



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

**FACTIBILIDAD DE USO DE LOS ACEITES NATURALES DE
TÁRTAGO (*Euphorbia lathyris*), PALMA ACEITERA (*Elaeis
guineensis*) Y SOYA (*Glycine max*) COMO FLUIDOS DE
PERFORACIÓN BASE ACEITE**

Trabajo presentado por:

MSc. Ing. Rubén Vega

Como requisito parcial para ascender a la Categoría Agregado

Noviembre 2011

ÍNDICE

LISTA DE FIGURAS	v
LISTA DE TABLAS	vi
LISTA DE GRÁFICAS	viii
RESUMEN.....	ix
INTRODUCCIÓN.....	1
CAPÍTULO I.....	3
EL PROBLEMA.....	3
1.1 CONTEXTUALIZACIÓN DEL PROBLEMA	3
1.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN	5
1.1.2 Objetivo general	5
1.2.2 Objetivos específicos	5
CAPÍTULO II.....	6
MARCO TEÓRICO	6
2.1 FLUIDO DE PERFORACIÓN	6
2.2 FUNCIONES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN.....	6
2.3 CLASIFICACIÓN DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN	8
2.3.1 Fluidos base agua.....	9
2.3.2 Fluidos neumáticos	10
2.3.3 Fluidos base aceite	11
2.3.3.1 Fluido 100% aceite:.....	11
2.3.3.2 Emulsiones inversas:	12
2.4 COMPOSICIÓN DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN.....	14
2.4.1 Fase líquida.....	14
2.4.2 Fase sólida.....	15
2.5 PROPIEDADES DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN BASE ACEITE ...	16
2.5.1 Densidad	17
2.5.2 Viscosidad de embudo.....	17
2.5.3 Viscosidad plástica.....	17
2.5.4 Punto cedente	18
2.5.5 Resistencia de gel.....	18
2.5.6 Lecturas a 6 / 3 rpm	19
2.5.7 Alcalinidad.....	19
2.5.8 Filtrado APAT (alta presión- alta temperatura).....	19
2.5.9 Estabilidad eléctrica	20
2.5.10 Análisis de retorta.....	20
2.6 FACTORES DE FORMULACIÓN DE UN FLUIDO DE PERFORACIÓN	21
2.7 ADITIVOS QUÍMICOS DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN.....	21
2.7.1 Agentes densificantes	22

2.7.3 Agentes viscosificantes	22
2.7.4 Agentes de control reológico	22
2.7.5 Agentes de control de alcalinidad	22
2.7.4 Agentes para control de filtrado	23
2.7.5 Agentes estabilizadores de lutitas.....	23
2.7.6 Agentes para control de pérdida de circulación	23
2.8 ACEITE MINERAL VASSA.....	23
2.9 ACEITE NATURAL DE PALMA ACEITERA (<i>Elais guineensis</i>).....	24
2.10 Aceite natural de Soya (<i>Glycine max</i>)	24
2.11 ACEITE DE TÁRTAGO (<i>Euphorbia lathyris</i>)	25
2.12 BIODIESEL.....	25
2.12.1 Propiedades del biodiesel	26
2.12.2 Reacciones de síntesis del biodiesel.....	26
2.13 EL SUELO	27
2.13.1 Contaminación del suelo	27
2.13.2 Propiedades del suelo.....	29
2.14 BASES LEGALES	30
2.14.1 Ley Orgánica del ambiente	30
2.14.2 Ley Penal del Ambiente	30
2.14.3 Decreto 2635.....	31
2.15 DEFINICIÓN DE TÉRMINOS BÁSICOS	35
CAPÍTULO III.....	38
MARCO METODOLÓGICO.....	38
3.1. TIPO DE INVESTIGACIÓN	38
3.2 NIVEL DE LA INVESTIGACIÓN.....	38
3.3 POBLACIÓN Y MUESTRA.....	39
3.4 PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO.....	40
3.4.1 Explicación de las propiedades reológicas y físicas de los fluidos en estudio.....	40
3.4.2 Conocimiento del impacto de los fluidos sobre suelo basado en el Decreto 2.635 y sobre el pasto guinea sembrado en suelos contaminados.....	41
3.4.3 Comparación de los costos asociados a la formulación de los fluidos 100% naturales (Tártago, Palma y Soya) y un fluido 100% aceite mineral (Vassa)	41
3.5 TÉCNICAS E INSTRUMENTOS DE LA INVESTIGACIÓN	42
3.5.1 Revisión bibliográfica	42
3.5.2 Análisis de contenido	42
CAPÍTULO IV	43
ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	43
4.1 EXPLICACIÓN DE LAS PROPIEDADES REOLÓGICAS Y FÍSICAS DE LOS FLUIDOS EN ESTUDIO.....	43

4.2 CONOCIMIENTO DEL IMPACTO DE LOS FLUIDOS SOBRE SUELO BASADO EN EL DECRETO 2.635 Y SOBRE EL PASTO GUINEA SEMBRADO EN SUELOS CONTAMINADOS	60
4.3 COMPARACIÓN DE LOS COSTOS ASOCIADOS A LA FORMULACIÓN DE LOS FLUIDOS 100% NATURALES (TÁRTAGO, PALMA Y SOYA) Y UN FLUIDO 100% ACEITE MINERAL (VASSA)	73
CAPÍTULO V	76
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	76
5.1 CONCLUSIONES.....	76
5.2 RECOMENDACIONES	77
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	78
HOJAS METADATOS.....	83



LISTA DE FIGURAS

	pp.
Figura 2.1. Clasificación de los fluidos de perforación.....	9
Figura 2.2. Clasificación de la fase sólida dentro de los fluidos de perforación.	15
Figura 2.3. Proceso químico de transesterificación.	26

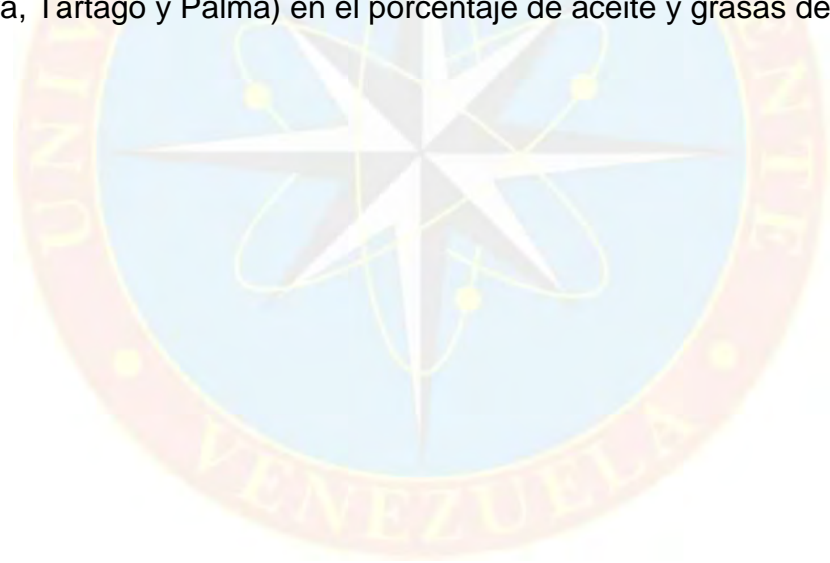


LISTA DE TABLAS

pp.

Tabla 2.1. Límites de la mezcla suelo/desecho con fines de confinamiento en el suelo.	33
Tabla 2.2. Límites de la mezcla suelo/desecho con fines de esparcimiento en el suelo.	34
Tabla 3.1. Rangos operacionales establecidos para las propiedades.	40
Tabla 4.1. Formulación seleccionada para los sistemas Tártago, Palma, Soya y Vassa a una densidad 10 lb/gal.	44
Tabla 4.2. Resultados de la comparación de los sistemas 100% naturales Tártago, Palma y Soya. En base a la Viscosidad plástica.	45
Tabla 4.3. Estudio estadístico de Kruska y Wallis para la viscosidad plástica.	46
Tabla 4.4. Estudio de comparación múltiple de la viscosidad plástica del fluido Vassa con respecto a los otros fluidos.	47
Tabla 4.5 Resultados de la comparación de los sistemas 100% naturales Tártago, Palma, Soya y Vassa a densidad 10 lpg. En base al punto cedente.	47
Tabla 4.6. Estudio estadístico de Kruska y Wallis para el punto cedente.	48
Tabla 4.6. Estudio de comparación múltiple del punto cedente del fluido Vassa con respecto a los otros fluidos. (Cont)	49
Tabla 4.7. Resultados de la comparación de los sistemas 100% naturales tártago, palma y soya a una densidad de 10 lpg. En base al esfuerzo gel a los 10 s, 10 min y 30 min.	49
Tabla 4.8. Estudio estadístico de Kruska y Wallis para el esfuerzo de gel. ..	51
Tabla 4.9. Estudio de comparación múltiple del esfuerzo de gel del fluido Vassa con respecto a los otros fluidos	51
Tabla 4.9. Estudio de comparación múltiple del esfuerzo de gel del fluido Vassa con respecto a los otros fluidos. (Cont).	52
Tabla 4.10. Propiedades físicas-químicas de los sistemas palma, soya a densidad de 10 lpg.	52
Tabla 4.10. Propiedades físicas-químicas de los sistemas palma, soya a densidad de 10 lpg. (Cont.)	53
Tabla 4.11. Estudio estadístico de Kruska y Wallis para el filtrado.	54
Tabla 4.12. Estudio de comparación múltiple del filtrado del fluido Vassa con respecto a los otros fluidos.	54
Tabla 4.13. Estudio estadístico de Kruska y Wallis para la alcalinidad.	55
Tabla 4.14. Estudio de comparación múltiple de la Alcalinidad del fluido Vassa con respecto a los otros fluidos.	56

Tabla 4.15 Estudio estadístico de Kruska y Wallis para la estabilidad eléctrica.	57
Tabla 4.16 Estudio de comparación múltiple de la estabilidad eléctrica del fluido Vassa con respecto a los otros fluidos.....	57
Tabla 4.17. Estudio estadístico de Kruska y Wallis para el porcentaje de agua, sólidos y aceite.	59
Tabla 4.18. Estudio de comparación múltiple de porcentaje del porcentaje de agua, sólidos y aceite del fluido Vassa con respecto a los otros fluidos...	59
Tabla 4.19. Propiedades químicas de la muestras del suelo testigo.	61
Tabla 4.20. Efecto de las dosis de fluidos de perforación base aceite (Vassa, soya, ricino y palma) en el pH del suelo.	61
Tabla 4.31. Efecto de las dosis de fluidos de perforación base aceite (Vassa, soya, ricino y palma) en la conductividad eléctrica del suelo.....	63
Tabla 4.42. Efecto de las dosis de fluidos de perforación base aceite (Vassa, Soya, Tártago y Palma) en el aluminio intercambiable del suelo.....	64
Tabla 4.53. Efecto de las dosis de fluidos de perforación base aceite (Vassa, Soya, Tártago y Palma) en el porcentaje de aceite y grasas del suelo. ...	65



LISTA DE GRÁFICAS

pp.

Gráfica 4.1. Valores de viscosidad plástica de los fluidos.....	45
Gráfica 4.2. Valores modales de punto cedente de los fluidos en estudio....	48
Gráfica 4.3. Valores modales de esfuerzo de gel; 10 s, 10 min y 30 min de los fluidos.....	50
Gráfica 4.4. Valores modales de filtrado de los fluidos.	53
Gráfica 4.5. Valores modales de alcalinidad de los fluidos.	55
Gráfica 4.6. Valores modales de estabilidad eléctrica de los fluidos.....	57
Gráfica 4.7. Valores modales de porcentaje de aceite, sólidos y agua de los fluidos.	58
Gráfica 4.8. Variación de pH del suelo de acuerdo a la relación fluido suelo.	62
Gráfica 4.9. Variación de conductividad eléctrica del suelo de acuerdo a la relación fluido suelo.	63
Gráfica 4.10. Variación del aluminio intercambiable del suelo de acuerdo a la relación fluido suelo.	64
Gráfica 4.11. Variación del porcentaje de aceite y grasa del suelo de acuerdo a la relación fluido suelo.	66
Gráfica 4.12. Porcentaje de germinación de las plantas de cada maceta respecto al número de semillas sembradas en cada una.....	67
Gráfica 4.13. Variación de la altura del pasto en el tiempo para el fluido Tártago de acuerdo a la relación fluido suelo.	68
Gráfica 4.13. Variación de la altura del pasto en el tiempo para el fluido Tártago de acuerdo a la relación fluido suelo.	69
Gráfica 4.14. Variación de la altura del pasto en el tiempo para el fluido soya de acuerdo a la relación fluido suelo.	69
Gráfica 4.15. Variación del diámetro del cuello del pasto en el tiempo para el fluido palma de acuerdo a la relación fluido suelo.	70
Gráfica 4.16. Variación del diámetro del cuello del pasto en el tiempo para el fluido Tártago de acuerdo a la relación fluido suelo.....	70
Gráfica 4.17. Variación del diámetro del cuello del pasto en el tiempo para el fluido Soya de acuerdo a la relación fluido suelo.....	71
Gráfica 4.18. Variación del número de hojas del pasto en el tiempo para el fluido Palma de acuerdo a la relación fluido suelo.....	71
Gráfica 4.19. Variación del número de hojas del pasto en el tiempo para el fluido Tártago de acuerdo a la relación fluido suelo.....	72
Gráfica 4.20. Variación del número de hojas del pasto en el tiempo para el fluido Soya de acuerdo a la relación fluido suelo.....	72
Gráfica 4.21. Costo por barril de los fluidos.	74
Gráfica 4.22. Costo por unidad de los fluidos.	75

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

**FACTIBILIDAD DE USO DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN BASE
ACEITES NATURALES TÁRTAGO (*Euphorbia lathyris*), PALMA
ACEITERA (*Elaeis guineensis*) Y SOYA (*Glycine max*).**

Autor: MSc. Ing. Rubén Vega

Noviembre de 2012

RESUMEN

En Venezuela, se ha empleado en perforaciones costa afuera aceites vegetales biodegradables que reducen la contaminación al medio ambiente, tal es el caso del aceite vegetal de palma *Green Oil*®. En tal sentido, el presente trabajo pretende demostrar la factibilidad de uso desde el punto de vista técnico, ambiental y económico de los fluidos base de aceites naturales de Tártago (*Euphorbia lathyris*), Palma Aceitera (*Elaeis guineensis*) y Soya (*Glycine max*) desarrollados en la Escuela de Ingeniería de Petróleo, Núcleo de Monagas, pero en perforaciones en tierra. En tal sentido, quedó demostrado que todos los fluidos naturales en estudio cumplieron con los valores establecidos de laboratorio de las propiedades reológicas, al aplicar la prueba de Kruskal y Wallis, no hubo diferencias significativas con respecto al fluido Vassa en la mayoría de las propiedades en estudio. En referencia al impacto ambiental se observó que las propiedades analizadas cumplieron con el decreto 2635, y permitieron el crecimiento de pasto guinea. Y al obtener los costos de los fluidos de perforación los sistemas 100% naturales (Tártago, Soya y Palma) de mostraron ser más económicos que el sistema 100% mineral (Vassa). De acuerdo a los resultados se tuvo que es factible la formulación de fluidos de perforación base aceite natural para ser empleados en pozos en tierra.

Palabras claves: fluido de perforación, fase continua, pruebas reológicas

INTRODUCCIÓN

Anteriormente, el fluido utilizado para perforar pozos de petróleo estaba compuesto por agua y los minerales que aportaban las formaciones atravesadas, los mismos se realizaban sin control de ningún tipo, debido a la ausencia de equipos para observar su comportamiento. No obstante, a partir del año 1959 se comenzaron a emplear los fluidos base aceite, debido a la necesidad de minimizar el daño a las formaciones y de esta manera conseguir una mejor explotación de los yacimientos.

En tal sentido, los fluidos de perforación base aceite se utilizan principalmente en pozos profundos (mayor a 8000 pies) con altas presiones y altas temperaturas, estos fluidos representan grandes costos en las operaciones de perforación, siendo éste uno de los puntos críticos que lleva a diseñar fluidos de perforación para lograr un equilibrio entre las operaciones de perforación, costos y conservación ambiental (Álvarez 2002).

Inicialmente, era el diesel el aceite utilizado como base para la formulación de fluidos. Sin embargo, estos representan numerosos riesgos para la salud y el ambiente, debido al elevado contenido de hidrocarburos aromáticos que posee. Por esta razón, a principios de la década de los noventa, se hicieron esfuerzos por reducir el impacto sobre el medio ambiente de los fluidos base diesel, mediante la sustitución de éstos por otros fluidos a base de aceites menos tóxicos y más biodegradables, por este motivo surgen fluidos a base aceite sintético y a base aceite mineral. (Rosas 2005).

En las últimas décadas se han enfocado investigaciones con aceites vegetales que son biodegradables y reducen la contaminación al

medioambiente (Benavides *et al* 2011). La Escuela de Ingeniería de Petróleo, Núcleo de Monagas no escapa a esta realidad y a través de una línea de investigación del autor del presente trabajo, ha desarrollado un representativo número de estudios sobre el uso de aceites naturales como fase continua, a partir de aceites esterificados de ellos.

Los aceites esterificados de origen vegetal, son especialmente recomendado en ecosistemas altamente sensibles, tales como pantanos y en actividades costa afuera, por ser no tóxicos y biodegradables aeróbica y anaeróticamente (Schlumberger 2005). En este sentido se conoce que, el aceite vegetal de palma Green Oil® posee la misma efectividad operativa que los fluidos de perforación formulados a base de aceite mineral (diesel), pero con respecto a la biodegradabilidad, Green Oil® posee serias ventajas sobre el fluido de perforación a base (Diesel). Además no es tóxico ni en columnas de agua ni en sedimentos, a diferencia del aceite mineral Diesel (Rosas 2005).

De acuerdo a lo descrito, el presente trabajo tuvo como propósito demostrar la factibilidad de uso de los fluidos de perforación base aceites naturales Tártago (*Euphorbia lathyris*), Palma Aceitera (*Elaeis guineensis*) y Soya (*Glycine max*) desarrollados en la Escuela de Ingeniería de Petróleo, Núcleo de Monagas, pero no para ser empleados costa afuera sino en yacimientos ubicados en tierra.

CAPÍTULO I

EL PROBLEMA

1.1 CONTEXTUALIZACIÓN DEL PROBLEMA

Un componente crítico en la perforación de pozos petroleros es la selección del fluido de perforación. Una de las reglas principales para la selección de los fluidos de perforación es que debe ser capaz de levantar los sólidos de perforación (ripios) del hoyo a la superficie y lubricar la mecha del taladro, mejorando así la acción rotatoria de la misma en contra de la roca. (PDVSA CIED¹ 1997). Tiene como propósito fundamental ayudar a hacer rápida y segura la perforación mediante el cumplimiento de ciertas funciones; por tanto debe mantener las condiciones adecuadas, porque él representa entre el 20- 25 % del costo total del pozo.

Y es que el fluido de perforación se considera como uno de los parámetros que más efectos tiene sobre el éxito o fracaso en las operaciones de perforación de pozos petroleros. La selección del mismo depende de las características litológicas a atravesar, por ello se emplean varios tipos de fluidos. En tal sentido, el fluido debe ser estable a las temperaturas a las cuales se somete, debe mantener sus propiedades según las exigencias de las operaciones, además de ser inmune al desarrollo de bacterias.

La aplicación de los fluidos base sintético fue implementada en los años 90 como reemplazo de los sistemas tradicionales base diesel y base aceite

mineral como un esfuerzo para reducir el impacto sobre el medio ambiente de estos en áreas sensibles, tanto en tierra como en el mar. (Bayter *et al* 2001).

Basado en lo anteriormente expuesto y como consecuencia del creación de la línea de investigación “Desarrollo de nuevos productos para la industria petrolera”, iniciada por el autor del presente investigación, se han dirigido investigaciones tendientes a conocer si fluidos de perforación a base de aceites naturales de Tártago (*Euphorbia lathyris*), Palma Aceitera (*Elaeis guineensis*) y Soya (*Glycine max*) sirven para tal fin.

No obstante, estos trabajos se han generado de manera separada, es decir, ha habido investigaciones para conocer si los fluidos mencionados cumplen con las propiedades reológicas y físico químicas de los fluidos de perforación (Ochoa *et al* 2008 y Vega *et al* 2010), así como su impacto ambiental en suelo (Guilarte y Toledo 2010), por lo tanto se pretendió compilar la información sobre los fluidos investigados para una densidad de 10 lpg, para interpretar y analizar los resultados en conjunto y así demostrar su factibilidad de uso desde el punto de vista técnico, ambiental y económico.

Finalmente si bien es cierto que PDVSA a través de INTEVEP crearon el fluido Green Oil® de Palma Aceitera, la ventaja o diferencia de los fluidos creados en la Universidad de Oriente radica fundamentalmente en que la base de estos, es decir los biodiesel se formularon completamente en los laboratorios del centro docente, lo que ha permitido ampliar las investigaciones en el área y ahora además de los fluidos base aceite natural, se desarrollan emulsificantes (Serafín *et al* 2011) y humectantes (Bistochett y Lugo 2012) de las glicerinas que quedan como sub productos del proceso de esterificación. De igual manera, se han desarrollado emulsiones inversas

(Valladares *et al* 2011) y fluidos mixtos base aceite mineral Vassa y aceite de Soya (*Glycine max*) (Monasterios *et al* 2010).

1.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN

1.1.2 Objetivo general

Evaluar la factibilidad de uso de los aceites naturales Tártago (*Euphorbia lathyris*), Palma Aceitera (*Elaeis guineensis*) y Soya (*Glycine max*) como fluidos de perforación base aceite.

1.2.2 Objetivos específicos

- ✓ Explicar desde el punto de vista técnico las propiedades reológicas y físicas de los fluidos en estudio.
- ✓ Conocer el impacto de los fluidos sobre suelo basado en el Decreto 2.635 y sobre el pasto guinea sembrado en suelos contaminados.
- ✓ Comparar los costos asociados a la formulación de los fluidos 100% naturales (Tártago, Palma y Soya) contra un fluido 100% aceite mineral (Vassa).

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 FLUIDO DE PERFORACIÓN

El fluido de perforación o lodo como comúnmente se le llama, puede ser cualquier sustancia o mezcla de sustancias con características físicas y químicas apropiadas, como por ejemplo: aire o gas, agua, petróleo o combinaciones de agua y aceite con determinado porcentaje de sólidos. El fluido no debe ser tóxico, corrosivo, ni inflamable, pero sí inerte a las contaminaciones de sales solubles o minerales y estable a las altas temperaturas. Además, debe mantener sus propiedades según las exigencias de las operaciones, debe ser inmune al desarrollo de bacterias. (PDVSA CIED² 2002).

2.2 FUNCIONES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Las funciones del fluido son varias y todas muy importantes. Cada una de ellas por sí y en combinación son necesarias para lograr el avance eficiente de la barrena y la buena condición del hoyo. (Barberii 1998). Estas funciones son:

2.2.1 Enfriar y lubricar la barrena, acciones cuyos efectos tienden a prolongar la durabilidad de todos los elementos de la barrena. A medida que se profundiza el hoyo, la temperatura aumenta. Generalmente, el gradiente de temperatura puede ser de 1 a 1,3 °C por cada 55 metros de profundidad. Además, la rotación de la barrena en el fondo del hoyo genera calor por fricción, lo que hace que la temperatura a que está expuesta sea mayor. Por

tanto, la circulación del fluido tiende a refrescarla. El fluido, debido a sus componentes, actúa como un lubricante, lo cual ayuda a mantener la rotación de los elementos cortantes de la barrena. Los chorros de fluido que salen a alta velocidad por las boquillas de la barrena limpian los elementos cortantes, asegurando así su más eficaz funcionamiento.

2.2.2 Arrastrar hacia la superficie la roca desmenuzada (ripio) por la barrena. Para lograr que el arrastre sea eficaz y continuo, el fluido tiene que ser bombeado a la presión y volumen adecuado, de manera que el fondo del hoyo se mantenga limpio y la barrena avance eficazmente. La velocidad del fluido por el espacio anular y sus características tixotrópicas son muy importantes para lograr la limpieza del hoyo. Al cesar la circulación del fluido, el ripio no debe irse al fondo del hoyo, ya que tal situación presenta el riesgo de que la barrena, los lastrabarrena o la tubería de perforación sean aprisionados y con tan mala suerte de no poder rescatar las piezas y perder buena parte del hoyo.

De allí la importancia de las buenas cualidades tixotrópicas del fluido, gelatinización inicial y final de 10 minutos por las cuales se aprecia su fluidez y espesura en reposo, que le imparte la propiedad de mantener el ripio en suspensión.

2.2.3 Depositar sobre la pared del hoyo un revoque delgado y flexible y lo más impermeable posible que impida la filtración excesiva de la parte líquida del fluido hacia las formaciones. El espesor del revoque, expresado en milímetros, está en función de los constituyentes y otras cualidades del fluido. Por ejemplo, la cantidad de sólidos en el fluido afecta la calidad del revoque, ya que lo hace menos impermeable. De igual manera, la excesiva filtración hacia la formación en el caso de una lutita muy bentonítica e

hidrofílica causa que la formación se hinche y, por ende, se reduzca el diámetro del hoyo. Tal reducción puede ocasionar contratiempos a la sarta de perforación. En casos extremos, la hinchazón puede degenerar en la inestabilidad de la pared del hoyo y hasta desprendimientos.

2.2.4 Controlar por medio del peso del fluido la presión de las formaciones que corta la barrena. Generalmente la presencia de gas, petróleo y/o agua en una formación significa que pueden estar a baja, mediana, alta o muy alta presión. A medida que el hoyo se profundiza se espera mayor presión. Sin embargo, la experiencia y las correlaciones regionales de presiones sirven para dilucidar las posibles situaciones que puedan presentarse. La presión que puede ejercer una columna de fluido de perforación, en el caso.

2.3 CLASIFICACIÓN DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN

El término fluido de perforación incluye a los líquidos y a los gases. Los fluidos que son formulados con aire, gas o espuma son conocidos como fluidos neumáticos de perforación. El fluido que incluye líquidos ya sea agua o aceite es conocido como lodo de perforación. En cuanto a las emulsiones ya sean agua en aceite o aceite en agua la fase continua de una emulsión es la parte líquida en la cual se encuentran suspendidos los sólidos y otro líquido en forma de pequeñas gotas. Esas pequeñas gotas de líquidos suspendidos dentro de la fase continua es la fase dispersa, la fase continua de un lodo siempre es líquida, mientras que en la fase dispersa puede ser sólida, líquida o gaseosa. En la figura 2.1 se muestra un esquema de la clasificación de los fluidos de perforación.

No
inhibitorios Inhibitorios 100% aceite Emulsiones Gas Niebla Aire

Figura 2.1. Clasificación de los fluidos de perforación.

Tomado de: Manual de Tecnología aplicada a los fluidos de perforación (1993).

2.3.1 Fluidos base agua

Cuando se dice que un lodo tiene como fase continúa el agua, o la emulsión es de aceite en agua, se habla de que este es un fluido base agua. El efecto ejercido sobre el lodo por los sólidos perforados y las arcillas, podemos clasificar a los fluidos en dispersos y no dispersos. Estos pueden o no estar inhibidos (Prieto, 1993).

Las arcillas reaccionan con los contaminantes. La presencia de sales, yeso, cemento y dureza en el agua, afectan el comportamiento de las arcillas. Estos contaminantes causan la floculación excesiva de las arcillas, por tanto se requiere la presencia de un adelgazante para prevenirla y eliminarla cuando exista. En este caso se habla de un lodo disperso, en el caso de los lodos no dispersos, no se utilizan adelgazantes y las arcillas comerciales agregadas al sistema encontraran su propia condición de

equilibrio, es decir, no habrá floculación excesiva. El término inhibido y no inhibido se refiere a los lodos que suprimen o no la hidratación y subsiguiente dispersión de la arcilla en el fluido. Entre los fluidos a base de agua más usados tenemos los siguientes:

- ✓ Fluidos bentoníticos.
- ✓ Fluidos lignosulfonatos
- ✓ Fluidos poliméricos
- ✓ Fluidos formiatos entre otros.

2.3.2 Fluidos neumáticos

La perforación con aire gas o niebla es bastante común en áreas donde las formaciones contienen una cantidad relativamente pequeña de fluidos de formación. Son útiles en áreas donde la pérdida de circulación severa constituye un problema. Como el nombre lo indica, el fluido de perforación es aire, una niebla de agua, una espuma o, en algunos casos, gas natural. Tienen como fase continua un gas a los cuales se le agrega poca cantidad de líquido para formar fluidos denominados neblinas o una cantidad mayor para formar espumas. El gas puede ser gas natural, aire o nitrógeno y el agua puede contener algún aditivo como KOH. (Prieto, 1993).

Las ventajas de usar este tipo de fluidos incluyen mayores velocidades de penetración, mayor vida de la mecha, mejor control en áreas con pérdidas de circulación, un daño mínimo a las formaciones productivas, y evaluación inmediata y continua de los hidrocarburos. El hecho de que la herramienta estará siempre en el fondo cuando se encuentre gas es una ventaja en el control de pozo.

El principal problema de la perforación con aire parece ser las formaciones con gran contenido de agua. El caudal de influjo de agua que se puede tolerar depende de la operación. Si el caudal excede lo que puede ser manejado por la velocidad del aire durante un periodo extenso de tiempo, entonces debe emplearse otros métodos, como la niebla o la espuma, o lodo aireado. Otras desventajas incluyen formaciones blandas o con desprendimientos, y, lo que es más serio, la posibilidad de incendios o explosiones en el fondo del pozo.

2.3.3 Fluidos base aceite

En términos muy generales, los fluidos base aceite son aquellos en los cuales la fase continua es el aceite, y si hablamos de emulsiones inversas (agua en aceite) el agua es la fase dispersa. Los lodos base aceite tienen una gran cantidad de ventajas que no pueden ofrecer los lodos base agua, como son, menos sensibles a las temperaturas y presiones por ende son aplicables a grandes profundidades sin que estos pierdan sus propiedades, además son utilizados cuando estamos perforando zonas con arcillas hidratables, cuando se está perforando formaciones sujetas a pegajos por presiones diferenciales. (Prieto, 1993).

2.3.3.1 Fluido 100% aceite: en los fluidos 100% aceite no hay contenido de agua y básicamente el aceite utilizado como fase continua puede ser el aceite mineral este tipo de aceite es un destilado de petróleo altamente refinado. Químicamente está compuesto de hidrocarburos alifáticos y aromáticos.

El contenido de aromáticos está alrededor del 20%, lo cual es relativamente bajo comparado con el diesel que se utilizaba como fase

continua en fluidos base aceite, el aceite mineral es menos irritante cuando es operado por el personal del pozo.

Los aceites minerales son estables a altas temperaturas, su naturaleza inhibitoria y no dispersante estabiliza las lutitas que son sensibles al agua, y difíciles de perforar, disminuyen los problemas asociados con pozos direccionales de alta inclinación ya que le proporcionan al fluido de perforación una buena capacidad de lubricidad. Este tipo de aceite es ideal para perforar zonas que contengan H_2S y CO_2 ya que su alto contenido de cal, estabiliza y neutraliza el sistema contra la acción de estos gases ácidos.

Otro tipo de aceite utilizado como fase continua es el aceite vegetal, este tipo de aceite es una mezcla de esteres cuya materia prima es la palma africana, caracterizándose por ser biodegradable. El aceite vegetal es una buena alternativa para trabajar en perforaciones sin afectar su entorno ambiental, debido a que no contiene aromáticos, por esto se diseñó este tipo de aceite que mantiene características técnicas similares a los preparados con aceite mineral, pero con la ventaja de que el aceite vegetal es biodegradable tanto en condiciones aeróbicas como anaeróbicas. (Prieto, 1993).

2.3.3.2 Emulsiones inversas: los sistemas de emulsión inversa es otro tipo de fluido de perforación usado en la industria petrolera, estos sistemas están basados en una emulsión donde el agua es la fase dispersa y el aceite es la fase continua, como el agua y el aceite son inmiscibles, en una emulsión es necesario que el agua se encuentre en forma de pequeñas gotitas y estén suspendidas dentro del aceite.

Una emulsión es creada, cuando se forma una mezcla microscópicamente heterogénea de dos líquidos que son inmiscibles (agua y aceite), en forma de pequeñas gotitas cuyos diámetros se encuentran en el rango de $0,01\ \mu\text{m}$ a $50\ \mu\text{m}$ ($1\ \mu\text{m} = 10^{-6}\ \text{m}$).

Al estar el agua dispersa en pequeñas gotitas estas tienden a actuar como un sólido, por lo que sí se aumenta la cantidad de agua emulsionada, también aumentara la viscosidad del fluido. El agua al actuar como un sólido también actuará como un medio para controlar las pérdidas de fluido. Por tanto al aumentar la concentración de aceite, un lodo inverso se hace menos viscoso. (Prieto, 1993).

La principal influencia en el comportamiento de una emulsión inversa es su relación aceite/agua, el tiempo y la intensidad de la agitación y el tipo de emulsificante usado. Durante la agitación las gotas de agua se hacen más pequeñas y son dispersadas en la fase continua. Si las gotitas de agua formada son lo suficientemente pequeñas y se encuentran bien dispersas entonces la emulsión es fuerte, mayor es el área superficial y mayor el área de contacto aceite/agua. La estabilidad de una emulsión se refiere a la ausencia de un cambio durante un periodo de tiempo.

Los sistemas inversos pueden tener hasta un 40% de agua que este dispersa en forma de pequeñas gotitas en la fase continua del lodo, ahora mientras mayor sea el porcentaje de agua presente en la emulsión mayor será la tendencia a que las gotitas coalezcan o se junten.

El sistema con una cantidad mínima de agua es por ende el más estable, ya que la distancia entre una gotita y la otra es mayor y se reduce así la oportunidad de que estas coalezcan. A medida que el agua es

fraccionada en pequeñas gotitas hay un considerable aumento del área de contacto entre el aceite y el agua. Al existir un tamaño de gotas que no es uniforme, las gotas más grandes tratarán de unirse con mayor facilidad que las más pequeñas, por tal motivo un tamaño de gotas uniformes hará que la emulsión sea más estable.

El control de sólidos es de suma importancia, a medida que sólidos son introducidos en la emulsión esta se hace más débil. Los sólidos absorben y se humedecen de aceite de modo que hay menos aceite disponible para mantener separadas las gotitas de agua.

2.4 COMPOSICIÓN DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN

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

2.4.1 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 100% aceite

- ✓ Agua dulce: 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.

- ✓ Agua salada: generalmente se usa en lodos parcialmente saturados con sal cuando se realizan operaciones de costa afuera, debido a la abundancia de esta.
- ✓ Aceite: el aceite cuando se usa como fase continua en fluidos de perforación, permite entre otras cosas mejorar la estabilidad del hoyo, mantener las arcillas hidratables inhibidas, y un mejor comportamiento en altas temperaturas. Además de ser el fluido ideal cuando se esta perforando en zonas productoras.

2.4.2 Fase sólida

La fase sólida de los fluidos de perforación se puede esquematizar de la siguiente forma (Figura 2.2).



Figura 2.2. Clasificación de la fase sólida dentro de los fluidos de perforación.

Tomado de: Manual de Tecnología aplicada a los fluidos de perforación (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 como

densificantes se pueden considerar: 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 recirculados a través del sistema causarían daños a los pistones y cilindros de las bombas; es de suma importancia tratar de mantener en la línea de flujo una cantidad no mayor de 0,5% de estos sólidos; y en el tanque de succión solamente un reporte de trazas de los mismo.
- ✓ **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.

2.5 PROPIEDADES DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN BASE ACEITE

Durante la perforación de un pozo, es de vital importancia mantener la calidad del fluido dentro de los valores deseables y preestablecidos para evitar los problemas de inestabilidad del hoyo. Sin embargo, es necesario recordar que las propiedades de un fluido no son valores fijos, sino que pueden ser ajustados durante el proceso de la perforación (CIED PDVSA² 2002).

En tal sentido, de acuerdo al Manual de fluidos de Samán Tecnología (2000), las propiedades del fluido de perforación son:

2.5.1 Densidad

Se define como el peso del fluido por unidad de volumen y depende de la cantidad y gravedad específica del líquido dispersante y de los sólidos en suspensión. Generalmente viene expresada en lb/gal, lb/Pc y el instrumento usado con más frecuencia para determinarla es la balanza de fluido. Los fluidos base aceite pueden ser preparados a densidades que varían de 7 lb/gal a 22 lb/gal. La densidad es aumentada añadiendo barita (o caliza molida hasta 11,5 lb/gal).

2.5.2 Viscosidad de embudo

Es el número de segundos requeridos para que un cuarto de galón (946 ml) de fluido pase a través de un embudo de 3/16 pulgadas de largo, el valor resultante es un indicador cualitativo de la viscosidad del fluido. También se conoce como viscosidad con el embudo de Marsh. La viscosidad de embudo de un fluido base aceite es afectada en mayor grado por la temperatura que la de un fluido de base acuosa, debido a que la temperatura reduce la viscosidad del aceite mucho más rápido que la del agua.

2.5.3 Viscosidad plástica

Resistencia del fluido a fluir, causada principalmente por la fricción mecánica entre las partículas suspendidas y por la viscosidad de la fase fluida. La unidad utilizada para su medición es el centipois (Cps) y se obtiene utilizando un viscosímetro rotacional tomando la lectura de 600 rpm y restándole la de 300 rpm. La viscosidad plástica del fluido base aceite es mantenida en rango similar al de los fluidos base agua de pesos comparables. La viscosidad plástica es afectada por: cantidad y viscosidad del aceite, concentración, tamaño y forma de las partículas sólidas

suspendidas en el aceite, cantidad de agua (que puede ser incorporada al sistema durante la perforación) y temperatura del fluido.

2.5.4 Punto cedente

Es la resistencia al flujo causada por la fuerza de atracción entre las partículas, producto de la interacción de las cargas eléctricas sobre la superficie de las partículas dispersas, la cantidad de sólidos y la concentración iónica de las sales, contenidas en la fase fluida del fluido. El valor de cedencia de un fluido base aceite es mantenido en un rango similar al de los fluidos base agua de pesos comparables. Al igual que la viscosidad plástica, se obtiene utilizando un viscosímetro rotacional y no es más que la lectura a 300 rpm menos el valor de la viscosidad plástica.

2.5.5 Resistencia de gel

El fluido de perforación debe poseer características tixotrópicas que le permitan desarrollar una estructura de gel rígida o semi-rígida durante períodos de reposo, con la finalidad de cumplir con las funciones primordiales como lo es la suspensión de sólidos indeseables cuando se está realizando un viaje de tubería.

Para tener una medida del grado de tixotropía presente en un fluido se toman dos lecturas de resistencia de gel en el viscosímetro, la primera con 10 segundos de reposo del fluido (gel inicial) y la segunda con 10 minutos de reposo (gel final). La probable aparición de problemas en un fluido de perforación se observa con la ocurrencia de geles progresivos o instantáneos. Un amplio margen entre la lectura inicial de gel y la lectura a los 10 minutos se denomina gel progresivo e indica la acumulación de sólidos. Sí la lectura inicial (10 segundos) y la de 10 minutos son ambas

elevadas, con pequeña diferencia entre la dos, estamos en presencia de un gel instantáneo, lo que indica floculación.

2.5.6 Lecturas a 6 / 3 rpm

Las lecturas a 6 / 3 rpm son indicadores que permiten medir la viscosidad del fluido a bajas velocidades de corte, estimar la capacidad de limpieza y proporcionar la suspensión de sólidos de alta gravedad bajo condiciones tanto dinámicas como estáticas. Estas propiedades reológicas de bajo corte llenan el vacío entre las medidas tradicionales de viscosidad plástica y punto cedente, así como las medidas estáticas del esfuerzo gel.

2.5.7 Alcalinidad

Es la concentración de iones solubles en agua (oxhidrilo) en exceso en una solución acuosa. El grado de alcalinidad se mide determinando el exceso en la concentración de iones oxhidrilos (por el Ph), pero las propiedades del fluido pueden fluctuar a pesar de un Ph constante. Esto se debe a la naturaleza y a las cantidades variables de los iones presentes.

2.5.8 Filtrado APAT (alta presión- alta temperatura)

Es una de las propiedades más importantes del fluido de perforación, se produce durante la perforación, ya que las formaciones se comportan como una malla o tamiz controlando los sólidos y dejando pasar el filtrado, por ello es importante controlarlo mediante aditivos especiales que permiten obtener un revoque fino y delgado. Depende de la permeabilidad de la formación, composición y temperatura del fluido, se corre generalmente a 500 lpcm y a 300 °F.

Hay dos métodos para medir la pérdida de filtrado, en ambos métodos el fluido se añade a una celda que contiene un disco de papel filtro, la cámara es sellada herméticamente y se aplica una presión de gas CO₂ sobre el fluido, lo que fuerza al filtrado a través del disco, el filtrado se recoge en una probeta graduada durante 30 minutos. La pérdida de filtrado se reporta como el número de cc de filtrado recogidos en 30 minutos.

2.5.9 Estabilidad eléctrica

Un fluido que posea aceite como fase continua no conducirá corriente eléctrica de voltaje alto. El voltaje requerido para establecer un flujo de corriente depende en parte del tipo y concentración del material conductor (sólidos conductores, agua emulsionada, etc.) dispersos en el aceite. Si los otros factores son constantes, la estabilidad eléctrica da una indicación de que también emulsionada está la fracción de agua en el aceite. La prueba no indica necesariamente que un fluido base aceite esté en buenas o malas condiciones, solamente indica la tendencia que tiene el fluido a mejorar o a empeorar.

Generalmente una estabilidad eléctrica de 400 voltios o más, es aceptable para densidades que estén dentro del rango de 8 a 12 lb/gal. A densidades más altas se requiere una mayor estabilidad eléctrica (450 a 2000 voltios). Esto asegura que la barita esta adecuadamente mojada por el aceite.

2.5.10 Análisis de retorta

La densidad, viscosidad, el esfuerzo de gelatinización y la pérdida de filtración de un fluido dependen principalmente de la cantidad, composición y

estructura de su contenido de sólidos y por ello se le presta suma importancia a su control.

En los fluidos base aceite los sólidos deben estar completamente humedecidos con aceite. De no ser así, se desestabiliza la emulsión. Los sólidos absorben el aceite y se humedecen, de modo que hay menos aceite disponible para mantener separadas las gotas de agua. En este caso la estabilidad eléctrica es baja. Este análisis sirve de guía para controlar la relación aceite/agua en los fluidos base aceite.

2.6 FACTORES DE FORMULACIÓN DE UN FLUIDO DE PERFORACIÓN

De acuerdo a Lummus y Azar 1986, establece los siguientes factores:

- ✓ Selección adecuada del fluido con la profundidad, presión y temperatura del pozo.
- ✓ Tener un continuo y planificado mantenimiento del fluido para mantener las propiedades, permitiendo obtener altas tasas de penetración, hoyos estables y reducción de costos.
- ✓ El conocimiento de las características litológicas para la planificación y selección del fluido a usar.
- ✓ Conocer las características de los equipos de superficie, control de sólidos y la disponibilidad de los aditivos.

2.7 ADITIVOS QUÍMICOS DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN

Son todos los agentes de distinta naturaleza que al ser agregado en una concentración definida controlan el comportamiento real del fluido, entre estos se encuentran (Lummus y Azar 1986):

2.7.1 Agentes densificantes

Son materiales que cuando son disueltos o suspendidos en un fluido de perforación incrementan la densidad del fluido. Estos se utilizan para controlar la presión de formación y el derrumbe en áreas que han sido tectónicamente activas.

2.7.3 Agentes viscosificantes

Son agregados a los fluidos para mejorar la habilidad de los mismos, remover los recortes del hoyo y suspender el material densificante durante las maniobras de la perforación del hoyo.

2.7.4 Agentes de control reológico

Cuando no se puede lograr un control efectivo de la reología mediante el uso de los productos primarios se deben utilizar materiales denominados adelgazantes, dispersantes o desfloculantes; los cuales por definición van a causar un cambio en la interacción físico-química de los sólidos del sistema y las sales disueltas.

2.7.5 Agentes de control de alcalinidad

Son agentes utilizados para mantener un rango de pH en el sistema que asegure un óptimo desempeño de los otros aditivos empleados en la formulación del fluido.

2.7.4 Agentes para control de filtrado

Estos agentes reducen el volumen de filtrado que el fluido pierde hacia la formación, debido al efecto de la presión diferencial y a la permeabilidad de las formaciones.

2.7.5 Agentes estabilizadores de lutitas

Son agentes especiales que se utilizan para estabilizar formaciones de lutitas sensibles al agua mediante la inhibición de las características de hidratación y la dispersión de los minerales arcillosos del sistema.

2.7.6 Agentes para control de pérdida de circulación

Son materiales utilizados para minimizar o anular las pérdidas de fluidos que pueden producirse en una operación de perforación o reacondicionamiento.

2.8 ACEITE MINERAL VASSA

Los aceites minerales muestran una gran variedad de composiciones, las cuales reflejan la variedad de petróleos crudos que pueden ser destilados para su obtención y los diferentes procedimientos de refinación empleados por los distintos fabricantes. Son productos totalmente hidrogenados en una o dos etapas, por lo que en su composición sólo entran hidrocarburos de mediano y alto peso molecular que poseen alto punto de inflamación. Son incoloros, insípidos y poseen tenue olor, característico de los hidrocarburos saturados (Samán Tecnología 2000)

Los aceites minerales ofrecen ventajas significativas sobre los fluidos preparados con base en el Diesel como por ejemplo:

- ✓ Evitar daños ambientales sobre suelos, flora y fauna.
- ✓ Evitar daños a la salud de los operadores de los taladros.
- ✓ Son compatibles con los crudos presentes en los yacimientos
- ✓ Disminuir efectos contaminantes en las fosas de desechos.
- ✓ Disminuir los costos de remediación de los ripsos.

2.9 ACEITE NATURAL DE PALMA ACEITERA (*Elaeis guineensis*)

Aceite de origen vegetal obtenida del mesocarpio de la fruta de la Palma (*Elaeis guineensis*), es considerado como el segundo más ampliamente producido sólo superado por el aceite de soya. El fruto de la palma es ligeramente rojo y este es el color que tiene el aceite embotellado sin refinar. El aceite crudo de Palma es una rica fuente de vitamina A y posee cantidades de vitamina E. La Palma es originaria de África occidental (Chaves 2007)

El aceite de Palma es saturado solamente en un 50%, su composición en promedio es:

- ✓ 50% ácidos grasos saturados (principalmente ácido palmítico)
- ✓ 40% ácidos grasos monoinsaturados (principalmente ácido oleico)
- ✓ 10% ácidos grasos poliinsaturados.

2.10 Aceite natural de Soya (*Glycine max*)

Aceite líquido, cristalino, obtenido del prensado de las semillas de Soya (*Glycine max*), el cual es refinado y desodorizado. El aceite de Soya se caracteriza por poseer moléculas de cadena larga de 13 a 16 enlaces lo cual

le da buenas propiedades para el uso industrial (Chaves 2007). Su composición promedio es:

- ✓ Acido láurico contiene trazas
- ✓ Acido mirístico contiene trazas
- ✓ Acido palmítico
- ✓ Acido esteárico
- ✓ Acido araquidónico contiene trazas.

2.11 ACEITE DE TÁRAGO (*Euphorbia lathyris*)

Su componente principal es el ácido ricinoleico en un 90%. Ácidos oleico, linoleico, esteárico y dihidroxi esteárico. Sustancia nitrogenada: ricinina (alcaloide), ricina. Este aceite deriva del aceite de tártago diferenciándose en el refinado. El aceite de ricino es el mejor para producir biodiesel, por ser el único soluble en alcohol, y no requerir calor y el consecuente gasto de energía que exigen otros aceites vegetales en su transformación a combustible. El producto se utiliza en la producción de fibra óptica, vidrio a prueba de balas y prótesis óseas. Además, es indispensable para impedir la congelación de combustibles y lubricantes de aviones y cohetes espaciales, a bajas temperaturas. (Chaves 2007).

2.12 BIODIESEL

El biodiesel es un combustible de naturaleza renovable derivado de aceites vegetales o grasas animales y que puede ser utilizado como sustituto o complemento del diesel de petróleo. La obtención de este combustible se hace a través de un proceso químico llamado transesterificación. En este proceso los aceites orgánicos son combinados con un alcohol y alterados

químicamente para formar éster etílico o metílico, el cual toma el nombre de biodiesel. (Soluciones prácticas, 2007)

2.12.1 Propiedades del biodiesel

El biodiesel se describe químicamente como compuestos orgánicos de ésteres monoalquílicos de ácidos grasos de cadena larga y corta (Soluciones prácticas, 2007).

2.12.2 Reacciones de síntesis del biodiesel

El proceso de transesterificación consiste en combinar, el aceite (normalmente aceite vegetal) con un alcohol ligero, normalmente metanol, y dejar como residuo de valor añadido propanotriol (glicerina) que puede ser aprovechada por la industria cosmética, entre otras. (Soluciones prácticas, 2007).

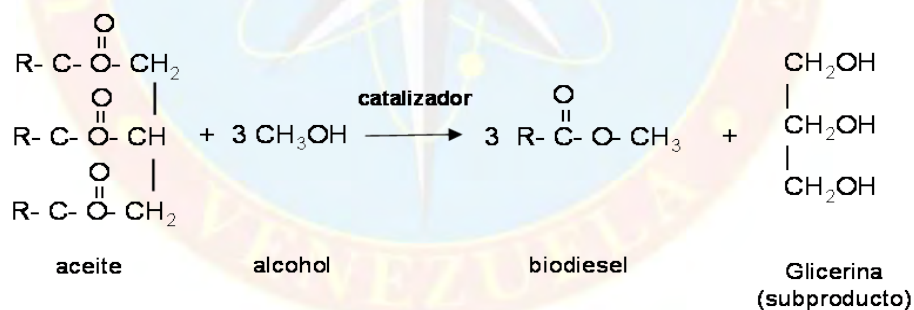


Figura 2.3. Proceso químico de transesterificación.

Tomado de: Energía y sostenibilidad.

<http://www.madrimasd.org/blogs/energiasalternativas/2009/>

2.13 EL SUELO

El suelo es una parte fundamental de los ecosistemas terrestres. Contiene agua y elementos nutritivos que los seres vivos utilizan. En él se apoyan y nutren las plantas en su crecimiento y condiciona, por tanto, todo el desarrollo del ecosistema. (Ibáñez, 2004),

2.13.1 Contaminación del suelo

La contaminación es la liberación a cualquier medio (aire, agua o suelo) de materias (en forma sólida, líquida o gaseosa) o de energía (calor, ruido o radiaciones), que supongan una modificación de la composición natural del mismo y una ruptura del equilibrio natural, pudiendo poner en peligro los recursos naturales, la salud humana o el medio ambiente (Arenas, 2000).

El hombre depende del suelo para obtener los recursos naturales requeridos para la satisfacción de sus múltiples necesidades. El suelo sin embargo, no es un depósito inagotable: Constituye un medio complejo en constante cambio y puede perder su productividad cuando se altera su equilibrio (Fernández y Rojas, 2006)

Históricamente la humanidad ha utilizado el suelo como receptor de residuos (materiales generados en actividades de producción y consumo) que, en el contexto en que se produce, no alcanza ningún valor económico, por falta de una adecuada tecnología o por la inexistencia de un mercado, ya sea abandonándolos, extendiéndolos en su superficie o enterrándolos con las labores, tal es el caso del estiércol y la leña de poda (Porta *et al.*, 1999).

Estas formas tradicionales de deshacerse de los residuos no llegaban a superar la capacidad de aceptación del suelo, y por ello no provocaban

efectos desfavorables para el ambiente, al contrario se conseguía mejorar la fertilidad del mismo. Los cambios operados en la sociedad actual han hecho aumentar considerablemente los tipos de residuo, su cantidad y peligrosidad, de forma que resulta ineficaz la práctica tradicional de abandonarlos o de incorporarlos al suelo de manera incontrolada (Porta *et al*, 1999).

Arenas (2000), considera la contaminación como la liberación de compuestos sólidos, líquidos o gaseosos que interfieren en los procesos que se llevan a cabo en el suelo, haciéndole perder las propiedades que le permiten el desarrollo adecuado tanto de microorganismos como de determinadas especies animales o vegetales.

La contaminación provoca una perturbación del suelo, que se traduce en una pérdida de calidad y aptitud para el uso o lo hace inutilizable, a no ser que se le someta a un tratamiento previo. El suelo contiene gran variedad de elementos químicos, los cuales pueden dejar de ser beneficiosos o indiferentes y pasar a ser contaminantes. Resulta difícil precisar cuándo un suelo cambia de un estado de contaminación y entra en un proceso de recuperación. La declaración de terreno contaminado dependerá del nivel de exigencia de la normativa legal existente para una misma concentración de contaminantes. En algunos países la legislación ambiental está más desarrollada que en otros. Esto hace que, con un marcado cinismo, algunas industrias se aprovechan de estos vacíos legales para instalarse en lugares con menores costos de producción, al tener menos exigencias ambientales (Porta, 1999; UNFPA, 2001, 2004).

2.13.2 Propiedades del suelo

En el suelo se encuentran materiales procedentes de la roca madre fuertemente alterados, seres vivos y materiales descompuestos procedentes de ellos, además de aire y agua. Las múltiples transformaciones físicas y químicas que sufre el suelo durante su proceso de formación generan productos finales característicos de cada tipo de suelo y que le atribuyen propiedades diferentes, entre las cuales se encuentran (Fernández y Rojas, 2006):

- ✓ **pH:** es una propiedad química del suelo que tiene un efecto importante en el desarrollo de los seres vivos (incluidos microorganismos y plantas). La lectura de pH se refiere a la concentración de iones hidrógeno activos (H^+) que se da en la interfase líquida del suelo, por la interacción de los componentes sólidos y líquidos.
- ✓ **Conductividad eléctrica:** es la capacidad de una solución acuosa para transportar una corriente eléctrica, que generalmente se expresa en mmhos/cm o en mSiemens/m; la NOM-021-RECNAT-2000 establece dSiemens/m a 25°C.
- ✓ **Capacidad de intercambio catiónico:** Es la capacidad del suelo para retener e intercambiar diferentes elementos minerales. Esta capacidad aumenta notablemente con la presencia de materia orgánica, y podría decirse que es la base de lo que llamamos la fertilidad del suelo.

2.14 BASES LEGALES

2.14.1 Ley Orgánica del ambiente

Artículo 63: A los fines de la conservación, prevención, control de la contaminación y degradación de los suelos y del subsuelo, las autoridades ambientales deberán velar por:

1. La utilización de prácticas adecuadas para la manipulación de sustancias químicas y en el manejo y disposición final de desechos domésticos, industriales, peligrosos o de cualquier otra naturaleza que puedan contaminar los suelos.
2. La realización de investigaciones y estudios de conservación de suelos.
3. La prevención y el control de incendios de vegetación.
4. El incremento de la cobertura vegetal a través de la reforestación.

2.14.2 Ley Penal del Ambiente

Manejo Indebido de Sustancia y/o Materias Peligrosas

Artículo 102: Serán sancionados con prisión de cuatro a seis años y multa de cuatro mil unidades tributarias (4.000 U.T) a seis mil unidades tributarias (6.000 U.T), las personas naturales o jurídicas que en contravención a las disposiciones de la reglamentación técnica sobre la materia:

1. Desechen o abandonen sustancias o materiales peligrosos, en forma tal, que puedan contaminar la atmósfera, las aguas superficiales o subterráneas, los suelos o el ambiente en general.
2. Generen o manejen sustancias o materiales peligrosos provocando riesgos a la salud y al ambiente.
3. Omitan las acciones preventivas en los planes para el control de emergencias.
4. Instalen plantas, fábricas, establecimientos o instalaciones que procesen, almacenen o comercialicen sustancias o materiales peligrosos contraviniendo normas legales expresadas sobre la materia.
5. Incumplan las normas que rigen la materia sobre traslado o manipulación de sustancias o materiales peligrosos.

El juez o jueza ordenará la adecuación de equipos e instalaciones a las disposiciones de los permisos o autorizaciones, si estos son otorgados por la autoridad correspondiente; o la clausula de tales lugares si los permisos o autorizaciones fuesen negados. En los dos últimos casos se impondrá la suspensión de las actividades de la persona jurídica hasta por un año.

2.14.3 Decreto 2635

Normas para el Control de la Recuperación de Materiales Peligrosos y el Manejo de los Desechos Peligrosos.

Capítulo III

Del Manejo de los Desechos Peligrosos de Actividades de Exploración y Producción de Petróleo y de Exploración y Explotación de Minerales.

Artículo 46: Los desechos considerados en este Capítulo comprenden los generados en las actividades de exploración y producción de petróleo, incluyendo flúidos y rípios de perforación, lodos aceitosos, arenas de producción, suelos contaminados con hidrocarburos y los materiales remanentes de la separación, concentración y extracción de carbón y minerales de menas, que exhiban una o más características de peligrosidad indicadas en el artículo 6 y no sean recuperables. No incluye los desechos provenientes de la refinación de petróleo y procesos metalúrgicos destinados a purificar o modificar con fines industriales los minerales y los combustibles fósiles extraídos.

Sección II

De las disposiciones técnicas para el manejo de desechos peligrosos generados por la exploración y producción de petróleo.

Artículo 49: La práctica de confinamiento en el suelo se realizará cumpliendo con las siguientes condiciones:

1. El área de disposición final no debe ser inundable y poseer una capa o membrana impermeabilizante en sus paredes, fondo y tope. Cuando el desecho exceda las concentraciones máximas permisibles en lixivíados establecidas, deberá ser tratado hasta cumplir con dichos límites.
2. Los desechos deberán ser mezclados con suelo autóctono u otro material absorbente que les confiera la resistencia y compactación del suelo circundante.

3. La mezcla suelo/desecho resultante no debe exceder 50% de humedad y deberá cumplir los parámetros indicados en la lista que figura en este mismo artículo.
4. El tope de la mezcla resultante se encontrará por lo menos a 1 metro de la superficie.
5. La profundidad del acuífero aprovechable más superficial será mayor de 6 metros y el fondo de la fosa se encontrará por lo menos a 1.5 metros por encima del mismo.
6. El área de confinamiento deberá sellarse con suelo y restablecer la cobertura vegetal, empleando plantas preferiblemente de especies propias de la localidad, que no sean frutales y que se adapten a las condiciones presentes.

Tabla 2.1. Límites de la mezcla suelo/desecho con fines de confinamiento en el suelo.

Parámetro	Valor
pH	6 - 9
Conductividad eléctrica (mmhos/cm)	< 12
Relación de adsorción de sodio (RAS)	< 12
Aceites y grasas (porcentaje en peso)	< 3 %
Arsénico	40 mg/kg
Bario	40.000 mg/kg
Cadmio	10 mg/kg
Mercurio	10 mg/kg
Selenio	10 mg/kg
Plata	10 mg/kg
Cromo	500 mg/kg
Zinc	500 mg/kg
Plomo	500 mg/kg

Artículo 50: La práctica de esparcimiento en suelos se llevará a cabo cumpliendo con las siguientes condiciones:

1. El área de disposición final debe estar alejada por lo menos 500 m de cuerpos de agua o fuera de la planicie de inundación de dichos cuerpos, de acuerdo a la información hidrológica existente.
2. La topografía del área de disposición final deberá tener una pendiente menor de 3 %, orientada hacia el cuerpo de agua superficial más cercana.
3. El desecho no debe exceder las concentraciones máximas permisibles en lixiviados.
4. La mezcla suelo/desecho debe cumplir con los parámetros establecidos en la lista siguiente:

Tabla 2.2. Límites de la mezcla suelo/desecho con fines de esparcimiento en el suelo.

Parámetro	Valor
pH	5 - 8
Conductividad eléctrica (mmhos/cm)	< 3.5
Cloruros totales ppm	
Relación de adsorción de sodio (RAS)	< 8
Aluminio intercambiable (meq / 100 g)	< 1,5
Saturación con bases (%)	> 80
Aceites y grasas (porcentaje en peso)	= 1
Arsénico	25 mg/kg
Bario	20.000 mg/kg
Cadmio	8 mg/kg
Mercurio	1 mg/kg
Selenio	2 mg/kg
Plata	5 mg/kg
Cromo	300 mg/kg
Zinc	300 mg/kg
Plomo	150 mg/kg

2.15 DEFINICIÓN DE TÉRMINOS BÁSICOS

Aceite: grasa líquida que se obtiene de semillas, frutos y animales (Hombre Ciencia y Tecnología, p. 1.53).

Ácido graso: con este nombre se conocen a los ácidos monocarboxílicos de la serie alifática, en particular aquellos que forman parte de los lípidos. (Hombre Ciencia y Tecnología, p. 1.53).

Darcy: unidad de permeabilidad. Un medio poroso tiene la permeabilidad de un darcy cuando a una presión de una atmósfera sobre una muestra de 1 cm de longitud y 1cm cuadrado de área de sección se hace forzar un líquido de 1 cp de viscosidad a través de la muestra a una tasa de 1 cc por segundo. (Lummus y Azar, p.35).

Ester lavado: ester sin soda cáustica en su composición. (Chaves, p.46).

Ester sin lavar: ester con 0,008% de soda cáustica en su composición. (Chaves, p.46).

Ester: es un compuesto derivado formalmente de la reacción química entre un oxácido y un alcohol. Comúnmente cuando se habla de ésteres se hace alusión a los ésteres de ácidos carboxílicos, sustancias cuya estructura es $R-COOR'$, donde R y R' son grupos alquilo. (Chaves, p.45).

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. (IMCO Service, p. 2.2).

Fluido no Newtoniano: es aquel fluido donde la fuerza de corte no es directamente proporcional a la velocidad de corte. (IMCO Service, p. 2.2).

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. (Kennet, p.24).

Hidróxido de sodio: conocido como soda o sosa cáustica, es un sólido cristalino, que se disuelve en agua y alcoholes. Corresponde a la fórmula NaOH. (Chaves, p.48).

Impacto ambiental: es cualquier cambio al ambiente, ya sea adverso o benéfico, total o parcial. Define el efecto que produce una determinada acción humana sobre el medio ambiente. (Arenas, p. 24)

Metanol: conocido también como alcohol metílico o alcohol de madera, es un alcohol liviano (peso molecular, PM: 32,0). Líquido incoloro, soluble en agua, inflamable. Corresponde a la fórmula CH₃-OH. (Chaves, p.49).

Metóxido de sodio: compuesto formado de la disolución de hidróxido de sodio en metanol, corresponde a la fórmula CH₃O-Na⁺. (Chaves, p.50).

Permeabilidad: propiedad de la roca que mide la facilidad para transmitir fluidos bajo condiciones de flujo laminar. La unidad de la permeabilidad es el Darcy. (Lummus y Azar, p.30).

Propiedades finales: son las propiedades que presenta un fluido de perforación después de envejecerlo. (Samán Tecnología, p.5.2)

Propiedades Iniciales: son las propiedades que presenta un fluido de perforación ante de envejecerlo. (Samán Tecnología, p.5.2)

Revoque: capa delgada, consistente e impermeable, formada por material sólido depositado sobre las paredes del pozo, como resultado de la filtración de la parte fluida del lodo hacia la formación. (Prieto, p.26).

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. (IMCO Service, p. 6.10).

Tixotropía: capacidad de un fluido para desarrollar resistencia de gel con el tiempo. Propiedad de un fluido que hace que adquiera una estructura

de gel rígido o semi-rígido si se deja en reposo, pero se convierte nuevamente en fluido por agitación mecánica. Este cambio es reversible. (IMCO Service, p. 3.8).



CAPÍTULO III

MARCO METODOLÓGICO

3.1. TIPO DE INVESTIGACIÓN

La investigación presentada consistió en demostrar desde el punto de vista técnico, ambiental y económico la factibilidad de uso de los fluidos de perforación base aceites naturales Tártago (*Euphorbia lathyris*), Soya (*Glycine max*) y Palma Aceitera (*Elaeis guineensis*) formulados en la Escuela de Ingeniería de Petróleo de la Universidad de Oriente, Núcleo de Monagas y que se enmarcan dentro de la línea de investigación “Desarrollo de nuevos productos para la industria petrolera” la cual inició el investigador del presente trabajo.

En tal sentido, se pretendió compilar en un solo trabajo, las distintas investigaciones asesoradas y demostrar así los aspectos positivos y negativos de los fluidos en estudio. Es por ello, que de acuerdo a lo descrito la investigación se enmarcó dentro del tipo de investigación descriptiva, que de acuerdo a Arias, (2004) establece que “La investigación descriptiva consiste en la caracterización de un hecho, fenómeno o grupo con el fin de establecer su estructura o comportamiento” (p. 22).

3.2 NIVEL DE LA INVESTIGACIÓN

En lo que respecta al nivel de investigación la misma fue de tipo documental, porque se basó en la revisión bibliográfica y en el análisis de contenido, que permitieron demostrar la factibilidad de uso de los fluidos de perforación base aceites naturales Soya (*Glycine max*) y Palma Aceitera

(*Elaeis guineensis*). De esta manera, el autor anteriormente citado al respecto expone:

La investigación documental es un proceso basado en la búsqueda, recuperación, análisis, crítica e interpretación de *datos secundarios*, es decir, los obtenidos y registrados por otros investigadores en fuentes documentales: impresas, audiovisuales o electrónicas. Como en toda investigación, el propósito de este diseño es el aporte de nuevos conocimientos” (p. 27).

3.3 POBLACIÓN Y MUESTRA

Concerniente a la población, Arias (2004) expresa “La población se refiere al conjunto para el cual serán válidas las conclusiones que se obtengan.” (P. 49). En tal sentido, la población objeto a estudio en la presente investigación estuvo conformada por fluidos de perforación base aceites naturales Tártago (*Euphorbia lathyris*), Soya (*Glycine max*) y Palma Aceitera (*Elaeis guineensis*), los cuales se formularon para una densidad de 10 lpg.

No obstante, también se consideró como población referencial un fluido 100% base aceite mineral Vassa (10 lpg), el cual sirvió como indicador del buen o mal desempeño de los fluidos, basado en los aspectos en estudio como lo fueron: técnicos (propiedades reológicas y físicas), ambientales (impacto sobre suelo) y económico (costo de formulación).

Cabe destacar, que para la presente investigación se omitió el proceso de muestreo, porque se tuvo acceso a toda la población objeto a estudio, es decir la misma se consideró como finita. Según lo expresa Arias (2004) “se omite la muestra en estudios de caso único, los cuales se concentran en uno o pocos elementos que se asumen, no como un conjunto sino como una sola unidad.”(p.54).

3.4 PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO

3.4.1 Explicación de las propiedades reológicas y físicas de los fluidos en estudio

Esta primera fase de la investigación consistió en recopilar los valores de las propiedades reológicas y físico-químicas de los fluidos de Tártago (Ochoa *et al* 2008), Palma Aceitera, Soya (Vega *et al* 2010) y los datos de un fluido Vassa a partir de un informe técnico de la empresa Samán Tecnología Industrial.

De esta manera, se pudo conocer si las propiedades reológicas y físico químicas que presentaron los fluidos, cumplían con los valores exigidos por la estatal petrolera. Se tomo como referencia rangos operacionales para una fase intermedia (Tabla 3.1) suministrada por la empresa Samán Tecnología.

Tabla 3.1. Rangos operacionales establecidos para las propiedades.

Propiedad	Unidad de medida	Rango
Viscosidad plástica (Vp)	cP	20-30
Punto cedente (Pc)	Lb/100pie ²	10-20
Gel 10 s. /Gel 10 min. /Gel 30min.	rpm	5-15
Estabilidad eléctrica	Voltios	>1850
Filtrado (AP-AT)	cc/ 30min.	<10
Alcalinidad	Adimensional	2-4
Agua	%	1-4
Sólidos	%	10-25

Tomado de: Requerimientos técnicos para fluidos de perforación de Samán Tecnología

Posteriormente se aplicó un análisis estadístico de Krusca y Wallis para conocer si existen diferencias significativas entre los fluidos en conjunto y seguidamente se aplicó el método de comparaciones múltiples para saber si los fluidos naturales difieren del fluido referencial (Vassa).

3.4.2 Conocimiento del impacto de los fluidos sobre suelo basado en el Decreto 2.635 y sobre el pasto guinea sembrado en suelos contaminados

Se analizó mediante gráficas de regresión lineal el comportamiento de los fluidos naturales y el mineral Vassa en relaciones fluido-suelo 2:1, 3:1 y 4:1 en propiedades tales como pH, conductividad eléctrica, variación del aluminio intercambiable y porcentaje de aceites y grasas de manera de conocer en cuál de las relaciones mencionadas cumplen con el Decreto 2.635 referente a las técnicas de esparcimiento y confinamiento de fluidos en suelo.

También se estudió los efectos de los fluidos en el número de matas de pasto guinea que crecieron al suministrar los fluidos al suelo, así como su tamaño, dimensión del tallo y número de hojas, las cuales fueron graficadas en función del tiempo de estudio.

3.4.3 Comparación de los costos asociados a la formulación de los fluidos 100% naturales (Tártago, Palma y Soya) y un fluido 100% aceite mineral (Vassa)

Se estimaron los costos de los fluidos por unidad y por barril, y se establecieron diferencias entre cada fluido natural con respecto al fluido Vassa, para ello se empleó una hoja de cálculo Excel.

3.5 TÉCNICAS E INSTRUMENTOS DE LA INVESTIGACIÓN

3.5.1 Revisión bibliográfica

Según Hurtado (2000), La revisión documental, “Es una técnica en la cual se recurre a información escrita, ya sea bajo la forma escrita de datos que puedan haber sido producto de mediciones hechas por otros o como otros textos que en sí mismo constituyen los eventos de estudios” (P. 427). En tal sentido, la referida técnica se aplicó para la búsqueda de la información que sustentó el presente estudio, como lo fue las propiedades reológicas de los fluidos los cuales se extrajeron de trabajos de grado e informes técnicos. Para ello se empleó como instrumento lápiz y papel.

3.5.2 Análisis de contenido

Es una técnica que integra diversos recursos, permiten abordar los eventos en estudio con el interés de profundizar en su comprensión. Intenta abordar el estudio de las ideas más que de las palabras. En general puede ser utilizado en todo tipo de investigación como parte complementaria del análisis verbal de los datos obtenidos. Para Tamayo y Tamayo (2002), el análisis de contenido “es la técnica utilizada para estudiar y analizar la comunicación, en cualquiera de sus formas, de una manera objetiva, sistemática y cuantitativa” (p. 343).

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS DE RESULTADOS

4.1 EXPLICACIÓN DE LAS PROPIEDADES REOLÓGICAS Y FÍSICAS DE LOS FLUIDOS EN ESTUDIO

Tradicionalmente el uso de fluidos base aceite natural se ha visto limitado a ser empleado en pozos costa afuera, tal es el caso del fluido denominado Green Oil® de Petróleos de Venezuela S.A, especialmente formulado para tal fin. Sin embargo, en el presente estudio se pretendió demostrar si es posible el uso de estos fluidos en pozos en tierra, cuyas exigencias a nivel de propiedades reológicas y físicas de fluido son más exigentes.

Otro aspecto importante a considerar es que, Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA), ha desarrollado una extensa actividad en la perforación de pozos profundos en los campos ubicados en el estado Monagas. La perforación en estas áreas es de alto riesgo como consecuencia de su complejidad geológica con profundidades medias de 17000 pies, temperaturas en rangos de 250 °F a 300°F que requieren del uso de fluidos base aceite. (Camargo *et al* 2001). Es por ello, que de resultar aceptable el uso de los fluidos de perforación en estudio para la fase seleccionada, también es posible inferir su uso al resto del país, donde perforar fases productoras no implica tales condiciones.

En tal sentido, y como consecuencia de la falta de información al respecto, se decidió formular un fluido de densidad 10 lpg, asumiendo para

ello valores o parámetros reológicos de una fase intermedia del área norte de Monagas (Vega *et al* 2010).

Asimismo, por tratarse de nuevos fluidos, se consideró el mismo procedimiento utilizado durante la formulación de los fluidos 100% aceite mineral, exceptuando que la base de los fluidos es un ester, obtenido a través de un proceso de transterificación. Esto, conllevó a que para cada uno de los sistemas (Tártago, Soya y Palma Aceitera) se realizaran al menos 25 formulaciones por ensayo y error a distintas concentraciones de activos, hasta lograrse la densidad deseada de 10 lpg (Vega *et al* 2010). Finalmente se obtuvo para cada fluido una formulación que cumpliera la densidad requerida (Ver Tabla 4.1).

Tabla 4.1. Formulación seleccionada para los sistemas Tártago, Palma, Soya y Vassa a una densidad 10 lb/gal.

Formulación	Unid	Concentración			
		Tártago	Palma	Soya	Vassa
Aceite	cc	296,82	304,0	302	264
Activador polar (Agua)	cc	7,0	0	3,0	6,1
Arcilla organofílica	gr	10	9,0	9,0	10
Humectante	cc	1,1	1,50	0,50	0,5
Cal hidratada	gr	2,0	8,0	8,0	8,0
Controlador de filtrado	gr	8,0	8,0	8,0	8,0
Densificante (Barita)	gr	76,58	131,78	129,44	169

Tomado de: Formulación de un fluido de perforación base aceite natural (*Euphorbia lathyris*) para la fase intermedia del campo Santa Ana, Anaco estado Anzoátegui. Formulación de fluidos 100% aceites naturales de palma aceitera (*Elaeis guineensis*) y soya (*Glycine max*) para fase intermedia 12 ¼ pulgadas.

En lo que respecta, a las propiedades reológicas (Viscosidad plástica, punto cedente, esfuerzo gel), físicas (filtrado, estabilidad eléctrica, retorta) y químicas (alcalinidad) obtenidas para los sistemas formulados a continuación

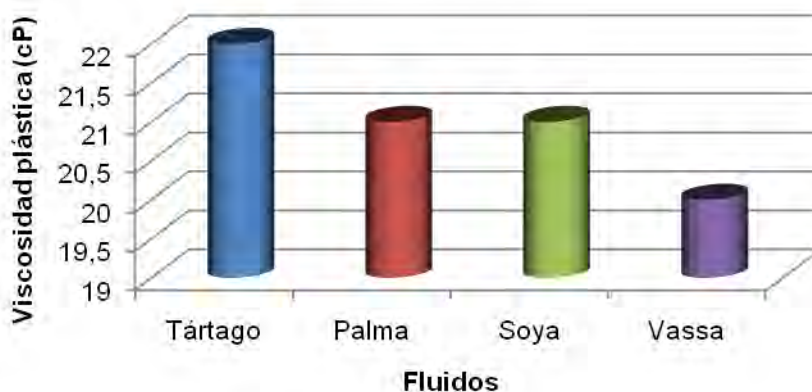
se presentan dichos valores, posterior a ser sometidos a envejecimiento dinámico. Es importante señalar que todas las pruebas se repitieron tres veces.

En tal sentido, seguidamente se muestran los resultados obtenidos para los fluidos en estudio con respecto a la propiedad de viscosidad plástica (Tabla 4.2) e igualmente se gráfica dicha propiedad en función de los valores modales. (Gráfica 4.1).

Tabla 4.2. Resultados de la comparación de los sistemas 100% naturales Tártago, Palma y Soya. En base a la Viscosidad plástica.

Sistema	Tártago	Palma	Soya	Vassa
Vp_1 (cP)	22	21	21	20
Vp_2 (cP)	22	21	21	21
Vp_3 (cP)	22	22	20	20

Tomado de: Formulación de fluidos 100% aceites naturales de palma aceitera (*Elaeis guineensis*) y soya (*Glycine max*) para fase intermedia 12 ¼ pulgadas y Formulación de un fluido de perforación base aceite natural (*Euphorbia lathyris*) para la fase intermedia del campo Santa Ana, anaco estado Anzoátegui



Gráfica 4.1. Valores de viscosidad plástica de los fluidos.

Se puede observar en la tabla y gráfica anterior que, la viscosidad plástica para los cuatro fluidos estuvo dentro del rango establecido. No obstante, el mejor comportamiento desde el punto de vista teórico práctico, lo tiene el sistema Vassa, por cuanto obtuvo el menor valor de viscosidad plástica, que finalmente son los más idóneos a la hora de un proceso de perforación de pozos.

Igualmente, con respecto a lo comentado sobre los valores de viscosidad plástica, el manual de fluidos Mi Drilling Fluids (2001) señala:

Como regla general, la viscosidad plástica debería ser mantenida al nivel más bajo posible en todos los casos, porque una baja viscosidad plástica puede aumentar la energía proporcionada a la barrena, mejorar el flujo en el espacio anular para la limpieza del pozo, y reducir el uso y desgaste de los equipos, así como el consumo de combustible (p.5.4).

Al realizar un estudio estadístico basado en la prueba de Kruska y Wallis se observa en la tabla 4.3 que el valor del H observado es menor que el H crítico, es decir, que estadísticamente no existen diferencias entre los fluidos, con respecto a la viscosidad plástica.

Tabla 4.3. Estudio estadístico de Kruska y Wallis para la viscosidad plástica.

Propiedad	H observado	H crítico	Observación
Viscosidad plástica	7,01	9,24	No hay diferencia significativa

No obstante, al aplicar la prueba de comparaciones múltiples y cotejar la propiedad en estudio del fluido Vassa (R4) con respecto a la de los otros fluidos (Tártago (R1), Soya (R2) y Palma (R3)), se detalla que existe

diferencia entre la viscosidad plástica del fluido Tártago con respecto a la viscosidad plástica del fluido Vassa. Por lo que se puede decir, que el fluido de aceite de Tártago es el que presenta más desventaja en la propiedad en estudio con respecto al fluido Vassa.

Tabla 4.4. Estudio de comparación múltiple de la viscosidad plástica del fluido Vassa con respecto a los otros fluidos.

Propiedad	Diferencia de Rangos Ri - Rj		Z _h	Observación
Viscosidad plástica	R4-R1	21,5	13,46	Hay diferencia significativa
	R4-R2	12,5	13,46	No hay diferencia significativa
	R4-R3	4	13,46	No hay diferencia significativa

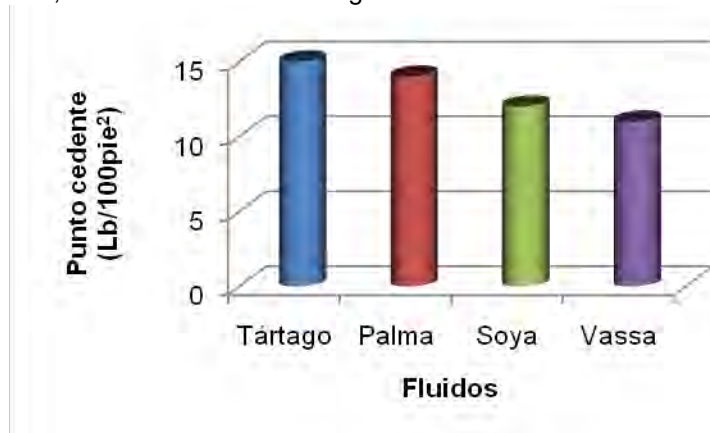
En lo que respecta al punto cedente en la tabla 4.5 se muestran los valores obtenidos, se observa que se obtuvieron valores desde un mínimo de 11 Lb/100pie² hasta un máximo de 15 Lb/100 pie². Cabe destacar que todos los valores están dentro del rango aceptable pre establecido.

Tabla 4.5 Resultados de la comparación de los sistemas 100% naturales Tártago, Palma, Soya y Vassa a densidad 10 lpg. En base al punto cedente.

Sistema	Tártago	Palma	Soya	Vassa
Pc₁ (Lb/100pie²)	15	14	12	11
Pc₂ (Lb/100pie²)	15	13	12	11
Pc₃ (Lb/100pie²)	14	14	12	11

Tomado de: Formulación de fluidos 100% aceites naturales de palma aceitera (*Elaeis guineensis*) y soya (*Glycine max*) para fase intermedia 12 ¼ pulgadas y Formulación de un

fluido de perforación base aceite natural (*Euphorbia lathyris*) para la fase intermedia del campo Santa Ana, anaco estado Anzoátegui



Gráfica 4.2. Valores modales de punto cedente de los fluidos en estudio.

Asimismo, el manual de fluidos Mi Drilling Fluids (2001) señala: Los fluidos con puntos cedentes muy bajos no suspenderán el material densificante, pero es posible que los fluidos con altos puntos cedentes tampoco suspendan el material (p.5.6). De acuerdo a lo descrito y partiendo del hecho de que el rango de aceptación para esta fase está entre 10 y 20 lb/pie², es posible inferir que los tres valores se consideran aceptables.

Sin embargo, al aplicar la prueba de Kruska y Wallis se observó que el valor de H observado es superior al H crítico, por lo que existen diferencias significativas entre los fluidos y la propiedad en estudio. Y es que de acuerdo a lo anteriormente expuesto el valor del punto cedente del fluido Vassa es el menor de todos, por lo tanto es el menos favorable, mientras que los fluidos naturales presentan valores más favorables.

Tabla 4.6. Estudio estadístico de Kruska y Wallis para el punto cedente.

Propiedad	H observado	H crítico	Observación
Punto cedente	9,9	9,24	Hay diferencia significativa

Tabla 4.6. Estudio de comparación múltiple del punto cedente del fluido Vassa con respecto a los otros fluidos. (Cont)

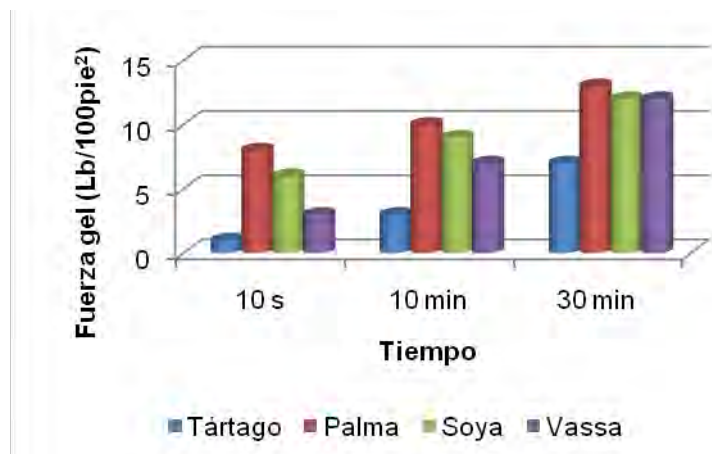
Propiedad	Diferencia de Rangos $ R_i - R_j $		Z_h	Observación
Punto cedente	R4-R1	26	13,46	Hay diferencia significativa
	R4-R2	19	13,46	Hay diferencia significativa
	R4-R3	9	13,46	No hay diferencia significativa

Con respecto al esfuerzo de gel en la tabla 4.8 se observan los valores obtenidos para dicha propiedad.

Tabla 4.7. Resultados de la comparación de los sistemas 100% naturales tártago, palma y soya a una densidad de 10 lpg. En base al esfuerzo gel a los 10 s, 10 min y 30 min.

		Gel 10 s.	Gel 10 min.	Gel 30 min.
Tártago	T ₁	1	3	7
	T ₂	1	4	8
	T ₃	1	3	7
Palma	P ₁	8	10	13
	P ₂	7	10	12
	P ₃	8	10	13
Soya	S ₁	6	9	12
	S ₂	6	9	12
	S ₃	6	9	12
Vassa	V ₁	3	7	11
	V ₂	4	8	12
	V ₃	3	7	12

Tomado de: Formulación de fluidos 100% aceites naturales de palma aceitera (*Elaeis guineensis*) y soya (*Glycine max*) para fase intermedia 12 ¼ pulgadas y Formulación de un fluido de perforación base aceite natural (*Euphorbia lathyris*) para la fase intermedia del campo Santa Ana, anaco estado Anzoátegui



Gráfica 4.3. Valores modales de esfuerzo de gel; 10 s, 10 min y 30 min de los fluidos.

En relación al comportamiento de los esfuerzos de gel, el manual de fluidos MI Drilling Fluids (2001) menciona:

Los esfuerzos de gel excesivos pueden causar complicaciones, tales como: presiones excesivas cuando se interrumpe la circulación después de un viaje, pistoneo excesivo al sacar la tubería del pozo, y aumento brusco y excesivo de la presión durante la introducción de la tubería en el pozo (p.5.7).

La gráfica permitió observar que excepto el fluido de tártago los valores para 10 s y 10 min están fuera de rango. Los sistemas en general presentaron buena tixotropía, lo que garantiza una aceptable suspensión de los sólidos, con geles planos y frágiles, estos valores contribuyen a evitar el entrapamiento del aire o gas en el fluido, como también minimizar las presiones de inicio de la circulación después de un viaje, evitar el pistoneo excesivo al extraer la tubería del pozo.

La diferencia de los comportamientos se pudo deber a los aditivos empleados, los aditivos del fluido de Tártago son distintos a los de Palma

Aceitera y Soya. Y es que se ha podido observar a lo largo de las distintas investigaciones realizadas que los aditivos según la casa fabricante, para una misma fase continua (aceite natural) tienen efectos distintos aún empleando la misma cantidad.

Tabla 4.8. Estudio estadístico de Kruska y Wallis para el esfuerzo de gel.

Propiedad	H observado	H crítico	Observación	
Fuerza gel	10 s	10,4	9,24	Hay diferencia significativa
	10 min	10,4	9,24	Hay diferencia significativa
	30 min	8,0	9,24	No hay diferencia significativa

Tabla 4.9. Estudio de comparación múltiple del esfuerzo de gel del fluido Vassa con respecto a los otros fluidos

Propiedad	Diferencia de Rangos $ R_i - R_j $	Z_h	Observación	
gel 10s	R4-R1	9	13,46	No hay diferencia significativa
	R4-R2	18	13,46	Hay diferencia significativa
	R4-R3	9	13,46	No hay diferencia significativa
gel 10 min	R4-R1	9	13,46	No hay diferencia significativa
	R4-R2	18	13,46	Hay diferencia significativa
	R4-R3	9	13,46	No hay diferencia significativa

Tabla 4.9. Estudio de comparación múltiple del esfuerzo de gel del fluido Vassa con respecto a los otros fluidos. (Cont).

Propiedad	Diferencia de Rangos $ R_i - R_j $		Z_h	Observación
gel 30 min	R4-R1	13	13,46	No hay diferencia significativa
	R4-R2	11,5	13,46	No hay diferencia significativa
	R4-R3	3,5	13,46	No hay diferencia significativa

Se observa en la tabla anterior que el fluido de palma aceitera y soya son los que tienen un comportamiento semejante al fluido Vassa.

Seguidamente se muestran en la Tabla 4.10 las propiedades físicas y químicas (Filtrado, alcalinidad, estabilidad eléctrica y tixotropía) de los fluidos en estudio e igualmente en la Gráfica 4.4 se detallan los valores modales. Es importante señalar que dichas propiedades se encontraron dentro del rango de aceptación preestablecido, por lo que es un indicativo junto con las propiedades anteriormente estudiadas de que es posible formular a nivel de laboratorio fluidos de perforación base aceite natural para ser empleados en pozo localizados en tierra.

Tabla 4.10. Propiedades físicas-químicas de los sistemas palma, soya a densidad de 10 lpg.

		Filtrado (cc/30min)	Alcalinidad (ml)	Estabilidad Eléctrica (V)	Tixotropia (%)		
					Agua	Sólidos	Aceite
Tártago	T ₁	4	3,25	2000	3	9	88
	T ₂	5	3,3	2000	2	10	88
	T ₃	4	3,0	2000	3	9	88

Tabla 4.10. Propiedades físicas-químicas de los sistemas palma, soya a densidad de 10 lpg. (Cont.)

		Filtrado (cc/30min)	Alcalinidad (ml)	Estabilidad Eléctrica (V)	Tixotropia (%)		
					Agua	Sólidos	Aceite
Palma	P ₁	7	1,05	1900	1	14	85
	P ₂	7	1,0	1900	1	14	85
	P ₃	7	1,0	1850	1	13	86
Soya	S ₁	8	1,1	1900	1	14	85
	S ₂	7	1,1	1900	1	14	85
	S ₃	7	1,0	1900	1	14	85
Vassa	V ₁	4	3,0	1950	1	19	80
	V ₂	4	3,0	1950	1	19	80
	V ₃	4	2,8	1900	1	19	80

Tomado de: Formulación de fluidos 100% aceites naturales de palma aceitera (*Elaeis guineensis*) y soya (*Glycine max*) para fase intermedia 12 ¼ pulgadas y Formulación de un fluido de perforación base aceite natural (*Euphorbia lathyris*) para la fase intermedia del campo Santa Ana, Anaco estado Anzoátegui.



Gráfica 4.4. Valores modales de filtrado de los fluidos.

Como se puede observar en la gráfica anterior, el filtrado para los tres sistemas se encontraron dentro del rango establecido (filtrado <10), la mayor

disminución se observó en el sistema de Tártago (4 cc/30 min). Dicho comportamiento puede ser debido a que los aditivos encargados de controlar dicha propiedad se activaron mejor por efectos de la temperatura y la arcilla organofílica tuvo un mejor rendimiento así como una mejor dispersión de sólidos. Y es que sería conveniente que en cualquier situación de perforación sufriera la menor pérdida posible de filtrado (MI Drilling Fluids, 2001).

Tabla 4.11. Estudio estadístico de Kruska y Wallis para el filtrado.

Propiedad	H observado	H crítico	Observación
Filtrado	8,5	9,24	No hay diferencia significativa

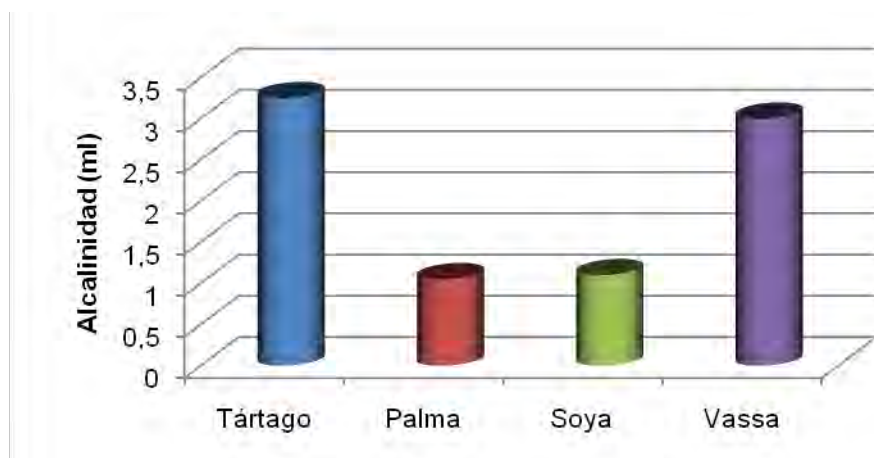
No existió diferencia significativa al estudiar la propiedad en conjunto, es decir que los tres fluidos naturales realizarían la función de filtrado igual que el fluido Vassa.

Tabla 4.12. Estudio de comparación múltiple del filtrado del fluido Vassa con respecto a los otros fluidos.

Propiedad	Diferencia de Rangos $ R_i - R_j $	Z_h	Observación	
Filtrado	R4-R1	13	13,46	No hay diferencia significativa
	R4-R2	18	13,46	Hay diferencia significativa
	R4-R3	21	13,46	Hay diferencia significativa

Sin embargo, el fluido de Tártago realizará la función de filtrado mejor que los fluidos de aceite de Palma Aceitera y Soya, porque estos últimos presenta diferencias significativas con respecto al fluido Vassa, mientras que el primero no.

La alcalinidad es un indicativo de la presencia de cal en el sistema. Se usa cal (cal hidratada o apagada $\text{Ca}(\text{OH})_2$) en los sistemas base aceite para neutralizar los gases ácidos (CO_2 y H_2S) y ayudar a la activación de los humectantes y emulsificantes. De acuerdo al manual de fluidos de la empresa SAMAN TECNOLOGÍA 2000.



Gráfica 4.5. Valores modales de alcalinidad de los fluidos.

Tabla 4.13. Estudio estadístico de Kruska y Wallis para la alcalinidad.

Propiedad	H observado	H crítico	Observación
Alcalinidad	9,3	9,24	Hay diferencia significativa

Los fluidos en estudio presentaron diferencias en conjunto, esto se debe a que el valor de la alcalinidad para el fluido Vassa y tártago se encontraron dentro del rango establecido, mientras que para los sistemas Palma y Soya estuvieron fuera del rango, esto quizás se deba a que los aceites de Soya y palma aceitera poseen un índice de acidez mayor, lo que originó un aumento de volumen a ser neutralizado por la cal. Aunado a esto

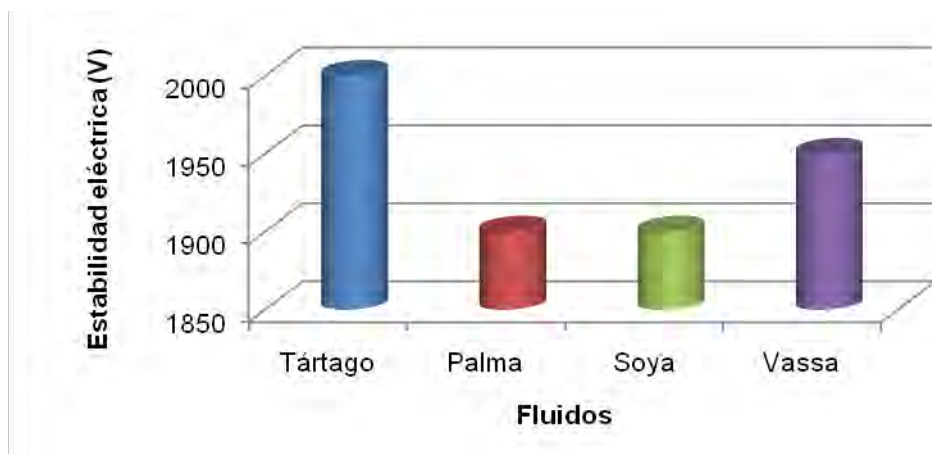
el humectante también necesitó consumir la cal presente en el sistema para poder reaccionar y tener un mejor rendimiento.

Tabla 4.14. Estudio de comparación múltiple de la Alcalinidad del fluido Vassa con respecto a los otros fluidos.

Propiedad	Diferencia de Rangos $ R_i - R_j $		Z_h	Observación
Alcalinidad	R4-R1	7	13,46	No hay diferencias significativas
	R4-R2	17	13,46	Hay diferencias significativas
	R4-R3	12	13,46	No hay diferencias significativas

En lo que respecta a la estabilidad eléctrica, ella es un indicativo de que tan bien emulsionado está el fluido de perforación, pero no debería ser usada como indicador absoluto de dicha condición. Una estabilidad eléctrica baja puede ser motivo de preocupación, valores declinantes de la misma puede ser más grave y requiere una acción inmediata, una disminución rápida indica que la emulsión está debilitándose (MI Drilling Fluids, 2001).

Como se observa en la Gráfica 4.6, para los sistemas en estudio dicha propiedad se mantuvo dentro del rango establecido, observándose una disminución para los sistemas de palma y soya, sin embargo de acuerdo a lo mostrado en las Tablas 4.15 y 4.16 esta diferencia no es significativa.



Gráfica 4.6. Valores modales de estabilidad eléctrica de los fluidos.

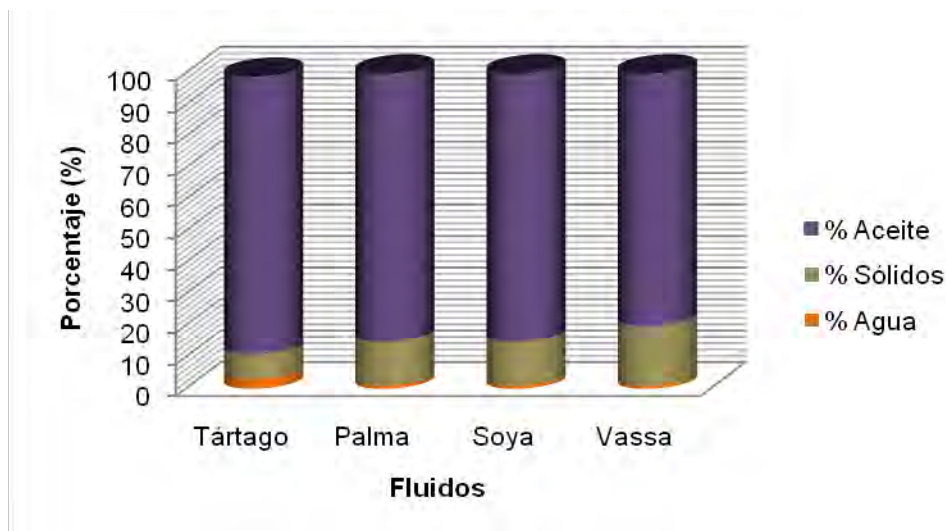
Tabla 4.15 Estudio estadístico de Kruska y Wallis para la estabilidad eléctrica.

Propiedad	H observado	H crítico	Observación
Conductividad eléctrica	8,0	9,24	No Hay diferencia significativa

Tabla 4.16 Estudio de comparación múltiple de la estabilidad eléctrica del fluido Vassa con respecto a los otros fluidos.

Propiedad	Diferencia de Rangos $ R_i - R_j $	Z_h	Observación	
Conductividad eléctrica	R4-R1	11,5	13,46	No Hay diferencia significativa
	R4-R2	11,5	13,46	No Hay diferencia significativa
	R4-R3	8	13,46	No Hay diferencia significativa

Finalmente se observan en la Gráfica 4.7, los valores modales de porcentaje de aceite, sólidos y agua de los fluidos en estudio.



Gráfica 4.7. Valores modales de porcentaje de aceite, sólidos y agua de los fluidos.

La retorta permite determinar el porcentaje de sólidos, aceite y agua presente en los tres sistemas, parámetros importantes debido a su estrecha relación con el comportamiento reológico. Dicho esto, mediante la Gráfica 4.7 se observó que los valores con respecto al porcentaje de aceite, fueron iguales en los sistemas de Soya y Palma (85%), mayor para el sistema Tártago (88 %) y menor para el fluido Vassa (80%) pero encontrándose todos dentro del rango establecido. Asimismo, en el sistema Palma se pudo notar la presencia de un porcentaje de 1% de agua, posiblemente debido a que el aceite o el humectante contenían trazas de agua. Se asumió esto porque a esta formulación no se le agregó activador polar (agua). El mayor porcentaje de agua se obtuvo en el sistema Tártago, esto se debió a que fue el fluido con mayor cantidad de activador polar.

Tabla 4.17. Estudio estadístico de Kruska y Wallis para el porcentaje de agua, sólidos y aceite.

Propiedad		H observado	H crítico	Observación
Retorta	% agua	6,2	9,24	No hay diferencia significativa
	% sólidos	9,5	9,24	Hay diferencia significativa
	% aceite	9,5	9,24	Hay diferencia significativa

Tabla 4.18. Estudio de comparación múltiple de porcentaje del porcentaje de agua, sólidos y aceite del fluido Vassa con respecto a los otros fluidos.

Propiedad	Diferencia de Rangos Ri – Rj		Z _h	Observación
% de agua	R4-R1	18	13,46	Hay diferencia significativa
	R4-R2	0	13,46	No hay diferencia significativa
	R4-R3	0	13,46	No hay diferencia significativa
% de sólidos	R4-R1	27	13,46	Hay diferencia significativa
	R4-R2	15	13,46	No hay diferencia significativa
	R4-R3	12	13,46	No hay diferencia significativa
% de aceite	R4-R1	27	13,46	Hay diferencia significativa
	R4-R2	15	13,46	No hay diferencia significativa
	R4-R3	12	13,46	No hay diferencia significativa

En las tablas anteriores quedó evidenciado que el fluido de Palma Aceitera no muestra diferencia en comparación con el fluido Vassa, no obstante los valores de los otros dos fluidos se consideran como aceptables.

De acuerdo a los distintos valores obtenidos en las propiedades en estudio queda demostrado que a nivel de laboratorio es posible formular fluidos de perforación base aceite natural (Tártago, Palma Aceitera y Soya) que satisfagan los requerimientos de la industria petrolera venezolana, a pesar de las diferencias encontradas a través del estudio estadístico, las cuales no solo son influenciadas por las propiedades físico químicas de los aceites, sino, por los tipos de aditivos empleados.

4.2 CONOCIMIENTO DEL IMPACTO DE LOS FLUIDOS SOBRE SUELO BASADO EN EL DECRETO 2.635 Y SOBRE EL PASTO GUINEA SEMBRADO EN SUELOS CONTAMINADOS

Concerniente al impacto ambiental que pueden causar los fluidos naturales, se realizó un estudio de parte de Guilarte, M y Toledo, O (2011), denominado, "Evaluación del impacto ambiental de los fluidos de perforación base aceite de ricino, soya y palma, en los suelos". Los investigadores basaron su estudio en un análisis estadístico de ANOVA, con el cual mostraron el impacto o no de los fluidos.

Basado en ello, el presente estudio pretendió demostrar que relación fluido-suelo (2:1,3:1 y 4:1) cumple con los valores establecidos con el decreto 2635 "Normas para el Control de la Recuperación de Materiales Peligrosos y el Manejo de los Desechos Peligrosos".

En tal sentido, en la Tabla 4.19, se puntualizan las propiedades químicas del suelo testigo y de acuerdo a lo señalado en los artículos 49 y 50 del Decreto 2.635 citado por Guilarte y Toledo (2011) el suelo utilizado en el experimento se encontraba por debajo de los límites de la mezcla suelo/desecho permisibles, por lo que se puede decir que el suelo utilizado

en la investigación reunió las condiciones óptimas para el crecimiento de la flora y la fauna del área donde fue tomado.

Tabla 4.199. Propiedades químicas de la muestras del suelo testigo.

Parámetro	Resultado
pH	6,25
Conductividad eléctrica	15,7 μ s
Aluminio intercambiable	0,1
Capacidad de intercambio catiónico	8,46 meq/100 g de Na
Aceites y grasas	1,3

Tomado de: Evaluación del impacto ambiental de los fluidos de perforación base aceite de ricino, soya y palma, en los suelos,

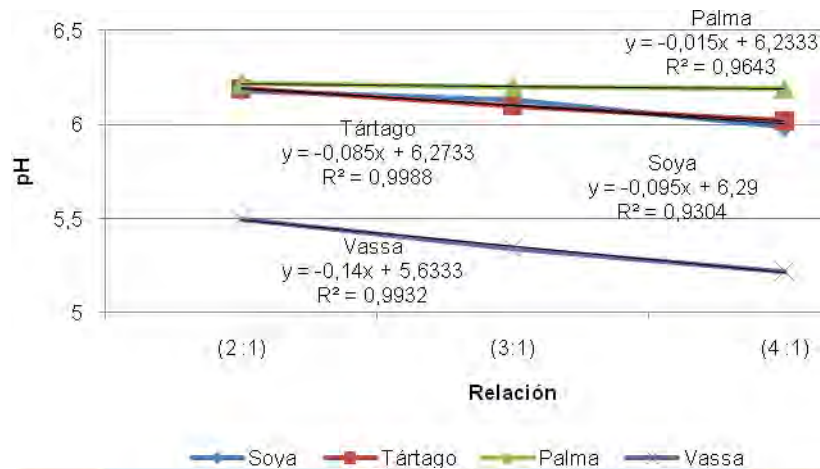
Basado en las cuatro propiedades mostradas en la tabla 4.18, seguidamente se mostraran las variaciones de las mismas al agregarle los fluidos de perforación de acuerdo a las relaciones descritas. Las mismas se estudiaron mediante un análisis de regresión lineal, para observar a partir de que relación se deja de cumplir con los valores de la norma. En tal sentido en la siguiente tabla se presentan los valores obtenidos para el pH del suelo.

Tabla 4.200. Efecto de las dosis de fluidos de perforación base aceite (Vassa, soya, ricino y palma) en el pH del suelo.

Fluido de perforación base aceite	pH de muestra de suelo relación (2: 1)	pH de muestra de suelo relación (3: 1)	pH de muestra de suelo relación (4: 1)
Vassa	5,5	5,34	5,22
Soya	6,18	6,13	5,99
Ricino	6,19	6,10	6,02
Palma	6,22	6,20	6,19

Tomado de: Evaluación del impacto ambiental de los fluidos de perforación base aceite de ricino, soya y palma, en los suelos

Se observa que la tendencia es que a medida que se incrementa la concentración el pH disminuye. La Gráfica 4.8 muestra que esta disminución presenta un comportamiento lineal para todos los fluidos, en donde la mayor pendiente la presenta el fluido Vassa.



Gráfica 4.8. Variación de pH del suelo de acuerdo a la relación fluido suelo.

De acuerdo a los valores del decreto para la propiedad pH se puede detallar en la gráfica anterior que sin importar la concentración fluido suelo, los sistemas naturales en estudio cumplen con esta propiedad de mejor manera que el fluido Vassa cuando la técnica a emplear es esparcimiento (pH entre 5 y 8). No obstante, cuando la técnica es confinamiento (pH entre 6 y 9) los fluidos naturales cumplen excepto para la relación 4:1 del fluido de soya (5,99) y de acuerdo a los resultados el fluido Vassa no debería emplearse mediante esta técnica.

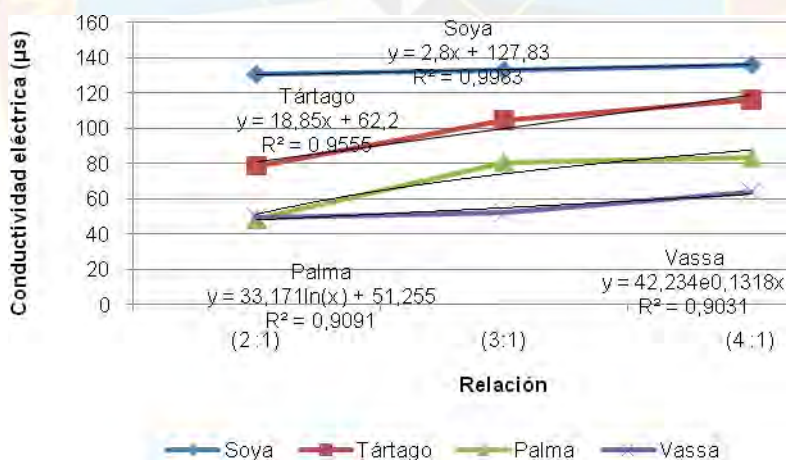
También, al estudiar la propiedad de conductividad eléctrica se observa en la siguiente tabla que ninguno de los fluidos cumple con el valor máximo

de 12 (mmhos/cm) para la técnica de confinamiento y 3,5 (mmhos/cm) para la técnica de esparcimiento

Tabla 4.211. Efecto de las dosis de fluidos de perforación base aceite (Vassa, soya, ricino y palma) en la conductividad eléctrica del suelo.

Fluido de perforación base aceite	C. E de la muestra de suelo relación (2: 1)	C. E de la muestra de suelo relación (3: 1)	C. E de la muestra de suelo relación (4: 1)
Vassa	49,4	52,3	64,3
Soya	130,7	133,3	136,3
Ricino	78,7	104,6	116,4
Palma	48,8	80,9	83,5

Tomado de: Evaluación del impacto ambiental de los fluidos de perforación base aceite de ricino, soya y palma, en los suelos.



Gráfica 4.9. Variación de conductividad eléctrica del suelo de acuerdo a la relación fluido suelo.

En lo que respecta a la Gráfica 4.9, los fluidos naturales de Soya y Tártago presentaron un comportamiento lineal ascendente, mientras que los

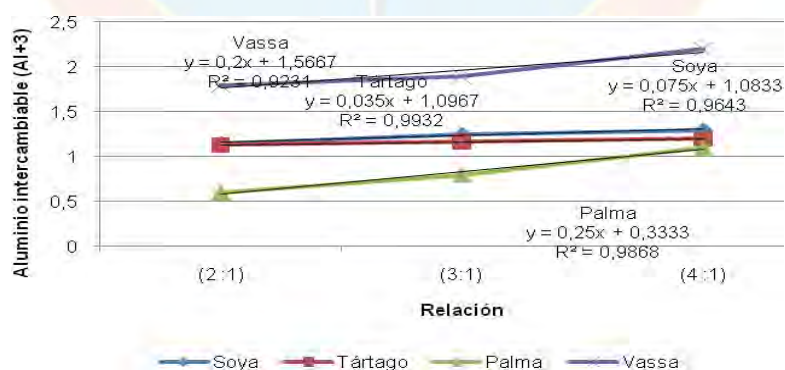
fluidos de Palma Aceitera y Vassa su comportamiento fue logarítmico y exponencial respectivamente.

Los valores aceptados para la propiedad de Aluminio intercambiable (meq /100 g) es de menos de 1,5 para la técnica de esparcimiento, mientras que para confinamiento no está especificada en el Decreto.

Tabla 4.222. Efecto de las dosis de fluidos de perforación base aceite (Vassa, Soya, Tártago y Palma) en el aluminio intercambiable del suelo.

Fluido de perforación base aceite	(Al ³⁺) de la muestra de suelo relación (2: 1)	(Al ³⁺) de la muestra de suelo relación (3: 1)	(Al ³⁺) de la muestra de suelo relación (4: 1)
Vassa	1.8	1.9	2.2
Soya	1.15	1.25	1.3
Ricino	1.13	1.17	1.2
Palma	0.6	0.8	1.1

Tomado de: Evaluación del impacto ambiental de los fluidos de perforación base aceite de ricino, soya y palma, en los suelos.



Gráfica 4.10. Variación del aluminio intercambiable del suelo de acuerdo a la relación fluido suelo.

En la tabla 4.21 se evidencia que los fluidos naturales cumplen con el valor especificado por el Decreto para las tres relaciones en estudio, mientras que el fluido Vassa está fuera de rango en todas las relaciones. Igualmente todos los fluidos presentan un comportamiento similar, es decir, a medida que se aumenta la concentración aumenta linealmente la variación de aluminio intercambiable. El comportamiento mostrado por los fluidos naturales quizás se deba a que ellos son biodiesel y en el proceso de su formulación se realiza un lavado con el fin de extraer la soda caustica empleada, la cual puede disminuir la presencia de Al presente en el aceite.

La cuarta propiedad estudiada estuvo referida a el porcentaje de aceite y grasas en el suelo, los valores para los fluidos oscilaron desde un mínimo de 1,9% para la relación 2:1 hasta un máximo de 5,1% para la relación 4:1 (Tabla 4.23).

Tabla 4.233. Efecto de las dosis de fluidos de perforación base aceite (Vassa, Soya, Tártago y Palma) en el porcentaje de aceite y grasas del suelo.

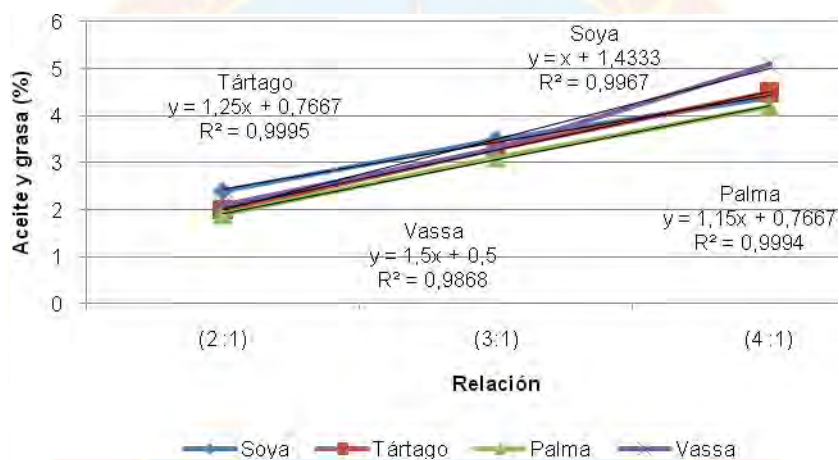
Fluido de perforación base aceite	% A y G de la muestra de suelo relación (2: 1)	% A y G de la muestra de suelo relación (3: 1)	% A y G de la muestra de suelo relación (4: 1)
Vassa	2.1	3.3	5.1
Soya	2.4	3.5	4.4
Ricino	2.0	3.3	4.5
Palma	1.9	3.1	4.2

Tomado de: Evaluación del impacto ambiental de los fluidos de perforación base aceite de ricino, soya y palma, en los suelos.

Sin embargo, de acuerdo al decreto dicha propiedad debe tener un valor menor a 3% para la técnica de confinamiento y menor a 1 % para la

técnica de esparcimiento. Por lo que se puede decir que el aceite Vassa cumple solo para la relación 2:1, mientras que los fluidos naturales cumplen en las relaciones 2:1 y 3:1, en la técnica de confinamiento. Ninguna relación de los fluidos en estudio cumple para la técnica de esparcimiento.

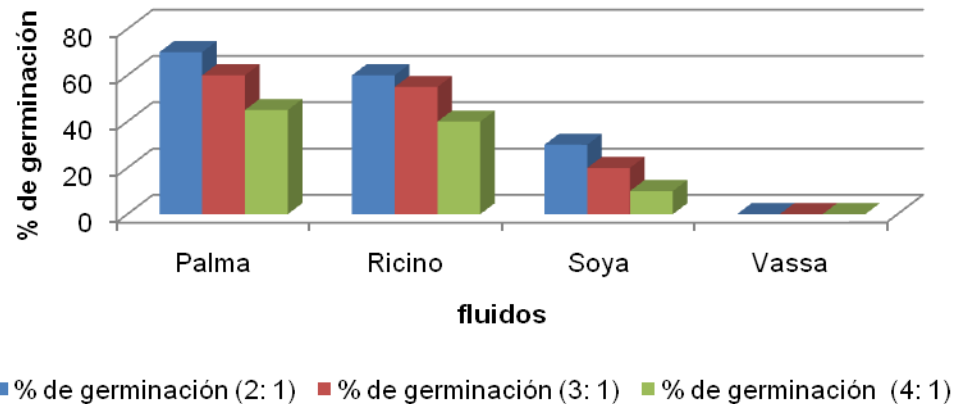
En referencia al comportamiento gráfico de los fluidos en esta propiedad a medida que se aumenta la concentración, la propiedad aumenta linealmente para todos los fluidos.



Gráfica 4.11. Variación del porcentaje de aceite y grasa del suelo de acuerdo a la relación fluido suelo.

Continuando con el estudio de impacto ambiental, seguidamente se muestra como fue el crecimiento de las plantas de pasto guinea. En tal sentido, de acuerdo a los citados autores se sembraron al voleo las semillas de pasto (20) por matero (28 por cada tipo de aceite en estudio). En la gráfica 4.12, se puede observar el porcentaje de germinación de pasto por relación de contaminación en estudio (2:1, 3:1 y 4:1), en donde el mayor porcentaje de plantas crecieron en el aceite de palma seguido por tártago y

soya, este comportamiento se debe quizás a los ácidos grasos presentes en los aceites y a la reacción de los aditivos empleados con el aceite.



Gráfica 4.12. Porcentaje de germinación de las plantas de cada maceta respecto al número de semillas sembradas en cada una.

Igualmente destaca en la gráfica anterior, que con respecto suelo contaminado con fluido base aceite Vassa no germinó ninguna planta, contrastando con lo expresado por Camargo *et al*, 2001

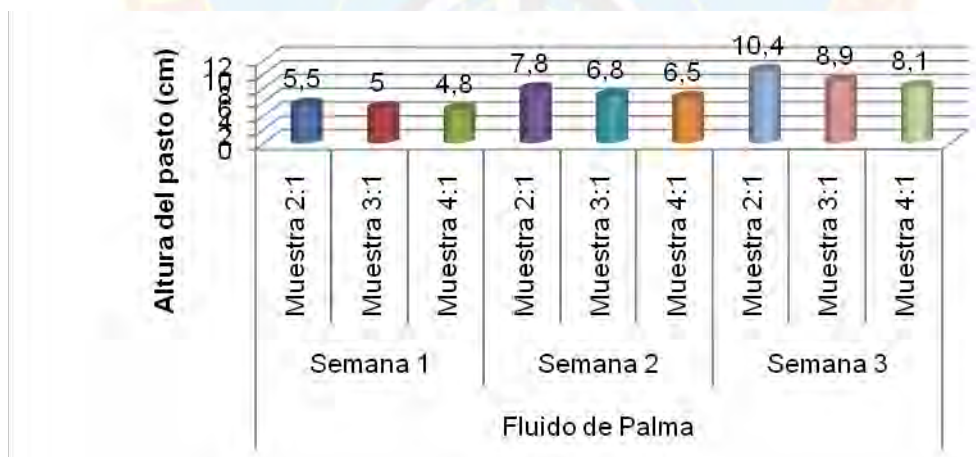
Considerando los altos costos del aceite sintético, se establecieron en 1997 dos estrategias con el Centro de Investigaciones y Apoyo Tecnológico de Petróleos de Venezuela (INTEVEP) para la obtención de aceites nacionales de baja toxicidad:

Desarrollar con la empresa VASSA, un aceite mineral de baja toxicidad y biodegradable. En 1997 se logró obtener los aceites minerales LP-90 y LP-120 con características similares al importado con la ventaja adicional de tener un menor costo. A partir de 1998, se inició el uso del aceite mineral en los pozos de Oriente y Occidente con resultados operacionales excelentes, cumpliendo con la normativa de protección al ambiente y salud del personal a un menor costo... (p.2)

Durante el lapso de estudio se observó el crecimiento de las plantas y en este sentido se midió la altura y diámetro de las plantas e igualmente se contó el número de hojas; siendo los resultados los siguientes.

En lo que respecta a la altura de las plantas, la mayor altura se consiguió para el fluido de Palma Aceitera, las cuales comenzaron con valores de 5,5; 5 y 4,8 cm a la semana de germinación para las relaciones de 2:1, 3:1 y 4:1 respectivamente, hasta alcanzar valores de 10,4; 8,9 y 8,1 cm para las relaciones en estudio en un lapso de 3 semanas después de la germinación.

Es decir que además de ser el fluido que permitió el 100% de germinación de plantas, también fue el que favoreció mejor el crecimiento. Este comportamiento quizás se deba a que el aceite de Palma es el que posee menor cantidad de ácidos grasos de los tres.



Gráfica 4.13. Variación de la altura del pasto en el tiempo para el fluido Tártago de acuerdo a la relación fluido suelo.

En las gráficas 4.14 y 4.15 se muestran los valores de altura de las plantas para los fluidos de tártago y Soya, siendo el primero el que presentó un crecimiento más favorable entre los dos, al final de las tres semanas el promedio de crecimiento fue de 7,9 cm (2:1), 7,2 cm (3:1) y 6,5 cm (4:1) en comparación con el fluido de soya que fue de 5,1 cm (2:1), 4,1 cm (3:1) y 3,1 cm (4:1) para el mismo periodo.

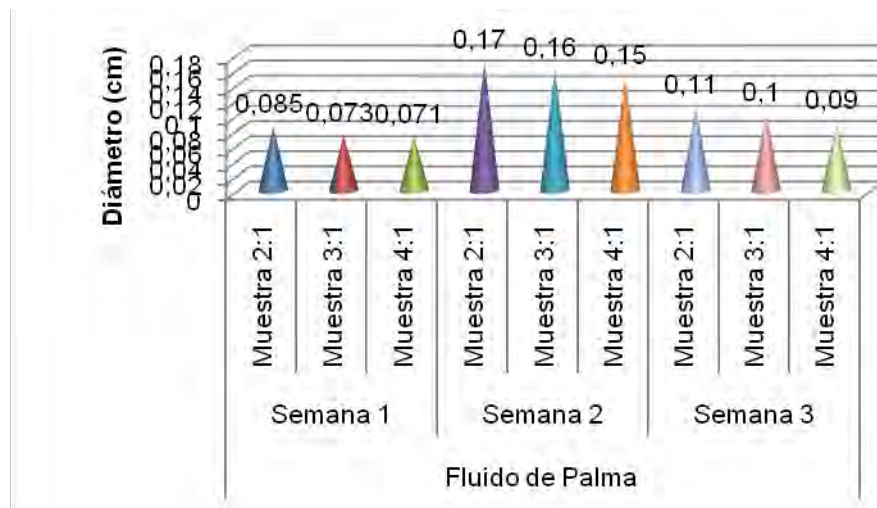


Gráfica 4.13. Variación de la altura del pasto en el tiempo para el fluido Tártago de acuerdo a la relación fluido suelo.

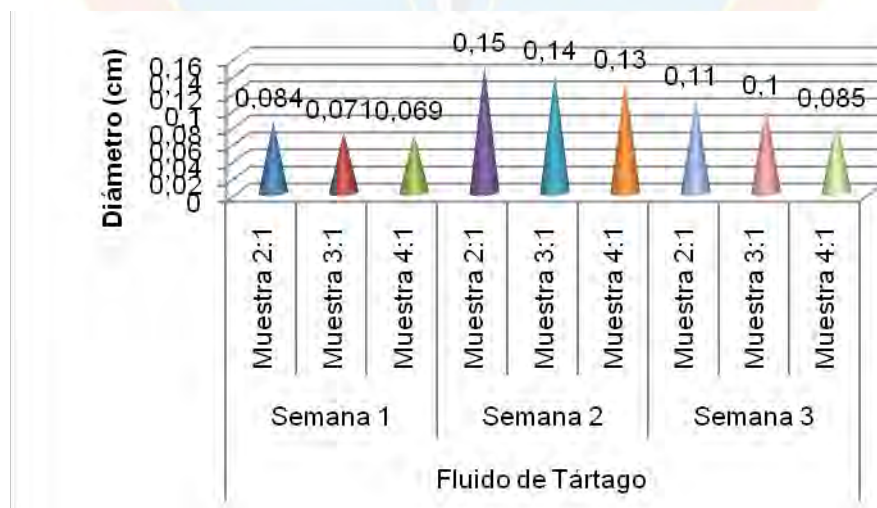


Gráfica 4.14. Variación de la altura del pasto en el tiempo para el fluido de Soya de acuerdo a la relación fluido suelo.

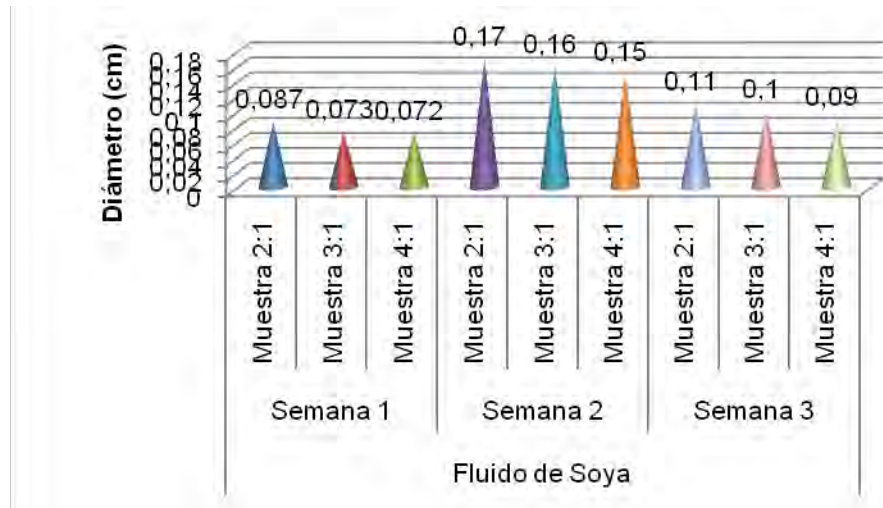
Igualmente se estudió el diámetro del tallo, en donde el aceite de Palma Aceitera mostró el mejor desempeño seguido por el aceite de tártago y soya, tal como se observa en las graficas 4.16, 4.17 y 4.18 respectivamente.



Gráfica 4.15. Variación del diámetro del cuello del pasto en el tiempo para el fluido palma de acuerdo a la relación fluido suelo.

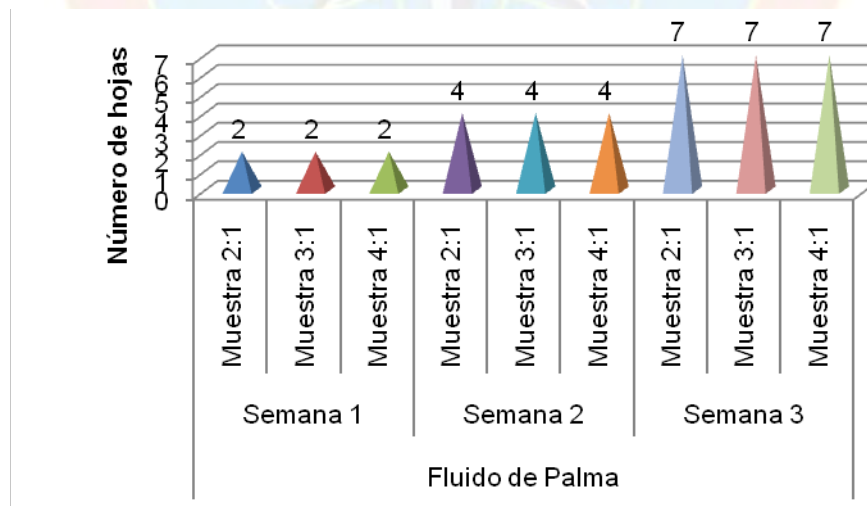


Gráfica 4.16. Variación del diámetro del cuello del pasto en el tiempo para el fluido Tártago de acuerdo a la relación fluido suelo.

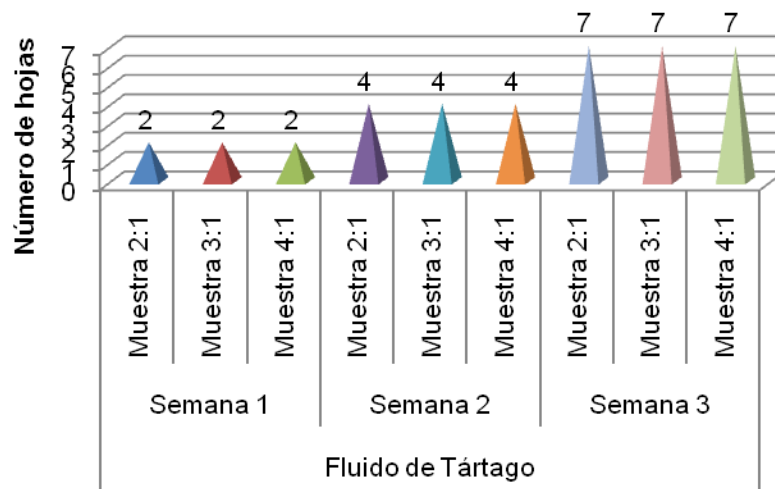


Gráfica 4.17. Variación del diámetro del cuello del pasto en el tiempo para el fluido Soya de acuerdo a la relación fluido suelo.

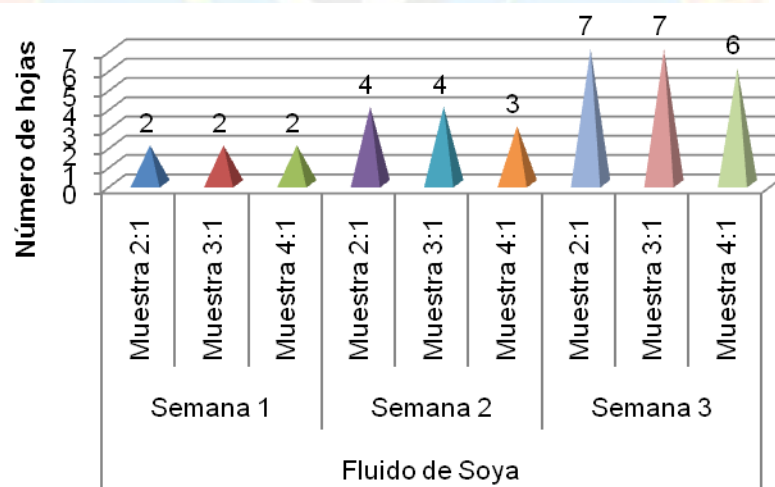
El número de hojas fue otro factor estudiado y en las gráficas 4.18, 4.19 y 4.20 se observa el comportamiento obtenido por los tres fluidos.



Gráfica 4.18. Variación del número de hojas del pasto en el tiempo para el fluido Palma de acuerdo a la relación fluido suelo.



Gráfica 4.19. Variación del número de hojas del pasto en el tiempo para el fluido Tártago de acuerdo a la relación fluido suelo.



Gráfica 4.20. Variación del número de hojas del pasto en el tiempo para el fluido Soya de acuerdo a la relación fluido suelo.

En este caso los fluidos de Palma aceitera y tártago mostraron un comportamiento desde el inicio hasta el final del tiempo en estudio, mejor que el fluido de soya.

Desde el punto de vista ambiental y de acuerdo a los resultados obtenidos quedó demostrado que los fluidos naturales ocasionan un menor impacto ambiental al contrario que el fluido Vassa, el cual debería ser sometido a un tratamiento previo antes de ser esparcido o confinado.

4.3 COMPARACIÓN DE LOS COSTOS ASOCIADOS A LA FORMULACIÓN DE LOS FLUIDOS 100% NATURALES (TÁRTAGO, PALMA Y SOYA) Y UN FLUIDO 100% ACEITE MINERAL (VASSA)

Los costos asociados a los sistemas Soya, Palma y Vassa; se lograron establecer mediante las concentraciones de dichos sistemas, haciendo uso de una hoja de cálculo de EXCEL. Al poseer el rango de concentraciones adecuados a usar en los fluidos, se pudo contar con la información necesaria para plantear los costos detallados y generales de cada uno de los sistemas.

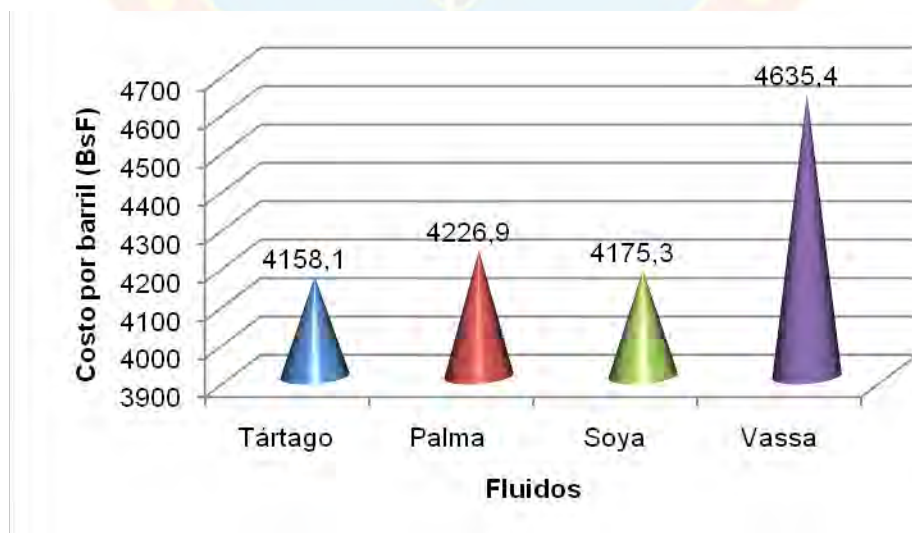
En la Tabla 4.24, se aprecia que los sistemas 100% Naturales (Tártago, Soya y Palma) son más económicos que el sistema 100% Mineral (Vassa), en donde el sistema tártago fue el mejor de los tres, tanto en los costos por barril como por unidad, en la referida tabla se aprecia que se tiene un ahorro porcentual por unidad de 10,3 y de 55,8 por barril con respecto al fluido Vassa.

Es decir, que a medida que el pozo sea más profundo mayor será el ahorro con respecto a los fluidos naturales. Sin embargo, hay que establecer que de acuerdo a los resultados de las propiedades reológicas, se estaría hablando para ser empleados solo en fases intermedias, porque la máxima temperatura de trabajo fue de 250° F.

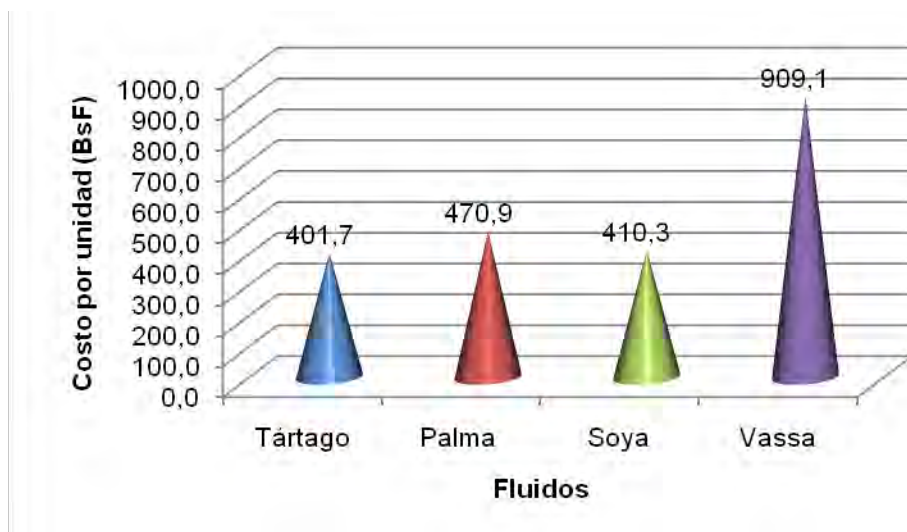
Tabla 4.244. Comparación de costos asociados a la formulación de los fluidos 100% naturales Palma, Soya, Tártago y un fluido 100% aceite mineral Vassa a densidad 10 lpg.

Sistema	Costo por barril (BsF)	Costo por unidad (BsF)	Diferencia entre costo por barril (BsF)	Diferencia entre costo por unidad (BsF)	% de ahorro por unidad	% de ahorro por barril
Tártago	4158,1	401,7	477,3	507,4	10,3	55,8
Palma	4226,9	470,9	408,5	438,2	8,8	48,2
Soya	4175,3	410,3	460,1	498,7	9,9	54,9
Vassa	4635,4	909,1	-	-	-	-

En las graficas siguientes se observa la diferencia de costo por barril y unidad entre los fluidos. El costo favorable del fluido de Tártago con respecto a los otros dos naturales es posible que se deba al uso industrial que se le da a cada uno, mientras que el aceite de Tártago se emplea como base para procesos químicos como pintura, los otros dos son empleados en la industria alimenticia y quizás eso aumente su costo.



Gráfica 4.21. Costo por barril de los fluidos.



Gráfica 4.22. Costo por unidad de los fluidos.

Se observó que los tres fluidos naturales mostraron resultados favorables desde el punto de vista técnico, ambiental y económico, que lo hacen competitivos contra el fluido Vassa. No obstante, habría aún que romper con ciertos paradigmas, entre los cuales se puede mencionar el uso de los fluidos naturales como base de alimentos y la desventaja que posee el fluido de Tártago en el país que actualmente su cultivo es limitado, sin embargo, el presente trabajo sienta las bases para que a futuro se puedan desarrollar los mismos o al menos uno de ellos como fluidos de perforación en la industria Petrolera Nacional. Igualmente se deben dirigir investigaciones tendientes a lograr aumentar el rango de temperatura de trabajo, el cual se limitó a 250 °F.

CAPÍTULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

- ✓ Los fluidos formulados de aceite de Tártago (*Euphorbia lathyris*), Palma Aceitera (*Elaeis guineensis*) y Soya (*Glycine max*) cumplieron con las propiedades reológicas y físico químicas establecidas para la fase en estudio.
- ✓ Los fluidos formulados de aceite de Tártago (*Euphorbia lathyris*), Palma Aceitera (*Elaeis guineensis*) y Soya (*Glycine max*) son menos contaminante para las propiedades del suelo (pH, C.E, Al⁺³ y porcentaje de aceites y grasas) que el fluido base aceite de mineral Vassa, el cual es 100 porciento contaminante.
- ✓ Los fluidos formulados de aceite de Tártago (*Euphorbia lathyris*), Palma Aceitera (*Elaeis guineensis*) y Soya (*Glycine max*) permitieron el crecimiento y desarrollo del pasto guinea, contrario al aceite mineral Vassa.
- ✓ Los fluidos formulados de aceite de Tártago (*Euphorbia lathyris*), Palma Aceitera (*Elaeis guineensis*) y Soya (*Glycine max*) son más económicos que un fluido base aceite mineral Vassa.
- ✓ Desde el punto de vista técnico, ambiental y económico es factible la formulación de fluidos de perforación base aceite natural para ser empleados en pozos en tierra.

5.2 RECOMENDACIONES

- ✓ Estudiar las propiedades de los fluidos naturales Tártago (*Euphorbia lathyris*), Palma Aceitera (*Elaeis guineensis*) y Soya (*Glycine max*) con un simulador hidráulico, para inferir su comportamiento en pozo.
- ✓ Aplicar métodos de biorremediación con los fluidos de Tártago (*Euphorbia lathyris*), Palma Aceitera (*Elaeis guineensis*) y Soya (*Glycine max*) para observar el comportamiento de las propiedades del suelo.
- ✓ Estudiar los efectos de los aditivos sobre las propiedades reológicas de los fluidos de Tártago (*Euphorbia lathyris*), Palma Aceitera (*Elaeis guineensis*) y Soya (*Glycine max*).
- ✓ Desarrollar fluidos de emulsión inversa con los fluidos naturales que permitan lograr un rango de temperatura mayor a los 250°F.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ÁLVAREZ, D. 2002. Estudio del efecto de la adición del compuesto Z – TROL 60 como emulsificante y humectante en fluidos de perforación base aceite. Universidad Central de Venezuela. Caracas Venezuela.
- ARENAS, J. 2000. Diccionario técnico y jurídico del medio ambiente. Primera Edición. McGraw-Hill, Madrid, España.
- BAYTER, R., LÓPEZ,R., VALERA,H. 2001. Criterios de selección para fluidos sintéticos y diseño del sistema de manejo de desechos. IV SEMINARIO DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN Y COMPLETACIÓN.
- BARBERII, E. 1998. El pozo ilustrado. Cuarta edición, Ediciones FONCIED, Caracas, Venezuela.
- BENAVIDES, F., QUINTERO, J. Y ARIZA, E. 2011. Estudio de factibilidad del uso del biodiesel como fase continua en lodos de perforación de emulsión inversa. Revista Fuentes. Vol. 9 N° 1 de 2011 - Ene/Jun - pp 57/64. Bogotá, Colombia.
- BISTOCHETT, H. Y LUGO, T.2012. Aplicación de humetantes a base de aceite residual de maíz (*Zea maiz*) en la formulación de fluidos de perforación. Trabajo de grado no publicado. Universidad de Oriente, Núcleo de Monagas.
- BRITÁNICA, 1999. Hombre Ciencia y Tecnología. Londres, Inglaterra
- CAMARGO, W., RAMOS, F., CARRASQUERO, J. Y AROCHA, J. 2001. Aplicación de Campo de aceite de baja toxicidad en pozos de alto riesgo. IV SEMINARIO DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN Y COMPLETACIÓN.

CHAVES, M. 2007. Biocombustibles: ¿Oportunidad o amenaza para Costa Rica? Liga Agrícola Industrial de la Caña de Azúcar, Dir. de Investigación y Extensión. San José de Costa Rica.

DECRETO 2.635. Normas para el Control de la Recuperación de Materiales Peligrosos y el Manejo de los Desechos Peligrosos. (Febrero 12, 1998). Gaceta Oficial de República Bolivariana de Venezuela N° 5.212 (Extraordinario).

FERNÁNDEZ, L. Y ROJAS N. (2006). Manual de técnicas de análisis de suelos aplicadas a la remediación de sitios contaminados. México: Instituto Mexicano del petróleo y el instituto nacional de ecología.

GUILARTE, M Y TOLEDO, O. 2011. Evaluación del impacto ambiental de los fluidos de perforación base aceite de ricino, soya y palma, en los suelos. Trabajo de grado no publicado. Universidad de Oriente, Núcleo de Monagas.

IBAÑEZ, C. 2004. Elementos principales de suelo, geodinámica y dinámica de los principales componentes del suelo. La Paz: Publicaciones Integrales.

IMCO. 2002. Tecnología aplicada de lodos. Halliburton Company, USA.

Kennet, W. 1992. Química General”, Tercera edición, McGraw-Hill, México, Ciudad de México.

LEY PENAL DEL AMBIENTE. 1992. LEY SOBRE SUSTANCIAS, MATERIALES Y DESECHOS PELIGROSOS. Gaceta Oficial N° 4.358. (13 de Noviembre de 2001). Gaceta Oficial N° 5.554.

LEY DE RESIDUOS Y DESECHOS SÓLIDOS. 2004. Gaceta Oficial N° 38.068.

LEY ORGÁNICA DEL AMBIENTE. 2006. Gaceta Oficial N° 5.833.

LUMMUS, J. Y AZAR, J. 1986. Drilling Fluids Optimización-A Practical. Field Approach, PennWell Publishing Company, Tulsa (Oklahoma).

MONASTERIOS, J., RIVAS, C., VEGA, R. Y OTAHOLA, J. (2010), Formulación de un fluido de perforación base aceite, vassa – aceite de soya (*glycine max*). Trabajo de grado de ingeniería no publicado, Universidad de Oriente, Núcleo Monagas.

OCHOA, D., BRITO, M., Vega, R. 2008. Formulación de un fluido de perforación base aceite natural (*Euphorbia lathyris*) para la fase intermedia del campo Santa Ana, Anaco estado Anzoátegui. Trabajo de grado no publicado. Universidad de Oriente, Núcleo de Monagas, Venezuela.

PDVSA CIED¹. 1997. Tecnología Aplicada a los Fluidos de Perforación. Caracas Venezuela.

PDVSA CIED². 2002. Manual de fluidos de perforación. Caracas Venezuela.

PORTA, J., LÓPEZ, M. Y ROQUERO, C. 1999. Edafología para la agricultura y el medio ambiente. Segunda Edición. Ediciones Mundi Prensa, Madrid, España.

PRIETO, A.1993. Tecnología aplicada a los fluidos de perforación. CEPET. Maracaibo, Venezuela.

ROSAS, J. 2005. Evaluación de las propiedades físicas de un fluido de perforación formulado con aceite vegetal de palma Green Oil como alternativa ecológica durante las perforaciones en plataformas costa afuera. Trabajo de grado No publicado. Instituto Universitario de

Tecnología y Administración Industrial (I.U.T.A) Extensión Valencia.
Venezuela.

SAMÁN TECNOLOGÍA. 2000. Manual de fluidos Samán. Maturín, Monagas.
Venezuela.

SCHLUMBERGER. 2005. Fluido de Perforación. Desafíos del Medio Ambiente.
Disponible: <http://www.seed.slb.com/es/scictr/watch/mud/env.htm>. Última
consulta, Mayo de 2012.

SERAFÍN, R., VEGA, R., GARCÍA, M. 2011. Formulación de sistemas
emulsificantes a base de lecitinas de aceites naturales, para fluidos de
perforación base aceite natural. Trabajo de grado no publicado.
Universidad de Oriente, Núcleo de Monagas.

SOLUCIONES PRÁCTICAS. 2007. Biodiesel. Tecnologías desafiando la pobreza.
Disponible:
[http://www.solucionespracticas.org.pe/fichastecnicas/pdf/FichaTecnica18-
Biodiesel.pdf](http://www.solucionespracticas.org.pe/fichastecnicas/pdf/FichaTecnica18-Biodiesel.pdf). Última consulta, Mayo de 2012.

UNITED NATIONS POPULATION FUND (UNFPA). 2004. State of World
Population. The Cairo Consensus: Population, Reproductive Health and
the Global Effort to End Poverty. UNFPA Publ., NY, USA.

UNITED NATIONS POPULATION FUND (UNFPA). 2001. State of World Population.
Footprints and Milestones: Population and Environmental Change. UNFPA
Publ. NY, USA.

VALLADARES, C., CONTRERAS, F., VEGA, R., GARCÍA, M. 2011. Comportamiento
de un fluido de perforación de emulsión inversa a base de Ester de Soya
(Glycine max) con variación de temperatura

VEGA, R., AGUILERA, A. Y AFANADOR, M. 2010. Formulación de fluidos 100% aceites naturales de palma aceitera (*Elaeis guineensis*) y soya (*Glycine max*) para fase intermedia 12 ¼ pulgadas. VIII Congreso Científico UDO, Maturín, Monagas Venezuela.



HOJAS METADATOS

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 1/5

Título	Factibilidad de uso de los aceites naturales Tártago (<i>Euphorbia lathyris</i>), Palma Aceitera (<i>Elaeis guineensis</i>) y Soya (<i>Glycine max</i>) como fluidos de perforación base aceite
Subtítulo	

El Título es requerido. El subtítulo o título alternativo es opcional.

Autor(es)

Apellidos y Nombres	Código CVLAC / e-mail	
Vega M, Rubén D.	CVLAC	10.100.632
	e-mail	rvegas@udo.edu.ve
	e-mail	
	e-mail	
	e-mail	

Se requiere por lo menos los apellidos y nombres de un autor. El formato para escribir los apellidos y nombres es: "Apellido1 InicialApellido2., Nombre1 InicialNombre2". Si el autor esta registrado en el sistema CVLAC, se anota el código respectivo (para ciudadanos venezolanos dicho código coincide con el numero de la Cedula de Identidad). El campo e-mail es completamente opcional y depende de la voluntad de los autores.

Palabras o frases claves:

Fluido de perforación
Fase continua
Pruebas reológicas
Impacto ambiental
Costos

El representante de la subcomisión de tesis solicitará a los miembros del jurado la lista de las palabras claves. Deben indicarse por lo menos cuatro (4) palabras clave.

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 2/5

Líneas y sublíneas de investigación:

Área	Subárea
Tecnología y Ciencias Aplicadas	Ingeniería de Petróleo

Debe indicarse por lo menos una línea o área de investigación y por cada área por lo menos un subárea. El representante de la subcomisión solicitará esta información a los miembros del jurado.

Resumen (Abstract):

En Venezuela, se ha empleado en perforaciones costa afuera aceites vegetales biodegradables que reducen la contaminación al medio ambiente, tal es el caso del aceite vegetal de palma *Green Oil*®. En tal sentido, el presente trabajo pretende demostrar la factibilidad de uso desde el punto de vista técnico, ambiental y económico de los fluidos base de aceites naturales de Tártago (*Euphorbia lathyris*), Palma Aceitera (*Elaeis guineensis*) y Soya (*Glycine max*) desarrollados en la Escuela de Ingeniería de Petróleo, Núcleo de Monagaspero en tierra. En tal sentido, quedó demostrado que todos los fluidos en estudio cumplieron con los valores establecidos de laboratorio de las propiedades reológicas, al aplicar la prueba de kruskal y Wallis no hubo diferencias significativas con respecto al fluido Vassa, En referencia al impacto ambiental se observó que las propiedades en estudio cumplieron con el decreto 2635, y permitieron el crecimiento de pasto guinea. Y al estudiar los costos de los fluidos de perforación los sistemas 100% naturales (Tártago, Soya y Palma) de mostraron ser más económicos que el sistema 100% Mineral (Vassa), De acuerdo a los resultados se tuvo que es factible la formulación de fluidos de perforación base aceite natural para ser empleados en pozos en tierra.

Si el funcionario de SIBIUDO encargado de transcribir los metadatos encuentra este campo en blanco, debe copiarlo de la versión digital del texto del trabajo mediante "copiar y pegar".

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 3/5

Contribuidores:

Apellidos y Nombres	Código CVLAC / e-mail										
	ROL	CA			AS			TU		JU	
	CVLAC										
	e-mail										
	ROL	CA			AS			TU		JU	
	CVLAC										
	e-mail										
	ROL	CA			AS			TU		JU	
	CVLAC										
	e-mail										

Se requiere por lo menos los apellidos y nombres del tutor y los otros dos (2) jurados. El formato para escribir los apellidos y nombres es: "Apellido1 InicialApellido2., Nombre1 InicialNombre2". Si el autor esta registrado en el sistema CVLAC, se anota el código respectivo (para ciudadanos venezolanos dicho código coincide con el numero de la Cedula de Identidad). El campo e-mail es completamente opcional y depende de la voluntad de los autores. La codificación del Rol es: CA = Coautor, AS = Asesor, TU = Tutor, JU = Jurado.

Fecha de discusión y aprobación:

Año	Mes	Día
2012	11	01

Fecha en formato ISO (AAAA-MM-DD). Ej: 2005-03-18. El dato fecha es requerido.

Lenguaje: spa Requerido. Lenguaje del texto discutido y aprobado, codificado usando ISO 639-2. El código para español o castellano es spa. El código para ingles en. Si el lenguaje se especifica, se asume que es el inglés (en).

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 4/5

Archivo(s):

Nombre de archivo	Tipo MIME
Trabajo de Ascenso Agregado	Aplication word

Caracteres permitidos en los nombres de los archivos: **A B C D E F G H I J K L M N O P Q R S T U V W X Y Z a b c d e f g h i j k l m n o p q r s t u v w x y z 0 1 2 3 4 5 6 7 8 9 _ - .**

Alcance:

Espacial: _____ (opcional)

Temporal: _____ (opcional)

Título o Grado asociado con el trabajo:

Profesor Agregado

Dato requerido. Ejs: Licenciado en Matemáticas, Magister Scientiarium en Biología Pesquera, Profesor Asociado, Administrativo III, etc

Nivel Asociado con el Trabajo: Trabajo de Ascenso

Dato requerido. Ejs: Licenciatura, Magister, Doctorado, Postdoctorado, etc.

Área de Estudio:

Tecnología y Ciencias Aplicadas

Usualmente es el nombre del programa o departamento.

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

Universidad de Oriente

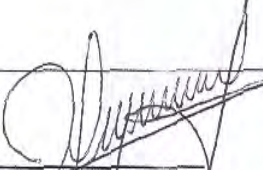
Si como producto de convenciones, otras instituciones además de la Universidad de Oriente, avalan el título o grado obtenido, el nombre de estas instituciones debe incluirse aquí.

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 5/5

Derechos:

Los autores garantizamos en forma permanente a la Universidad de Oriente el derecho de archivar y difundir, por cualquier medio, el contenido de esta tesis. Esta difusión será con fines estrictamente científicos y educativos, pudiendo cobrar la Universidad de Oriente una suma a recuperar parcialmente los costos involucrados. Los autores nos reservamos los derechos de propiedad intelectual así como todos los derechos que pudieran derivarse de patentes industriales o comerciales.

Condiciones bajo las cuales los autores aceptan que el trabajo sea distribuido. La idea es dar la máxima distribución posible a las ideas contenidas en el trabajo, salvaguardarlo al mismo tiempo los derechos de propiedad intelectual de los realizadores del trabajo, y los beneficios para los autores y/o la Universidad de Oriente que pudieran derivarse de patentes comerciales o industriales.



MSc, Ing. Rubén Vega