

MEJORAMIENTO DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN USANDO NANOPARTÍCULAS FUNCIONALIZADAS: EDUCCIÓN DE LAS PÉRDIDAS DE FILTRADO Y DEL ESPESOR DE LA RETORTA

OPTIMIZATION OF DRILLING FLUIDS USING FUNCTIONALIZED NANOPARTICLES: LOSS FILTRATION REDUCTION AND THICKNESS MUDCAKE

STEFANÍA BETANCUR-MÁRQUEZ

Est de ingeniería de petróleos, Universidad Nacional de Colombia sede Medellín, sbetancurm@unal.edu.co

GUILLERMO A. ALZATE-ESPINOSA

M.Sc. en Ingeniería de Petróleos, Profesor Asociado Universidad Nacional de Colombia Sede Medellín, gaalzate@unal.edu.co

FARID B. CORTÉS-CORREA

PhD. en Ing-Sistemas energéticos, Profesor Universidad Nacional de Colombia. fbcortes@unal.edu.co

Recibido para revisar: 02-Febrero-2014, Aceptado: 09-Abril-2014, versión final: 06-Mayo-2014.

RESUMEN: El uso de los fluidos de perforación (FP) en las operaciones de campo, ocasiona diversos problemas entre los que se encuentran daños a la formación, pérdidas por circulación y formación de una retorta que en caso de ser permeable y gruesa, puede ocasionar inestabilidad en las paredes del pozo, atascamiento de tubería e hinchamiento de formaciones de arcillas en el caso de fluidos del tipo base agua (WBM, por sus siglas en inglés). Con el objetivo de minimizar los problemas asociados a la inyección de FP, se propuso la evaluación de una modificación del FP convencional base agua que incluye el uso de nanopartículas funcionalizadas a diferentes concentraciones. La funcionalización de las nanopartículas se realizó mediante la técnica de impregnación incipiente. Las nanopartículas vírgenes fueron caracterizadas por adsorción de nitrógeno a 77 K y difracción de rayos X (DRX). Los FP se evaluaron a partir del estudio reológico, la medición de propiedades físico-químicas (densidad y pH), y mediante la prueba de filtrado API (American Petroleum Institute: API, por sus siglas en inglés) que sigue la norma API 13B-1. Los fluidos de perforación presentaron un comportamiento reológico no newtoniano independiente del tiempo, al igual que los FP modificados con el uso de nanopartículas. La densidad (8.5 lbm/gal) y el pH se mantuvieron constantes después de la adición de nanopartículas. Las nanopartículas de sílice funcionalizadas con carboximetilcelulosa (CMC) fueron las que mostraron los mejores resultados basados en las pérdidas de filtrado y en la reducción del espesor de la retorta. Los resultados obtenidos con CMC en sílice fueron los siguientes: reducciones en las pérdidas de filtrado y en la retorta de 23% y 70%, respectivamente. En los resultados también se observó que las nanopartículas de sílice no generan efectos adversos sobre las propiedades del FP, tales como densidad, viscosidad y pH. Otra característica importante de las nanopartículas de sílice son los grupos silanol (SiOH) que actúan como centros de adsorción, lo que permite su funcionalización con CMC y favorece el desarrollo de sus propiedades viscosificantes en los FP.

Palabras Clave: Fluido de perforación, nanopartícula, sílice, retorta, permeabilidad, pérdida de filtrado.

ABSTRACT: Using drilling fluids (DF) in field operations is associated with several problems including formation damage, lost circulation and the formation of a mudcake. High permeability of the mudcake causes instability in wellbore, pipe sticking and swelling of clay formations in the case of Water Based Muds (WBM). In order to minimize some of these associated problems with the use of DF, a new fluid is proposed by inclusion of four different functionalized nanoparticles in a WBM at different concentrations. The functionalization of the nanoparticles was performed by incipient impregnation technique. Virgin and functionalized nanoparticles were characterized by nitrogen adsorption at 77 K (physisorption) and X-ray diffraction (XRD). Bentonitic WBM were evaluated (with a constant density of 8.5 lbm/gal) and also modified with the addition of functionalized nanoparticles. Such fluids were tested by a rheological study, measurement of physicochemical properties (density and pH) and through the American Petroleum Institute (API) filter test following the standard API RP 13B -1. The original or base DF showed a non-Newtonian rheological behavior independent of the time, as well as the modified DF using nanoparticles. The density and the pH remained constant after the addition of nanoparticles. Silica nanoparticles functionalized with CMC were those which showed best results based on the fluid loss and reducing the thickness of the mudcake. The results obtained with silica nanoparticles functionalized with CMC showed reduction in fluid loss and in the thickness of the mudcake of 23 and 70%, respectively. This behavior is due to that silica nanoparticles do not generate adverse effects on the properties of the DF, such as density, viscosity and pH. Another important characteristic of the silica nanoparticles are the silanol groups (SiOH) which act as adsorption centers, allowing functionalization with CMC and viscosifying properties that favors the DF performance.

Keywords: Drilling fluid, nanoparticle, silica, mudcake, permeability, circulation loss.

1. INTRODUCCIÓN

Los fluidos de perforación (FP) deben realizar de manera simultánea múltiples funciones, como enfriar la broca, controlar las presiones, lubricar la tubería de perforación, asegurar que la retorta se forme y evitar daños a la formación. Sin embargo, según Hoelscher et al. (2012), si el fluido falla en alguna de sus funciones se podrían presentar graves problemas como pérdida de circulación, daños a la formación, pega de tubería, erosión de la formación y altos valores de torque y arrastre que reducen significativamente la eficiencia de la perforación. La aparición de estos problemas es más probable en condiciones de alta presión y alta temperatura, debido a que los FP experimentan la degradación de las propiedades físico-químicas del fluido, propiciando daños a la formación. En consecuencia, han sido propuestos diversos aditivos y materiales para mitigar los problemas asociados al uso de los fluidos de perforación. Según el manual de fluidos de Baroid-Halliburton Company (2000), en el caso del control de filtrado se usan aditivos como lignitos, materiales asfálticos, carbonato de calcio, y polímeros para control de filtrado. Adicional, para el control de la viscosidad se puede hacer uso de resinas y arcillas bentoníticas. De forma similar se tiene una amplia gama de aditivos para controlar propiedades como densidad, alcalinidad, floculación, entre otras. El uso de la nanotecnología se ha venido difundiendo recientemente en la industria del petróleo y gas debido a que los tamaños de las nanopartículas entre 1 y 100 nm, proporcionan una alta relación de área superficial / volumen que favorecen los fenómenos de transferencia de masa y energía, y pueden mitigar los problemas asociados a la perforación (Franco et al., 2013).

Algunos autores han evaluado el uso de nanopartículas para mejorar el desempeño de los fluidos de perforación. Abdo et al. (2010) usaron nanopartículas como un aditivo en los fluidos de perforación, y modificaron la reología del fluido mediante el cambio de la composición, tipo o tamaño del aditivo. La capacidad de las nanopartículas para adaptarse a cualquier situación en particular puede disminuir el uso de otros aditivos costosos y mejorar la funcionalidad de los fluidos.

Saboori et al. (2012) estudiaron el efecto de las nanopartículas de CMC de (1-100 nm) en el grosor de la retorta y la pérdida de circulación del fluido de perforación. Los fluidos de perforación fueron evaluados mediante la prueba de filtrado API, que hace uso del filtro prensa a baja presión y baja temperatura (LP-LT). Las nanopartículas poliméricas causan la formación de más partículas coloidales en comparación con los sólidos presentes en el fluido de perforación, y concluye que se presenta disminución del espesor de la retorta y reducción del volumen de filtrado del fluido de perforación en un 65% y 7%, respectivamente.

Hoelscher et al. (2012), basaron su investigación en el uso de nanopartículas en los fluidos de perforación para mejorar la permeabilidad y reducir la pérdida de agua en las

formaciones de lutita, Marcellus y Manco ubicados en los EE. UU. El estudio se enfocó en la formulación de un fluido de perforación base-agua menos reactivo con la formación y que a su vez mejorara la estabilidad del pozo mediante el uso de nanopartículas de sílice. En el estudio evaluaron el comportamiento de las nanopartículas al considerar seis sales comúnmente presentes en las formaciones (CaCl_2 , NaOH , KCl , Na_2CO_3 , KCO_3 , NaOH , cada una con pH 11) y con cuatro tipos de tratamientos (A, B, C, D) a diferentes tamaños de partícula. La pérdida de fluidos más baja se obtuvo con las nanopartículas con tamaño con 10-30 nm; adicional, el volumen de filtrado más bajo correspondió al tratamiento D, el cual reportó un volumen de 4 mL en comparación con un volumen de 50 mL reportado para los demás tratamientos.

Husein et al. (2012) experimentaron con nanopartículas (NP's) comerciales con el fin de reducir las pérdidas de circulación del fluido de perforación. Las NP's evaluadas en el FP con tamaños entre 20 y 40 nm, redujeron la pérdida de circulación en virtud de su capacidad para bloquear los pequeños poros y su capacidad para interactuar con las partículas de arcilla. Para esto prepararon dos tipos de fluidos, un fluido de perforación base aceite y un fluido de perforación base agua. La prueba usada para la valoración del filtrado fue la prueba API. Los resultados obtenidos señalan una reducción de pérdida de fluidos de un 70% comparado con un 9% obtenido con materiales comerciales usados para pérdida de circulación; LCM por sus siglas en inglés. El espesor de la retorta no fue relevante en esta investigación, puesto que los sistemas valorados presentaron valores similares. Sin embargo, los autores señalan que el valor óptimo del espesor de la retorta debe ser inferior a 1 mm para que pueda haber reducción de pérdidas de filtrado.

Javeri et al (2011), investigaron el uso de nanopartículas de sílice para la mitigación de problemas como pérdida de circulación y pega de tubería. Las nanopartículas de sílice utilizadas poseen una gravedad específica de 2.33 y un diámetro entre 40 y 130 nm. El objetivo propuesto en la investigación estuvo enfocado al uso del nanomaterial para disminuir el espesor de la retorta. Los resultados muestran una reducción de un 34% del espesor de la retorta, adicional a reducciones tanto en la viscosidad plástica como del punto de cedencia de 7% y 20%, respectivamente. Esto se presenta porque las nanopartículas permiten la formación continua de la retorta y un menor volumen de filtrado que ingresa en la formación; es decir, se tiene un espesor menor que en los casos típicos.

Algunos autores como Sharma et al. (2012), han estudiado el efecto de las nanopartículas en WBM para controlar el hinchamiento de las formaciones de lutita. El material seleccionado para este estudio fue nanosílice con un tamaño de 20 nm. La metodología de evaluación, consistió en una prueba inicial de permeabilidad de la lutita, una evaluación de las nanopartículas como inhibidor físico, pruebas de las propiedades reológicas de WBM y finalmente, pruebas de mineralogía en la lutita estudiada. Se realizaron pruebas para evaluar la invasión de agua en las lutitas cuando

entraban en contacto con fluidos de perforación con nanopartículas. La invasión de agua en la formación se redujo entre 10 y 100 veces. Los autores también señalan la reducción en los costos de perforación y los beneficios ambientales al usar FP con nanopartículas.

El uso de nanopartículas de sílice soportadas en los FP estudiados en este artículo, constituye una nueva alternativa para la solución a los problemas que se presentan en las operaciones de perforación por pérdidas de filtrado y la formación de una retorta gruesa que ocasionan pega de tubería e inestabilidad en las paredes del hueco. En la literatura especializada no existen reportes del uso de nanopartículas soportadas en los fluidos de perforación para mejorar su desempeño. Por lo tanto, el objetivo de esta investigación es evaluar el uso de las nanopartículas funcionalizadas en los fluidos de perforación WBM que permita reducir las pérdidas de filtrado y el espesor de la retorta. En este trabajo se evaluaron 16 nanopartículas soportadas basadas en dos soportes de diferentes naturalezas químicas y superficiales.

2. SECCIÓN EXPERIMENTAL

A continuación se presentan los materiales y métodos experimentales usados para llevar a cabo esta investigación.

2.1. Materiales

El fluido de perforación usado es base agua - bentonita (Baroid, Estados Unidos). Las nanopartículas adicionadas al fluido de perforación preparado fueron sílice (Sigma Aldrich, Estados Unidos), alúmina (Sigma Aldrich, Estados Unidos) y sílice en suspensión coloidal 50 wt% en agua (Sigma Aldrich, Estados Unidos).

Las nanopartículas fueron modificadas a nivel superficial mediante el método de impregnación incipiente. En los procesos de impregnación de las nanopartículas se usó residuo de refinería (VR, por sus siglas en inglés) obtenido de la refinería de Barrancabermeja-Colombia, tolueno (99%, Panreac, España), $\text{Ni}(\text{NO}_3)_2$ (Merk KGaG, Germany), CarboximetilCelulosa CMC (Amtex, Colombia) y asfaltenos. Los asfaltenos se precipitaron con una solución n-heptano (99%, Sigma Aldrich, Estados Unidos) a partir del crudo colombiano Capella de 10.5°API.

2.2. Métodos experimentales

2.2.1. Extracción de asfaltenos

Los asfaltenos fueron precipitados a partir del crudo Capella siguiendo el procedimiento estándar seguido por Nassar et al. (2010) y Franco et al. (2013): Se adicionó n-heptano en

exceso al petróleo crudo en una relación de volumen 40:1. La mezcla fue sometida a un baño ultrasónico por 2 horas a 298 K y agitada a 300 rpm por 20 horas. Los asfaltenos precipitados fueron recogidos luego de la decantación y fueron lavados con n-heptano fresco en una relación 1:4 (g/mL), posteriormente fueron centrifugados a 500 rpm durante 15 min y se dejaron reposar durante 24 horas. Los asfaltenos fueron separados de la solución final por filtración con un papel filtro Whatman grado 2:8 μm . El residuo fue lavado con n-heptano varias veces hasta que el color de los asfaltenos fuera negro brillante. Finalmente, los asfaltenos obtenidos fueron homogenizados, macerados con un mortero y secados a 298 K al vacío durante 12 horas.

2.2.2. Impregnación de las nanopartículas

La impregnación de las diversas nanopartículas usadas en el fluido de perforación se hizo con base en el método de impregnación incipiente. Las nanopartículas de sílice fueron impregnadas con una solución acuosa de CMC en diferentes porcentajes de masa (10, 20, 30%) y fueron secadas a 373 K durante 6 horas. Posteriormente fueron puestas en un desecador durante 3 horas y recogidas para ser agregadas al fluido de perforación. Las nanopartículas de alúmina fueron impregnadas con CMC en un porcentaje de masa de 10% y en otra prueba fueron impregnadas con $\text{Ni}(\text{NO}_3)_2$ a porcentajes de masa de 5 y 15%. Otro material que fue probado para la impregnación de las nanopartículas de sílice fue residuo de refinería (VR) en un porcentaje de masa de 10% y asfaltenos con el mismo porcentaje. En este caso el solvente usado en el método de impregnación incipiente fue tolueno. La temperatura y el tiempo de secado fueron los mismos que los usados en las impregnaciones acuosas y ambos materiales fueron usados por separado en la prueba de filtrado API.

En este trabajo, las nanopartículas están nombradas con las iniciales del soporte, seguidas del porcentaje y de las iniciales del material con el que se funcionalizó. A manera de ejemplo, las nanopartículas de sílice funcionalizadas con 10% de CMC, están nombradas como: Si/10CMC.

2.2.3. Medidas de área superficial y tamaño de partícula

Las medidas de área superficial (S_{BET}) de las nanopartículas fueron realizadas siguiendo el método de Brunauer Emmett-Teller (BET), el cual se hace mediante la adsorción-desorción de nitrógeno a 77 K usando un Autosorb-1 analyzer (Quantacrome Instruments, Estados Unidos). Las muestras se desgasificaron a 413 K bajo una corriente de flujo de N_2 durante la noche antes de su análisis. Las áreas superficiales fueron calculadas usando la ecuación BET descrita por Rouquerol et al. (1999). El tamaño de las nanopartículas fue determinado utilizando un difractómetro de rayos X, X' Pert PRO MPD (PANalytical, Almelo, Holanda), con radiación $\text{Cu K}\alpha$ que opera a 60 kV

y 40 mA con un goniómetro de $\theta/2\theta$. El tamaño medio de las partículas (d_p) se obtiene aplicando la ecuación de Scherrer al pico de difracción característico, descrita por Klug et al. (1974).

2.3. Preparación y evaluación del comportamiento reológico del fluido de perforación

En la preparación del fluido de perforación se tomó como base una mezcla de agua desionizada bentonita con una densidad de 8.5 lbm/gal ± 0.1 lbm/gal. El fluido de perforación se homogenizó a 16000 rpm durante 30 minutos. Se mantuvo un pH constante de 9 ± 0.1 y una temperatura de 298 K durante el proceso. Para evaluar el comportamiento reológico del fluido de perforación preparado, se midió la viscosidad en el viscosímetro rotacional Fann modelo 35 a diferentes velocidades: 600, 300, 200, 100, 6 y 3 rpm. A partir de los puntos obtenidos se construyó una gráfica de esfuerzo de corte contra velocidad de corte y se concluyó acerca del comportamiento y posible modelo reológico asociado al FP en análisis.

2.4. Prueba de filtrado API

Luego de la preparación del fluido de perforación, se prepararon las muestras con las diferentes nanopartículas a evaluar en la prueba de filtrado API, teniendo en cuenta la concentración que tendrían en el fluido de perforación. Cada una de estas muestras se adicionó a 500 mL de fluido de perforación previamente preparado y se mezclaron por separado en una batidora Hamilton Beach HMD400-UK hasta que la mezcla fuera homogénea. Se midió la viscosidad en el viscosímetro rotacional Fann modelo 35 a cada una de las muestras preparadas y al fluido de perforación usado como blanco para la comparación. Además, se midió y se registró el pH con un ph-metro digital marca Oakton Waterproof *EcoTestr pH 2*. La densidad del fluido de perforación y de las mezclas usadas, fueron medidas con una balanza de lodos Baroid.

La prueba de filtrado API permite la evaluación de las siguientes características del FP:

- **Revoque o retorta:** La retorta es obtenida por la acumulación de sólidos mediante el proceso de filtración. Según Ariza et al. (2013), una buena torta debe tener entre 1/32 in (0.079 cm) y 2/32 in (0.015cm) de espesor, ser plástica y consistente. Generalmente es medido en 1/32avos de pulgada o en milímetros.
- **Pérdida por filtrado:** Este parámetro provee una indicación de la invasión de filtrado de fluido de perforación hacia la formación, y se reporta en mL para un tiempo de prueba de 30 minutos y un diferencial de presión de 100 psi.

Según Ariza et al. (2013), la prueba estándar API de filtrado es la prueba primaria de filtración para la evaluación de los

fluidos de perforación base agua. Esta prueba evalúa el comportamiento de un aditivo como agente controlador de filtrado en el fluido de perforación. El filtrado indica la cantidad relativa de líquido que se filtra a través de la retorta hacia las formaciones de roca permeables, cuando el fluido es sometido a una presión diferencial.

Según el manual de fluidos de Baroid Halliburton Company (2000), para realizar la prueba de filtrado API, inicialmente se debe contar con un filtro prensa que deben cumplir con las especificaciones API 13B-1, papel filtro, cronómetro y un cilindro graduado de 25 ó 50 mL. Se recoge una muestra del fluido de perforación usado como blanco y las muestras que van a ser comparadas con el fluido de perforación y se arma la celda con el papel filtro en su lugar. Se deposita la muestra en la celda hasta 13 mm de la parte superior. Se introduce la celda dentro del marco y se coloca y ajusta la tapa sobre la celda. Se coloca un cilindro graduado seco debajo del tubo de drenaje. Se cierra la válvula de alivio y ajusta el regulador. Se mantiene la presión de 100 psi durante 30 minutos. Posteriormente se cierra el flujo con el regulador de presión y se abre con cuidado la válvula de alivio. Se registra el volumen de filtrado en el cilindro graduado con precisión del más próximo mL. Se afloja la presión, y se verifica que ha sido descargada toda la presión, y se retira la celda del marco. Posteriormente, se desarma la celda y se descarta el fluido de perforación. Se deja la costra del lodo sobre el papel y se lava ligeramente con el fluido base para quitar todo el exceso de lodo. Se mide y registra el espesor de la costra con aproximación de 1/32 pulgadas (1.0 mm). La temperatura se debe mantener constante en 298 K durante el procedimiento experimental.

3. RESULTADOS

3.1. Caracterización de materiales

La Tabla 1 muestra el área superficial BET y el tamaño de partícula de las nanopartículas usadas como soportes para la síntesis de las partículas soportadas.

Tabla 1. Valores estimados de diámetro de nanopartícula (d_p) y área superficial (S_{BET}) de las nanopartículas seleccionadas.

Material	$d_p \pm 0.03$ nm	$S_{BET} \pm 0.01$ m ² /g
Sílice (comercial)	7	232.30
Alúmina (comercial)	45	223.20

3.2. Comportamiento reológico del fluido de perforación

Para determinar el modelo reológico que sigue el fluido de perforación, se grafica la velocidad de corte contra el esfuerzo de corte como se presenta en la Figura 1.

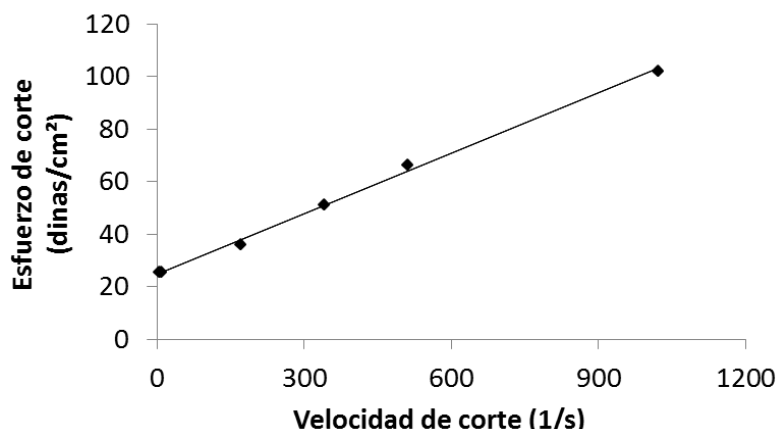


Figura 1. Modelo reológico plástico de Bingham del fluido WBM.

En la Figura 1, se observa que los puntos siguen una tendencia lineal y el intercepto es distinto del origen, por lo que la gráfica se asoció directamente con el modelo plástico de Bingham. De esta manera, se obtuvo la viscosidad plástica con un valor de 7 cp, el punto de cedencia con 8 lbf/100 ft² y la viscosidad aparente con 5 cp. Según estos datos puede indicarse que el fluido de perforación obtenido es un fluido no newtoniano independiente del tiempo, debido a que sus propiedades reológicas no cambian con la duración del esfuerzo de corte. Este tipo de fluidos requieren vencer un esfuerzo inicial finito para iniciar su movimiento.

En la Tabla 2, se muestran los resultados de viscosidad para todos los sistemas evaluados. Se puede observar que la presencia de CMC en el fluido de perforación afecta la lectura de la viscosidad: cuanto mayor es la concentración de CMC impregnado en las nanopartículas, mayor es la reducción de viscosidad del fluido. Estos resultados son contrarios a los esperados, puesto que por ser un material viscosificante, el CMC tiende a aumentar la viscosidad del fluido en análisis. Sin embargo, este comportamiento se presenta debido al efecto sinérgico que ejerce la sílice y el CMC sobre las propiedades del fluido de perforación. Para los demás sistemas, la viscosidad permanece constante.

3.3. Densidad y pH

Los resultados obtenidos en la pruebas de densidad y pH para cada una de las muestras modificadas no indican variación. Esto puede deberse a que no hay algún aditivo densificante o de control de pH presente en el FP que altere estas propiedades. Además, las nanopartículas fueron adicionadas en el FP a bajas concentraciones, lo que contribuyó a que se presentara una alta dispersión en el fluido y se evitó la agregación de las nanopartículas. De esta manera, la densidad y el pH no presentaron cambios significativos.

3.4. Prueba de filtrado API

Los resultados de la prueba de filtración API muestran que las nanopartículas pueden ser utilizadas como agentes controladores de filtrado en los WBM. En todos los casos se presenta reducción de pérdidas de filtrado y de espesor de la retorta.

Tabla 2. Reducción en pérdidas de filtrado y espesor de retorta según el material.

Material		Concentración Material (%)	Reducción pérdidas por filtrado (%)	Reducción espesor retorta (%)	Viscosidad del fluido (cp)±0.1
Si	Sílice	0.05	18.25	60.00	7.0
		0.10	14.29	50.00	7.0
		0.20	12.50	50.00	7.0
		0.25	10.00	50.00	7.0
		1.00	11.63	40.00	7.0
Si 50 wt% en agua	Sílice disuelta al 50 wt% en agua	0.05	6.66	34.30	7.0

Continuación Tabla 2. Reducción en pérdidas de filtrado y espesor de retorta según el material.

Continuación Tabla 2: Reducción en pérdidas de material y espesor de retorta según el material.					
Material		Concentración Material (%)	Reducción pérdidas por filtrado (%)	Reducción espesor retorta (%)	Viscosidad del fluido (cp)±0.1
Si/10CMC	Sílice impregnada con CMC a diferentes porcentajes	0.05	23.08	70.00	5.2
		0.1	23.08	70.00	5.2
		0.2	10.26	50.00	4.8
Si/20CMC		0.05	25,13	55.26	5.2
Si/30CMC		0.05	25,13	55.26	4.7
Si/10VR	Sílice impregnada con VR al 10%	0.05	20.00	57.14	7.0
Si/10asf	Sílice impregnada con asfaltenos a diferentes porcentajes	0.05	13.52	39.53	7.0
Si/20asf		0.05	10.81	41.86	7.0
Si/30asf		0.05	10.81	37.20	7.0
Al	Alúmina	0.10	33.33	46.34	7.0
Al/5Ni	Alúmina impregnada con níquel a diferentes porcentajes	0.10	32.26	56.09	7.0
Al/15Ni		0.10	0	21.95	7.0
Al/10CMC	Alúmina impregnada con CMC al 10%	0.05	15.38	50.00	6.3
Al/10CMC		0.10	10.26	10.00	6.6
Al/10CMC		0.20	8.00	10.00	6.6

Según la discusión que a continuación se plantea, las nanopartículas de alúmina, por si solas, presentan la mayor reducción en el volumen de filtrado del fluido de perforación, pero no sucede lo mismo con el espesor de la retorta. Cuyo valor es más discutible, dada su magnitud y dificultad de cuantificación. También hay que considerar con respecto a este resultado, que ni la adición o modificación posterior sobre las nanopartículas de alúmina ofrecen mejores resultados con respecto al volumen de filtrado.

• Evaluación de las nanopartículas de alúmina y sus modificaciones

Las nanopartículas de alúmina presentan una mayor reducción en las pérdidas de filtrado que las nanopartículas de sílice con un valor de 33.33% y una reducción promedio del espesor de la retorta de 46.34%. Estas nanopartículas presentan un desempeño muy bajo cuando se encuentran impregnadas con algún material como CMC o níquel. Esto se debe a que en el proceso de impregnación, las nanopartículas de alúmina no adsorben de manera eficiente la solución acuosa de CMC debido a su naturaleza

hidrofóbica, por esto la retorta obtenida no es tan delgada en comparación con otros materiales. Lo mismo sucede con las nanopartículas de alúmina impregnadas con níquel que también son hidrofóbicas.

• Evaluación nanopartículas de sílice y sus modificaciones

En la Tabla 2, se muestra que las nanopartículas de Si presentan una mayor reducción en pérdidas de filtrado y espesor de retorta, cuando se encuentran impregnadas de CMC con una concentración de Si de 0.05%, y una mayor reducción de ambos parámetros cuando la concentración de CMC en la impregnación es del 10% (Si/10CMC). Los valores de reducción en este caso para las pérdidas de filtrado y espesor de retorta son respectivamente, 23.08% y 70.00%. Esta diferencia se debe a que las nanopartículas de sílice, disminuyen su capacidad adsorptiva a concentraciones de 20 y 30% de CMC. Se observa que a estas concentraciones de CMC disminuye la capacidad de flujo de la retorta, y por consiguiente, se presenta un mayor espesor de ésta en comparación con menores concentraciones de CMC (Si/10%CMC).

La reducción en las pérdidas de filtrado y espesor de la retorta con el uso de nanopartículas de Si/CMC, se debe a la naturaleza adsorbtiva de la sílice que permite la formación continua de un retorta delgada e impermeable que a su vez impide el paso del filtrado hacia la formación; al CMC y la bentonita usadas en control de filtrado por sus propiedades viscosificantes y por el carácter hidrofílico de las nanopartículas de sílice debido a que facilita la adsorción de la solución acuosa de CMC.

Los sistemas Si/VR y Si/asf aunque no presentan mejores resultados que el sistema Si/10CMC al 0.05% de Si, podrían convertirse en una buena alternativa desde el punto de vista económico, puesto que son materiales que en el caso de los asfaltenos son desechados por considerarse uno de los principales agentes causantes de daño de formación y de incremento en la viscosidad. Cabe resaltar que ambos materiales son hidrofóbicos, razón por la cual podrían presentar mejores resultados en fluidos de perforación base aceite (OBM, por sus siglas en inglés). Sin embargo, a pesar de este carácter hidrofóbico, presentaron buenos resultados

en la reducción de pérdidas por filtrado y espesor de la retorta para los WBM.

• Soporte hidrofílico vs. Soporte hidrofóbico

En la Figura 2, se observan los valores en la reducción de pérdidas de filtrado para las nanopartículas de sílice que tienen un comportamiento hidrofílico y las nanopartículas de alúmina con comportamiento hidrofóbico. Ambos soportes a concentraciones de 0.05, 0.1 y 0.2% y funcionalizados con la concentración óptima de CMC (10%). Se observa que la reducción en las pérdidas de filtrado para todas las concentraciones de Si/10CMC es notablemente mayor que para Al/10CMC. En ambos casos, la reducción de filtrado es mucho mayor a una concentración de 0.05% con respecto al volumen del fluido de perforación, mientras que a concentraciones mayores es evidente que la reducción en filtrado tiende a disminuir.

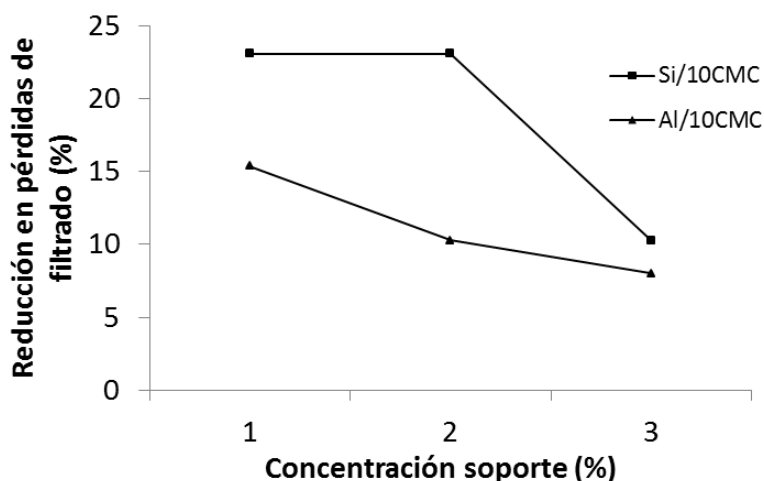


Figura 2. Reducción de filtrado para soporte hidrofílico (Si/10CMC) e hidrofóbico (Al/10CMC).

Estos resultados entre el CMC y las nanopartículas de sílice puede deberse a que existe una mayor compatibilidad entre ambos, ya que tanto el CMC como la sílice tienen una naturaleza hidrofílica. Adicional a esto, esta compatibilidad entre el CMC (teniendo en cuenta que es un polímero) y la sílice facilita la encapsulación de los sólidos mediante la formación de una película delgada que reduce la permeabilidad de la retorta. La formación de esta película no es tan evidente en los sistemas con alúmina y CMC, debido a la hidrofobicidad de la alúmina.

Además, según el manual de fluidos de perforación de Baker Hughes (2006), para varias formulaciones de FP el

rango de dosificación de CMC en el fluido varía entre 0.25 y 1.5 lbm/bbl. En esta investigación, la máxima cantidad de CMC impregnada en los nanomateriales fue de 0.053 lbm/bbl. Se puede observar que a pesar de que la cantidad de CMC es mínima cuando se usa como material funcionalizante en la sílice, logra resultados óptimos en términos de pérdida de filtrado y espesor de la retorta. Es decir, se logra un efecto sinérgico entre el CMC y la sílice que logra disminuir en mayor medida las propiedades mencionadas.

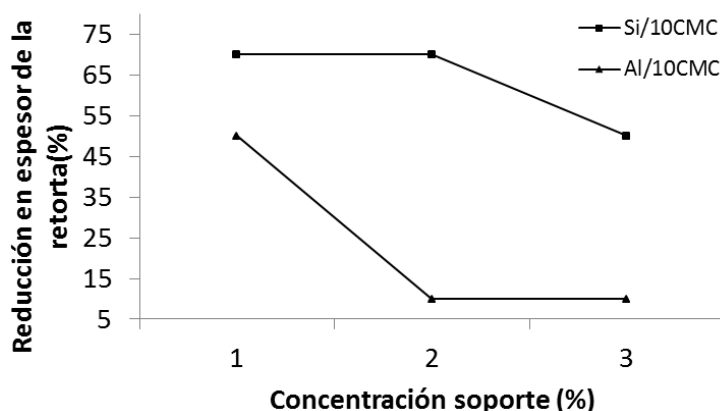


Figura 3. Reducción de espesor de la retorta para soporte hidrofílico (Si/10CMC) e hidrofóbico (Al/10CMC).

Los resultados observados en la Figura 3, son coherentes con los obtenidos en la Figura 2. En este caso, se muestran los valores en la reducción del espesor de la retorta para la Si/10CMC hidrofílica y Al/10CMC hidrofóbica. La reducción en el espesor de la retorta para la Si/10CMC es mayor que para la Al/10CMC. Esto se debe igualmente a la naturaleza hidrofílica de la sílice. Se observa además, que a la más baja concentración, la reducción del espesor de la retorta es mucho mayor, lo que se traduce en menos costos a la hora de aplicar este estudio en campo.

Estos resultados concuerdan con los resultados obtenidos por Saboori et al. (2012), que investigaron el efecto del CMC en la pérdida de circulación y en el grosor de la retorta, y concluye con la disminución de pérdida de filtrado en un 12%. El procedimiento experimental en este caso fue la prueba de filtrado API.

Por otro lado, otros autores destacan resultados satisfactorios al usar nanopartículas de sílice de tamaño entre 20-130 nm como Javeri et al. (2011), que muestran una reducción del grosor de la retorta del 34%. Este estudio indica que las nanopartículas de sílice permiten la formación continua de la retorta, lo que ocasiona la reducción de su espesor. Sensoy et al. (2009) también basaron su investigación en las nanopartículas de sílice con tamaño de 20 nm y concluyeron con una disminución de pérdida de circulación de un 17-27%. Estos resultados coinciden con el tamaño de nanopartícula de sílice de 10-20 nm usado para las múltiples pruebas de filtrado y con las pérdidas de filtrado obtenidas en el caso de las nanopartículas de sílice, que impregnadas con CMC presenta resultados más favorables. Cabe resaltar que no se reportan resultados en la literatura en el que se usen nanopartículas de alúmina para mitigar problemas de los fluidos de perforación. Sin embargo, dichas nanopartículas presentan resultados convincentes por presentar una reducción significativa en las pérdidas de filtrado.

4. CONCLUSIONES

El uso de la nanotecnología representa una nueva alternativa

para mitigar los problemas asociados a los fluidos de perforación y a las operaciones de perforación, entre ellos la pérdida de circulación de fluido a la formación y el grosor de la retorta que inciden directamente en la estabilidad del pozo. Por ello, se sintetizaron y funcionalizaron diversas nanopartículas de diferente tamaño y naturaleza. Una de estas alternativas es la sílice impregnada con CMC, que disminuye significativamente estos problemas. Las nanopartículas hidrofóbicas muestran una disminución considerable en las pérdidas de filtrado y el grosor del retorta como las nanopartículas de alúmina. Sin embargo, las nanopartículas hidrofílicas, como las nanopartículas de sílice, muestran un mejor desempeño al disminuir en un mayor porcentaje los dos parámetros evaluados en la prueba de filtrado.

Las nanopartículas de sílice impregnadas con CMC que disminuyen en mayor medida las pérdidas de filtrado y el espesor de retorta tienen un tamaño de 10-20 nm con una concentración de sílice de 0.05% impregnadas por el método de impregnación incipiente con CMC al 10%. La reducción en las pérdidas de filtrado es de 23.08% y del espesor de la retorta es de 70.00%.

Las nanopartículas de alúmina pese a tener un comportamiento hidrofóbico presentaron la mayor reducción de pérdidas de filtrado con un valor de 33.33%, razón por la cual podrían ser evaluados en OBM y en futuras investigaciones.

5. REFERENCIAS

- [1] Abdo Jamil, Danish M., 2010, Nanoparticles: Promising solution to overcome stern drilling problems. En Nanotech Conference and Exhibition, Anaheim, California.
- [8] Ariza León E., Cely C., Gómez Cañón J. D., 2013, Factibilidad del uso del almidón de achira como agente controlador de filtrado en lodos de perforación base agua. Revista ION, vol. 26, no 1, pp 63-71.
- [9] Baker Hugues INTEQ, 2006, Drilling fluids Reference Manual, pp. 8-12.
- [10] Baroid-Halliburton Company, 2000, Manual de fluidos, pp. 13-12.

- [11] Brunauer, S., Emmett, P.H., Teller E., 1938, Adsorption of gases in multi-molecular layers, *J. Am. Chem. Soc.*, vol. 60, pp 309–319.
- [12] Franco, C. A., Nassar N., Ruiz, M., Pereira P. R. & Cortés F., 2013, Nanoparticles for inhibition of asphaltenes damage: adsorption study and displacement test on porous media. *Energy & Fuels*, vol. 27, no 6, pp. 2899-2907.
- [13] Hoelscher K., Guido de Stefano, Meghan R., Young S., 2012, Application of nanotechnology in drilling fluids. In *SPE International Oilfield Nanotechnology Conference and Exhibition*, Society of Petroleum Engineers, SPE 157031.
- [14] Husein M., Mohammad F., Zacaria & Hareland G., 2012, Novel nanoparticles-based drilling fluids with improved characteristics. In *SPE International Oilfield Nanotechnology Conference and Exhibition*, Society of Petroleum Engineers, SPE 156992.
- [15] Javeri M., Zishaan W., Haindade & Chaitanya B. Jere, 2011, Mitigating loss circulation and differential sticking problems using silicon nanoparticles. In *SPE/IADC Middle East Drilling Technology Conference and Exhibition*, Society of Petroleum Engineers, SPE/IADC 145840.
- [2] Klug, H., Alexander L., 1974, X-ray diffraction procedures for polycrystalline and amorphous materials, *John Wiley and Sons*, vol 1, no 2, p. 618. 1974.
- [3] Nassar N., 2010, Asphaltene adsorption onto alumina nanoparticles: kinetics and thermodynamic studies. *Energy Fuels*, vol. 24, no 8, pp. 4116-4122.
- [4] Rouquerol F. & Rouquerol J., Sing KSW., 1999, Adsorption by powders and porous solids: principles, methodology and applications, London (UK): Academic Press.
- [5] Saboori R., Sabbaghi S., Mowla D. & Soltani A., 2012, Decreasing of water loss and mud cake thickness by CMC nanoparticles in mud drilling. *International Journal of Nano Dimension*, vol. 3, no 2, pp 101-104.
- [6] Sensoy T., Chenevert M. & Mukul M. Sharma, 2009, Minimizing water invasion in shale using nanoparticles. In *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, Society of Petroleum Engineers, SPE 124429.
- [7] Sharma M., Zhang R., Chenevert M., Ji L., Guo Q. & Friedheim J., 2012, A new family of nanoparticles based drilling fluids. In *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, Society of Petroleum Engineers, SPE 160045.

