidos de perforación Q´max.
- ✓ AZAR, J. J.; LUMMUS, J. L., Drilling Fluids Optimization A Practical Field, Approach. Peenn Well Books. Tulsa, Oklahoma. (1986).
- ✓ CHENEVERT, G., Fluidos de Perforación y Problemas Asociados en el Hoyo, CEPET, Maracaibo, Venezuela. (1993).
- ✓ Guía Para el Manejo Seguro de Lodos Base Aceite, M-I Drilling Fluids, Departamento de Calidad, (1998).
- ✓ GRAY R., George, Darley H., Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids., Gulf Publishing Company., fifth edition. (1998).
- ✓ MORRISON, R. y BOYD, R. Química Orgánica. Boston. Editorial Addison –Wesley Iberoamericana, Quinta Edición, (1987).
- ✓ PRIETO, Alí., Tecnología Aplicada a los Fluidos de Perforación., CEPET., Maracaibo, Venezuela, (1993).
- ✓ SALAGER, J., Formulación, Composición y Fabricación de Emulsiones para Obtener las Propiedades Deseadas. Estado del Arte., FIRP 747-B, Universidad de los Andes., Mérida, Venezuela, (1999).
- ✓ SALAGER, J., Uso de los Surfactantes en la Industria Petrolera., FIRP-350. Universidad de los Andes., Mérida, Venezuela, (1998).



- ✓ SALAS, G. Curso de Perforación. Tomo I. Universidad del Zulia. Maracaibo, Venezuela. (1961).

- ✓ SILVA, L., Seminario sobre Lodos Emulsión Inversa Invermul/EZ – mul, Baroid de Venezuela, S.A. Gerencia Técnica, Caracas, Octubre de 1989. VENNARD, J. Y STREET, R., Elementos de Mecánica de Fluidos., Compañía, Editorial Continental. México. (1979).

- ✓ ZORRILLA, G., “Análisis y Evaluación de las Características Reológicas, Físicas y Químicas del Aceite Vegetal FE-22”. Trabajo de Ascenso., UCV., (1999).

Anexo 1. Glosario de términos (En orden alfabético).

Ácido graso: Con este nombre se conocen en general, los ácidos monocarboxílicos de la serie alifática, en particular aquellos que forman parte de los lípidos.

Aglomerado: Conjunto de partículas que se adhieren unas con otras.

Amina: Compuestos orgánicos nitrogenados obtenidos del amoníaco por sustitución de uno o más átomos de hidrógeno por radicales alquílicos o arílicos.

Arcilla: Es un suelo o roca sedimentaria constituida por agregados de silicatos de aluminio hidratados.

Barita: Es un mineral no metálico cuya fórmula química es BaSO_4 .

Biocombustible: Es una mezcla de sustancias orgánicas que se utiliza como combustible en los motores de combustión interna. Deriva de la biomasa, materia orgánica originada en un proceso biológico, espontáneo o provocado, utilizable como fuente de energía.

Coloide: Según la publicación A.P.I. es toda partícula cuyo tamaño es menor de 2micrones.

Coalescencia: Proceso por el que las partículas pequeñas se combinan para formar partículas más grandes.

Consistencia: Resistencia de un fluido a la deformación. Para fluidos simples newtonianos la consistencia es idéntica a la viscosidad, para fluidos complejos o no newtonianos, idéntica con la viscosidad aparente.

Dispersión: Mezcla física frecuentemente temporal, de dos fases insolubles.

Dolomita: Es un mineral compuesto de carbonato de calcio y magnesio $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$.

Emulsión: Mezcla líquida heterogénea, básicamente permanente, de dos líquidos que normalmente no se disuelven el uno en el otro, pero que son mantenidos en suspensión, el uno en el otro, por agitación mecánica o más frecuentemente, mediante la adición de sustancias conocidas como emulsivos.

Ester: Compuesto que está formado por la sustitución del hidrógeno de un ácido por un radical alcohólico.

Estratos: Cada una de las capas en que se presentan divididos los sedimentos, las rocas sedimentarias, las rocas piroclásticas y las rocas metamórficas cuando esas capas se deben al proceso de sedimentación.

Floculación: Asociación de partículas sin gran cohesión, en grupos ligeramente ligados; asociación no-paralela de plaquetas de arcilla. En suspensiones concentradas, tal como es el caso de los lodos, la floculación da por resultado la gelificación.

Fluido: Sustancia que no puede sostener fuerzas de cizalladura cuando se encuentra en equilibrio estático tiene la capacidad de tomar la forma del recipiente que los contiene.

Fluido Newtoniano: Es el fluido básico y más simple desde el punto de vista de la viscosidad, en el cual la fuerza de corte es directamente proporcional a la velocidad de corte. Estos fluidos empiezan a moverse inmediatamente cuando se aplica una presión o fuerza por encima de cero.

Fluido No Newtoniano: Es aquel fluido donde la fuerza de corte no es directamente proporcional a la velocidad de corte.

Gel: Sistema semisólido que consta de un sólido mantenido en un líquido; una forma más sólida que una solución.

Gravedad Específica: Es la relación entre su densidad y la densidad de un fluido de referencia, ambos a la misma temperatura, las gravedades específicas son números adimensionales.

Hematita: Es un mineral compuesto de óxido férrico, cuya fórmula es Fe_2O_3 .

Hidrocarburo: Compuesto orgánico formado únicamente por átomos de carbono e hidrogeno.

Lipofílico: Molécula que tiene afinidad con el aceite.

Litología: Es la parte de la geología que estudia a las rocas, especialmente de su tamaño de grano, del tamaño de las partículas y de sus características físicas y químicas.

Lutita: Es una roca sedimentaria detrítica, integrada por detritos clásticos constituidos por partículas de los tamaños de la arcilla y del limo.

Polímero: Sustancia formada por la unión de dos o más moléculas de la misma clase, ligadas por sus extremos para formar otro compuesto que tiene los mismos elementos en la misma proporción que la sustancia original, pero con un peso molecular más elevado y con diferentes propiedades químicas.

Presión Osmótica: Presión ejercida por una sustancia disuelta en virtud del movimiento de sus moléculas. Puede medirse por la presión que debe aplicarse a la solución para evitar en ella la ósmosis.

Punto de Anilina: La menor temperatura en que los volúmenes iguales de anilina recién destilada y el petróleo que se están probando es completamente miscible. Este ensayo da una indicación del tipo de petróleo en cuestión (parafínico, naftico). El punto de anilina de los crudos y sus derivados, indica el efecto dañino que ellos ejercen sobre el medioambiente. Mientras más bajo sea el punto de anilina, más serio es generalmente el efecto del petróleo sobre el medio ambiente.

Reología: Estudio de deformación y flujo de materia.

Revoque: Sólidos suspendidos que se depositan sobre un medio poroso durante el pase de la parte fluida del lodo hacia la formación.

Solvatación: Adsorción de las moléculas de un líquido dispersante por partículas dispersas.

Surfactante: Material que tiende a concentrarse en la interfase. Se emplea en lodos para controlar el grado de emulsificación, la humectación.

Tensión Superficial: Fuerza que actúa en la interfase entre un líquido y su propio vapor y que tiende a mantener el área de esa superficie en un mínimo.

Tixotropía: Capacidad de un fluido para desarrollar resistencia de gel con el tiempo.

Propiedad de un fluido que hace que adquiere una estructura de gel rígido o semi-rígido si se deja en reposo, pero se convierte nuevamente en fluido por agitación mecánica. Este cambio es reversible.

Torsión: Medida de la fuerza que se aplica a un eje para hacerlo rotar. En un equipo rotatorio se aplica especialmente a la rotación de la tubería de perforación en su acción contra la pared del pozo.

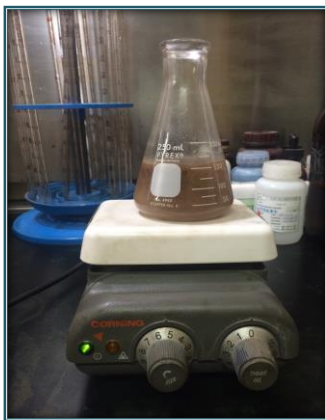
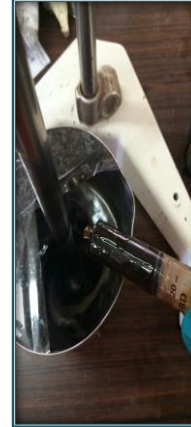
Velocidad de Corte: Tasa o velocidad con que una acción, resultante de fuerzas aplicadas, determina o tiende a determinar que dos partes adyacentes de un cuerpo se deslicen una con respecto a la otra en una dirección paralela a su plano de contacto.

Yacimiento: Es una formación en la que está presente una concentración estadísticamente anómala de minerales (depósitos minerales) presentes en la corteza terrestre o litosfera.

ANEXO 2. Evidencias fotográficas.



FORMULACIÓN Y PROCEDIMIENTOS DE CAMPO PARA FLUIDOS DE PERFORACIÓN



ANEXO 3. Cronograma de actividades.


INSTITUTO TECNOLÓGICO DE TUXTLA GUTIÉRREZ
SUBDIRECCIÓN ACADÉMICA
DEPARTAMENTO DE CIENCIAS ECONÓMICO-ADMINISTRATIVAS
SEGUIMIENTO DE PROYECTO DE RESIDENCIA PROFESIONAL

ALUMNO: Fernando Ángel Claudio Ruiz NÚM. DE CONTROL: 10070657

NOMBRE DEL PROYECTO: Estudio de la factibilidad del uso del biocombustible en el sector agrícola como base comercial en función de la valoración de mercado EMPRESA: OMAX Suelo S.A de C.V

ASESOR EXTERNO: Ing. Ornela de los Angeles Ramirez ASESOR INTERNO: M.E.Q. Juan José Solís Zavala

PERIODO DE REALIZACIÓN: Agosto - Diciembre de 2014

ACTIVIDAD	SEMANAS																
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	
Industria en OMAX México	P	A															
Revisión bibliográfica y recopilación de fuentes de información del mercado de biocombustibles	P	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	
Pruebas analíticas con el biocombustible de forma regular en función de la valoración	P					A	A	A	A								
Gestión de resultados y planes	P											A	A	A			
Redacción del informe técnico de factibilidad	P														A	A	
REVISACIONES						A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	
El reporte final 17 y 18 de diciembre del 2014																	
ENTREVISTA DE REPORTES	Director					1er. Informe 22 y 23 de noviembre				2do. Informe 20 y 21 de octubre				3er. Informe 20 y 21 de noviembre			
	Jefe de Área																
	Jefe de Área																

Rev. 1