

Formulación de Fluidos 100% Aceite Naturales de palma aceitera (*Elaeis Guineensis*) y soya (*Glycine Max*) para fases intermedias de 12 ½ pulgadas

Rubén Vega, Germán Aguilera, María Afanador

rvegas@udo.edu.ve

Universidad de Oriente, Núcleo de Monagas, Escuela de Ingeniería y Ciencias Aplicadas,
Departamento de Ingeniería de Petróleo

Resumen: Los fluidos de perforación deben poseer propiedades químicas y físicas que le permitan adaptarse a una gran variedad de condiciones para satisfacer las funciones relacionadas en las operaciones de perforación, completación y cementación de pozos. Debido a esto la utilización de los fluidos base aceite han sido de gran ayuda por sus ventajas tales como: altas tasa de penetración y estabilidad del hoyo. Tomando en cuenta estas ventajas el objetivo fue determinar, a nivel de laboratorio, la formulación óptima entre dos fluidos 100% aceites naturales de palma aceitera (*Elaeis guineensis*) y soya (*Glycine max*) para fase intermedia 12 ¼ pulgadas. Se realizaron diversas formulaciones en el laboratorio que facilitaron el cumplimiento de las propiedades según la metodología planteada para las tres densidades (10, 12 y 15 lpg) en estudio. Dichos fluidos se caracterizados mediante pruebas de Reología, retorta, filtrado, estabilidad eléctrica, químicas; se sometieron a diversas temperaturas de envejecimiento dinámico (200 °F, 250°F y 300°F) y se contaminaron con agua salada (cloruro de sodio) lo que permite aseverar que los resultados obtenidos fueron satisfactorios y permiten señalar que ambos fluidos se pueden utilizar como fluidos de perforación, siendo el más conveniente el sistema de soya (*Glycine max*), por presentar un comportamiento reológico, mejor tolerancia al ser contaminado y una mejor estabilidad térmica

Palabras clave: Reología, perforación, densidad, contaminación, estabilidad térmica

1. Introducción

La industria de los hidrocarburos y sus derivados a nivel mundial, se desarrolla a través de una serie de procesos complejos, los cuales inician con el descubrimiento de los yacimientos en su fase exploratoria mediante estudios geofísicos y geológicos hasta la perforación y completación de pozos, para luego proceder a la estimación de reservas, producción, procesamiento, tratamiento, refinación y comercialización de los mismos. La fase de perforación, contempla la realización de un hoyo mediante perforación rotatoria, haciendo uso de un equipo de superficie denominado taladro, el cual emplea una herramienta (barrena) para atravesar las distintas litologías de las formaciones hasta llegar al yacimiento.

Así a medida que la barrena penetra más profundamente en el subsuelo, cada tramo adicional de la columna de perforación se conecta al elemento tubular anterior, y la sarta de perforación se vuelve cada vez más larga. Para enfriar y lubricar la barrena se bombea un fluido de perforación, o lodo, en el fondo del pozo. El fluido también transporta los recortes de rocas generados por la barrena [1]. Los sistemas de fluidos de

perforación poseen una fase continua, y una fase discontinua compuesta por sólidos [2]. La fase continua puede ser agua, aceite o gas, lo que permite clasificar los fluidos en gaseosos, acuosos (base agua) y no acuosos (base aceite).

Anteriormente en el proceso de perforación y específicamente en lo que respecta a los fluidos de perforación, se empleaba una mezcla de agua con arcilla, no obstante presentaba como desventaja que no se tenía control de ciertas propiedades, principalmente a grandes profundidades, donde se presentan presiones y temperaturas elevadas, y la presencia de arcillas activas que reaccionan con el agua hacían el hoyo más inestable [3]. Es por ello, que a partir de los años 50 aproximadamente, se desarrollaron fluidos base aceite, que mejoran las propiedades físicas del fluido, no reaccionan con las arcillas y favorecen la tasa de penetración así como la efectividad del mismo.

Los fluidos de perforación base aceite se utilizan principalmente en pozos profundos con altas presiones y temperaturas, estos fluidos representan elevados costos en las operaciones de perforación (Entre el 20 al 25% del costo total del pozo), siendo éste uno de los puntos críticos que lleva a diseñar fluidos de perforación idóneos, para así lograr un equilibrio entre las operaciones de perforación, costos y conservación ambiental.

Generalmente el aceite que se utiliza es el diesel o aceites minerales de origen hidrocarburo, pero son contaminantes al medio ambiente. En tal sentido, la aplicación de los fluidos base sintético fue implementada en los años 90 como reemplazo de los sistemas tradicionales base diésel 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 [4]. La primera generación de sintéticos fue compuesta principalmente de ésters, éters y Polialfaolefina (PAO), esta generación constituía la primera aproximación de sustitución de los sistemas base diésel y aceite mineral con una gran aceptación desde el punto de vista ambiental [5].

Como respuestas a la problemática ambiental del uso de fluidos de perforación, se hace necesario utilizar fluidos que cumplan con los requerimientos de perforación y que sean amigables al ambiente [6]. En este sentido, se conoce que el aceite vegetal de Palma Green Oil® posee la misma efectividad operativa en pozos marinos que los fluidos de perforación formulados a base de aceite mineral (diésel), pero con respecto a la biodegradabilidad, Green Oil® posee serias ventajas sobre el fluido de perforación a base (diésel). Además no es tóxico ni en columnas de agua ni en sedimentos, a diferencia del aceite mineral diésel [7]. Los aceites esterificados de origen vegetal, son especialmente recomendados en ecosistemas altamente sensibles, tales como pantanos y en actividades costa afuera, por ser no tóxicos y biodegradables aeróbica y anaeróbicamente [8].

Es por ello que la presente investigación pretendió demostrar que es posible formular a nivel de laboratorio un fluido de perforación no acuoso mediante el uso de aceites naturales de Palma Aceitera (*Elaeis guineensis*) considerado como el segundo más ampliamente producido y solo superado por el aceite de Soya (*Glycine max*) para la fase intermedia de 12 ½ de pulgadas. Ambos aceites se usaron con el fin de garantizar el éxito durante la perforación de pozos en tierra, a través del cumplimiento de las funciones básicas de un fluido durante la perforación, como son: estabilidad eléctrica, enfriamiento de la mecha, control de las presiones de la formación y mantener en

suspensión a los rípidos y material densificante, cuando se detenga su circulación, entre otros, generando posiblemente un menor impacto ambiental.

2. Metodología

Los aceites de palma aceitera (*Elaeis guineensis*) y soya (*Glycine max*), fueron donados por la empresa privada, los mismos ya habían sido tratados y modificadas sus propiedades naturales para ser usados como biodiesel. Las distintas formulaciones se realizaron en la empresa Samán Tecnología Industrial. Por tratarse de sistemas nuevos se consideró el mismo procedimiento utilizado durante la formulación de los fluidos 100% aceite mineral, la cual se muestra en la Tabla 1 y los cálculos de las concentraciones para la obtención de densidades se realizó mediante balance de masas.

Tabla 1. Aditivos utilizados en la formulación de los fluidos.

NOMBRE GENÉRICO	G.E	FUNCIÓN
Arcilla organofílica	1,57	Viscosificante para fluidos base aceite
Aceite Palma y Soya	0,87	Fase continua
Activador polar (agua)	1,00	Activar arcillas Organofílicas
Humectante	0,91	Emulsificante de agua en emulsión de aceite
Cal hidratada	2,20	Fuente alcalina, inhibidor
Controlador de filtrado	1,80	Mejorar las condiciones de filtrado
Densificantes (barita)	4,2	Incrementar el peso al fluido

El orden de mezclado de los aditivos y el tiempo de agitación utilizado se muestra en la Tabla 2, los mismos fueron establecidos por normas de laboratorio de la empresa anteriormente citada, tomando en cuenta el control de calidad de los mismos, a fin de permitir la activación de estos y obtener las características físicas apropiadas que permitan el buen desempeño del fluido.

Tabla2. Orden y tiempo de mezclado de aditivos y productos.

Orden	Aditivo/Producto	Tiempo de mezclado
1	Aceite natural	-----
2	Activador polar (Agua)	-----
3	Arcilla organofílica	1 hora
4	Humectante	15 minutos
5	Cal hidratada	15 minutos
6	Controlador de filtrado	10 minutos
7	Densificante (barita)	20 minutos

Establecidos los productos, el orden de mezcla y tiempo, se procedió a formular los sistemas 100% aceite natural de palma (*Elaeis guineensis*) y soya (*Glycine max*), se realizaron diversas formulaciones para obtener las densidades requeridas (10,12 y 15 lpg) en muchos casos no se obtuvieron la activación de los productos, ni homogeneidad, por lo que de cierta manera esta fase puede considerarse de ensayo y error. En tal

sentido, para establecer un criterio de cuando el fluido cumplía con los requerimientos, se trabajo con los rangos operacionales mostrados en la Tabla 3.

Tabla 3. Rangos operacionales establecidos para las propiedades [9].

Densidades (lpg)	Rango deseado		
	Vp (Cps)	Pc (lb/pie ²)	L6/L3 (rpm)
10 y 12	20-30	10-20	4-12
15	40-50	20-30	11-19

El proceso de formulación se repitió reiteradas veces y se detuvo cuando se obtuvieron propiedades acordes a las mostradas en la Tabla anterior, tomándose estas concentraciones como las de trabajo. Conocidas los valores de concentración de los aditivos, se midieron las propiedades mecánicas y químicas de los fluidos en estudio, mediante la aplicación de la norma API RP 13B-1[10] y se procedió a la comparación estadística mediante un análisis de varianza no paramétrico de Friedman, para ello se empleó un modelo de bloques al azar de m x n, donde m es el número de tratamientos y n el número de repeticiones (3), con $\alpha= 5\%$.

Por tratarse de dos sistemas nuevos, se conoció el efecto de la temperatura (estabilidad térmica) sobre las propiedades de viscosidad plástica, punto cedente y filtrado, al ser sometidos a temperaturas de 200°F, 250°F y 300°F a través de un proceso de envejecimiento dinámico a una presión de 200 lpc.

Finalmente, como durante la perforación se corre el riesgo de que ciertos agentes como: agua, salmuera, cementos, entre otros contaminen el fluido y alteren algunas de sus propiedades, ocasionando inconvenientes operacionales, se procedió a ver cómo se comportan los fluidos cuando entra en contacto con agua salada (NaCl). Para ello se contaminaron los dos sistemas extremos de 10 y de 15 lpg, con agua salada preparada al 5, 10 y 15%, luego se sometieron a envejecimiento dinámico, y se midieron las propiedades reológicas, filtrado, alcalinidad y salinidad. El procedimiento de laboratorio para conocer la cantidad de sal presente en los sistemas fue la práctica recomendada por la empresa Samán Tecnología Integral [11].

3. Resultados

Durante la caracterización reológica de los sistemas se percibió que dos variables principales de la formulación como fueron la arcilla organofílica y el activador polar, incidieron directamente en las propiedades reológicas del fluido, estas se manipularon de la siguiente manera: la arcilla organofílica se varió en un rango de 8 a 10 libras y el activador polar de 1% a 2%.

En la tabla 4, se observa los valores de propiedades reológicas obtenidas antes de envejecer (AE) y después de envejecer (DE) para las densidades de 10, 12 y 15 lpg de los sistemas Palma aceitera y Soya. Se detalla que todas las propiedades están dentro del rango de aceptación establecido en la metodología.

Tabla 4. Propiedades obtenidas en los Sistemas Palma y Soya a sus distintas densidades

Sistema Palma Aceitera							
Propiedades	Unidad	10 lpg		12 lpg		15 lpg	
		AE	DE	AE	DE	AE	DE
Densidad	Lb/gal	10	10	12	12	15	15
L600/L300	rpm	60/38	56/35	69/42	62/38	122/74	108/66
L200/L100	rpm	28/18	33/24	31/21	29/20	57/38	51/35
L6/L3	rpm	8/8	11/11	8/8	9/9	13/13	14/13
Vp	Cps	22	21	27	24	48	42
Pc	lb/pie ²	16	14	15	14	26	21
Geles (10s, 10min, 30 min)	lb/pie ²	8/11/1	8/10/1	7/10/1	6/11/1	11/15/2	10/13/2
		5	3	4	5	5	6
Sistema Soya							
Propiedades	Unidad	10 lpg		12 lpg		15 lpg	
		AE	DE	AE	DE	AE	DE
Densidad	Lb/gal	10	10	12	12	15	15
L600/L300	rpm	51/32	54/33	55/34	57/34	108/68	119/70
L200/L100	rpm	23/15	24/17	25/16	23/13	53/38	68/46
L6/L3	rpm	7/6	6/6	6/6	4/4	16/16	17/17
Vp	Cps	19	21	21	23	40	49
Pc	lb/pie ²	13	12	13	11	28	24
Geles (10s, 10min, 30 min)	lb/pie ²	5/8/10	6/9/12	7/11/1	6/8/10	11/18/22	11/19/2
				4			3

Obtenido valores de propiedades coherentes de acuerdo a la metodología pre establecida (Tabla 3), se detuvo el proceso. A continuación se muestran las distintas concentraciones resultantes para las densidades de 10 lpg, 12 lpg y 15 lpg (Tabla 5)

Tabla 5. Concentraciones obtenidas de los sistemas de Palma Aceitera y Soya para sus distintas densidades

Formulación	Unidad	10 lpg		12 lpg		15 lpg	
		Concentración Palma	Concentración Soya	Concentración Palma	Concentración Soya	Concentración Palma	Concentración Soya
Aceite Natural	cm ³	304,0	302	278,57	276,0	239,0	235,2
Activador polar (Agua)	cm ³	-----	3	----	2,8	-----	4,8
Arcilla	g	9,0	9,0	8,0	10,0	8,0	10,0
Organoflica							
Humectante	cm ³	1,50	0,50	2,0	0,6	2,5	1,50
Cal Hidratada	G	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0
Controlador de Filtrado	G	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0
Densificante (Barita)	G	131,78	129,44	235,85	234,32	397,63	394,81

Posteriormente se analizó mediante la prueba estadística no paramétrica de Friedman el comportamiento de las propiedades físicas después de envejecer. Así para el punto cedente, considerado como la resistencia de un fluido a fluir, causada por las fuerzas de atracción entre las partículas, producto de la interacción de las cargas eléctricas sobre la superficie de las partículas dispersas en la fase fluida del fluido, la cantidad de sólidos y la concentración iónica de las sales contenidas en la fase fluida del fluido [12]. Se observa (Figura 1), que para la densidad de 10 lpg no existió diferencia estadística significativa (letras iguales), mientras que para las densidades de 12 lpg y 15 lpg si hay

diferencia estadística significativa (letras distintas), en este caso tuvo mejor comportamiento el fluido de Soya, porque a pesar de que ambos fluidos están dentro del rango de aceptación, técnicamente el punto cedente de los fluidos dispersos debe ser aproximadamente igual al peso del fluido (densidad).

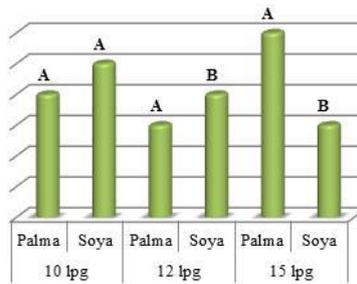


Figura 1. Resultados Estadísticos de la prueba de Friedman aplicada entre los puntos cedentes a las diferentes densidades para los sistema palma y soya

Otra de las propiedades reológicas fue la viscosidad plástica, la cual se considera como la resistencia al flujo causada por la fricción mecánica [13]. Dicha resistencia es producto de la fricción mecánica entre las partículas suspendidas y por la viscosidad de la fase continua. La viscosidad plástica debería ser mantenida a valores mínimos, con el fin de optimizar la hidráulica de la barrena y las velocidades de penetración [14]. Se observa, que desde el punto de vista estadístico (Figura 2), no hubo diferencia estadística significativa en ningunos de los fluidos en estudio. No obstante a nivel de laboratorio, el mejor comportamiento lo tiene el sistema palma, por cuanto mantuvo valores bajos de viscosidad plástica, que finalmente son los más idóneos a la hora de un proceso de perforación de pozos.

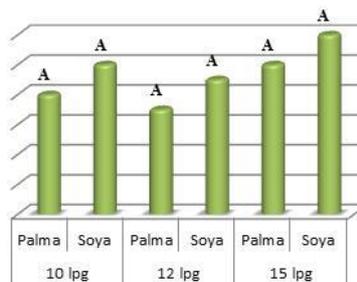


Figura 2. Resultados Estadísticos de la prueba de Friedman aplicada a las viscosidades plásticas de las diferentes densidades para los sistema palma y soya

Al ser sometido el fluido de perforación a velocidades de corte cercanas a cero durante un cierto período de tiempo, éste tiende a desarrollar una estructura rígida o semi-rígida. Esta propiedad se conoce como tixotropía, la cual permite al fluido a mantener en suspensión los rípios de formación al momento en que se detiene la

circulación en el pozo. La resistencia de gel, es una medida de la atracción física y electroquímica bajo condiciones estáticas de las partículas; el fluido de perforación debe poseer características tixotrópicas que la permitan desarrollar una estructura de gel rígida o semi-rígida durante períodos de reposo, con la finalidad de mantener en suspensión los recortes y el material densificante [12].

En líneas generales, los dos sistemas presentaron tixotropía aceptable, lo que garantiza una buena suspensión de los sólidos, con geles planos y frágiles, estos valores contribuyen a evitar el entrapamiento del aire o gas en el fluido, minimiza la presión de inicio de la circulación después de un viaje y evita el pistoneo excesivo al extraer la tubería del pozo.

Estadísticamente no hay diferencia significativa para los geles a 10 s en los sistemas en estudio en todas las densidades (Figura 3.a). A los 10 min no existe diferencia estadística en los fluidos de 10 lpg, pero si hay diferencia a 12 lpg y 15 lpg (Figura 3.b). Cuando se observa el comportamiento a los 30 minutos en los tres sistemas hay un comportamiento distinto por lo que hay diferencia estadística entre los fluidos en sus distintas densidades (Figura 3.c).

El sistema de soya presentó mejor comportamiento de geles con valores bajos (frágiles) a sus tres densidades después de envejecer a comparación del sistema de palma que a pesar de arrojar resultados de geles frágiles a las densidades de 10 y 12 lpg, estos fueron mayores que los de soya. A una densidad de 15 lpg el sistema Palma Aceitera presentó geles progresivos.

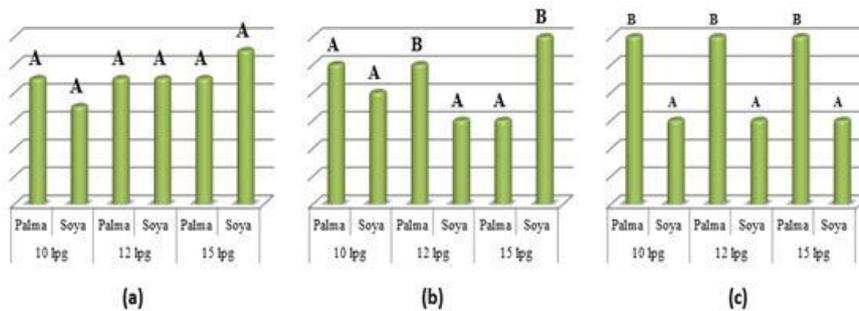


Figura 5. Resultados Estadísticos de la prueba de Friedman aplicada entre los geles a 10 s (a), 10 min (b) y 30 min (c) a las diferentes densidades para los sistema palma y soya.

Respecto al filtrado, éste indica la cantidad relativa de líquido que se filtra a través del revoque hacia las formaciones permeables, cuando el fluido es sometido a una presión diferencial [13]. Se puede observar (Figura 7) que no hubo diferencias estadísticamente significativas para la propiedad a los 10 y 12 lpg, más si se presentó diferencias a 15 lpg entre ambos fluidos.

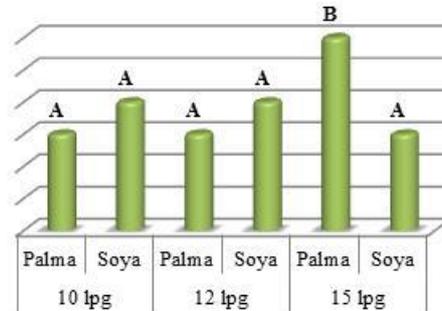


Figura 7. Resultados Estadísticos de la prueba de Friedman aplicada entre el filtrado a las diferentes densidades para los sistema palma y soya

Los filtrados obtenidos para las densidades de 10, 12 y 15 lpg en promedio fueron 7,10 y 11 cm³ respectivamente para el fluido de palma aceitera y 10, 6 y 8 cc respectivamente para el fluido de soya, los cuales se consideran buenos; en la práctica los fluidos nuevos pueden comenzar con un filtrado alrededor de los 10 cm³ y posteriormente disminuye sin necesidad de tratamiento, consientes que mientras más bajo es el filtrado será mejor.

Actualmente uno de los mayores desafíos al formular fluidos de perforación, es poder satisfacer las condiciones cada vez más exigentes de la naturaleza del pozo como por ejemplo, las altas temperaturas que degradan el fluido de perforación y la calidad de los aditivos que este posea ocasionando graves problemas operacionales y de costos. En tal sentido, respecto a la estabilidad térmica de los fluidos mediante pruebas de envejecimiento dinámico, se tuvo:

Al considerar los efectos de la temperatura para el sistema palma aceitera a una densidad de 10 lpg (Figura 8.a), se percibe que a medida que ella aumentó la viscosidad plástica disminuyó su valor. Para el sistema de soya con una densidad de 10 lpg, los valores de viscosidad se mantuvieron constantes, lo que indicó que fue más estable térmicamente. No obstante, ambos sistemas puede funcionar satisfactoriamente hasta 300 °F, porque mantienen el valor de la propiedad dentro de los rangos operacionales (Tabla 3).

Para la densidad de 12 lpg, la viscosidad plástica del sistema palma aceitera y soya (Figura 8.b) mostraron igual comportamiento, el valor de la propiedad en estudio disminuyó al aumentar la temperatura, excepto a 300°F donde el sistema soya mostró un ligero aumento respecto al valor previo, evidenciando la mejor activación de los aditivos.

La viscosidad plástica para el sistema palma aceitera con una densidad de 15 lpg (Figura 8.c), se mantuvo relativamente estable para las temperaturas de 200 y 250°F disminuyendo a 300° F. Con respecto al sistema soya, presentó el mayor valor a una temperatura de 250°F, pero a las temperaturas de 200 y 300°F estuvo por debajo de esta, siendo un comportamiento no esperado, que pudo ser por la degradación y la activación de los agentes humectantes en el sistema.

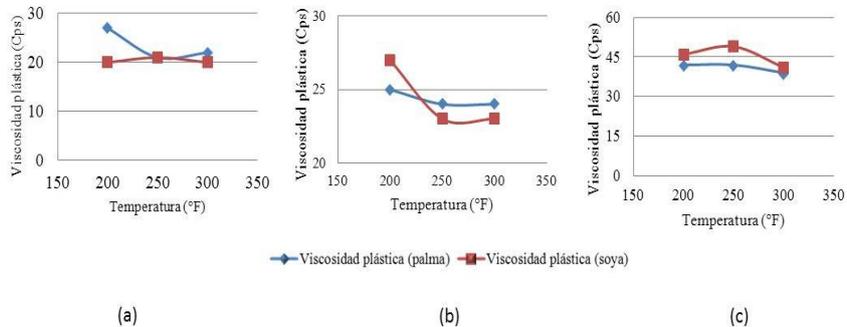


Figura 8. Comportamiento de la Viscosidad Plástica de los sistemas Palma Aceitera y Soya para las densidades de 10 lpg (a), 12 lpg (b) y 15 lpg (c) después de envejecer a diferentes temperaturas

Los valores de punto cedente para la densidad de 10 lpg de ambos sistemas se mantuvieron estables para un rango de temperatura de 200 a 250 °F, mientras que para la de 300 °F disminuyó (Figura 9.a) debido a la degradación térmica que sufre el sistema que reduce las fuerzas de atracción o electroquímicas.

Para los sistemas palma aceitera y soya con una densidad de 12 lpg (Figura 9.b), el Punto cedente disminuyó cuando fue sometido a un aumento de temperatura, sin embargo, aun así se considera aceptables los resultados obtenidos porque se mantuvieron dentro de los rangos operacionales (Tabla 3). Se percibe que la disminución de ambos sistemas describe un comportamiento lineal distinto.

Similar comportamiento se presenta en la Figura 9.c, para los sistemas a estudio con una densidad de 15 lpg, al incrementar la temperatura la propiedad de punto cedente disminuyó, pero manteniéndose dentro del rango de aceptación.

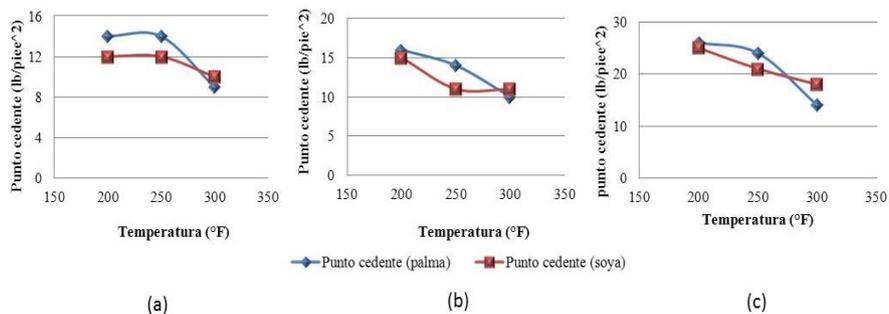


Figura 9. Comportamiento del Punto Cedente de los sistemas Palma Aceitera y Soya para las densidades de 10 lpg (a), 12 lpg (b) y 15 lpg (c) después de envejecer a diferentes temperaturas

El filtrado para la densidad 10 lpg del sistema palma aceitera, aumentó en función del incremento de la temperatura, esto se debió posiblemente a la degradación del aditivo encargado de controlar el filtrado, y también a la disminución de la reología que afecta directamente a este parámetro (disminuye la reología, aumenta el filtrado). Para el sistema soya, los resultados de filtrado a la densidad de 10 lpg a 200°F disminuyó y

a las temperaturas de 250 y 300°F aumentaron pero se mantuvieron constante entre ellos. (Figura 10. a)

Para el sistema de palma aceitera a una densidad de 12 lpg, se observó en la figura 10.b, un incremento del filtrado como consecuencia del aumento de la temperatura. Para el sistema Soya el filtrado se mantuvo estable y dentro de los rangos aceptables (Tabla 3) para las temperaturas de 200 y 250 °F, no así para 300°F donde el aumento no se considera bueno.

Para la densidad de 15 lpg (Figura 10.c), el filtrado para ambos sistemas fue aumentado a medida que se incrementó la temperatura, ello como consecuencia de la degradación del aditivo encargado de controlar el filtrado.

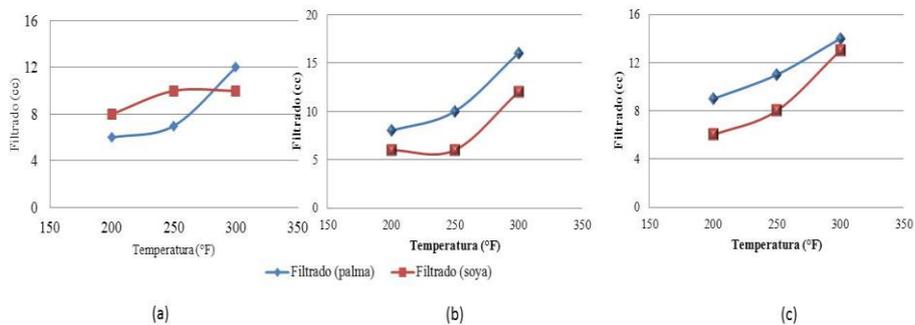


Figura 10. Comportamiento del Filtrado de los sistemas Palma Aceitera y Soya para las densidades de 10 lpg (a), 12 lpg (b) y 15 lpg (c) después de envejecer a diferentes temperaturas

Concerniente a la contaminación de los sistemas, se obtuvo que con respecto a la propiedad de viscosidad plástica del sistema palma aceitera a una densidad de 10 lpg al ser contaminado al 5, 10 y 15%, no registró cambios desfavorables (Figura 11.a) a medida que aumentó el porcentaje de contaminación, porque esta es afectada principalmente por los sólidos y al ir aumentando la fracción de agua en el sistema ayudó a diluir la fase continua. El punto cedente de este sistema fue incrementando en función del porcentaje de contaminación. Esto es una consecuencia de la pérdida de humectabilidad en el sistema donde las partículas no están totalmente recubiertas (humectadas) tienen la tendencia de adherirse unas con otras mediante los enlaces de agua y de esta manera la fuerza de atracción entre ellas aumentan.

El sistema palma aceitera con una densidad de 15 lpg, al ser contaminado con 5 y 10% los valores de la viscosidad plástica fueron incrementándose considerablemente, al llegar al 15% de contaminación el sistema no soportó más contaminante (Figura 11.b), dejó de funcionar el humectante y flocculó por sobre-hidratación de la arcilla organofílica (el agua empieza a comportarse como un sólido en el sistema). El punto cedente del sistema fue incrementando a medida que se aumentó el porcentaje de contaminación (5 y 10%), esto debido a la pérdida de humectabilidad en el sistema. Y para el 15% de contaminación, dejó de funcionar el humectante y flocculó el sistema.

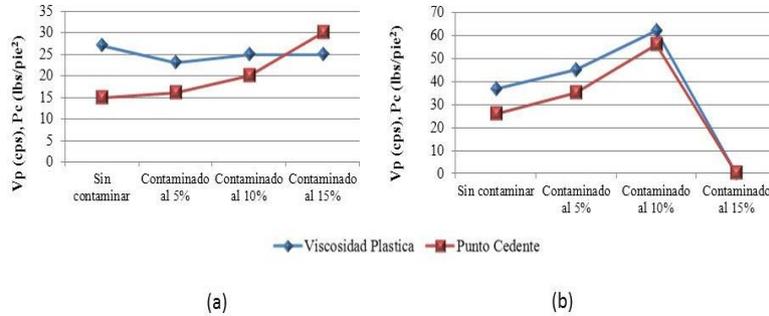


Figura 11. Comportamiento de la viscosidad plástica y punto cedente antes y después de contaminar con agua salada (NaCl) a 5, 10 y 15% el sistema palma aceitera a las densidades de 10 lpg y 15 lpg.

Los valores de viscosidad plástica para el sistema soya con una densidad de 10 lpg fueron aumentando en función del porcentaje de contaminación (Figura 12.a) a causa de la pérdida de la humectabilidad y la sobre-hidratación de la arcilla organofílica. El punto cedente del sistema aumentó respectivamente con los porcentajes de contaminación (5, 10 y 15%). En la Figura 12.b, se detalla que en el sistema soya con una densidad de 15 lpg la viscosidad plástica y el punto cedente incrementaron en función del porcentaje de contaminación. Este sistema pudo soportar el grado de contaminación aun al 15% de contaminante, sin embargo la reología se invirtió (Punto cedente > Viscosidad plástica)

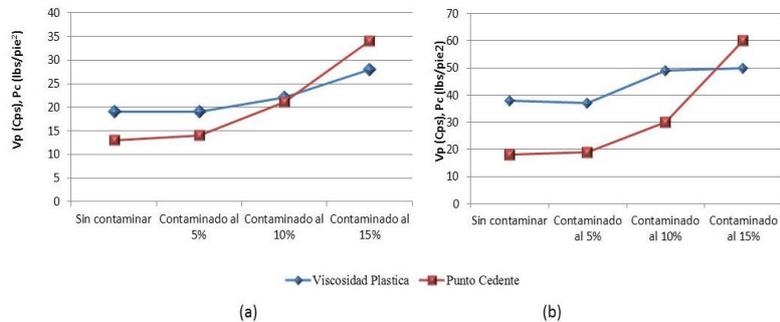


Figura 12. Comportamiento de la viscosidad plástica y punto cedente antes y después de contaminar con agua salada (NaCl) a 5, 10 y 15% el sistema Soya a las densidades de 10 lpg (a) y 15 lpg (b).

El esfuerzo de corte, es la fuerza requerida para mantener la velocidad de corte, estos se ven afectados principalmente por el contenido de sólido que aumenta el esfuerzo tangencial necesario para deformar el fluido. Así a medida que aumentó el porcentaje de contaminación (5, 10 y 15%) en el sistema palma aceitera con una densidad de 10 lpg (Figura 13), los valores de los esfuerzos de corte aumentan por el incremento del volumen de agua (solución de NaCl) en el sistema, ocasionando que éste pierda humectabilidad y por ende origina que el agua se comporte como un sólido. El sistema contaminado al 5 y 10% arrojó valores de esfuerzo de corte cercanos entre ellos, mientras que el contaminado al 15% incrementó notablemente los esfuerzos de corte,

evidenciando una reología inversa. Para la densidad de 15 lpg cuando fue contaminado el sistema de Palma al 15% no se pudieron medir los esfuerzos de corte porque el sistema floculó.

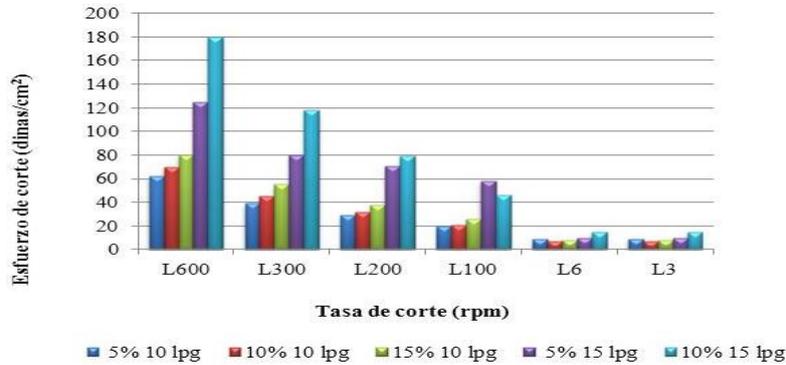


Figura 13. Comportamiento del esfuerzo de corte en función de la tasa de corte a los diferentes % V/V de la solución de NaCl para las densidades de 10 y 15 lpg en el sistema palma

Para el sistema soya con una densidad de 10 y 15 lpg los esfuerzos de corte aumentaron en función de los porcentajes de contaminación (5, 10 y 15%). Al 15% de contaminación los esfuerzos de corte reflejaron una reología inversa (Figura 14).

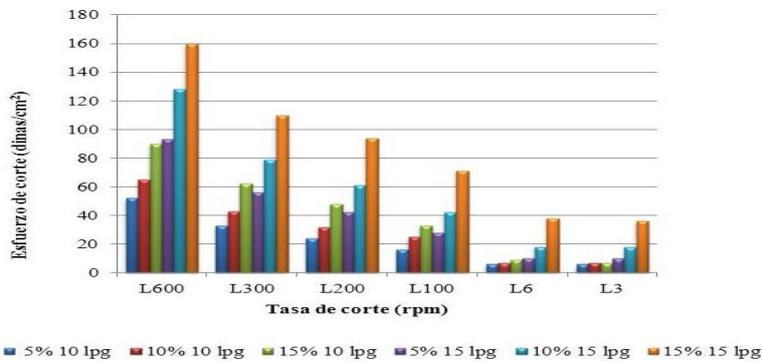


Figura 14. Comportamiento del esfuerzo de corte en función de la tasa de corte a los diferentes % V/V de la solución de NaCl para una densidad de 10 y 15 lpg en el sistema Soya

Analizando al sistema palma aceitera (Figura 15.a) con una densidad de 10 lpg al ser contaminado (5, 10 y 15%), los resultados del porcentaje de agua se incrementaron y disminuyó la fracción de aceite presente. Hubo una disminución del porcentaje de sólidos poco representativo por cuanto no se están agregando grandes cantidades de sólidos al sistema sino mayoritariamente agua.

La fracción de sólidos para 15 lpg se mantuvo constante en el sistema (Figura 15. b). La fracción de agua aumentó en función del porcentaje de contaminación por la adición del agua salada (NaCl) al sistema, disminuyendo el porcentaje de aceite. En las Figura

16.a y 16 b, se detalla que para los sistemas de soja a las densidades de 10 y 15 lpg, presentando un comportamiento similar, donde los porcentajes de agua aumentan en función del porcentaje de contaminación (5, 10 y 15%), disminuyendo la fracción de aceite. Los porcentajes de sólidos no tuvieron una variación importante. Por lo tanto se puede expresar que los sistemas (palma y soja) tuvieron un comportamiento aceptable.

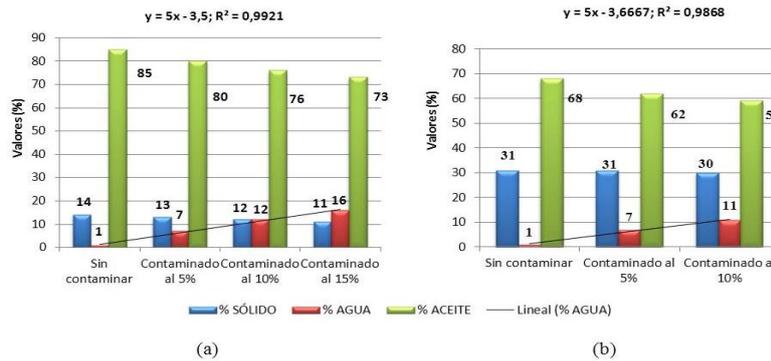


Figura 15. Porcentaje de sólidos, agua y aceite del sistema de palma con una densidad de 10 lpg (a) y 15 lpg (b)

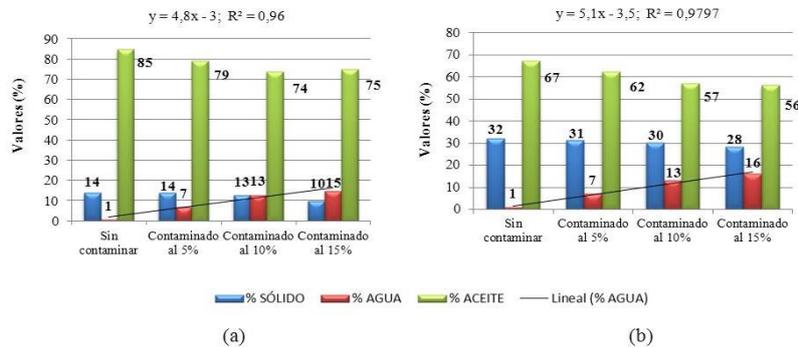


Figura 15. Porcentaje de sólido, agua y aceite del sistema de soja con una densidad de 10 lpg (a) y 15 lpg (b)

Se obtuvieron propiedades físicas y químicas dentro de los rangos establecidos, para los fluidos de perforación en estudio, pero al incrementar la temperatura las propiedades no se mantienen estables para todas las densidades, aun así cumple con los requerimientos establecidos. Lo descrito se debe a que los aceites empleados como fase continua son un biodisel, los cuales para ser obtenido fueron sometidos a un proceso de transesterificación entre el aceite de palma o soja con etanol, representando una reacción exotérmica, por tanto se favorece a temperaturas de reacción bajas. Otro aspecto a considerar son los aditivos empleados los cuales están formulados para trabajar con aceites minerales con menor contenido de ácidos grasos en comparación con los aceites naturales.

Al contaminar los fluidos las propiedades son aceptables para el sistema soya, pero el sistema palma cuando se incrementa el porcentaje floclula, ello como consecuencia incremento del porcentaje de agua presente en el sistema.

Sin embargo, se puede señalar que es posible el uso de aceites naturales de palma aceitera (*Elaeis guineensis*) y soya (*Glycine max*) como fase continua en fluidos de perforación base aceite, pero es importante considerar el desarrollo de nuevos aditivos que sean más compatibles con los aceites naturales.

4. Conclusiones

- Los sistemas de palma aceitera (*Elaeis guineensis*) y soya (*Glycine max*) pueden ser empleados como fase continua en fluidos de perforación porque ambos cumplen con los rangos de aceptación pre establecidos.
- Los sistemas de palma aceitera (*Elaeis guineensis*) y soya (*Glycine max*) son estables térmicamente a baja temperatura, pero el de soya presenta un mejor comportamiento.
- El sistema soya (*Glycine max*) para las densidades de 10 y 15 lpg, soportó la contaminación con agua salada (NaCl) a 5, 10 y 15%. El sistema palma aceitera (*Elaeis guineensis*) para una densidad de 10 lpg soportó la contaminación a 5 y 10%, pero flocluló cuando fue contaminado a un 15% para una densidad de 15 lpg.
- El mejor comportamiento de las propiedades físico – química, estabilidad térmica y tolerancia a la contaminación con agua salada (NaCl), fue del sistema 100% aceite de soya (*Glycine max*).

Referencias

1. Varhaug, M. Un giro a la derecha. Una visión general de las operaciones de perforación. Oilfield Review, Volumen 3. 61-63.(2011)
2. Williamson, D. Fundamentos de los fluidos de perforación. Oilfield Review, primavera de 2013: 25, No.1. 67- 69. (2013)
3. Correía, J., Godoy, G., García, M & Vega, R. Formulación de un fluido de perforación base diésel de bajo impacto ambiental. Boletín de Geología, 37 (2): 75-82.(2015)
4. Benavides, F., Quintero, J & León, E. Estudio de factibilidad del uso del biodiesel como fase continúa en lodos de perforación de emulsión inversa. Revista Fuentes: El Reventón Energético. Vol. 9 N° 1. 57-64.(2011)
5. Bayter, R., López, R & Valera, H. Criterios de selección para fluidos sintéticos y diseño del sistema de manejo de desechos. IV Seminario de Fluidos de Perforación y Completación. (2007)
6. Colombo, P., Duran, M., Salcedo, M., Zamora, E., Carrillo & Arias, M. Importancia del uso de productos biodegradables en actividades de la industria petrolera. IV SEFLU- CEMPO. (2006)
7. Rosas, J. 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. <http://www.iutavalencia.com.ve/publicacion>.
8. Schlumberger. Fluido de Perforación. Desafíos del Medio Ambiente. Disponible: <http://www.seed.slb.com/es/scictr/watch/mud/env.htm>

9. Samán Tecnología Integral en Petróleo. Manual de calidad de fluidos de perforación. (2007)
10. American Petroleum Institute. Recommended Practice for Field Testing of Oil-based Drilling Fluids. API RP 13B-1. (2003)
11. Samán Tecnología Integral en Petróleo. 2008. Procedimientos Estándar de Pruebas de Laboratorio para Fluidos de Perforación
12. M-I SWACO. Manual de Ingeniería de Fluidos de Perforación. (2001)
13. Lummus, J. 1986. Drilling Fluids Optimization A Practical Field Approach. Tulsa. 2007)
14. Prieto, A. Tecnología de los fluidos de perforación. Manual técnico APOCA. Caracas. 2007)
15. PDVSA-CIED. Manual de fluidos de perforación. Caracas (2002)