

FORMULACIÓN DE UN FLUIDO DE PERFORACIÓN BASE DIESEL DE BAJO IMPACTO AMBIENTAL

Joseph Correía¹; Génesis Godoy¹; María García¹; Rubén Vega¹

Forma de citar: Correia, J., Godoy, G., García, M., y Vega, R. 2015. Formulación de un fluido de perforación base diesel de bajo impacto ambiental. Boletín de Geología, 37 (2): 75-82.

RESUMEN

Los fluidos de perforación deben poseer propiedades químicas y físicas que le permitan acondicionarse a la situación de cada perforación, esto sin perjudicar la fragilidad ambiental de los alrededores del pozo. Los fluidos base aceite han sido de gran ayuda por sus numerosas ventajas, pero estos inicialmente eran formulados con diesel como base, compuesto con alta concentración de componentes aromáticos (28%) estos últimos con un grado representativo de contaminación tanto a los humanos como al medio ambiental. Es por esto que han surgido bases menos contaminantes como por ejemplo los aceites sintéticos, pero con la desventaja de su elevado costo. Tomando en cuenta lo descrito con anterioridad, se tuvo como objetivo encontrar el mejor método para realizar la reducción de la concentración de aromáticos del gasoil comercial para ser utilizado como base para fluidos de perforación. Para ello se emplearon los métodos de destilado norma ASTM D86 y de Cromatografía líquido sólido. Se concluyó que la muestra denominada AVO (Cromatografía) es el mejor fluido base dado su mayor disminución de concentración de aromáticos, además de ser extraído por un método más simple y tener un mejor desenvolvimiento en las propiedades físicas en el fluido de perforación.

Palabras clave: Diesel, aromáticos, punto de anilina, fluido de perforación.

FORMULATION OF A DIESEL BASE DRILLING FLUID OF LOW ENVIRONMENTAL IMPACT

ABSTRACT

Drilling fluids must possess chemical and physical properties that allow conditioned at the location of each perforation, this without impairing the environmental sensitivity of the surrounding wellbore. The oil-based fluids have been useful for its many advantages, but these were originally formulated with diesel as a base compound with high concentration of aromatic compounds (28%), the latter with a representative degree of contamination to both humans and the environment. That is the why cleaner bases have emerged such as synthetic oils, but with the disadvantage of high cost have emerged. Considering previously described, was aimed to find the best method for reducing the concentration of commercial aromatic oil to be used as the basis for drilling fluids. For this we used the distillation ASTM D86 and solid liquid chromatography were employed. It was concluded that the sample called AVO (Chromatography) is the best fluid basis given their greater decrease in concentration of aromatic as well as being extracted by a simpler method and have a better development in the physical properties of the drilling fluid

Keywords: Diesel, aromatic, aniline point, the drilling fluid.

¹ Universidad de Oriente, Núcleo de Monagas, Escuela de Ingeniería y Ciencias Aplicadas, Departamento de Ingeniería de Petróleo - correiajoseph@hotmail.com, gene_g18@hotmail.com, mcgarcial@udo.edu.ve, rvegas@udo.edu.ve

INTRODUCCIÓN

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 más elevadas, y la presencia de arcillas activas que reaccionan con el agua hacían el hoyo más inestable. Es por ello, que a partir de la segunda mitad del siglo XX se desarrollan los fluidos base aceite, que mejoran dichas propiedades, no reaccionan con las arcillas y favorecen la tasa de penetración así como su efectividad (López, 2003).

Particularmente, el diesel era el aceite utilizado con mayor frecuencia como base para la formulación de fluidos de perforación. Sin embargo, la principal restricción cuando se usa el sistema convencional de base aceite (basado en gasoil) es su impacto adverso sobre el medio ambiente. Esto es especialmente cierto durante la perforación en localizaciones sensibles ecológicamente (Luzardo *et al.*, 1990). Este aceite presenta un alto contenido de aromáticos (>22%), componente que impacta la fauna acuática, retarda la regeneración de la capa vegetal y crea efectos contaminantes severos al ambiente que necesitan de tratamientos costosos para reducir el impacto generado por los desechos sólidos y líquidos. Además, la nueva Ley Penal del Ambiente en Venezuela, limita la utilización de productos contaminantes en los fluidos de perforación y regula la descarga de los materiales contaminados (Camargo *et al.*, 2001). 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).

Como propósito de esta investigación se pretendió formular un fluido de perforación base 100% diesel aceptable desde el punto de vista ambiental, y que además, cumpla con las propiedades básicas para desempeñar todas sus funciones, de manera que provea una estabilidad aceptable entre el equilibrio ambiental y su rendimiento.

METODOLOGÍA

Teniendo como precedente que el diesel o gasoil está compuesto aproximadamente por un 72% hidrocarburos

saturados (principalmente parafinas) y un 28% hidrocarburos aromáticos, dependiendo de la naturaleza del crudo de donde proviene el producto o derivado, va a tener diferentes porcentajes de aromáticos, parafinas, querosenos, naftas, entre otros. Esto, de acuerdo a lo reportado por la Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos (Gaceta Ecológica, 2003).

En tal sentido, se destiló gasoil comercial mediante el procedimiento especificado en la norma ASTM D-86 “Método de prueba estándar para destilación de productos del petróleo a presión atmosférica”, en un rango de temperaturas comprendidas entre 180°C y 300°C, por debajo del punto final de ebullición (360°C).

Seguidamente se procedió a la caracterización de los destilados y residuos obtenidos, a través de diferentes pruebas de laboratorio como: Gravedad API bajo la norma ASTM D287, densidad mediante la norma ASTM D369 y viscosidad empleando la norma ASTM D445.

Posterior a esto se volvió destilar tanto los destilados como los residuos con la finalidad de obtener la curva de destilación de ambos, éstas se emplearon en un software de estimación para productos derivados del petróleo (Alfaro *et al.*, 2011), mediante el cual se estimaron parámetros como: masa molecular, punto de inflamación, índice de cetano, factor de Watson e índice de refracción. Otro parámetro de suma importancia para el estudio, es el punto de anilina, el cual fue determinado a través de la ecuación de Karonis *et al.*, (1998):

$$\begin{aligned} \text{ANIL} = & a \cdot \text{DENS} + b \cdot (e^{-3.5(\text{DENS}-0.85)} - 1) + c \cdot (D_{10} - 215) \\ & + d \cdot (D_{10} - 215)^2 + e \cdot (D_{50} - 260) + f \cdot (D_{90} - 310)^2 \\ & + g \cdot (D_{90} - 310)^2 + hS^2 + i \end{aligned}$$

Dónde: ANIL= Punto de anilina en °C

DENS= densidad del fluido en g/cm

D10= Temperatura de destilación para el 10% de volumen del fluido

D50= Temperatura de destilación para el 50% de volumen del fluido

D90= Temperatura de destilación para el 90% de volumen del fluido

A, b, c, d, e, f, g, h, i= Constantes

De esta manera, con el valor del índice de cetano, extraído del software de estimación (Alfaro *et al.* 2011) y el punto de anilina obtenido de la ecuación anterior, se determinó el porcentaje de aromáticos en la tabla de valores propuesta por Karonis *et al.* (1998). El Punto

de Anilina para mezclas de hidrocarburos como el diesel y aceites minerales sirve como una guía para juzgar el contenido de hidrocarburos aromáticos de un aceite y para comparar diferentes clases de aceites (ExpotechUSA, 2009).

Para optimizar el procedimiento también se ensayó con una modificación al método de destilación, utilizando un balón de cuello alargado y una malla tipo filtro colocado en dicho cuello que ocupaba 20 cm por debajo del tubo de vapores. El procedimiento empleado fue el mismo de la norma ASTM D86 nombrada anteriormente.

Además de los métodos mencionados se empleó un método de cromatografía (CLS: cromatografía líquido-sólido), el cual está basado en la separación de líquidos mediante una fase estacionaria (sólida) en presencia de una fase móvil (líquida) desplazante (Díaz *et al*, 2007). En este caso se utilizaron como fase estacionaria materiales sólidos como gel de sílice de diferente granulometría y material absorbente, y la fase móvil fue el gasoil comercial. La selección del sílice o alúmina para una separación concreta dependerá de numerosos factores. Sin embargo, en último término, la decisión sobre el disolvente a emplear vendrá dictada por cuál de las dos sustancias proporciona la mejor separación de la mezcla (Durst *et al*, 1985).

De los procedimientos anteriores se seleccionaron las dos muestras que presentaron mayor punto de anilina; el modo en que se puede determinar si una mezcla tiene un carácter más parafínico o más aromático es mediante el punto de anilina, éste es la temperatura mínima a la cual una mezcla de anilina y muestra al 50% en volumen son miscibles (Valles, 2010), se trata de la temperatura de solubilidad de la anilina y la muestra. Si el punto de anilina es bajo, el contenido de aromáticos es mayor, y si es alto, el contenido de parafinas será entonces mayor. (CIED PDVSA, 2003).

Con las muestras seleccionadas se formularon dos (2) fluidos de perforación base 100% aceite, con una densidad de 12 lpg y adicionalmente dos (2) fluidos patrón (base aceite mineral y gasoil), tomando como modelo las características y aditivos convencionales de un fluido de perforación formulado con aceite mineral Vassa, que puede ser utilizado para perforar una fase intermedia en el área del norte de Monagas (profundidades mayores de 4.300 pies, presiones cercanas a 2.250 lpc y temperaturas menores a 250°F), por lo que estableció un rango para las propiedades a estudiar, expuesto en la TABLA 1 y se siguió la formulación (cantidad de aditivos y orden de agregado) propuesta en la TABLA

2, de acuerdo a la recomendación de la empresa Samán Tecnología Integral de Petróleo, 2000.

Tabla 1. Rango de valores para las propiedades

Propiedad	Unidad de medida	Rango
Densidad	Lpg	11,8-12,2
Viscosidad Plástica	cP	15-25
Punto cedente	Lb/100 pie ²	5-20
Geles 10 s	Lb/100 pie ²	3 – 9
Geles 10 min	Lb/100 pie ²	4 – 10
Filtrado APAT	mL/ 30 min	<10
Estabilidad Eléctrica	Volt	>1500

Tabla 2. Aditivos y concentración para la formulación.

Orden	Aditivos/Productos	Concentraciones	Unidad
1	Aceite mineral (Vassa LP-90)	El requerido	ml
	Arcilla organofílica	12	g
2	Humectante	1	g
3	Cal hidratada	4	g
4	Emulsificante	1	g
5	Activador polar	5	g
	Agua	7	ml
6	Barita	El requerido	g
7	Controlador de filtrado	8	g

A continuación se caracterizaron los fluidos formulados determinando, densidad, propiedades reológicas (Viscosidad Plástica (VP) y Punto cedente (PC)), volumen de filtrado, alcalinidad, exceso de cal y estabilidad eléctrica, mediante las normas API RP 13B2, “Procedimiento Estándar para la Prueba de Campo de los Fluidos de Perforación Base Aceite”. Posteriormente se determinó el comportamiento de los fluidos en estudio a condiciones controladas de presión (220 lpc) y temperatura constante (250 °F), por un tiempo de 16 horas, utilizando el procedimiento llamado envejecimiento dinámico. Luego se realizaron todas las pruebas físico-químicas nombradas en la etapa anterior, y se compararon con los resultados obtenidos antes y después del envejecido. Además, se realizaron tres (3) veces repeticiones de las propiedades estudiadas a cada fluido. Esto para conocer si las propiedades de los fluidos nuevos se encuentran dentro del rango requerido para una fase intermedia. (TABLA 1).

Una vez obtenidas todas las propiedades de los fluidos propuestos se compararon con un fluido patrón, con el propósito de establecer si existen diferencias significativas entre estos, mediante la aplicación de

un análisis de varianzas (ANOVA), con un margen de error del 5%, el cual se realizó empleando el programa estadístico STATGRAPHICS Plus Versión 5.1. Para el análisis de varianza, el modelo supone la observación de una característica continua en una muestra de una población, y considera una o varias características cualitativas que dividen la población (y la muestra) en grupos. El objetivo es inferir si estas últimas aportan información sobre la variable continua observada. Esto es, saber si los datos aportan evidencia de que el valor esperado de la variable continua es diferente en las subpoblaciones o grupos definidos por la(s) variable(s) categórica(s) (Boqué *et al*, 2007).

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

El objetivo principal en la investigación fue disminuir el contenido de aromáticos de las muestras de destilados del gasoil y los residuos, es decir aumentar el punto de anilina y así obtener una base para formular fluidos de perforación. Ya que el contenido relativo de aromáticos de un aceite o hidrocarburo se caracteriza por su punto de anilina y los hidrocarburos con alto contenido de aromáticos tienen un bajo punto de anilina y viceversa. (ExpotechUSA, 2009). Es por esta razón que al observar los resultados de las TABLAS 3 y 4, se demuestra que los valores del punto de anilina de los destilados del gasoil no sobrepasaron el valor de la muestra origen (58,13 °C), se mantuvieron en un rango de 53 a 58 °C al variar la temperatura de destilación desde 220 °F hasta 300 °F. Se infiere que este efecto se debe a la eliminación de otros componentes en vez de los más pesados, por lo que en cada una de las muestras finales porcentualmente el valor de los aromáticos fue mayor con respecto a los componentes eliminados. El punto de anilina indica el carácter de la mezcla, en este caso al aumentar el punto de anilina el porcentaje de aromáticos disminuyeron en la mezcla de acuerdo a lo expuesto por López (2004). Esto también se ve reflejado en la TABLA 3 donde se puede apreciar el contenido de aromáticos expresado en %m/m y la reducción del mismo en comparación con la muestra inicial.

En lo que respecta a la caracterización de los residuos del destilado del gasoil, se aprecia en la TABLA 4 un aumento de los valores del punto de anilina con respecto a los destilados y valores mayores a la muestra origen. Sin embargo, según recomendaciones del estudio planteado por López (2003), “El gasoil para ser utilizado como base de fluidos de perforación debe estar cercano a 65°C”. Como consecuencia se decidió emplear otros métodos. Comparando los puntos de anilina (TABLA 5) se puede inferir que el método que resultó más eficiente

para disminuir el contenido aromático del gasoil, fue el método de cromatografía, seguido la destilación con cuello alargado y filtro, debido a que el punto de anilina obtenido fue mayor al inicial.

TABLA 3. Propiedades del destilado de gasoil a diferentes temperaturas.

Propiedades	Origen	Destilación Atmosférica		
		Destilados		
		D220	D260	D300
Densidad, g/mL	0,8455	0,8207	0,8230	0,8379
°API	34,2	39,1	38,6	35,6
Viscosidad, cSt	5,45	2,51	2,59	4,52
pH	6	6	6	6
Masa molecular, lb/lbmol	201,94	172,26	175,81	194,96
Factor de Watson	11,53	11,54	11,56	11,56
Punto de inflamación, °C	75,95	75,8	75,13	74,82
Punto de Anilina, °C	58,13	53,22	55,02	58,13
Índice de Cetano	46,68	45,12	45,59	46,93
Índice de refracción	1,4758	1,4624	1,4638	1,4719
% Aromáticos	34,1	34,2	47	36,6

TABLA 4. Propiedades de los residuos de gasoil a diferentes temperaturas.

Propiedades	Origen	Residuos Destilación Atmosférica			Destilación filtro
		R220	R260	R300	
		Densidad, g/ml	0,8455	0,8569	
°API	34,2	31,7	30,3	27,9	30,7
Viscosidad, cSt	5,45	7,59	8,9	22,07	12,28
pH	6	6	5,5	5,5	5
Masa molecular, lb/lbmol	201,94	222,28	234,56	236,2	241,7
Factor de Watson	11,53	11,55	11,56	11,56	11,64
Punto de inflamación, °C	75,95	100,5	112,59	113,5	115,62
Punto de anilina, °C	58,13	62,25	64,39	64,62	66,99
Índice de cetano	46,68	47,7	48,14	48,50	50,43
Índice de refracción	1,4758	1,4825	1,4862	1,488	1,4846
% Aromáticos	34,1	33,9	34,4	34,0	31,6

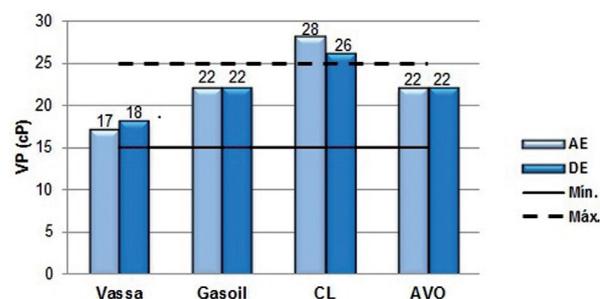
TABLA 5. Comparación de las propiedades de los fluidos obtenidos por los diferentes métodos

Propiedades	Origen	Dest. Atm.	Dest. Filt.	Filtrado
		R220	Resid.	
Densidad, g/mL	0,8455	0,8569	0,8632	0,8297
°API	34,2	31,7	30,7	36,3
Viscosidad, cSt	5,45	7,59	12,28	4,08
pH	6	6	5	6
Masa molecular, lb/lbmol	201,94	222,28	241,7	197,25
Factor de Watson	11,53	11,55	11,64	11,61
Punto de inflamación, °C	75,95	100,5	115,62	58,78
Punto de anilina, °C	58,13	62,25	66,99	62,7
Índice de cetano	46,68	47,7	50,43	48,63
Índice de refracción	1,4758	1,4825	1,4846	1,4697
% Aromáticos	34,1	33,9	31,6	24,8

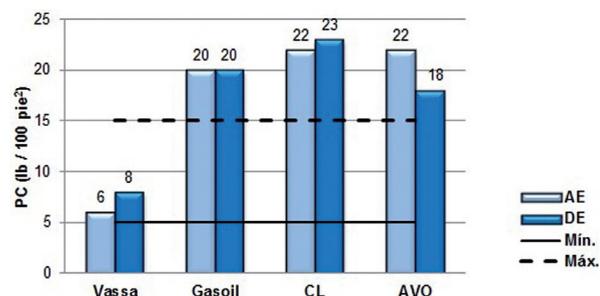
La disminución de los aromáticos en los métodos térmicos ocurre por la diferencia en los puntos de ebullición entre las parafinas y los aromáticos, pero este no resulta tan eficiente debido a que esta mezcla (gasoil) es químicamente estable, haciendo la separación de estos componentes más compleja (Camacho *et al.*, 2003). Por otro lado el método de cromatografía resultó más eficiente debido a la separación física y que los compuestos (fase estacionaria) utilizados presentan propiedades químicas que ayudan a esta separación. En tal sentido, se seleccionaron estas muestras para ser usadas como base para la formulación de los fluidos de perforación, las cuales se identificaron como: AVO a la muestra obtenida mediante cromatografía y CL a la muestra adquirida del método de destilación con cuello largo.

En cuanto a las propiedades reológicas de los fluidos formulados antes y después del envejecimiento dinámico (AVO, CL), en la FIGURA 1 los valores de viscosidad plástica fluido base AVO estuvo dentro del rango establecido (15-25 cP) y exhibió valores similares en comparación con los fluidos patrones (vassa y gasoil), sin embargo, el fluido base CL no presentó resultados satisfactorios, ya que estuvieron fuera del rango de aceptación; además, estos valores fueron mayores en más de 60% que los fluidos patrones; de acuerdo al manual de fluido de la empresa Samán Tecnología (2000), “la viscosidad plástica debe ser mantenida a valores mínimos, con el fin de optimizar la hidráulica

de la barrena y velocidades de penetración y los valores del punto cedente deben ser cercanos a la densidad de los fluidos”.

**FIGURA 1.** Viscosidad plástica de los fluidos evaluados.

En la FIGURA 2 se visualiza que los resultados del punto cedente en los fluidos formulados (base Gasoil, CL, AVO) excedieron el rango establecido (5-20 lb/100 pie²), lo que constituye que existe exceso de concentración de sólidos aportados por la formulación aplicada en comparación con el fluido base Vassa, donde los valores se mantienen dentro del límite. En cuanto al punto cedente se considera que es 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 (M.I. SWACO, 2001).

**FIGURA 2.** Punto cedente de los fluidos evaluados.

Otra de las propiedades físicas evaluadas fue el volumen de filtrado antes y después del envejecimiento, el fluido AVO mantuvo valores de 5,8 mL/30min y 6,4 mL/30min dentro del rango de aceptación (< 10 mL/30min) (FIGURA 3). Además, presentó un volumen de filtrado menor a 10mL/30min que se considera aceptable, dependiendo del tipo de arcilla de la formación; los fluidos nuevos pueden comenzar con un filtrado en ese orden y posteriormente disminuyen sin necesidad de tratamiento, siendo importante destacar que mientras menor es el filtrado éste será indicativo de un mejor control de dicha propiedad (Samán Tecnología, 2000).

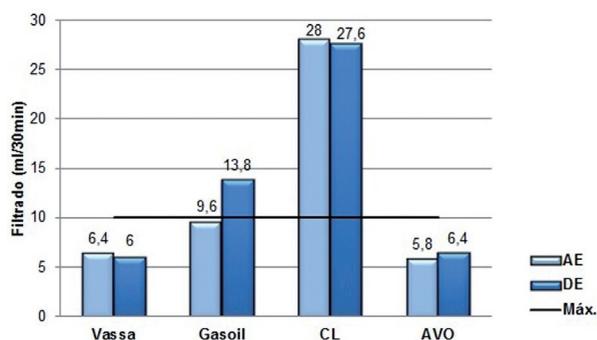


FIGURA 3. Filtrado APAT de los fluidos evaluados.

A su vez, el fluido CL presentó un filtrado elevado (28 mL/30min); y es de acuerdo a experiencia en campo, cuando existen las formaciones que no son sensibles al agua pueden ser perforadas con un fluido que tiene una pérdida de filtrado de 20 mL. En cambio, aquellas con presencias de lutitas sensibles al agua, las cuales se desprenden, se desmoronan y se hidratan, pueden requerir un fluido con una pérdida de volumen de filtrado API de 6 mL o menos. En tal sentido, la filtración que es demasiado alta causará condiciones de pozo reducido, pegadura, lutitas desmoronables y otros problemas operacionales (M.I. SWACO, 2001).

Al aplicar el análisis de varianza referente a las propiedades del fluido base AVO y los fluidos patrones (formulados con Vassa y Gasoil), la prueba arrojó un P-valor inferior a 0,05 en todas las propiedades estudiadas (TABLA 6), esto significa que existen diferencias estadísticamente significativas entre las medias de las variables, a un nivel de confianza del 95%. Lo que indica que la variación de la fase continua en la formulación de los sistemas tiene influencia considerable sobre dichas propiedades. Cabe resaltar que fluido base CL no cumplió con los requerimientos exigidos, arrojando resultados no satisfactorios antes y después de envejecer, por lo que se decidió no incluirlo en este análisis estadístico.

TABLA 6. Análisis de varianza AVO – Vassa – Gasoil.

Propiedad	P-Valor	Comentario
Viscosidad plástica	0,0003	Existen diferencias significativas
Punto cedente	0,0000	Existen diferencias significativas
Filtrado APAT	0,0000	Existen diferencias significativas

Finalmente, se aplicó un contraste múltiple de rangos (TABLA 7), para determinar las medias que son significativamente diferentes unas de otras, al comparar el valor de la diferencia entre los pares con el valor +/- límite. Tal es el caso de los pares de viscosidad plástica AVO y Vassa, que presentaron una

diferencia de 3,33333, el cual es mayor al valor límite +/- 1,15349; asimismo ocurre con las medias del resto de las propiedades al efectuar el contraste AVO – Vassa (TABLA 8), demostrándose la existencia de diferencias considerables entre las propiedades de los dos fluidos. Al realizar el contraste múltiple de rangos AVO – gasoil, las medias de las variables no presentaron diferencias estadísticamente significativas, a excepción de los pares de filtrado APAT, cuya diferencia de -7,66667 se encuentra fuera del límite +/- 0,638773, por lo tanto presentan diferencias estadísticamente significativa, a un nivel de confianza del 95%.

TABLA 7. Contraste Múltiple de Rango.

Propiedad	Contraste		+/-Límites
	AVO – Vassa	AVO – gasoil	
	Diferencia	Diferencia	
Viscosidad plástica	*3,33333	-0,666667	1,15349
Punto cedente	*10,6667	-1,0	1,76198
Filtrado APAT	*0,666667	*-7,66667	0,638773

*Indica que existe diferencia estadísticamente significativa.

Una vez culminadas las fases planteadas en la investigación y como valor agregado, se efectuaron otras formulaciones basadas en el producto AVO para probar nuevas concentraciones de aditivos, con la finalidad de ver la eficiencia de estos en él, y encontrar una formulación óptima para este fluido.

De este procedimiento se pudo obtener la formulación presentada en la TABLA 8, destacando que se redujo la cantidad de arcilla organofílica (aditivo viscosificante del fluido) al observar que presentó un mejor rendimiento en el aceite AVO, ésto con la intención de lograr la cedencia y viscosidad requerida. Se sustituyó el activador polar comercial en su totalidad y se agregó únicamente agua, debido a que ésta tiende a activar eficientemente la arcilla organofílica. Además, se aumentó la fuente alcalina (cal hidratada) para permitir la eficiente activación del humectante y emulsificante.

TABLA 8. Formulación seleccionada para el fluido base AVO.

Aditivos/productos	Unidad	Concentración
Aceite AVO	mL	268
Arcilla organofílica	g	8
Agua	mL	5,4
Cal hidratada	g	6
Humectante	g	1
Emulsificante	g	0,5
Controlador de filtrado	g	7
Barita	g	254

De manera general se puede detallar, que el fluido base AVO formulado con esta nueva concentración de aditivos, presentó propiedades reológicas dentro de los valores referenciales, establecidos en la TABLA 1, tanto antes como después del envejecido, de igual modo su filtrado APAT, el cual resultó menor de 10 mL/30min (6,6 mL/30min), que es el límite para esta propiedad. Demostrando así, que con una menor concentración de aditivos, comparando con un fluido base aceite mineral Vassa, se pueden obtener las propiedades requeridas (TABLA 9).

TABLA 9. Propiedades del fluido base AVO con la nueva formulación.

Propiedad	Unidad	Antes de envejecer	Después de envejecer
VP	cP	15	18
PC	Lb/100 pie ²	12	12
Geles 10 s/10 min	Lb/100 pie ²	4/6	7/10
Filtrado	mL/30 min	6,6	6,6
Reoque	cm	0,6	0,6
Alcalinidad	mL	0,5	0,5
Exceso Cal	Lpb	0,65	0,65
Estabilidad Eléctrica	V	1121	>2000

Con esta nueva modificación de la formulación del fluido de perforación AVO, se demostró que a nivel de laboratorio, se diseñó un fluido que presenta propiedades físicas similares a los fluidos patrón, proclive a ser un sustituto de la base con la que se formulan los fluidos base aceite y lograr un menor impacto ambiental que pueda producir los recortes propios de los fluidos. Actualmente los fluidos se diseñan teniendo en cuenta múltiples y variadas condiciones de perforación. Entran en juego muchos factores y uno de los más importantes es la seguridad del medio ambiente (Schlumberger, 2005b). Ivan *et al.* (2004) indicaron que la filosofía detrás de los fluidos de perforación compatibles con el ambiente no fue diseñar un sistema que meramente posea un impacto neutral o insignificante sobre el ambiente, sino uno que probaría ser beneficioso. Así, la meta es seleccionar cuidadosamente los componentes individuales del sistema de fluidos, incluyendo el fluido base, emulsificadores, fase interna material de peso y aditivos para pérdida de fluidos, para permitir una perforación eficiente y la generación de residuos de perforación que puedan ser usados para mejorar activamente la calidad del suelo y subsecuentemente soportar un mejor crecimiento de plantas (Méndez *et al.*, 2007).

CONCLUSIONES

El método que arroja la mayor reducción del contenido de aromático es el de cromatografía, en comparación con los otros métodos.

Las muestras CL y AVO presentaron puntos de anilina mayores a 60 °C, que las hacen considerar aptas para la formulación de fluidos base aceite.

El fluido de perforación que presenta a nivel de laboratorio características más acorde con los parámetros establecidos para una fase intermedia es el AVO.

El fluido base AVO mantienen sus propiedades estables al ser sometido a temperatura de 250 °F (prueba de envejecimiento).

A través del análisis estadístico se demostró que la variación de la fase continua en la formulación de los sistemas tiene influencia considerable en las propiedades de los fluidos estudiados.

REFERENCIAS

- Alfaro, A, Da Silva, M., y Marín T. 2011. Desarrollo de una aplicación para la predicción de las propiedades físicas de productos del petróleo, a partir de datos de destilación COVENIN 850. Trabajo de grado no publicado. Universidad de Oriente, Monagas.
- API RP 13B2. 1998. Recommended Practice Standard Procedure for Field Testing Oil-Based Drilling Fluids. Internacional.
- ASTM D86 - 11a Standard Test Method for Distillation of Petroleum Products at Atmospheric Pressure. Internacional.
- ASTM D287. 2006 Standard Test Method for API Gravity of Crude Petroleum and Petroleum Products (Hydrometer Method). Internacional.
- ASTM D369. 2002 Standard Test Method for Specific Gravity of Creosote Fractions and Residue. Internacional
- ASTM D445 - 11a Standard Test Method for Kinematic Viscosity of Transparent and Opaque Liquids (and Calculation of Dynamic Viscosity). Internacional.
- Boqué, R., y Maroto, A. 2007. El análisis de la varianza (ANOVA). Comparación de múltiples poblaciones. [Página web en línea]. Disponible en: <http://argo.urv.es/quimio/general/anovacast.pdf>.

- Camacho, G., García, J., Peralta, I., y De Los Reyes, J. 2003. Rediseño de una planta productora de diesel para la disminución de compuestos aromáticos [Tesis en línea]. Universidad Autónoma Metropolitana, unidad Iztapalapa. Consultada en marzo de 2011 en: <http://148.206.53.231/UAMI10361.pdf>
- Camargo, W., Ramos, F., Carrasquero, J., y Arocha, J. 2001. Aplicación de Campo de aceite de baja toxicidad en pozos de alto riesgo. PDVSA. IV Seminario de fluidos de perforación y completación. [Revista en Línea], <http://www.seflucempo.com/common/pdf/2001/C1.pdf>.
- CIED – PDVSA. 2003. Fluidos de perforación. Caracas. Venezuela.
- Díaz, V., Buza R., Cepeda, N., Behling, E., y Cols. 2007. Desarrollo y Validación de un Método Micro – SARA para la Determinación de Fracciones Orgánicas de Crudo en Aguas de Producción Petrolera con Tratamiento Anaeróbico. Ciencia [Revista en Línea], 15(1). Consultado en junio de 2011 en: <http://www2.scielo.org/ve/scielo.php?script=sci iso>.
- Durst, H., y Gokel, D. 1985. Química orgánica experimental. Editorial Revertes. Barcelona, España.
- Expotech USA. 2009. Kit para determinación de anilina. OFI N° 145-80. Catalogo de OFITE. <http://www.expotechusa.com/Catalogs/OFITE/Instructions/Spanish/145-80.pdf>
- Gaceta Ecológica. 2003. Instituto Nacional de Ecología -SEMARNAT MÉXICO. [Documento en Línea], Consultado en junio de 2011 en: www.ine.gob.mx.
- Ivan, C., Young, S., and Bloys, B. 2004. Drilling fluids waste management in terms of a sustainable environment. AADE-04-DF-HO-23. AADE 2004. Drilling Fluids Conference, Houston, Texas, April 6-7, 2004. 7 p.
- Karonis, D., Lois, E., Stournas, S., and Zannikos, F. 1998. Use of Mathematical Expressions for the Estimation of Selected Diesel Fuel Properties”, Preprints Division of Fuel Chemistry, American Chemical Society, Vol. 43, No 1, pp. 32-37.
- López, I. 2003. Fluidos de Perforación. [Libro en línea]. Consultado en Noviembre del 2010 en <http://www.scribd.com/doc/25599222/Fluidos-de-Perforación>.
- López, J. 2004. Propiedades químicas de los lubricantes. [Libro en línea]. Consultado en Noviembre del 2010 en <http://www.monografias.com/trabajos15/propiedades-lubricantes/propiedades-lubricantes.shtml>.
- Luzardo, J., Quiroga, F., y Martínez, A. 1990. Evaluación de aceites minerales en lodos de emulsión inversa. Primer Seminario de Fluidos de Perforación y Completación de Pozos. Caracas – Venezuela.
- Méndez, J., Otahola, V., Rodríguez, M., Simosa, J., Tellis, L., y Zabala, E. 2007. Comparación del desecho de un fluido de perforación base agua no disperso con la fertilización química en el cultivo de girasol (*Helianthus annuus L*). Revista UDO Agrícola 7 (1): 195-203.
- Marín, T. 2008. Destilación simple. Prácticas de laboratorio de Procesamiento de hidrocarburos Universidad de Oriente, Núcleo de Monagas. Maturín Venezuela.
- M-I SWACO. 2001. “Manual de Ingeniería de Fluidos de Perforación”. [Programa de Computación]. Houston, Texas. USA.
- 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 [Tesis en línea]. Instituto Universitario de Tecnología y Administración Industrial, Valencia. Consultada en marzo de 2011 en: <http://www.iutavalencia.com.ve/publicacion>.
- Saman Tecnología. 2000. Manual de fluidos Samán. Maturín, Monagas. Venezuela
- Schlumberger. 2005. Fluido de Perforación. Desafíos del medio ambiente. <http://www.seed.slb.com/es/scictr/watch/mud/env>
- Valles, N. 2010. Estudio teórico práctico de los combustibles fósiles [Libro en línea]. Consultada en enero de 2011 en. <http://es.scribd.com/doc/45700270/48/Indice-Diesel-punto-de-Anilina-en-%C2%B0F-x-densidad-API-100>.

Trabajo recibido: abril 27 de 2012
Trabajo aceptado: agosto 29 de 2014