

Uso de la pectina como agente viscosificante en un fluido de perforación base agua polimérico

Rubén Vega

rvegas@udo.edu.ve

Universidad de Oriente - Venezuela

Patricia Barreto

Barretopp@pdvsa.com

Petróleos de Venezuela SA

Marialejandra Coronado

Marialejandra.CoronadoJames@Halliburton.com

Halliburton - Baroid

Información del artículo: recibido: junio de 2016-aceptado: julio de 2016

Resumen

Se caracterizó la pectina (P) bajo la norma SCOMI ITLB-88 y se formularon y envejecieron muestras de fluidos con ella como viscosificante a 2, 4, 6, 8 lpb y mezclas 90%GX-10%P; 80%GX-20%P; 70%GX-30%P. Obtenidas sus propiedades físicas y químicas aplicando la norma API RP 13B-1. Se evidenció que el fluido formulado con pectina a cuatro (4) lpb obtuvo valores similares al fluido patrón (goma xántica (GX)) en las propiedades de viscosidad plástica punto cedencia y esfuerzo gel a los 10 s y 10 min y las concentraciones de 80%GX-20%P y 90%GX-10%P, presentaron un comportamiento similar al de la goma xántica en la mayoría de sus propiedades. Finalmente se aplicó una comparación estadística utilizando un diseño de bloques al azar y la prueba de Tukey (DMS; $P \leq 0,05$), a nivel de laboratorio quedó demostrado que es posible sustituir la goma xántica por pectina como agente viscosificante, en un fluido base agua polimérico.

Palabras clave: Pectina, goma xántica, polímero, reología, viscosificante.

Use of pectin as a viscosifying agent in water- based drilling fluid polymer

Abstract

Pectin (P) was characterized under the rule ITLB SCOMI - 88 were made and aged samples of fluids with her as viscosifying February 1 , 4, 6, 8 and mixtures LPB GX 90 % - 10% P; GX 80 % 20 % P; 70 % 30 % P GX . Earn their physical and chemical properties using the API RP 13B- 1 standard. It became clear that the fluid formulated with pectin a Four (4) LPB obtained similar values to the pattern fluid (Goma xanthan (GX)) on the properties of plastic viscosity, yield point and gel Effort to 10 s and 10 min and The Concentrations of 80 % GX - 20% and 90 % P GX - 10% P UN presented similar behavior to the xanthan gum in most of its properties. Eventually implemented using a statistical comparison Blocks A design cabbage chance and Tukey test (DMS ; $P \leq 0.05$), in the laboratory proved that it is possible to substitute for pectin as xanthan gum viscosifying agent based fluid UN polymeric water.

Keywords: Pectin, xanthan gum, polymer, rheology, viscosifier.

Introducción

La perforación de un pozo en la industria petrolera tiene entre sus fines fundamentales, corroborar la existencia de crudo, construyendo un canal por donde se pueda extraer desde el yacimiento, de forma natural o con ayuda de otros equipos. Para ello, a medida que se perfora el subsuelo mediante el uso de un equipo de perforación rotaria, se ensamblan los elementos tubulares de manera de construir la sarta de perforación. Para enfriar y lubricar la barrena se emplean los fluidos de perforación. Generalmente, los fluidos de perforación están compuestos por una fase líquida y una fase sólida. La primera puede ser agua, aceite o una mezcla de ambos, (Santoyo y Morales, 1993).

Los fluidos de perforación acuosos, a los que se alude generalmente como lodos base agua, son los más comunes y los más variados de los tres tipos de fluidos de perforación. Su composición varía entre una mezcla simple de agua y arcilla, y sistemas complejos de fluidos de perforación, inhibidores, o estabilizadores de arcillas, (Williamson, 2013). La utilización de un fluido de perforación adecuado que cumpla con las condiciones requeridas para una determinada formación, es de importancia vital. Es por ello, que la elección correcta de los aditivos y la cantidad requerida para la formulación de los fluidos, representa uno de los factores de importancia durante dicha operación, (González *et al* 2012).

Dentro de los aditivos empleados para la formulación de fluidos base agua se encuentran los polímeros, los cuales han sido usados en los fluidos de perforación desde los años 1930, cuando el almidón de maíz se introdujo como aditivo de control de filtrado. Desde esa época, se han vuelto más especializados y en consecuencia, su aceptación ha aumentado. Según el manual de fluidos de MI SWACO (2001), forman parte de prácticamente cada sistema base agua, usado actualmente. En efecto, algunos sistemas dependen totalmente de ellos y son generalmente llamados sistemas poliméricos.

Un polímero es una molécula de gran tamaño que se compone de pequeñas unidades repetidas idénticas. Las pequeñas unidades repetidas se llaman monómeros.

La polimerización ocurre cuando los monómeros se juntan para formar la molécula de polímero de gran tamaño, que forman enormes cadenas de las formas más diversas (Cely, 2010). Se añaden al sistema para controlar la viscosidad, la pérdida de fluidos o inhibir la lutita; pueden generar altas viscosidades plásticas, especialmente después de la mezcla

inicial del polímero, (Esvenca 2010). Según Baroid (2004), se clasifican de acuerdo a su origen en naturales, modificados o sintéticos; de acuerdo a su estructura se agrupan en lineal, ramificado y entrecruzado y según su carga eléctrica, en aniónico, catiónico, no aniónico y anfotéricos.

Por lo descrito, una de las propiedades controladas a través del uso de polímeros es la viscosidad del fluido. Los viscosificantes son productos agregados a los fluidos para mejorar su habilidad para remover los sólidos perforados y suspender el material densificante, durante la perforación de un pozo. Sin embargo, no todos los viscosificantes potenciales proporcionan una limpieza efectiva y económica del pozo, y tampoco están exentos de las interferencias mecánicas y químicas del medio ambiente, (PDVSA-CIED, 2002).

De los viscosificantes poliméricos más empleados en la industria petrolera para los fluidos base agua está la goma xántica conocida también como goma xantana, clasificada como un polímero natural, aunque se obtenga por medio de la actividad bacteriana y no en su forma natural. La bacteria *Xanthomonas campestris* produce la goma durante su ciclo de vida normal, mediante un proceso enzimático complejo. El xantano es hidrosoluble, ligeramente aniónico y altamente ramificado. Tiene un peso molecular de 2 a 3 millones, lo cual es relativamente alto para un fluido de perforación, (MI SWACO, 2001).

En Venezuela el uso de fluidos poliméricos ha aumentado, trayendo consigo la problemática de que es un producto importado y por ende de alto costo; por esta razón se ha planteado la necesidad de buscar productos nuevos que ayuden a darle solución a este inconveniente, siendo de más fácil acceso y que proporcionen resultados similares o mejores, a fin de garantizar su uso como agente viscosificante.

Es por ello que se decidió estudiar la pectina como posible sustituto de la goma xántica en fluidos poliméricos base agua. Las pectinas se presentan en la naturaleza como elementos componentes estructurales de las células vegetales. Son heteropolisacáridos y su componente principal es el ácido galacturónico, unido por medio de enlaces de glicosídica. La pectina es una sustancia de peso molecular elevado; se dispersa en el agua para formar una solución coloidal viscosa reversible; es decir, que pueda disolverse en agua, precipitada, secada y redisuelta, sin perder sus propiedades físicas, (Braverman, 1967); puede extraerse de las conchas de vegetales, como manzanas, frutas cítricas, piña, guayaba dulce, tomate de árbol, maracuyá, remolacha, entre otras.

Metodología

El estudio se realizó en el laboratorio de fluidos de perforación del Departamento de Ingeniería de Petróleo, de la Universidad de Oriente, Núcleo de Monagas, *Campus* Los Guaritos. La pectina se obtuvo de una casa comercial de alimentos y fue producida según datos del fabricante a partir de la cáscara de naranja. Con el fin de determinar las propiedades físico-químicas de la pectina y compararlas con las de goma xántica, se caracterizó la pectina como agente viscosificante, mediante la norma de calidad de Scomi ITLB-88, permitiendo conocer el porcentaje de humedad y punto cedencia. Con respecto a la densidad relativa, se estimó de acuerdo a la norma ASTM D369; el pH se determinó siguiendo los pasos de la

norma ASTM D1293-12. Adicionalmente se estudió el grado de gelificación con la relación de los gramos de sacarosa/gramos de pectina usada, porcentaje de metilación basado en la neutralización de los grupos carboxílico con NaOH de la pectina, empleando el procedimiento metodológico utilizado para la caracterización de la pectina cruda según Vásquez *et al* (2008).

Una vez comparadas las propiedades mencionadas, se formularon ocho sistemas de fluidos de perforación base agua polimérico, **Tabla 1**, a los cuales se le aplicó envejecimiento dinámico, simulando el movimiento en el fondo del pozo a condiciones de temperatura de 120 °F y 100 lpc de presión, por un tiempo de 16 horas; se estudiaron sus propiedades físicas bajo la norma API RP 13B-1.

Tabla 1. Fluidos formulados.

Aditivo	Concentración (Lpb)								Unidad
	Fluido A (2g goma xántica)	Fluido B (Pectina)				Fluido C (goma xántica + pectina)			
		B ₁ (2g)	B ₂ (4g)	B ₃ (6g)	B ₄ (8g)	C ₁ 90%GX +10%P	C ₂ 80%GX +20%P	C ₃ 70%GX +30%P	
Agua	614,95	613,9	612,15	601,7	605,80	613,9	614,95	614,6	ml
Potasa cáustica	2	2	2	2	2	2	2	2	g
Controlador de filtrado	2	2	2	2	2	2	2	2	g
Goma xántica	2	---	---	---	---	1,8	1,6	1,4	g
Pectina	---	2	4	6	8	0,2	0,4	0,6	g
Carbonato de calcio	220,10	221,05	225,25	224,83	226,1	223,88	220,10	220,10	g

Posteriormente se realizó un sistema de evaluación que permitió seleccionar los fluidos que cumplieran con el rango de valores de las propiedades físicas en estudio, **Tabla 2**.

Tabla 2. Rangos operacionales establecidos para las propiedades.

Propiedad	Unidad de medida	Rango requerido	
Densidad	Libra/galón (lpg)	9,2	10,4
Viscosidad plástica	Centipoise (cP)	10	18
Punto cedente	lb/100pie ²	12	20
Geles	lb/100pie ²	9/14	11/19
Filtrado	mL/30min	0	10
Ph		10	10,5

Fuente: Hoja de requerimientos técnicos de propiedades para fluidos de perforación de Samán Tecnología Industrial en Petróleo.

Para el análisis de la muestra se utilizó inicialmente un diseño estadístico en bloques al azar 8 x 4 x 7 (8 tratamientos, 4 repeticiones y 7 dosis), teniendo una muestra experimental de inicio de 224 unidades, la cual se modificó en función de los resultados de la evaluación aplicada. Las diferencias entre los resultados obtenidos se determinaron aplicando diferencias mínimas significativas, mediante prueba de Tukey (DMS; $P \leq 0,05$), y las variables estudiadas para realizar el análisis estadístico fueron volumen de filtrado, densidad, punto de cedencia y viscosidad plástica, pH y esfuerzo gelificante a los 10 s / 10 min.

Resultado y discusión

Al realizar una comparación entre las propiedades del aditivo propuesto y la goma xántica presentadas en la **Tabla 3**, se puede notar la diferencia entre la densidad relativa de los aditivos, donde la pectina tiene un valor de 0,95, estando por debajo que el presentado por la de la goma xántica, (1,5).

Tabla 3. Propiedades de la pectina y goma xántica, determinadas en el laboratorio.

Propiedad	Pectina	Goma xántica
G.E	0,95	1,5
Densidad (g/mL)	0,95	1,5
pH en agua	2,85	6,2
Grado de esterificación	62,5%	-
Porcentaje de metilación	30,17	-
Punto cedente (lb/100 pie ²)	2	12
Porcentaje humedad	2%	13,2%

El valor obtenido para la densidad de la pectina, requiere una mayor cantidad de ella para obtener el mismo desempeño de los fluidos con respecto al fluido con goma xántica a 2 lpb. Este valor de la densidad relativa se consideró en los cálculos del balance de masa para determinar la concentración de cada uno de los aditivos empleados en la formulación de los fluidos estudiados en las etapas siguientes.

De igual manera se destaca la diferencia entre el porcentaje de humedad obtenido por la pectina (2%), que es menor al de la goma xántica (13,2%), dicho parámetro representa el porcentaje de agua contenida en el producto y está basado en la pérdida de peso que sufre el polímero al calentarse a una temperatura de 100 °C. También se puede notar una diferencia en cuanto a los valores de punto de cedencia,

donde la pectina tuvo un valor por debajo ($2 \text{ lb}/100 \text{ pie}^2$) al de la goma xántica ($12 \text{ lb}/100 \text{ pie}^2$), indicando una menor eficiencia como material viscosificante, esta propiedad es importante al momento de la suspensión de los recortes y limpieza del pozo.

Con respecto al grado de esterificación, es una propiedad sólo de la pectina estudiada y corresponde a su capacidad de formar geles bajo condiciones de temperatura; en este caso el resultado obtenido fue de 62,5%. Según Alfonso, (2010) se atribuye el valor a una pectina "lenta", por estar en el rango de 50 – 70%. Este tipo de pectina tarda aproximadamente entre 25 a 30 minutos para su activación; es decir, para que las burbujas de aire puedan escapar a una temperatura menor de 85°C .

Asimismo, el autor anteriormente citado expresa que el porcentaje de metilación corresponde al número de grupos

de metoxilos que se encuentran esterificando los grupos de carboxilos; el resultado para la pectina en estudio fue de 30,1 %, atribuido a una pectina de bajo metoxilo, propiedad que contribuye a la velocidad de gelificación; si la pectina es de bajo metoxilo la velocidad de gelificación será menor. Las pectinas de bajo metoxilo pueden gelificar a cualquier valor de sólidos solubles. La temperatura de gelificación disminuye al descender el contenido de sólidos solubles. Con respecto al pH, se puede notar diferencia en sus valores para la pectina, el cual fue de 2,85 y el de la goma xántica de 6,28. El polímero en estudio se caracterizó por tener un valor de pH bajo, ya que de esta manera puede gelificar mejor; así se utiliza en la industria alimenticia. Para este caso se empleó un aditivo para el aumento de pH para realizar la formulación.

Tabla 4. Resultados de las pruebas reológicas después de envejecimiento dinámico.

Propiedad	Formulaciones							
	A	B ₁	B ₂	B ₃	B ₄	C ₁	C ₂	C ₃
L ₆₀₀	43	6	50,5	144,25	31	37,25	39,5	32,25
L ₃₀₀	31	3	34,25	107,75	17,66	27,75	26	20,5
L ₂₀₀	26	2	27,5	89	12,5	20,5	20,75	16,25
L ₁₀₀	19	2	19	64	8	14,75	15,25	11,75
L ₆	5	1	5	24	1,5	14,75	5,25	4,25
L ₃	4	1	4	21,25	1	4,75	4,25	3,5
Viscosidad plástica (cP)	10	3	16,25	36,5	13,33	11,5	13,5	11,75
Punto cedente (lb/100pie ²)	13,5	0	18	71,75	4,33	14,25	12,5	8,75
Filtrado API (mL/ 30 min)	12,47	15,95	15,2	10,85	8,98	9,55	10,25	9,75
pH	11,25	11,5	8,6	7,73	7,6	12,05	12,1	12,08
Densidad (lpg)	9,8	8,6	9,3	9,3	9,8	10	9,9	10
Geles 10s (lb/100pie ²)	4	1	3,75	20,5	1	4,75	4,5	3,25
Geles 10m (lb/100pie ²)	4	1	4,25	37,25	1	4,75	4,5	3

Cuantificadas las propiedades en estudio para las distintas formulaciones, se procedió a realizar una clasificación, **Tabla 5**, de manera de seleccionar aquellas formulaciones que cumplieran con los rangos establecidos, (Tabla 2).

Tabla 5. Evaluación de los tratamientos después del envejecimiento dinámico.

Tratamientos		Vp	Pc	Gel (10 s)	Gel (10 min)	Filtrado	pH	Densidad	Total
GX 2 lpb	A	X	X	X	X	X	X	X	7
Pectina 2 lpb	B ₁						X		1
Pectina 4 lpb	B ₂	X	X	X	X			X	5
Pectina 6 lpb	B ₃					X		X	2
Pectina 8 lpb	B ₄	X			X	X		X	4
90%GX-10%P	C ₁	X	X	X	X	X	X	X	7
80%GX-20%P	C ₂	X	X	X	X	X	X	X	7
70%GX-30%P	C ₃	X			X	X	X	X	5

Nota: X señala la propiedad que está dentro del rango de aceptación

Después de realizar el ordenamiento de los tratamientos que proporcionaron los mejores resultados en cuanto a su similitud de propiedades con respecto a la goma xántica, fueron la formulada con pectina a 4 lpb, que aunque cumplió con cuatro (5) variables, cuatro (4) de estas son importantes en cuanto a la reología de los fluidos y las mezclas de goma xántica y pectina 90-10 y 80-20. De esta manera la muestra experimental se redujo a 140, (5 tratamientos, 4 repeticiones y 7 dosis).

Analizando estadísticamente las distintas propiedades en estudio, se observa que con respecto a la densidad de los fluidos después del envejecimiento dinámico, no se

mantuvieron constantes, registrando un peso entre 9,2 y 10 lpg, presentando diferencia significativa entre el fluido A y B₂; los fluidos C1, C2 y C3 tuvieron la mayor similitud estadística con respecto al testigo, pero todos entraron en los rangos establecidos para la densidad de un fluido de perforación base agua polimérico, comprendidos entre 9,2 y 10,4 lpg. Cabe destacar que de acuerdo a MI SWACO (2001), debe mantenerse un control estricto en esta propiedad, (densidad), para mantener una presión superior a la presión de las formaciones, pero menor a la presión de fractura, y su valor se establece dependiendo de la profundidad y particularidad del intervalo a perforar.

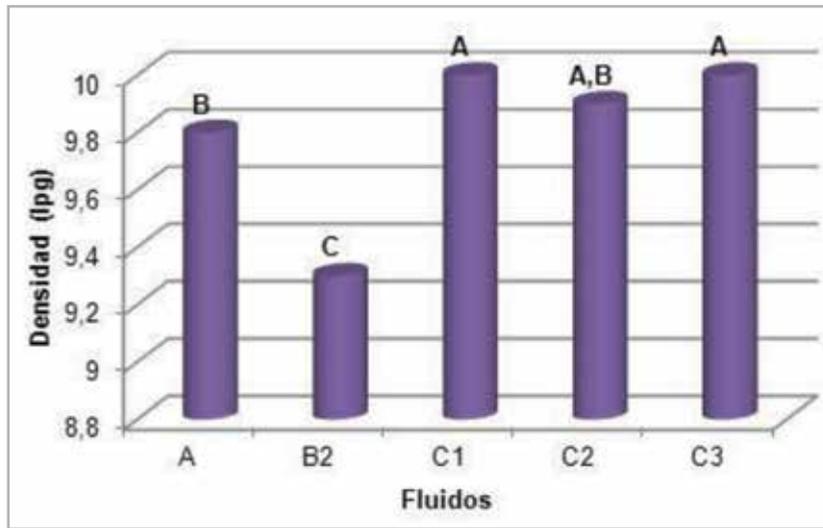


Figura 1. Análisis estadístico de Tukey para la densidad. (Letras distintas demuestran diferencia estadística significativa).

Con respecto a la viscosidad plástica, el mejor comportamiento lo presentó el fluido patrón (A). Como regla general, la viscosidad plástica (Tabla 4), debería mantenerse 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, (MI SWACO, 2001).

siendo C_1 el mejor de ellos. El fluido formulado con pectina como agente viscosificante (B_2), mostró el valor mayor de esta propiedad y tuvo un comportamiento estadístico distinto al fluido A. El incremento de la viscosidad plástica para esta formulación (B), después del envejecimiento dinámico, se debió al aumento en el porcentaje del volumen de sólidos, un cambio en la formas de las partículas o una combinación de estos efectos, cualquier aumento del área superficial de los sólidos expuestos reflejará un aumento de la viscosidad plástica.

Estadísticamente las viscosidades plásticas semejantes al fluido patrón fueron las presentadas por los fluidos C_1 , C_2 y C_3 ,

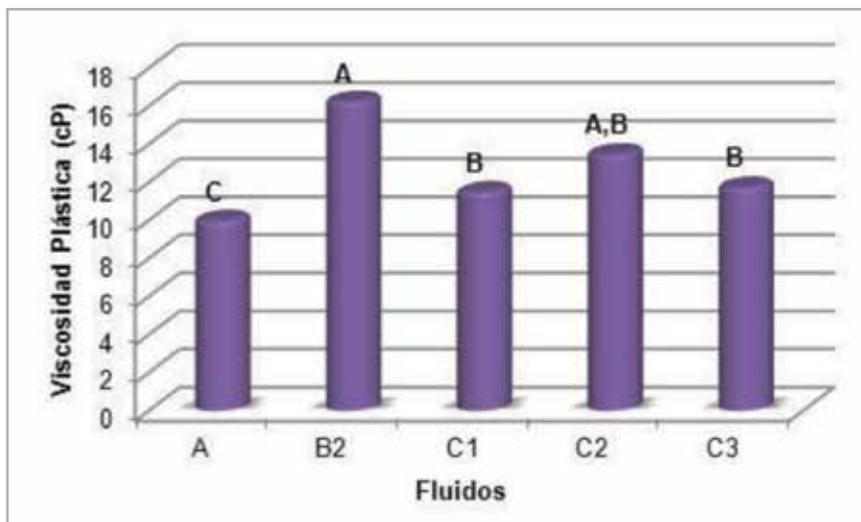


Figura 2. Análisis estadístico de Tukey para la viscosidad plástica. (Letras distintas demuestran diferencia estadística significativa).

Luego de la aplicación del envejecimiento dinámico se produjo un aumento del punto cedente para el fluido B₂, pero presentando un comportamiento estadísticamente similar al fluido patrón, atribuible a que se produjo un aumento de las fuerzas electroquímicas o de atracción del fluido. Los fluidos con cedencia muy baja no pueden suspender el material densificante, pero es posible que los fluidos con altos puntos cedentes tampoco suspendan el material (MI SWACO, 2001). Un comportamiento similar se obtuvo para el fluido C1.

Cabe destacar que el tratamiento B₂ presentó una reología invertida o inversa, que es un comportamiento propio de los fluidos poliméricos. Valores de punto cedente mayor a la viscosidad plástica, es un comportamiento conocido como reología invertida, donde la interacción electroquímica es mayor a la mecánica. Los fluidos poliméricos son sistemas de bajo contenido de sólidos, que se caracterizan por presentar reología invertida; es decir, son sistemas de una gran capacidad de acarreo y suspensión de sólidos, (PDVSA-CIED, 2003).

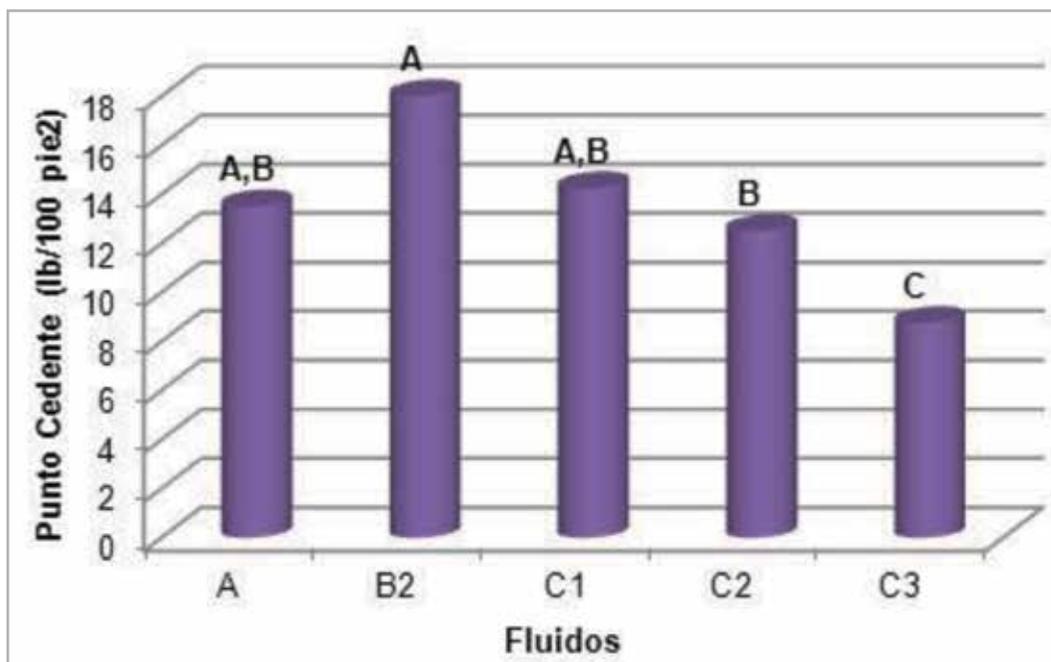


Figura 3. Análisis estadístico de Tukey para la propiedad de punto cedente. (Letras distintas demuestran diferencia estadística significativa).

El fluido B₂ mostró un comportamiento estadísticamente similar al fluido patrón después del envejecimiento dinámico con respecto a los geles a 10 s. Los fluidos C₁, C₂ y C₃, no son estadísticamente similares al fluido A. No obstante, a pesar de que todos los valores del esfuerzo de gel se encuentran por debajo del rango establecido por la empresa de servicio,

los resultados pueden considerarse aceptables, porque al comenzar a perforar se incorporan sólidos reactivos al sistema de fluido, los cuales incrementan el esfuerzo del gel; sin embargo, si se comienzan las actividades con los valores dentro de rango podrían aumentar, saliendo del rango establecido y creando problemas operacionales.

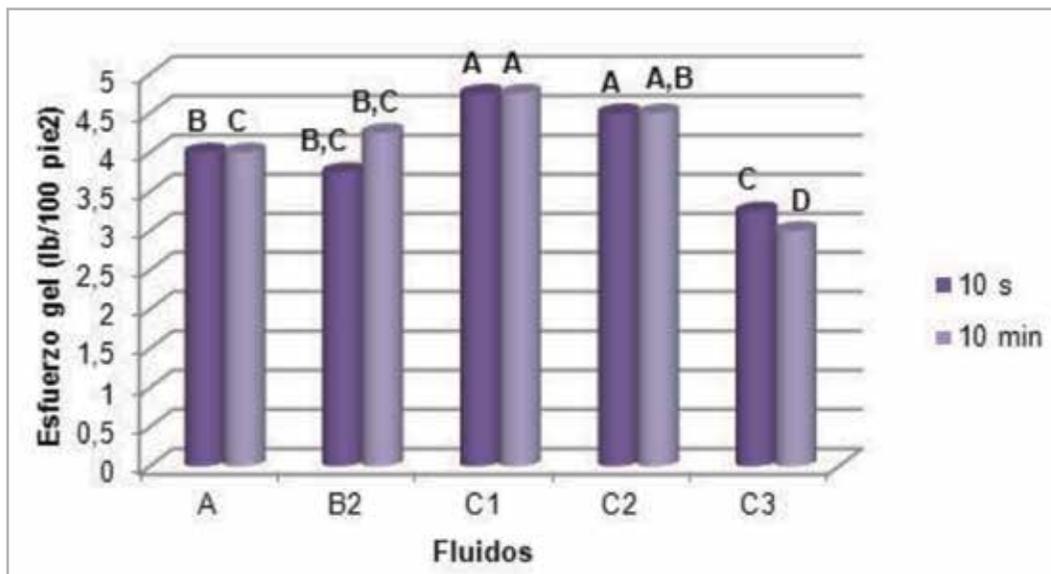


Figura 4. Análisis estadístico de Tukey para la propiedad de esfuerzos del gel a 10 s y 10 min. (Letras distintas muestran diferencia estadística significativa).

Analizando la propiedad de filtrado, **Figura 5**, existió una variación para los tratamientos después de envejecer entre 9 y 16 cc. Las formulaciones que entraron en el rango fueron C₁ y C₃, aunque estadísticamente la C₂ no presentó diferencia con respecto a las anteriores. La concentración

de pectina de 4lpg (B₂), presentó el mayor valor de filtrado, quizás debido a la degradación térmica de los polímeros, especialmente de la celulosa polianiónica que se encarga del controlar el filtrado.

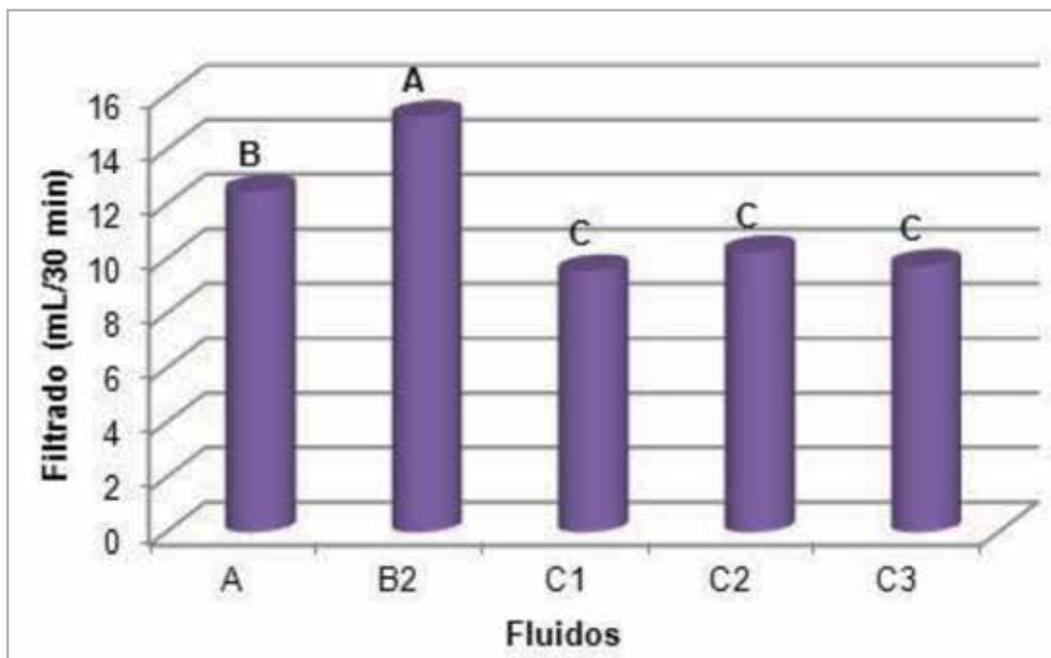


Figura 5. Análisis estadístico de Tukey para la propiedad de filtrado. (Letras distintas demuestran diferencia estadística significativa).

El comportamiento del pH que se observa en la formulación B₂, después del envejecimiento, **Figura 6**, se debe a que en la cadena de la composición química de las pectinas existen unidades de ácidos, que se liberaron producto de

la interacción con los demás componentes del fluido y el efecto de la temperatura, lo que da como resultado que el fluido trate de neutralizarse.

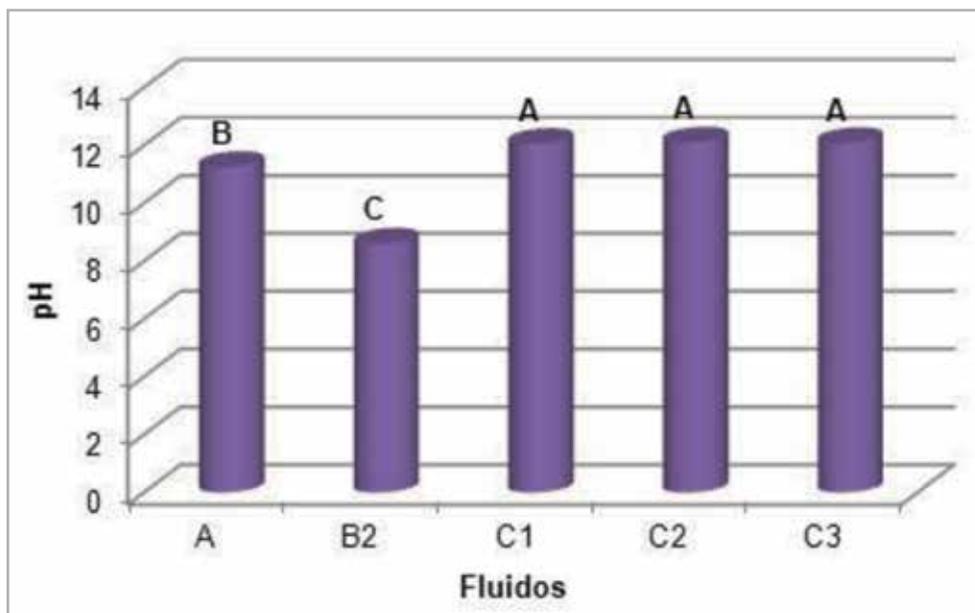


Figura 6. Análisis estadístico de Tukey para la propiedad de pH. (Letras distintas demuestran diferencia estadística significativa).

La pectina empleada en el estudio fue un polímero natural, normalmente usado en la industria alimentaria, no se sometió a ningún otro proceso para mejorar sus propiedades como aditivo viscosificante, a diferencia de la goma xántica que se emplea en los fluidos de perforación base agua, a la cual se le aplica un proceso de clarificación. No obstante, a pesar de ello se han obtenido resultados a nivel de laboratorio que se consideran aceptables. La incertidumbre principal observada estuvo relacionada con los valores de filtrado obtenidos para la concentración de 4 lpb (B₂), la cual fue la más alta (16 mL/30min), pero cabe destacar que en la formulación empleada sólo se varió la concentración de pectina y el controlador de filtrado permaneció constante, por lo que sería importante modificar la cantidad del controlador de filtrado empleado para conocer su incidencia sobre el filtrado propiedad y demás propiedades físicas.

Un aspecto a destacar fue el comportamiento de la formulación B₂, la cual al poseer reología invertida asegura la limpieza del pozo, la suspensión de los sólidos y una mejor tasa de penetración. Igual comportamiento presentaron las formulaciones con adición de pectina junto con goma

xántica en sus distintas concentraciones (C₁, C₂ y C₃), los cuales demostraron un desempeño excelente, por lo que sería importante conocer el efecto de estas incorporaciones en los costos de los fluidos.

Conclusiones

Según los resultados obtenidos quedó demostrado a nivel de laboratorio, que es posible sustituir la goma xántica por pectina como agente viscosificante en un fluido base agua polimérico.

La formulación de 4 lpb envejecida con pectina fue la que proporcionó las propiedades reológicas que más se asemejan a las del fluido con goma xántica, conservando el comportamiento de reología inversa propio de los fluidos poliméricos.

Estadísticamente se evidenció que las mezclas de pectina y goma xántica en sus diferentes concentraciones, mejoran las propiedades físicas de los fluidos base agua polimérico.

Referencias bibliográficas

ASTM D369-84. *Standard Test Method for Specific Gravity of Creosote Fractions and Residue*. 2006. West Conshohocken, Pennsylvania: ASTM.

ASTM D1293-12. *Standard Test Method for pH of Water*. 2012. West Conshohocken, Pennsylvania: ASTM.

Baroid. 2004. *Manual de Fluidos*. Houston, Texas: Baroid.

Braverman, J. B. S. 1967. *Introducción a la Bioquímica de los Alimentos*. Barcelona: Omega.

Cely Manosalva, D. H. *Exposición de Polímeros*. Bogotá D.C.: Universidad Distrital Francisco José de Caldas. <https://es.scribd.com/doc/36037743/TRABAJO-DE-POLIMEROS> (acceso el 10 de enero de 2015).

ESVENCA. 2010. *Manual Básico de Fluidos de Perforación*. Maturín, Edo. Monagas, Venezuela: ESVENCA.

González, J., Vega, R., Martínez, A. et al. 2012. Almidón de Yuca (Manihot Esculenta) Como Aditivo Controlador de Filtrado para Fluidos de Perforación Base Agua. 10th LACCEI Latin American and Caribbean Conference (LACCEI'2012), Engineering for a Smart Planet, Innovation, Information

Technology and Computational Tools for Sustainable Development, Panamá, Panamá, julio 23-27. RP-251.

MI SWACO. 2001. *Manual de Ingeniería de Fluidos de Perforación*. Houston, Texas: MI SWACO.

PDVSA-CIED. 2003. Aditivos para los Fluidos de Perforación. Caracas, Venezuela: Centro Internacional de Educación y Desarrollo (CIED). <https://es.scribd.com/doc/48386229/CIED-PDVSA-Fluidos-de-Perforacion> (acceso el 10 de marzo de 2015).

Santoyo Gutiérrez, S. y Morales-Rosas, J. M. 1993. Aditivos Poliméricos para Fluidos de Perforación de Pozos Geotérmicos. *Geofísica Internacional* **32** (2): 341-350. <http://www.revistas.unam.mx/index.php/geofisica/article/view/39522/35955>.

SCOMI OILTOOLS. 2010. *Control de Calidad de la Goma Xántica*. Código ITLB-88.

Vásquez, R., Ruesga, L., D'addosio, R. et al. 2008. Extracción de Pectina a Partir de la Cáscara de Plátano (Musa AAB, Subgrupo Plátano) Clon Hartón. *Revista de Facultad de Agronomía (LUZ)* **25**: 318- 333.

WILLIAMSON, D. 2013. Fundamentos de los Fluidos de Perforación. *Oilfield Review* (primavera) **25** (1): 67- 69.

Semblanza de los autores

Rubén Vega

Ingeniero Mecánico, Magister Scientiarum y candidato a doctorando en Ciencias de la Ingeniería de la Universidad de los Andes, Venezuela. Profesor agregado en la Universidad de Oriente, Investigador del programa de estímulo al Investigador (PEII) en el área de coque como aditivo de fluidos de perforación y aditivos no convencionales para la industria petrolera.

Patricia Barreto

Ingeniera de Petróleo egresada de la Universidad de Oriente. Posee estudios en Fluidos de perforaciones, (Diplomado). Actualmente se desempeña como Ingeniero de operaciones de fluidos y control de sólidos en Petróleos de Venezuela SA; empresa en la cual aplica su conocimiento sobre comportamiento del fluido de perforación, reacondicionamiento del mismo, realización y análisis de pruebas del fluido y operaciones de perforación.

Marialejandra Coronado

Ingeniera de Petróleo egresada de la Universidad de Oriente núcleo monagas. En la actualidad se desempeña como ingeniera de fluidos en Halliburton, Baroid. Realizó estudios de fluidos en Maturín Venezuela, (Diplomado) y en la Escuela de Lodos en Houston, EEUU. Amplio conocimiento en el manejo y análisis de programas de hidráulicas, simulación y análisis de gráficas de comportamiento del fluido. Capacitada para el desarrollo de las distintas actividades en el campo laboral para el mantenimiento del fluido de perforación y control de cualquier inconveniente relacionado a éste.