



UNIVERSIDAD
NACIONAL
DE COLOMBIA

Mejoramiento del Lodo de Perforación Base Agua con la Adición de Nanopartículas para Optimizar las Propiedades de la Retorta y Minimizar el Daño de Formación

Alejandro Wladimir Flores Bolaños

Universidad Nacional de Colombia
Facultad de Minas, Escuela de Procesos y Energía
Medellín, Colombia

2017

Mejoramiento del Lodo de Perforación Base Agua con la Adición de Nanopartículas para Optimizar las Propiedades de la Retorta y Minimizar el Daño de Formación

Alejandro Wladimir Flores Bolaños

Tesis presentada como requisito parcial para optar al título de:

Magister en Ingeniería – Ingeniería de Petróleos

Director (a):

Ph.D., M.Sc., Ingeniero Químico, Farid B. Cortés

Línea de Investigación:

Daño de Formación

Grupo de Investigación:

Fenómenos de Superficie – Michael Polanyi

Universidad Nacional de Colombia

Facultad de Minas, Escuela de Procesos y Energía

Medellín, Colombia

2017

A mi madre: Sandra Bolaños, la persona que más admiro por ser una persona maravillosa e íntegra, no hay manera de agradecerle tanto esfuerzo que ha hecho por mí, mil gracias por su incondicional apoyo y cariño durante los tiempos difíciles. A Isabel por su inmenso cariño y por ser una mujer de buen corazón.

Agradecimientos

Agradezco a la Universidad Nacional de Colombia – Sede Medellín, por brindarme su calurosa hospitalidad y su excelencia en educación, que son pilares para mis futuras metas profesionales y como persona de bien.

Agradezco a mi director Dr. Farid B. Cortés, por su valiosa guía y dirección a lo largo de esta Tesis de Maestría.

Al grupo de investigación en Fenómenos de Superficie “Michael Polanyi”, al Dr. Sergio H. Lopera y al Grupo de Yacimientos de Hidrocarburos de la Universidad Nacional de Colombia, por el soporte brindado para la realización experimental de este trabajo.

Al Ing. Andrés Miranda y al Ing. Carlos Andrés Romero, por su amistad y consejo a lo largo de este viaje académico.

A mis amigos y compañeros por el apoyo, por una palabra de ánimo necesaria y por compartir gratos momentos.

Resumen

En el proceso de perforación de un pozo petrolero se requiere que el diseño del lodo sea adecuado y que sus propiedades sean óptimas para reducir las pérdidas por filtrado y el espesor de la retorta para evitar la inestabilidad de las paredes del pozo y daño de formación. Este daño afecta directamente la producción (alterando la permeabilidad) y al mantenimiento del pozo. Uno de los factores más comunes que puede provocar el daño de formación por lodo de perforación es la invasión de sólidos durante el proceso de construcción del pozo. En este sentido, el objetivo de esta tesis es desarrollar un lodo de perforación base agua con el uso de nanopartículas que favorezcan su retorno, reduzca los daños, el espesor de la retorta y pérdidas por filtrado. Para este propósito se sintetizaron nanopartículas de sílice que controlen las pérdidas por filtrado y reduzcan el espesor de la retorta, encontrando una concentración óptima de nanopartículas de 100 ppm. Las nanopartículas fueron sintetizadas por el método sol-gel, se añadieron al lodo base agua para posteriormente ser evaluados a condiciones estáticas (pruebas API) y a condiciones de yacimiento mediante un portamuestras. Efectivamente, con la adición de las nanopartículas sintetizadas se lograron reducir las pérdidas por filtrado y el espesor de la retorta en un 17% y 34% en las pruebas estáticas y en 40.15% y 26.3% en las pruebas dinámicas.

Palabras clave: Lodo de Perforación, Daño de Formación, Filtrado, Retorta, Nanopartículas, Permeabilidad.

Abstract

In drilling process it is required that the mud design is adequate and that its properties are optimal to reduce losses by filtering and the thickness of the retort to avoid instability of the walls of the well and formation damage. This damage directly affects production (altering permeability) and well maintenance. One of the most common factors that can cause formation damage by drilling mud is the invasion of solids during the well construction process. In this sense, the objective of this thesis is to develop a water-based drilling mud with the use of nanoparticles that favor its return, reduce damage, the thickness of the mud cake and losses by filtering. For this purpose, silica nanoparticles were synthesized to control losses by filtering and reduce the thickness of the retort, finding an optimum concentration of nanoparticles of 100 ppm. The nanoparticles were synthesized by the sol-gel method, they were added to the water-base mud to be later evaluated at static conditions (API tests) and at reservoir conditions through a core holder. Indeed, with the addition of the synthesized nanoparticles, the losses by filtering and the thickness of the mud cake were reduced by 17% and 34% in the static tests and 40.15% and 26.3% in the dynamic tests.

Keywords: Drilling Mud, Formation Damage, Filtering, Mud Cake, Nanoparticles, Permeability.

Contenido

	Pág.
Resumen	IX
Abstract	X
Lista de figuras	XIII
Lista de tablas	XIV
Lista de Símbolos y abreviaturas	XV
Introducción	1
1. Marco Teórico	5
1.1 Lodo de Perforación	5
1.1.1 Lodo de Perforación Base Agua.....	5
1.1.2 Propiedades.....	6
1.2 Daño de Formación	7
1.3 Nanotecnología Aplicada a Fluidos de Perforación.....	8
2. Metodología	11
2.1 Síntesis de Nanopartículas	11
2.1.1 Medición de Tamaño.....	12
2.1.2 Espectroscopía Infrarroja con Transformada de Fourier.....	13
2.2 Diseño del Lodo de Perforación.....	13
2.3 Evaluación Experimental del Lodo de Perforación con la Adición de Nanopartículas	14
2.3.1 Pruebas Estáticas a Condiciones de Laboratorio	14
2.3.2 Pruebas Dinámicas a Condiciones de Laboratorio	14
2.3.3 Pruebas Dinámicas a Condiciones de Yacimiento	16
3. Resultados y Discusión	19
3.1 Síntesis de Nanopartículas	19
3.1.1 Medición de Tamaño.....	19
3.1.2 Espectroscopía Infrarroja con Transformada de Fourier.....	20
3.2 Pruebas Estáticas.....	21
3.2.1 Medición en el Reómetro	26
3.2.2 Modelo Reológico del Fluido de Perforación más nanopartículas.....	28
3.3 Pruebas Dinámicas a Condiciones de Laboratorio.....	29
3.3.1 Pruebas para Evaluar el Daño con Lodo de Perforación en la Cara de la Arena	29

3.3.1	Pruebas para Evaluar el Daño con Lodo de Perforación de Pozo a Yacimiento (radial)	32
3.4	Pruebas Dinámicas a Condiciones de Yacimiento.....	34
3.4.1	Volumen Filtrado.....	34
3.4.2	Espesor de la Retorta	35
4.	Conclusiones y recomendaciones	37
4.1	Conclusiones.....	37
4.2	Recomendaciones.....	38
A.	Anexo: Procedimientos y Montajes de las Pruebas Dinámicas	39
	Bibliografía	45

Lista de figuras

	Pág.
Figura 2-1: Montaje para poner en Condiciones de Subsuelo la Muestra de Arena.	16
Figura 2-2: Montaje para la Evaluación de Fluidos de Perforación a Condiciones de Reservorio, para Operaciones de Perforación Sobrebalance.	17
Figura 3-1: Medición de Tamaño de Partícula mediante la Técnica de DLS.	19
Figura 3-2: Análisis de Nanopartículas mediante la Técnica de FTIR.	21
Figura 3-3: Evaluación de Propiedades Reológicas en el Viscosímetro API.	22
Figura 3-4: Viscosidad Plástica y Punto Cedente.....	23
Figura 3-5: Medición del Volumen Filtrado en la Filtro-prensa.	25
Figura 3-6: Viscosidad Dinámica a diferentes Velocidades de Cizalla a Temperatura de Laboratorio. 27	
Figura 3-7: Viscosidad Dinámica a diferentes Velocidades de Cizalla a Temperatura de Yacimiento. 27	
Figura 3-8: Comparación de Modelos Reológicos.....	28
Figura 3-9: Presión Capilar en función de la Saturación a Condiciones de Laboratorio en la Cara de la Arena.....	29
Figura 3-10: Volumen Filtrado en función del Tiempo a Condiciones de Laboratorio en la Cara de la Arena.	30
Figura 3-11: Presión Capilar en función de la Saturación a Condiciones de Laboratorio de Pozo a Yacimiento.....	32
Figura 3-12: Volumen Filtrado en función del Tiempo a Condiciones de Laboratorio de Pozo a Yacimiento.	33
Figura 3-13: Volumen Filtrado en función del Tiempo a Condiciones de Yacimiento. 35	

Lista de tablas

	Pág.
Tabla 3-1: Pérdidas por Filtrado – Resultados de la Prueba en la Filtro-prensa API...24	
Tabla 3-2: Espesor Promedio de la Retorta en la Filtro-prensa API.24	
Tabla 3-3: Resumen de las Pruebas Estáticas.26	
Tabla 3-4: Reducción de la Permeabilidad de la Arena a Condiciones de Laboratorio en la Cara de la Arena.31	
Tabla 3-5: Espesor de Retorta a Condiciones de Laboratorio en la Cara de la Arena. 31	
Tabla 3-6: Reducción de la Permeabilidad de la Arena a Condiciones de Laboratorio de Pozo a Yacimiento.34	
Tabla 3-7: Espesor de Retorta a Condiciones de Yacimiento.36	

Lista de Símbolos y abreviaturas

Símbolos con letras latinas

Símbolo	Término	Unidad SI	Definición
<i>VP</i>	Viscosidad Plástica	cP	Ec. 1.1
<i>PC</i>	Punto Cedente	$\frac{lb}{100 ft^2}$	Ec. 1.2

Símbolos con letras griegas

Símbolo	Término	Unidad SI	Definición
θ	Medida directa del viscosímetro (viscosidad dinámica)	cP	Ec. 1.1

Abreviaturas

Abreviatura	Término
<i>RPM</i>	Revoluciones por minuto
<i>API</i>	Siglas en inglés del Instituto Americano del Petróleos (American Petroleum Institute)
<i>TEOS</i>	Ortosilicato de tetraetilo
<i>NaCl</i>	Cloruro de Sodio
<i>DLS</i>	Siglas en inglés de Dispersión Dinámica de Luz (Dynamic Light Scattering)
<i>FTIR</i>	Siglas en inglés de Espectroscopía Infrarroja con Transformada de Fourier (Fourier-Transform Infrared Spectroscopy)

Introducción

En la industria del petróleo y gas se espera que la producción genere el menor impacto tanto en subsuelo como en superficie, y que los costos no se eleven manteniendo buenas prácticas operacionales [1, 2, 3, 4]. Uno de los procesos comúnmente usados en la industria de petróleo y gas es la perforación de pozos, que si se hace de manera adecuada se puede minimizar el impacto y no dañar las formaciones que atraviesan la broca y el ensamblaje de fondo [5]. La perforación de un pozo es un proceso de alto costo y mucha sensibilidad al estar en contacto directo con el medio poroso. Uno de los aspectos a considerar es la formulación del lodo de perforación, que se diseña, para mover y enfriar la broca, controlar presiones al interior de las formaciones, mantener la lubricación de los equipos de fondo, mantener estable las paredes del pozo (formación de la retorta), y ayudar al retorno de material de las formaciones hacia la superficie, entre otros (más específicos) [3, 6, 7].

La importancia de los fluidos de perforación viene con el apogeo de la perforación rotaria, por la necesidad de un fluido que garantice la perforación de los estratos, la remoción de material, la estabilidad del pozo y que mantenga bajo control los equipos de perforación (enfriar y lubricar) [6, 8]; por sus capacidades y desempeño, las empresas empezaron a especializarse en el desarrollo de fluidos y equipos de perforación. Posteriormente las compañías de fluidos de perforación introdujeron mecanismos y equipos para hacer mediciones, ingeniería y desarrollo en materia química, que produjeron mejoras significativas en la eficiencia de la perforación y productividad final de los pozos [8].

La mayoría de pozos se perfora utilizando un fluido de perforación base de agua, por su menor impacto ambiental, abundancia y bajo costo, que junto con agentes químicos tales como bentonita, carbonato de calcio, emulsificantes, dispersantes, alcalinizantes, anticorrosivos, etc. (dependiendo de las necesidades de cada pozo), se preparan para garantizar los parámetros antes mencionados. Con el uso de un buen lodo que cumpla

dichos parámetros, se puede asegurar una perforación exitosa, y una buena cementación y completación del pozo consecuentemente. Además se podría asegurar una reducción en el daño de formación generado por filtrado, garantiza de igual manera una buena producción [1, 4, 5, 7, 9].

Las experiencias con la adición de nanopartículas al lodo de perforación han sido muy buenas reduciendo los problemas asociados a la perforación. Abdo et al. [10] usaron nanopartículas como un aditivo en los fluidos de perforación, y modificaron la reología (plasticidad y viscosidad) 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. [11] estudiaron el efecto de las nanopartículas CMC sobre el grosor de la retorta que evita las pegadas de tubería con las paredes del pozo para evitar la obstrucción de la broca y el normal proceso de perforación mediante el análisis en filtro-prensa (pruebas estáticas), presentan disminución del espesor de la retorta en 65% y reducción del volumen de filtrado del fluido de perforación en 7%. Hoelsher et al. [12] mejoraron la permeabilidad para evitar las pérdidas de agua en lutitas, además de mejorar la estabilidad del pozo con nanopartículas de sílice (comerciales 10 – 30 nm) adicionadas al fluido de perforación con un volumen filtrado de 4 mL. Javeri et al [13], investigaron el uso de nanopartículas de sílice (40 y 130 nm) para la mitigación de problemas como pérdida de circulación y pega de tubería. 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, reducción en la viscosidad plástica de 7% y del punto de cedencia en 20%. 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. Además Jung et al. [14] han sugerido los beneficios potenciales de la adición de nanopartículas (comerciales) al lodo base agua al mejorar las propiedades reológicas (viscosidad dinámica) del fluido a condiciones de yacimiento.

El objetivo general de esta tesis fue desarrollar un lodo de perforación base agua con el uso de nanopartículas (sintetizadas en el laboratorio) que favorezcan su retorno, reduzca los daños, el espesor de la retorta y pérdidas por filtrado. Los objetivos específicos fueron:

- Sintetizar las nanopartículas para adicionarlas a la mezcla de lodo de perforación base agua en el laboratorio.
- Evaluar las características reológicas de los lodos de perforación base agua, tanto el tradicional como el lodo con nanopartículas y modelar su comportamiento.
- Evaluar el efecto de las nanopartículas en la formación de la retorta y de pérdida de filtrado mediante pruebas estáticas y dinámicas.

Este estudio se centra en mejorar el lodo de perforación base agua con nanopartículas de sílice, buscando reducir las pérdidas de filtrado (daño de formación) y el espesor de la retorta (contribuye a la estabilidad de las paredes del pozo). En este sentido, se sintetizó nanopartículas de sílice a partir del método sol-gel, las cuáles se adicionaron al lodo de perforación base agua para mejorar el fluido y minimizar los problemas asociados a la perforación.

1. Marco Teórico

En esta sección se presentan los aspectos generales sobre el lodo (fluido) de perforación, se enumerará sus funciones y limitaciones más importantes. Además del fundamento de la nanotecnología y su aplicación a los fluidos de perforación base agua.

1.1 Lodo de Perforación

Este tipo de fluidos han sido usados para las perforaciones de pozos petroleros y han evolucionado constantemente dependiendo de los retos a los cuales se han visto forzados [4, 6, 7]. En general existen tres tipos: base agua, base aceite y base aire y su uso depende del diseño propuesto para construir el pozo, basado en las condiciones de las formaciones que se vayan a atravesar [8]. Es prioritario mantener las condiciones óptimas de diseño del lodo y evitar la inestabilidad de las paredes del pozo (evitar que se derrumbe), para no tener complicaciones y tener que parar en el proceso [6, 7, 9].

La importancia del lodo radica en las varias funciones que tiene, como: transmitir la energía hidráulica (mover) y enfriar la broca, controlar la presión de formación, mantener la lubricación de los equipos de fondo, mantener estable las paredes del pozo (formación de la retorta), transportar los cortes de las formaciones atravesadas a superficie (retorno del material), minimizar el daño de formación [6, 7, 8, 19, 20], y posteriormente facilitar los procesos de cementación y completación del pozo. En el proceso se pueden dar limitantes como: pérdidas de fluido que ingresa a las formaciones (no solo las de interés), corrosión de los equipos de fondo, contaminación del subsuelo o por derrames accidentales en superficie, y otros muy específicos de cada pozo [1, 2, 5, 20].

1.1.1 Lodo de Perforación Base Agua

Los fluidos de perforación base agua (fase continua) son los más frecuentes en las perforaciones de pozos petroleros, por su bajo costo en relación a los otros tipos y porque

minimiza los daños ambientales [1, 9]. El agua puede ser fresca o una salmuera que no altere las características de la formación que vamos a atravesar. Este tipo de fluidos pueden ser: dispersos, no dispersos, con bajo contenido en sólidos [8, 21]. Existen otros fluidos de perforación específicos para litologías con alta complejidad, cómo: los saturados con sal para lutitas problemáticas, lodos de calcio para lutitas altamente desmoronables, etc. [8, 22].

Este trabajo se enfoca en los dispersos, este tipo de fluidos se emplean para procesos de perforación a grandes profundidades (zonas de interés) o zonas que presentan mucha dificultad, por lo tanto tienen una gran estabilidad química a altas temperaturas, debido a que su componente sólido principal es la bentonita, más la adición de lignosulfonatos (agentes dispersantes) y lignitos (agente de control de pérdida de circulación). Esta mezcla de aditivos hace que este fluido sea ideal para perforar a altas presiones y altas temperaturas, pero no se recomienda trabajar en formaciones de lutita con presencia de arcillas [8, 21, 22].

1.1.2 Propiedades

La medición de estas propiedades es fundamentales para mantener el fluido dentro de los parámetros deseados y predecir su comportamiento en el proceso de perforación. En este trabajo se tomará en cuenta sólo la densidad y la reología del lodo (Pruebas estáticas).

- Densidad: conocida como peso del lodo, su función es mantener los fluidos de la formación fuera del pozo, esto debido a su mayor densidad. El peso del lodo nos da la columna hidrostática para mantener las presiones de subsuelo, así evitar una arremetida del pozo. Esta propiedad se mide en laboratorio mediante una balanza de lodos, siguiendo la norma API RP 13B-1 (para fluidos de perforación base agua), el resultado se expresa en [lb/gal] (libras por galón).
- Reología: ciencia que estudia el flujo y la deformación de la materia; analiza la relación entre el esfuerzo de corte y la velocidad de corte, y el impacto que tienen sobre las características de flujo dentro de materiales tubulares y espacios anulares. Al tomar medidas del fluido en el viscosímetro, bajo la norma API RP 13B, es posible determinar

la manera en que dicho fluido fluirá bajo condiciones específicas de presión, temperatura y velocidad de corte. Con los resultados de esta prueba se puede calcular:

- Viscosidad plástica: es la viscosidad resultante por la fricción mecánica de los medios presentes en el fluido (líquido-líquido, líquido-sólido, sólido-sólido), su unidad de medida es el [cP] (centipoise). Esta viscosidad depende de la concentración, tamaño y forma de los sólidos presentes en el fluido, y su control incide directamente en las tasas de penetración (entre más alta sea la viscosidad plástica, menor será la tasa de penetración), ya que el fluido opondrá mayor resistencia a su flujo, requiriendo más energía. El cálculo se lo obtiene con la diferencia entre el resultado a 600 [RPM] y a 300 [RPM] (ver **Ecuación 1.1**).

$$VP, [cP] = \theta 600 - \theta 300 \quad (1.1)$$

- Punto cedente: es la capacidad que tiene un fluido de transportar recortes (material extraído de las formaciones) a superficie y mantener estos mismos en suspensión mientras se encuentra estático. Esta medida se reporta en lb /100 ft², se obtiene restando el dato obtenido a 300 [RPM] y el resultado de la viscosidad plástica (ver **Ecuación 1.2**).

$$PC, \left[\frac{lb}{100ft^2} \right] = \theta 300 - VP \quad (1.2)$$

1.2 Daño de Formación

El daño de formación puede darse en cualquier momento de la vida del pozo, durante operaciones de: perforación, completamiento, producción, estimulación, “matada” de pozo u operaciones de reacondicionamiento. Varios autores concuerdan que el daño de formación es la disminución en la capacidad natural de flujo de fluidos del yacimiento, que ocurre por cualquier restricción en el medio poroso, sea de forma natural o inducido por alguna actividad u operación ajena a éste; provocando pérdidas en productividad o inyectividad de los pozos. Esta reducción en la permeabilidad puede ocurrir en la cara del pozo (fácil de reparar) o ser más profunda (más difícil de reparar) [8, 20, 22, 23].

Para este trabajo, el daño por fluidos de perforación es causado por: el taponamiento físico de los poros por los sólidos en el lodo, el hinchamiento de las arcillas en los espacios

porosos, debidos a la interacción del lodo con el medio poroso [8, 20]. Esta interacción involucra en algunos casos resultados indeseables, como cuando el filtrado del lodo y los fluidos de la formación crean emulsiones, mezclas inestables químicamente de mayor viscosidad, que gracias a sus fuerzas interfaciales obstruyen el flujo en la zona del pozo donde se presenta; esto refleja a la vez la posibilidad de una retorta ineficiente, que puede también permitir el paso de algunos sólidos presentes en el lodo que taponan el medio. Para operaciones de perforación el lodo debe tener buenas propiedades de filtrado para no invadir las formaciones, causar daño y afectar la producción (buenas propiedades de filtrado dan como resultado retortas delgadas); se recomienda tener siempre una retorta impermeable y delgada, si el fluido de perforación no está bien diseñado el resultado será una retorta gruesa en las paredes del pozo, lo que creará situaciones de pega de tubería y altos torque /arrastre [4, 25]. Además puede ocurrir hinchamiento de arcillas, que implica la hidratación de materiales gracias a la interacción existente entre sus componentes con agua dulce o de baja salinidad presente en los fluidos de perforación. Esta expansión en las arcillas puede resultar en una disminución en el tamaño de garganta de poro, que finalmente refleja una disminución en la permeabilidad del medio [5, 6, 20, 25].

1.3 Nanotecnología Aplicada a Fluidos de Perforación

La nanotecnología se puede definir como el proceso de creación (diseño, caracterización y producción) de materiales, dispositivos y sistemas funcionales mediante el control de la materia a escala atómica y molecular. Las propiedades fundamentales encontradas en la nanoescala incluyen la temperatura de fusión, conductividad térmica, capacidad de carga, conducción electrónica, la resistencia a la tracción e incluso el color de un material [26].

La nanotecnología se ha aplicado con éxito a una variedad de industrias y de productos, es de esperarse que la utilidad de esta tecnología se transfiriera a la industria hidrocarburiífera. Las investigaciones realizadas por universidades y consorcios en distinta áreas, que proporcionan datos valiosos sobre el yacimiento, son de gran interés debido a su gran potencial de retorno de la inversión [12, 27, 28].

La adición de nanopartículas a fluidos de inyección puede beneficiar drásticamente la recuperación mejorada de petróleo, como cambiar las propiedades del fluido, alternar

humectabilidad de rocas, reducción avanzada de resistencia, consolidar la consolidación de arena, reducir la tensión interfacial y aumentar la movilidad del capilar aceite atrapado. La viabilidad de estos métodos depende de muchos factores, como los mecanismos de flujo en medios porosos y las propiedades del medio poroso a escalas microscópicas y macroscópicas [27].

La nanotecnología tiene un enorme potencial en mejoras en el diseño del material para mejorar la resistencia a la corrosión o la erosión, recuperación de petróleo mejorada, mejor comprensión de los depósitos a través del uso de nanosensores, nanorecubrimientos que evitan la adherencia de depósitos y uso de nanotecnología en fluidos de perforación y terminación junto con productos químicos de producción [29].

Los esfuerzos en las aplicaciones de nanotecnología en fluidos de perforación, son menos conocidos, a pesar de que numerosas empresas han invertido una cantidad considerable de tiempo y dinero, pero ahora están comenzando a obtener resultados positivos y productos comerciales. Esta tecnología tiene un gran potencial para desarrollar fluido de perforación inteligente, con excelentes propiedades después de agregar micro-nanocompuestos [30].

Los proyectos de investigación y desarrollo han continuado en áreas estándar de inhibición de lutitas, modificación reológica, fortalecimiento de pozos y fluidos de perforación a alta temperatura y alta presión (HTHP), y adicionalmente, cómo la nanotecnología puede contribuir potencialmente a soluciones en estas áreas [26]. El potencial para aplicar con confianza fluidos de perforación base de agua en distintas formaciones se ha estudiado utilizando nanopartículas diseñadas para minimizar la permeabilidad de la arena mediante la obstrucción (taponamiento) física de los poros de tamaño nanométrico [28].

Las nanopartículas de sílice están disponibles comercialmente y pueden diseñarse para cumplir con todas las especificaciones necesarias para distintos propósitos, como ya se mencionó antes. El tamaño de partícula puede variar entre 5 y 100 nanómetros [nm] y se pueden seleccionar los tamaños correctos de nanoaplicaciones y, en combinación con una pérdida de fluido correcto, pueden minimizar la interacción roca-fluido, minimizando el daño de formación [12, 28].

Los lodos de perforación se ensayan para determinar el volumen filtrado y las propiedades de la retorta. Las propiedades de la retorta son importantes porque la retorta que se forma

en zonas permeables del pozo puede causar atascamiento de la tubería y otros problemas de perforación antes mencionados. Una reducción de la producción de petróleo y gas puede ser el resultado de daños al yacimiento que ocurren cuando la retorta permite la invasión profunda del filtrado al no tener una buena calidad de sus propiedades y composición. Con el uso de este tipo de nanopartículas que tienen la capacidad de formar fuertes enlaces de hidrogeno debido a su propiedad hidrofílica (favorable termodinámicamente y hace solubles a las moléculas no sólo en agua sino también en otros disolventes polares) hacen que la mezcla del lodo mejore notablemente su cohesión y como resultado obtener una retorta con buenas propiedades y con un espesor menor que no dificulte las operaciones en el pozo [9 – 15, 22].

El control de la pérdida de fluido para un lodo se consigue por distintos medios, uno de los cuales es la adición de materiales para controlar la pérdida de fluido. Otro es cambiar la química del lodo para hacer que los materiales ya presentes trabajen mejor. Según la literatura la adición de nanopartículas de sílice al lodo base agua puede mejora el control de la pérdida de fluido, gracias a la cohesión de los materiales [9 – 15, 22].

2. Metodología

2.1 Síntesis de Nanopartículas

La síntesis de nanopartículas se hizo siguiendo el método sol-gel [31, 32, 33, 34, 35, 36], el cual está definido como la elaboración de materiales cerámicos a partir de la preparación de un sol, la gelación del sol y la remoción del solvente. Se parte de una solución química o sol (los soles son dispersiones de partículas coloidales en un líquido) que actúa como precursor de una red integrada ya sea de partículas discretas o de una red de polímeros. Los precursores típicos del proceso sol-gel son los alcóxidos metálicos y los cloruros metálicos, que sufren varias reacciones de hidrólisis y policondensación para formar una dispersión coloidal (los coloides son partículas sólidas con tamaños entre 1-100 nm - escala nanométrica), que luego de una polimerización lenta forma un gel. La sílica gel es sintetizada a través de la formación de una red interconectada 3-D por la hidrólisis y policondensación simultánea de un precursor organometálico, en este caso TEOS. En general, los alcóxidos son muy sensibles a la humedad (se descomponen muy fácilmente ante la presencia de ésta), es por ello que la hidrólisis para la formación del gel es llevada a cabo usando alcoholes como un solvente común para los diferentes líquidos inmiscibles. Un gel polimérico es una red macromolecular infinita, la cual está hinchada por solvente. Un gel puede ser creado cuando la concentración de la especie dispersa aumenta. El solvente es atrapado en la red de partículas y así la red polimérica impide que el líquido se separe, mientras el líquido previene que el sólido colapse en una masa compacta. La deshidratación parcial de un gel produce un residuo sólido elástico que se conoce como xerogel. Finalmente, este material es completamente deshidratado y eventualmente tratado térmicamente en flujo de gas para obtener el material nanoestructurado final. [31, 32, 33, 34].

En el proceso se agregó ortosilicato de tetraetilo y etanol agitando por 10 minutos, luego se adicionó amoniaco de gota a gota hasta que la mezcla se torne de color blanco lechoso, se añadió agua desionizada y se agitó por 1 hora, a 298.15 [K] temperatura de laboratorio.

Posterior se puso la muestra en el horno a 393,15 [K] por 24 horas. Por último se extrajo la parte sólida y con la ayuda de un mortero suavemente reducir el material. Los compuestos utilizados fueron: 1 mol de ortosilicato de tetraetilo – TEOS (>99% Merck, Alemania), 3 moles de etanol (99.5% ITW Reagents, España), 0,2 moles de amoniaco (25%, Merck, Alemania) y 1.1 moles de agua desionizada.

Para dar por finalizada la síntesis de las nanopartículas se debe realizar la medición del tamaño de partícula y la medición de Espectroscopía Infrarroja con Transformada de Fourier para asegurar que se obtuvo la nanopartícula del tamaño adecuado y de la composición esperada.

2.1.1 Medición de Tamaño

El tamaño es una variable muy importante a tener en cuenta para poder diseñar y cumplir con las especificaciones necesarias dependiendo del proceso, este tamaño debe encontrarse en el rango adecuado de 5 a 100 nanómetros (varía dependiendo de los investigadores) para poder llamarla nanopartícula propiamente [12, 31]. La caracterización del tamaño de la nanopartícula se hizo a través del equipo de dispersión dinámica de la luz (DLS), que combina la detección de luz retrodispersada y la capacidad para controlar el espesor de la muestra utilizando la Relación de Einstein de la teoría cinética. Esto permite realizar mediciones muy precisas incluso en dispersiones concentradas. Este equipo tiene la ventaja de tomar medidas con las partículas en suspensión en cualquier medio líquido. Con otras técnicas estas medidas serían con la partícula en reposo y sería muy complejo realizar estadísticas confiables sobre la medida [31]. La medición DLS se realizó usando un NanoPlus-3 Particle Analyzer de Particulate Systems a temperatura de laboratorio (aproximadamente 25°C) que mide la fluctuación de intensidad en el tiempo, que es dependiente del tamaño de partícula, determina la distribución de tamaños de partículas en suspensión. Para esto la muestra se dispersó en agua desionizada en una concentración de 0.5 mg/10 mL y se sonicó durante 2 horas. Finalmente, se tomó una pequeña cantidad de la solución para realizar el análisis [31].

2.1.2 Espectroscopía Infrarroja con Transformada de Fourier

La medición de FTIR sirve para identificar la composición de la sustancia obtenida en el proceso de síntesis de nanopartícula en el laboratorio. El resultado que arroja el equipo es un espectro de infrarrojo, con este método podemos asegurar que la nanopartícula sintetizada sea de sílice para cumplir con el propósito del trabajo [31, 38, 39, 40, 41]. Para la medición se usó un espectrómetro infrarrojo por transformada de Fourier IRAffinity 1S de Shimadzu (Japón) equipado con un interferómetro Michelson (30° ángulo de incidencia). Para la preparación de la muestra se maceraron las nanopartículas con Bromuro de Potasio (KBr), se tomaron aproximadamente 5 mg de la mezcla y se ingresó en el portamuestra, al finalizar se hizo el análisis de las bandas representativas [31].

2.2 Diseño del Lodo de Perforación

Se prepararon varias mezclas del fluido, primero un lodo – blanco y 5 muestras más para escoger la cantidad adecuada de nanopartículas para poder compararlas. El lodo de perforación base agua [19, 21, 22, 43] – blanco, se lo preparó usando agua desionizada, bentonita, almidón y carbonato de calcio, cada componente fue añadido uno por uno en el mezclador (Hamilton Beach, Estados Unidos) , para que la mezcla sea homogénea y se lo dejó agitando por 15 minutos.

Se prepararon las 5 muestras más con la misma formulación del lodo - blanco, a las que se les añadió concentraciones de nanopartículas de 1000, 500, 200, 100 y 50 ppm respectivamente. El fluido de perforación evaluado es un lodo base agua tiene la siguiente composición: agua desionizada 73.5 porcentaje en masa [% m/m] fase continua, carbonato de calcio 22.6 porcentaje en masa [% m/m] sellante (Baker Hughes), bentonita 3.6 porcentaje en masa [% m/m] control de filtrado y viscosificante (WYO-BEN, INC, Estados Unidos) y almidón 0.2 porcentaje en masa [% m/m], controla la pérdida de fluido (Baker Hughes), aumenta mínimamente la viscosidad.

2.3 Evaluación Experimental del Lodo de Perforación con la Adición de Nanopartículas

2.3.1 Pruebas Estáticas a Condiciones de Laboratorio

Se realizó las pruebas a las 6 muestras para medir la densidad del fluido en la balanza de lodos, viscosidad aparente y punto cedente en el viscosímetro y volumen de filtrado y espesor de la retorta en la Filtro-prensa (Fann, Estados Unidos), siguiendo los parámetros de la norma API RP 13B-1, y así obtener un fluido de perforación con una concentración óptima de nanopartículas.

La prueba que se realiza tanto en laboratorio como en campo, para medir las propiedades del lodo se la realiza en la filtro-prensa API, esta prueba somete al fluido a una presión de confinamiento y a una baja temperatura dentro de la celda, donde se puede medir el volumen filtrado en el tiempo (directamente en la probeta), que es la representación del volumen que ingresaría a las formaciones que se van atravesando, y al finalizar se puede medir el espesor de la retorta que genera sobre el papel filtro del equipo. Esta prueba se la realiza bajo la norma API PR 13B – 1.

De esta prueba se espera que las pérdidas de filtrado sean bajas para minimizar el daño de formación, además se espera que la retorta que se genera por el paso del lodo en la cara del pozo sea: delgada, homogénea impermeable y flexible, propiedades que garantizan la estabilidad del pozo. Si cumple estos parámetros, el fluido formulado al igual que la prueba se puede considerar como exitosa [19, 21, 44, 45].

2.3.2 Pruebas Dinámicas a Condiciones de Laboratorio

Dentro de la evaluación se hizo: pruebas de presión capilar para determinar drenaje e imbibición de la arena, permeabilidad de la arena [42], circulación del lodo de perforación (filtrado y espesor de la retorta), presiones capilares después de la circulación del lodo (daño) y permeabilidad después del daño. Así tener una base de análisis del posible daño a la arena, además de medir volumen filtrado y espesor de la retorta del fluido de perforación óptimo, lo cual nos da un indicio para las pruebas a condiciones de yacimiento.

Para estas pruebas se utilizó arena malla 30 – 100 (medio poroso).

Pruebas para Evaluar el Daño con Lodo de Perforación en la Cara de la Arena

- **Medición de Presión Capilar (drenaje e imbibición):** en esta prueba se midió la presión capilar en función de la saturación de agua, que arrojan como resultado las curvas de drenaje (desplazamiento de la fase humectante por la no humectante) e imbibición (desplazamiento de la fase no humectante por la humectante), que muestran la distribución de fluidos en el medio poroso, que a su vez dependen de las características humectables del medio [42]. El montaje y procedimiento se encuentran en el **Anexo A**. Esta medición se realizó para dos muestras de arena malla 30 – 100.
- **Medición de la Permeabilidad:** se midió la permeabilidad absoluta del medio poroso de las dos muestras de arena, para conocer la capacidad que tiene para permitir el flujo del fluido [22, 42], se obtuvo la permeabilidad antes del daño con lodo de perforación para poder comparar resultados. El montaje y procedimiento se encuentran en el **Anexo A**.
- **Medición del Volumen Filtrado de la Circulación del Lodo de Perforación - blanco sobre la Cara de la Arena:** se hace circular el lodo sobre la cara de la arena, se procede a medir el volumen filtrado en el tiempo hasta que estabilice y se midió la retorta formada. De esa manera tener el dato de filtrado y espesor de la retorta para compararlo con los resultados del lodo mejorado con nanopartículas (se siguió el mismo procedimiento). El montaje y procedimiento se encuentran en el **Anexo A**.
- **Medición de Presión Capilar y Permeabilidad Después del Daño con Lodo de Perforación:** se repiten los pasos de la medición de Presión capilar y Permeabilidad que se hicieron previos a la circulación del lodo de perforación – blanco, posteriormente se repitió el mismo procedimiento para el lodo más nanopartículas.

Pruebas para Evaluar el Daño con Lodo de Perforación de Pozo a Yacimiento (radial)

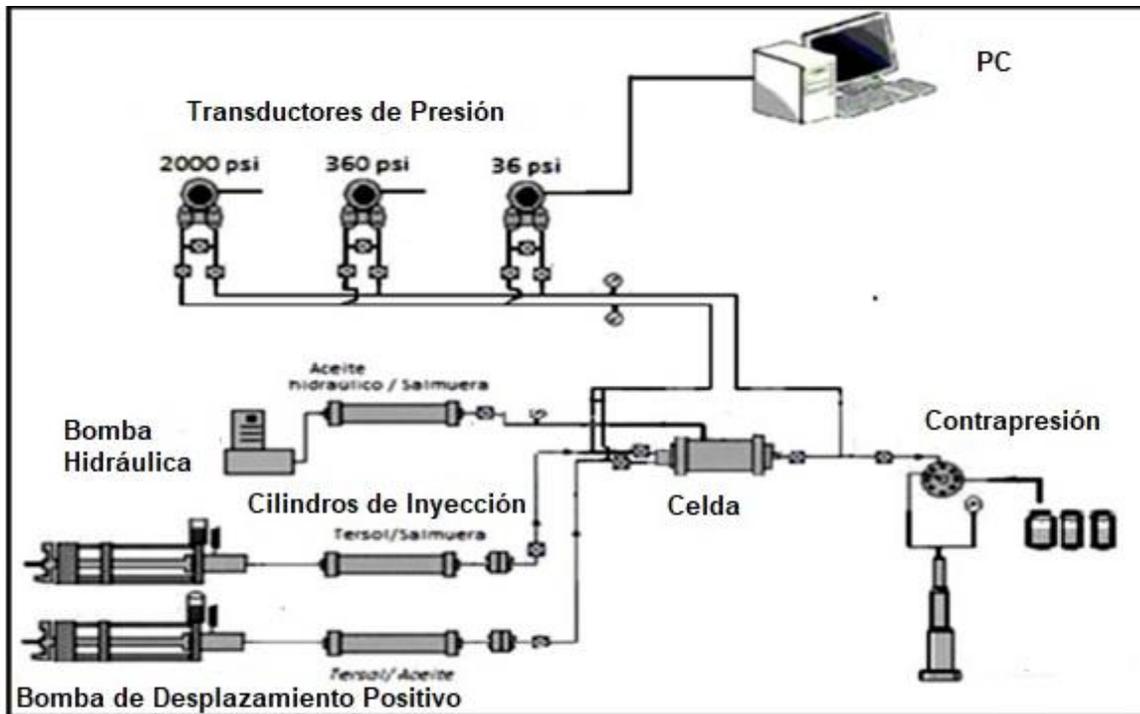
Se realizan los pasos para medir la Presión capilar y la Permeabilidad de la misma manera que se las hizo para en daño en la cara de la arena. De igual forma repetimos los pasos para medir la Presión capilar y la Permeabilidad después de la circulación de lodo. La diferencia radica en que el daño se hace circulando lodo de perforación por un capilar ranurado que esté en contacto con la arena (simulando un pozo) y medir el volumen filtrado

en esta nueva configuración. El montaje y procedimiento se encuentran en el **Anexo A**. De igual manera con este nuevo montaje se evaluó el lodo más nanopartículas, finalmente con ambos resultados comparar cuál fluido filtra menos hacia el medio poroso.

2.3.3 Pruebas Dinámicas a Condiciones de Yacimiento

Con los dos fluidos evaluados en las pruebas estáticas y dinámicas a condiciones de laboratorio se realizaron las pruebas dinámicas a condiciones de yacimiento, para medir el volumen filtrado y el espesor de la retorta, probados en una arena malla 30 – 100, se hicieron dos empaques con esta arena, los cuales fueron confinados a una misma presión para tener características petrofísica básicas similares (100 psi). El procedimiento se encuentran en el **Anexo A**. Las condiciones escogidas para evaluar: Temperatura: 176 [°F], Presión de sobrecarga: 3000 [psi], Presión de poro: 1800 [psi], Presión de sobrebalance: 200 [psi], Salmuera de NaCl: 7000 ppm, Tersol (aceite)

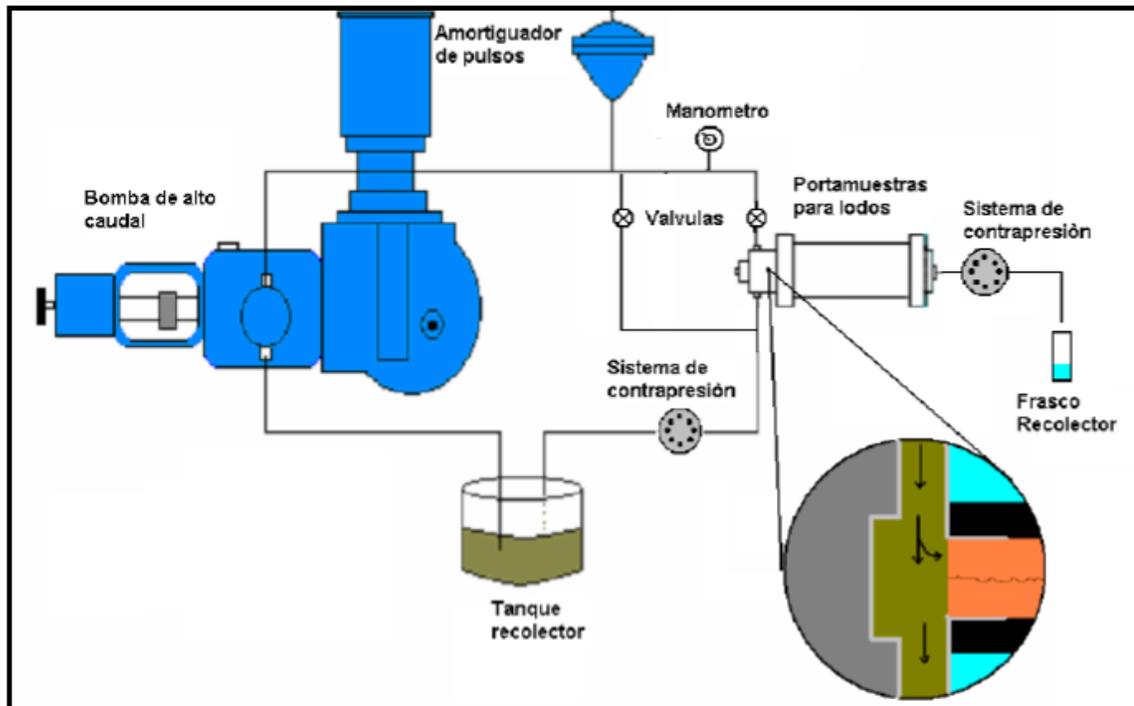
Figura 2-1: Montaje para poner en Condiciones de Subsuelo la Muestra de Arena.



Tomado de [12]

En esta prueba se deja a condiciones de subsuelo la arena, luego se hace circular el lodo y se mide el volumen filtrado durante 3 horas y al término se mide el espesor de la retorta.. Se repiten estos pasos para evaluar ambos fluidos.

Figura 2-2: Montaje para la Evaluación de Fluidos de Perforación a Condiciones de Reservorio, para Operaciones de Perforación Sobrealance.



Tomado de [12]

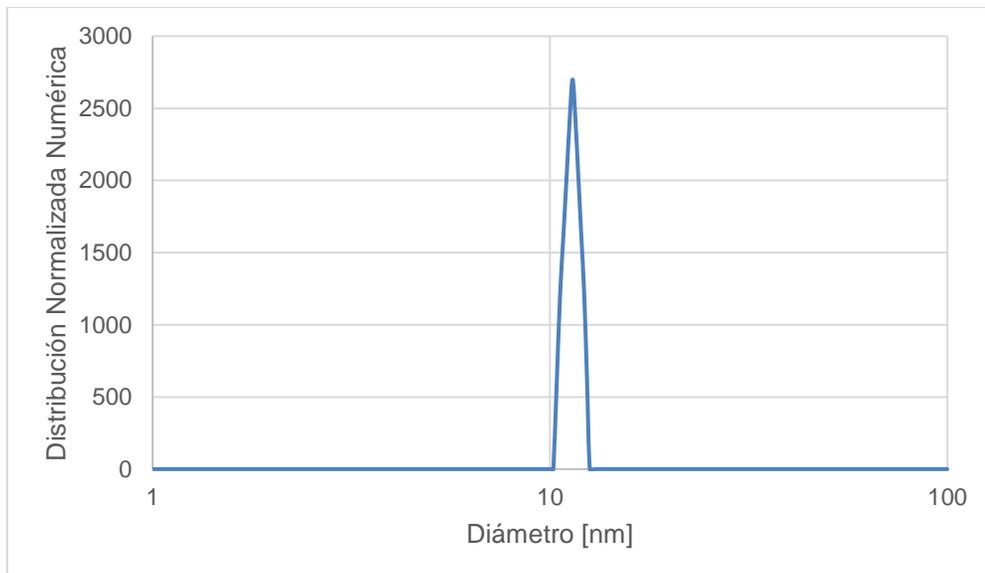
3. Resultados y Discusión

3.1 Síntesis de Nanopartículas

3.1.1 Medición de Tamaño

Con la medición realizada mediante la técnica de dispersión dinámica de luz (DLS) [23, 46, 47, 48], en la Figura 3-1 se muestran las distribuciones de tamaño de partícula de los polvos de sílice. La distribución del tamaño de partícula de la sílice sintetizada muestra un único pico en el cual el punto más intenso se encuentra aproximadamente a 11 nm, es decir; que cuando el haz de luz atraviesa la muestra para censarla, el mayor tamaño promedio de partícula estuvo en ese rango. Con este único pico se puede determinar el coeficiente de difusión de las partículas, corroborando que cuando un sistema es monodisperso solo debe tener una única distribución en el tamaño de partícula.

Figura 3-1: Medición de Tamaño de Partícula mediante la Técnica de DLS.



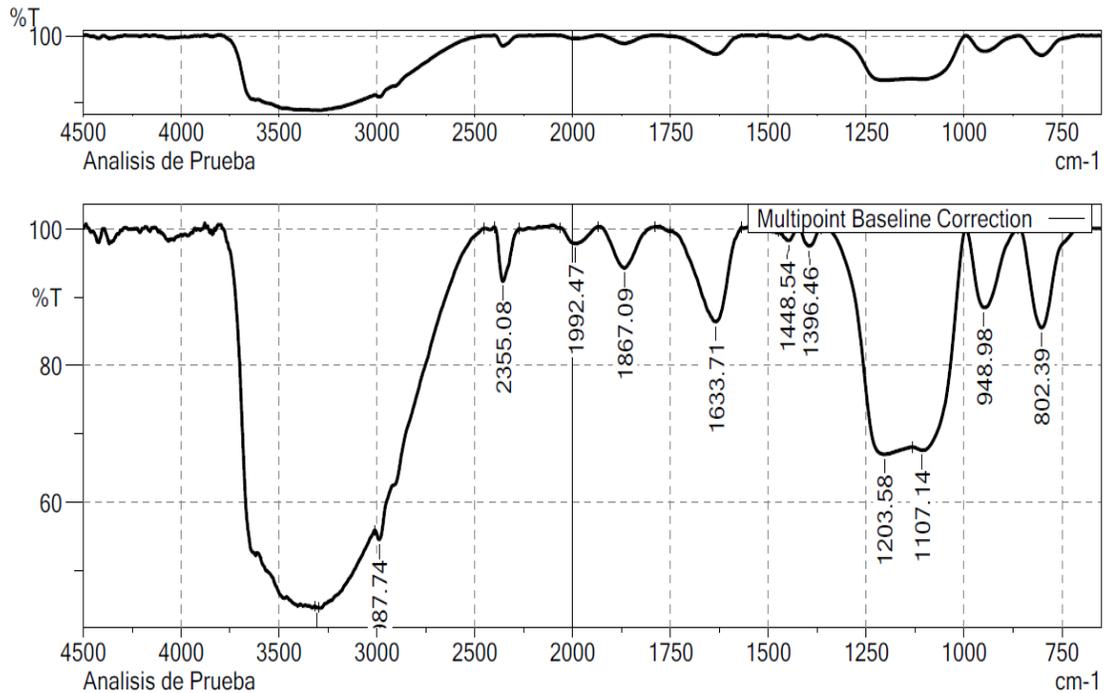
Fuente: Propia. Medición hecha en el laboratorio de Fenómenos de Superficie de la Universidad Nacional de Colombia – Sede Medellín.

3.1.2 Espectroscopía Infrarroja con Transformada de Fourier

La figura 3-2, muestra el espectro infrarrojo en el rango de 4500 a 725 cm^{-1} , correspondiente a la muestra sintetizadas. En el espectro de las nanopartículas sintetizadas la primera banda se encuentra a 725 cm^{-1} que corresponden a vibraciones del enlace Si-O. La segunda banda cerca de 750 cm^{-1} y 800 cm^{-1} corresponde a la flexión de Si-O y una última banda en 1107 cm^{-1} y 1203 cm^{-1} , la más intensa, está asociada a movimientos y estiramientos asimétricos Si-O en los cuales los átomos adyacentes de oxígeno se mueven [31, 33, 38, 39, 40, 41].

Adicionalmente, se observan 3 bandas en los rangos de 2856 a 3033 cm^{-1} ; 1461 a 1656 cm^{-1} y 920 a 1010 cm^{-1} , estas tres bandas pueden ser usadas para evaluar indirectamente el grado de polimerización. La banda localizada alrededor de 600 cm^{-1} , es atribuida a la deformación de anillos siloxano de cuatro miembros (tetrasiloxanos). Debido a que los tetrasiloxanos son estables durante los procesos de hidrólisis, ellos pueden constituir una gran fracción de las especies oligoméricas presentes en los sistemas derivados del TEOS. Observando esta banda podemos ver que la población de estructuras del tipo de anillos de cuatro miembros que son producidas en las primeras etapas de las reacciones de hidrólisis y condensación, se incrementa conforme transcurre el tiempo de gelación permaneciendo este tipo de estructuras en las partículas de SiO_2 resultantes. La banda de absorción localizada en el primer rango corresponde a vibraciones fundamentales de estiramiento de los diferentes grupos hidroxilo presentes e implica la presencia de puentes de hidrogeno en la superficie de la sílice. La banda entre 1461 a 1656 cm^{-1} se asigna a la deformación angular del enlace H-O-H del agua o a una contribución de etanol formado por la polimerización del TEOS. La presencia de esta banda indica que la sílice formada contiene una cantidad de grupos hidroxilo [31, 32, 33].

La banda alrededor de 900 cm^{-1} corresponde a la vibración de enlaces Si-OH, comúnmente conocidos como grupos silanoles ($\text{Si}(\text{OR})_3\text{OH}$) producto de la difusión del TEOS alrededor de la fase orgánica de la microemulsión. De 3400 a 3500 cm^{-1} se observa agua absorbida o presencia de grupos hidroxilo del alcohol. De 3500 a 3750 Pares de Si y OH ligados por enlaces Hidrogeno y silanoles libres en la superficie [31, 33].

Figura 3-2: Análisis de Nanopartículas mediante la Técnica de FTIR.

Medición hecha en el laboratorio de Fenómenos de Superficie de la Universidad Nacional de Colombia – Sede Medellín.

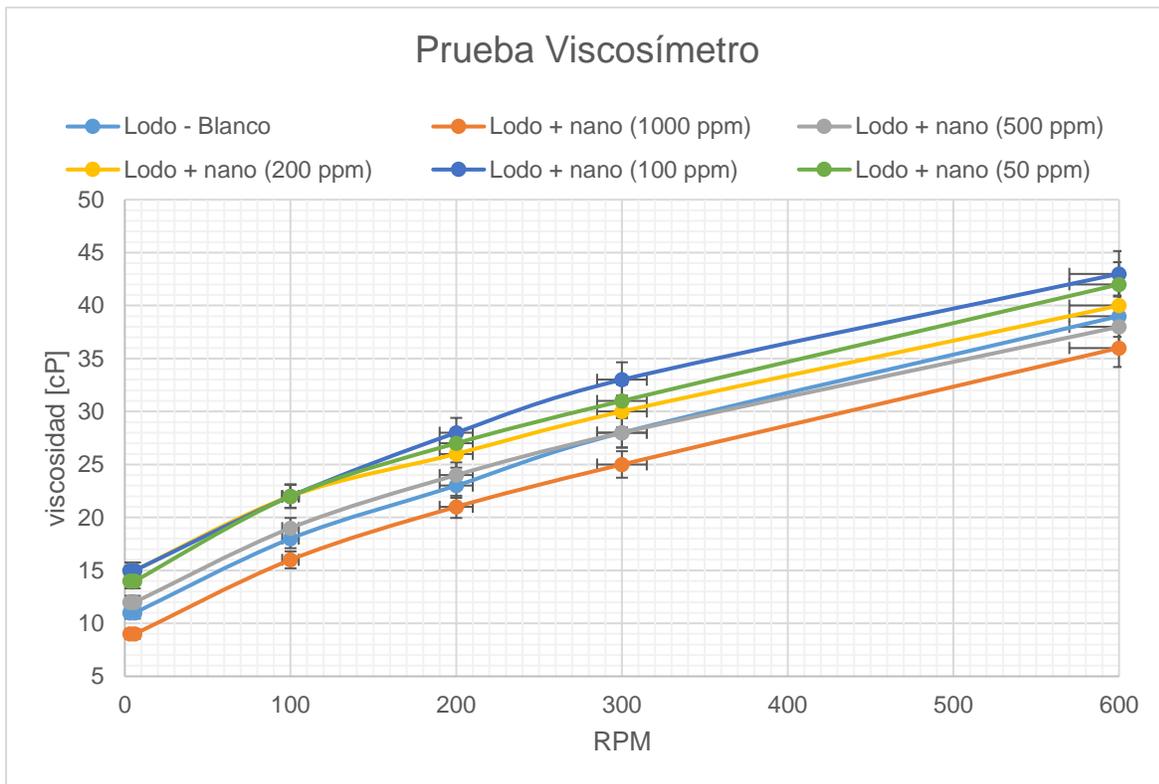
3.2 Pruebas Estáticas

A cada muestra de lodo se le midió: densidad, viscosidad dinámica, volumen filtrado y el espesor de retorta.

- Densidad: la densidad o gravedad específica de las 6 muestras de lodo no cambiaron significativamente, se midió 9.9 [lb/gal]. El peso depende de la presión hidrostática del pozo [22, 43]. Este lodo fue formulado para la zona de interés.
- Viscosidad Dinámica: en la Figura 3-3 se aprecia que hay diferencia en la viscosidad de las diferentes muestras de lodos. Los valores de la muestra de lodo más 1000 ppm y 500 ppm de nanopartículas están por debajo que la muestra de lodo – blanco, que las descarta como candidatas. La muestra con mayores valores de viscosidad fue la de lodo más 100 ppm de nanopartículas, con una diferencia de 9.3% (alta velocidad de corte) y de 26.7% (baja velocidad de corte) con respecto al lodo - blanco. En general todas las muestras tienen un buen comportamiento de fluido pseudoplástico, ya que la

viscosidad aparente disminuye al aumentar la rapidez de deformación. Una viscosidad baja a velocidades de corte altas y una viscosidad alta a velocidades de corte bajas, es beneficiosa para varios aspectos de la perforación: una velocidad de perforación superior y una mejor elevación de los recortes de perforación [22, 44].

Figura 3-3: Evaluación de Propiedades Reológicas en el Viscosímetro API.

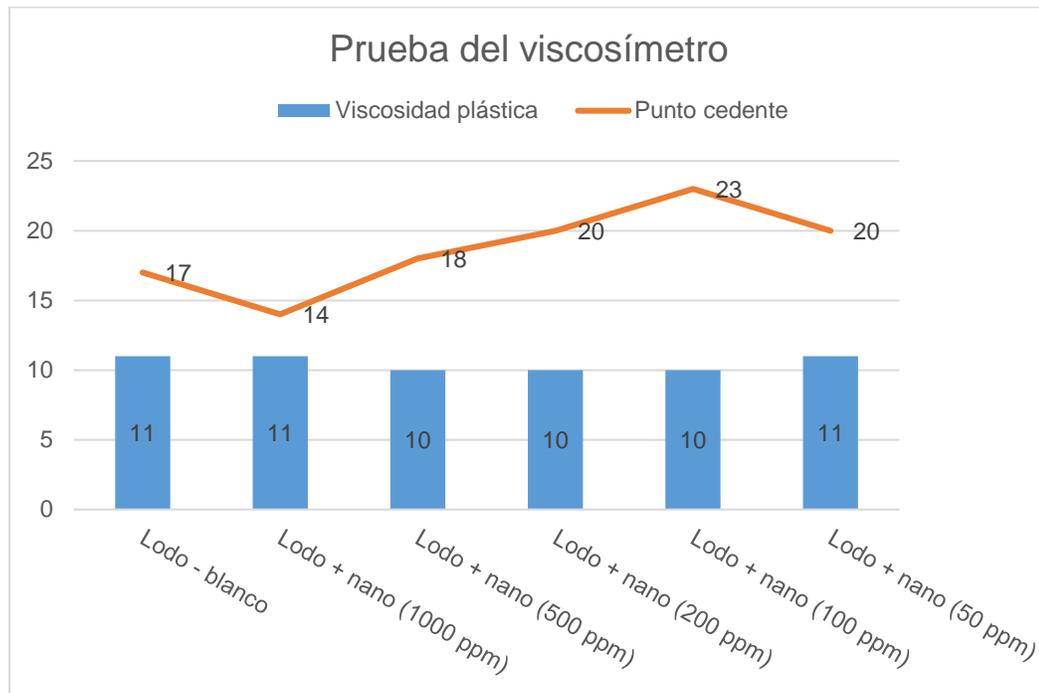


Fuente: Propia

- Viscosidad Plástica y Punto cedente: se tomó las medidas directas del viscosímetro y se calculó estas propiedades reológicas del fluido, los resultados de presentan en la Figura 3-4. Una viscosidad plástica baja indica que el lodo es capaz de perforar rápidamente debido a la baja viscosidad del lodo que sale en la broca. Un punto cedente alto implica que el fluido es no newtoniano y que transporta mejor los recortes del pozo. En la medición la viscosidad plástica tiene una reducción (mejora) del 9.1% y el punto cedente es mayor para el lodo más 100 ppm de nanopartículas con una mejora del 26.1%, lo cual indica que tiene mayor capacidad de transportar recortes a superficie, lo

cual beneficia a la estabilidad del pozo y que el material de subsuelo no se deposite en el fondo del pozo obstruyendo el movimiento de la broca [22, 44].

Figura 3-4: Viscosidad Plástica y Punto Cedente.



Fuente: Propia

- Volumen Filtrado y Espesor de la Retorta: se realizó esta prueba a las 6 muestras de fluido para medir el filtrado (Tabla 3-1) de cada una de ellas, el espesor de la retorta (Tabla 3-2), y comparar resultados para escoger la mejor concentración. En la Figura 3-5 se muestran los volúmenes filtrados en la filtro-prensa API [22, 44]. Para este tipo de pruebas se espera que el volumen filtrado sea bajo y el espesor de la retorta pequeño. Normalmente la medición del espesor de la retorta registra 32avos de pulgada ($0.03125 \text{ plg} = 0.79375 \text{ mm}$); bajo condiciones dinámicas, el espesor de la retorta depende de la tasa de deposición versus la erosión causada por la circulación del fluido y la abrasión mecánica causada por la sarta de perforación rotaria. Típicamente, la retorta alcanzará un espesor de equilibrio en el pozo, sin embargo, en ensayos de laboratorio, la retorta se construye bajo condiciones estáticas sin erosión [22].

Tabla 3-1: Pérdidas por Filtrado – Resultados de la Prueba en la Filtro-prensa API.

min	Lodo - Blanco	Lodo + nano (1000 ppm)	L. + nano (500 ppm)	L. + nano (200 ppm)	L. + nano (100 ppm)	L. + nano (500 ppm)
	[mL]					
0.5	0.2	0.4	0.2	0.1	0.1	0.2
1	0.4	1.0	0.8	0.6	0.4	0.5
3	1.5	1.5	1.3	1.3	1.3	1.4
5	2.1	2.2	1.9	1.8	1.9	2.0
7	2.7	2.7	2.5	2.5	2.4	2.5
10	3.6	3.4	3.2	3.2	2.8	3.0
20	5.4	5.2	5.2	4.8	4.4	4.6
30	7.0	6.6	6.6	6.2	5.8	6.0

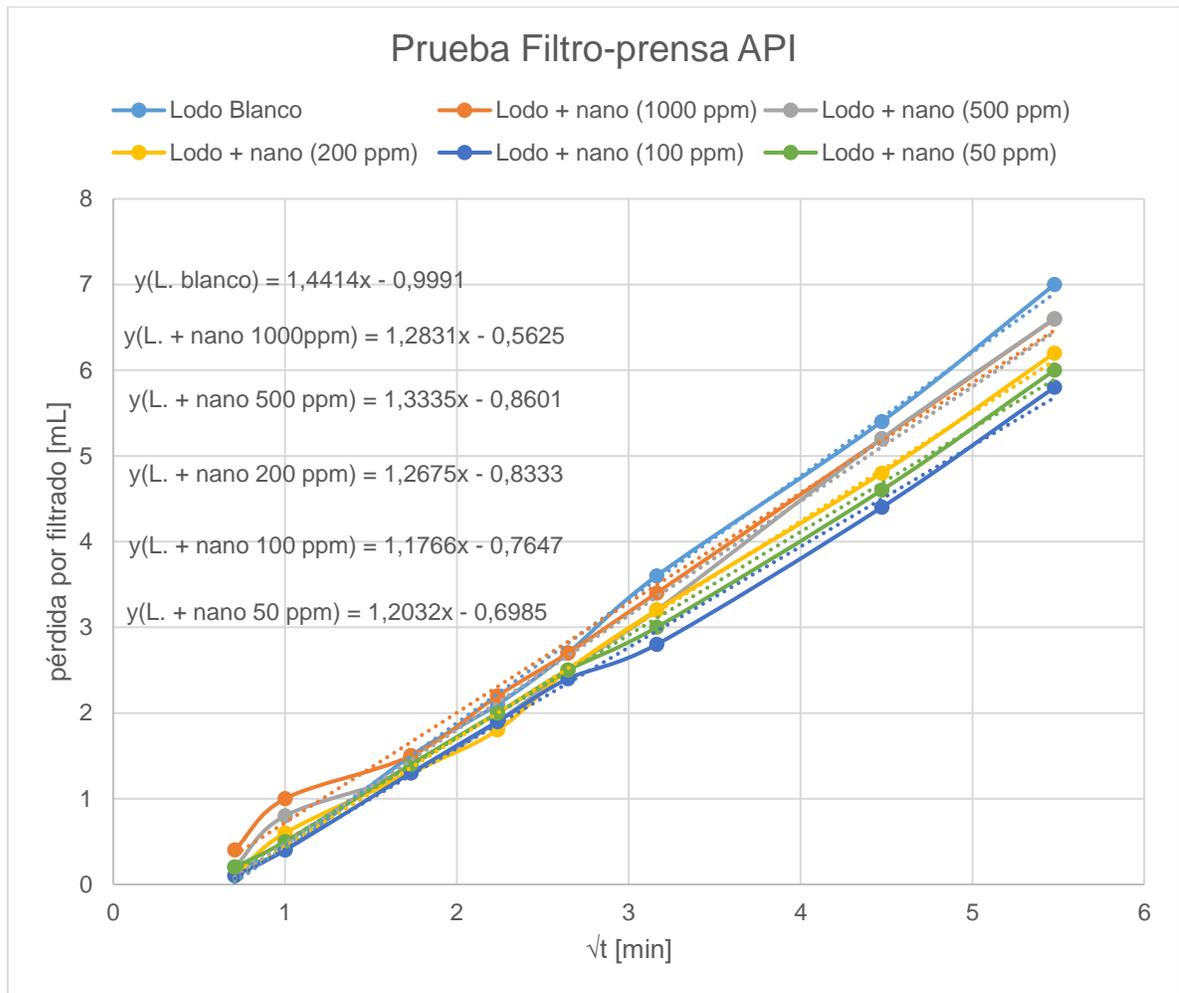
1 [mL] = 1 [cm³]

Tabla 3-2: Espesor Promedio de la Retorta en la Filtro-prensa API.

L. Blanco	Lodo + nano (1000 ppm)	Lodo + nano (500 ppm)	Lodo + nano (200 ppm)	Lodo + nano (100 ppm)	Lodo + nano (50 ppm)
1.048 [mm]	1.09 [mm]	1.024 [mm]	0.932 [mm]	0,690 [mm]	0.790 [mm]

Se puede observar que el lodo más 100 ppm de nanopartículas presenta menos pérdidas por filtrado con respecto al lodo-blanco, las pérdidas bajan de 7 a 5.8 [mL], una reducción de 17%; además de presentar una reducción en el espesor de la retorta de 1.048 a 0.69 [mm] (reducción del 34%). Estas reducciones pueden deberse a la interacción que las nanopartículas (concentración de 100 ppm) ejercen sobre el fluido de perforación al mejorar su reología y composición.

Figura 3-5: Medición del Volumen Filtrado en la Filtro-prensa.



Fuente: Propia

Al término de las pruebas estáticas para el lodo-blanco y las 5 muestras con distintas concentraciones de nanopartículas, el fluido que tuvo mejor comportamiento y resultados en las pruebas fue el lodo de perforación más 100 ppm de nanopartículas de sílice. Con este fluido se procede a hacer las siguientes pruebas que compararemos con las del lodo-blanco.

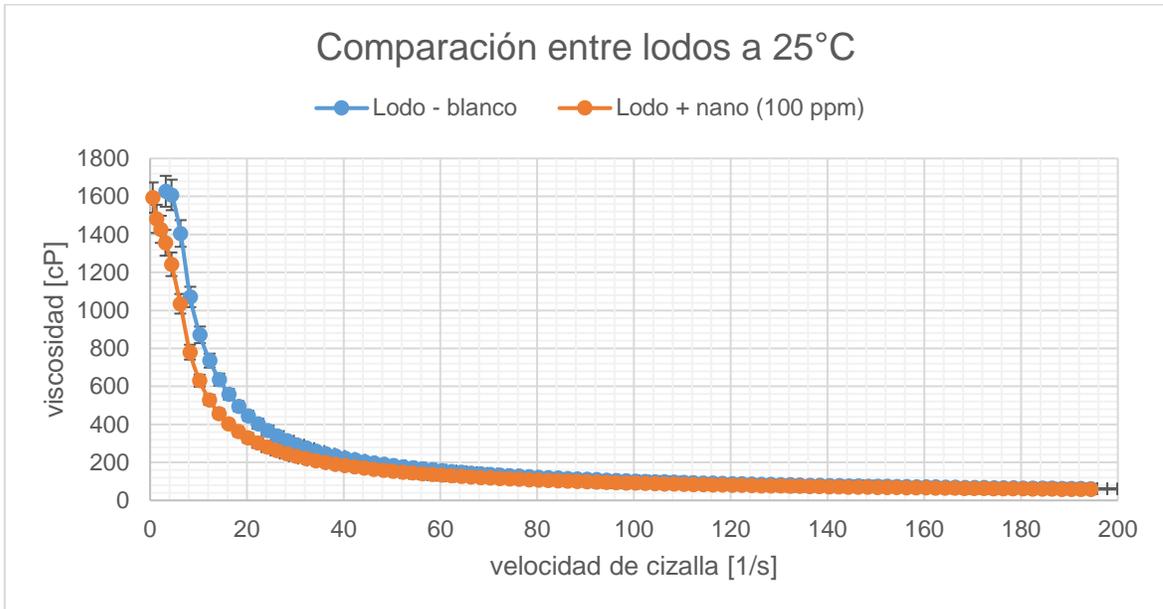
Tabla 3-3: Resumen de las Pruebas Estáticas.

Concentración de nanopartículas [ppm]	Reducción pérdidas por filtrado [%]	Reducción espesor retorta [%]	Densidad del lodo [lb/gal]	Viscosidad Plástica [cP]	Punto Cedente [lb/100ft ²]
1000	5.71	Incrementa 4	9.9	11	14
500	5.71	2.29	9.9	10	18
200	11.43	11.07	9.9	10	20
100	17.14	34.16	9.9	10	23
50	14.29	24.62	9.9	11	20

3.2.1 Medición en el Reómetro

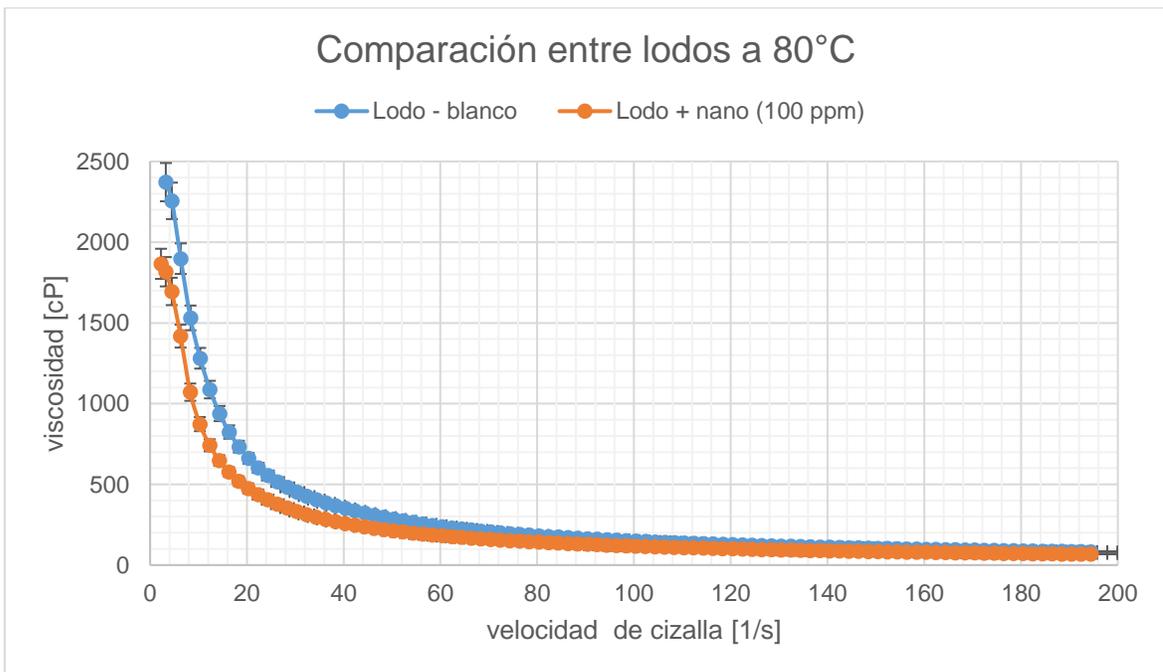
En este equipo se mide el comportamiento reológico del fluido, sometido a diferentes velocidades de cizalla, que da como resultado la viscosidad dinámica del fluido, a temperatura de laboratorio (25°C) y a temperatura de yacimiento (80°C) que se observa en la Figura 3-6 y 3-7. Esta medición se la hace para el Lodo – blanco y el Lodo más 100 ppm de nanopartículas. A temperatura de laboratorio ambos fluidos tiene un comportamiento muy parecido, su viscosidad dinámica es muy cercana (1600 [cP]), pero a temperatura de yacimiento el lodo mejorado con nanopartículas tiene una menor viscosidad a menor velocidad de cizalla (1800 [cP]) que el lodo-blanco (2300 [cP]), que es conveniente para el levantamiento de recortes de las formaciones de subsuelo. Con los datos experimentales obtenidos en el equipo se evaluará modelos reológicos.

Figura 3-6: Viscosidad Dinámica a diferentes Velocidades de Cizalla a Temperatura de Laboratorio.



Fuente: Propia

Figura 3-7: Viscosidad Dinámica a diferentes Velocidades de Cizalla a Temperatura de Yacimiento.

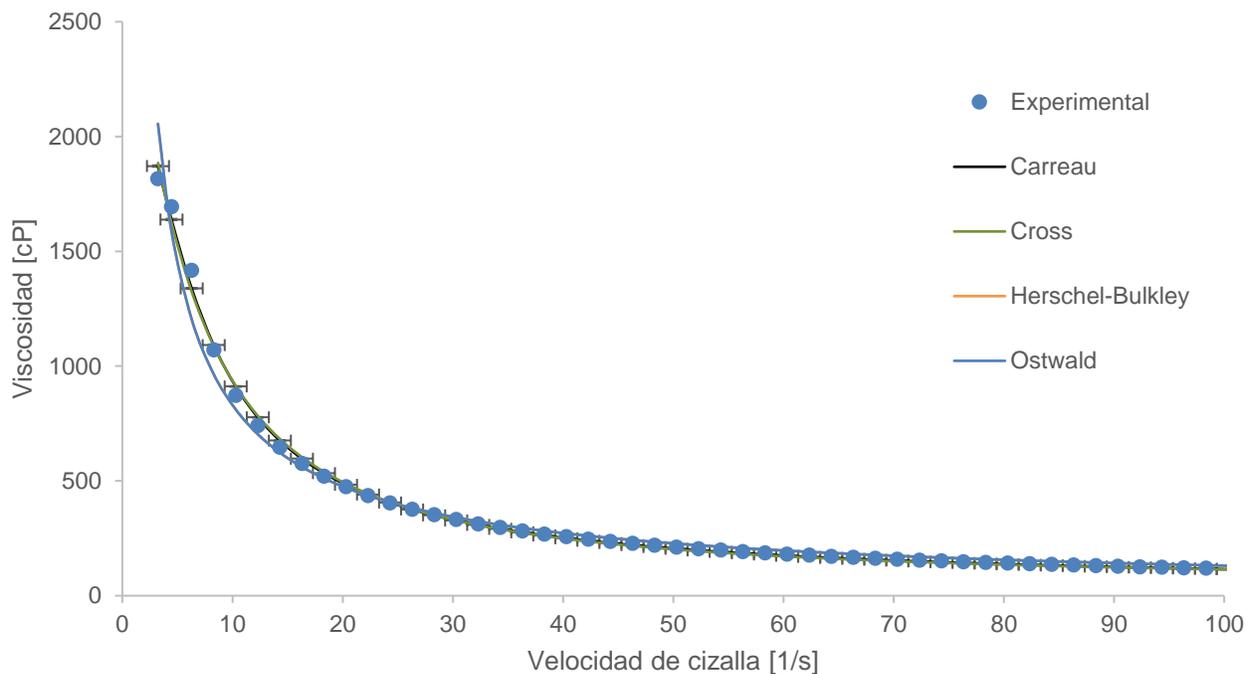


Fuente: Propia

3.2.2 Modelo Reológico del Fluido de Perforación más nanopartículas

El lodo de perforación base agua más 100 ppm de nanopartículas de sílice fue el fluido con mejores condiciones para hacer un modelo reológico. Para este modelo se tomó como datos experimentales los valores medidos en el reómetro y los modelos de Oswald (ley de la potencia), de Herschel-Bulkley, Cross y Carreau, para ver cuál de ellos ajusta mejor a nuestro fluido mejorado con nanopartículas.

Figura 3-8: Comparación de Modelos Reológicos.



Fuente: Propia

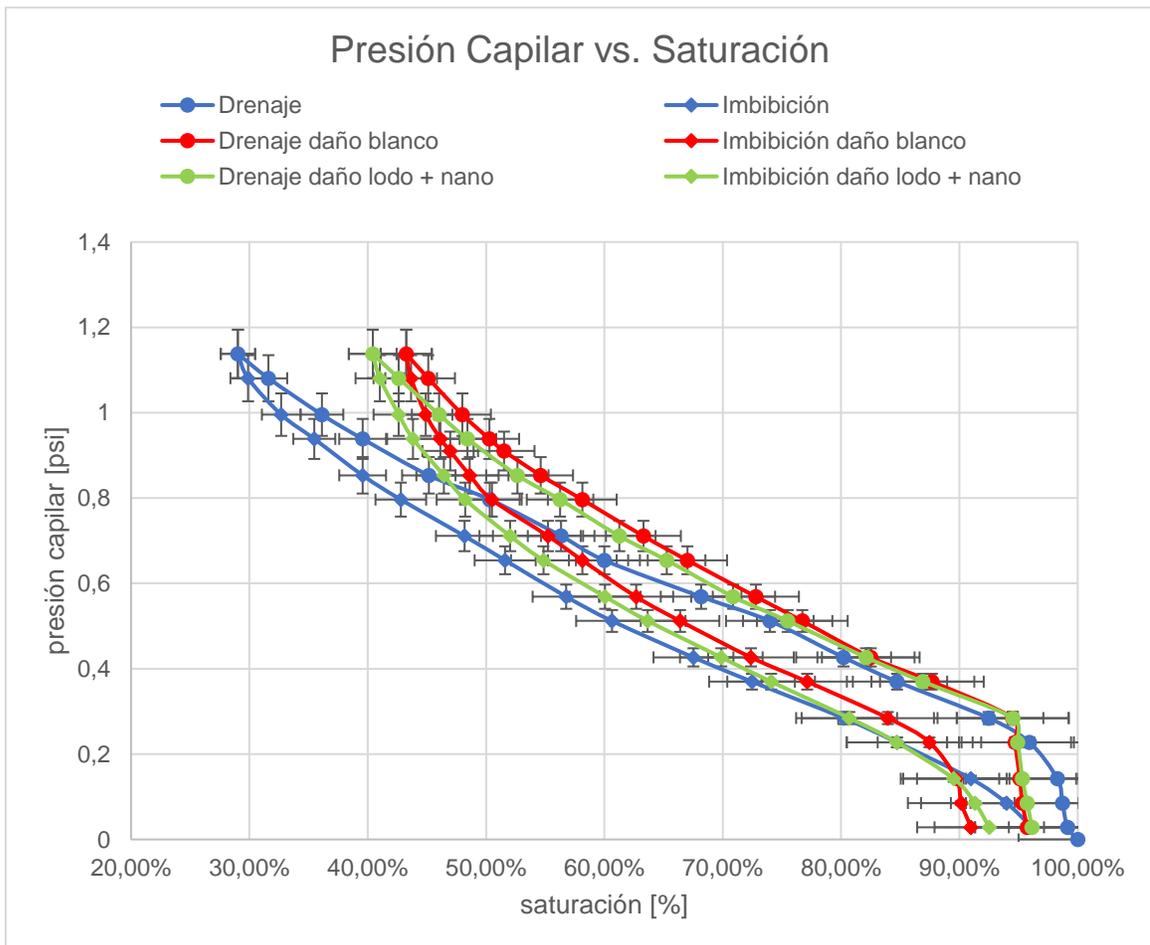
El modelo que se asemeja al comportamiento de nuestro fluido es el Modelo de Carreau, es decir que el lodo de perforación a baja velocidad de deformación sigue la ley de Newton de la viscosidad, y a alta velocidad de deformación obedece la ley de la potencia. El error que tiene este Modelo con respecto al experimental es de 0,18 %.

3.3 Pruebas Dinámicas a Condiciones de Laboratorio

3.3.1 Pruebas para Evaluar el Daño con Lodo de Perforación en la Cara de la Arena

- Presión Capilar: la Figura 3-10 expresa la presión (fuerza que necesita vencer) que se necesita para drenar o imbibir el fluido humectante del sistema, se aprecia que se necesita más presión en el caso de la curva del daño con lodo-blanco, que la curva después del daño con lodo más nanopartículas.

Figura 3-9: Presión Capilar en función de la Saturación a Condiciones de Laboratorio en la Cara de la Arena.

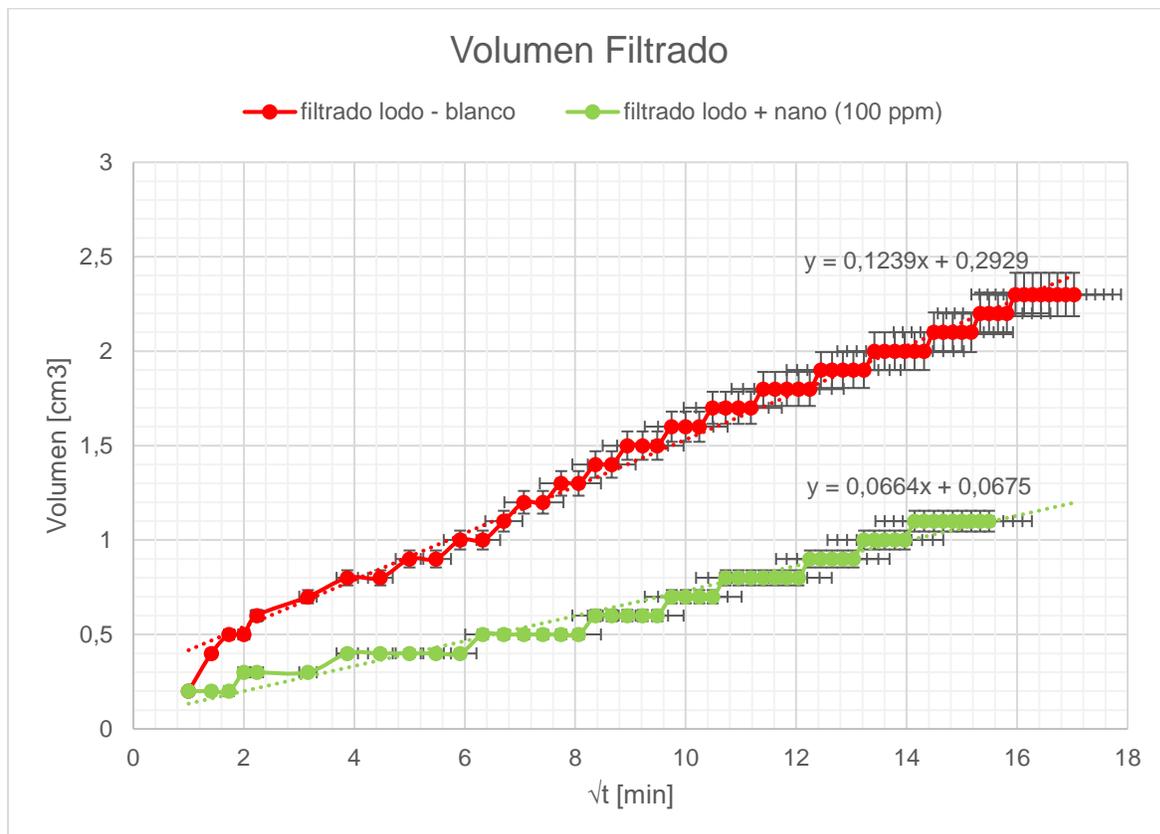


Fuente: Propia

Se observa que el daño es mayor con el lodo - blanco, que al que se le adiciona nanopartículas, por el aumento en la presión que se necesita para drenar e imbibir del medio poroso. En las curvas de Imbibición, para 50% en saturación de agua la Presión capilar del lodo - blanco = 0.8 [psi] y la Presión capilar para el lodo + nanopartículas = 0.75 [psi] (diferencia de P_c = 6.25%).

- Volumen filtrado: en la Figura 3-11 se aprecia que el filtrado del lodo con 100 ppm de nanopartículas reduce las pérdidas por filtrado y estabiliza más rápido que la del blanco.

Figura 3-10: Volumen Filtrado en función del Tiempo a Condiciones de Laboratorio en la Cara de la Arena.



Fuente: Propia

Con el lodo más nanopartículas se tiene menores pérdidas por volumen filtrado que con el lodo – blanco, porque estabiliza en menos tiempo y genera la retorta en menor tiempo, de buenas características (delgado, impermeable y flexible) que estabiliza la cara de la arena y no filtra más fluido de perforación. Estabilizó con un volumen de filtrado más bajo 240 [min] a 1.1 [cm³], en el caso del lodo blanco estabilizó en 290 [min] a 2.3 [cm³]. El lodo más nanopartículas estabilizó más rápido debido a que se empezó a formar la retorta.

- Permeabilidad: en la Tabla 3-4 se presentan los resultados de la medición de la Permeabilidad antes y después del daño generado con ambos fluidos.

En las pruebas la permeabilidad se redujo más con el lodo blanco (68.81%), que con el lodo más nanopartículas (17.07%). La reducción en la Permeabilidad después de haber circulado el lodo se vio afectada en ambos casos por la invasión de fluido a la arena, pero en lodo más nanopartículas redujo en menor grado la Permeabilidad, teniendo así una diferencia entre ambos fluidos de 51.7 %.

Tabla 3-4: Reducción de la Permeabilidad de la Arena a Condiciones de Laboratorio en la Cara de la Arena.

Lodo - blanco	Lodo + nanopartículas (100 ppm)
68.8 %	17.1 %
Diferencia en la reducción	51.7 %

- Espesor de la Retorta: en la tabla 3-5 se expresa la medida del espesor de la retorta formada en la cara de la arena luego de que estabilizara el volumen filtrado de ambos fluidos.

Tabla 3-5: Espesor de Retorta a Condiciones de Laboratorio en la Cara de la Arena.

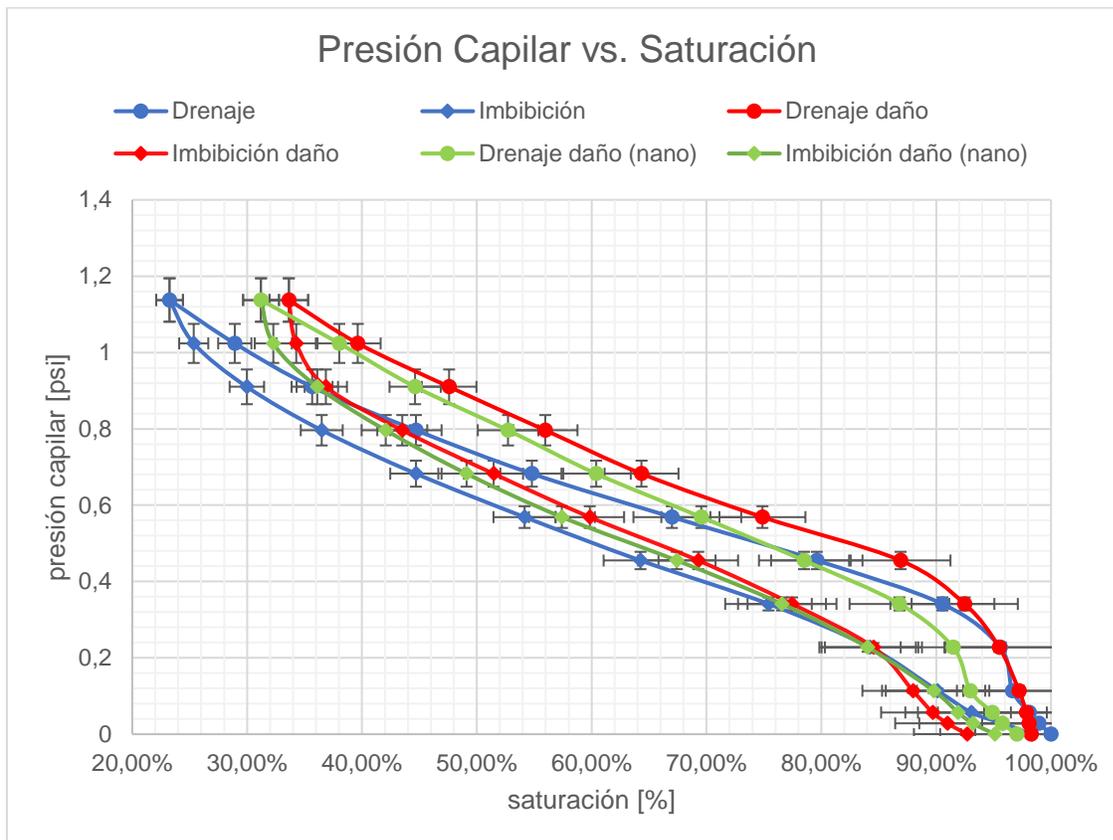
Lodo - blanco	Lodo + nanopartículas (100 ppm)
1.35 [mm]	0.98 [mm]
Reducción	27.1 [%]

La retorta resultante de ambos fluidos fueron impermeables y flexibles, pero la del lodo de perforación más nanopartículas presentó una reducción apreciable en su espesor, además que como ya se mencionó se formó en un menor tiempo.

3.3.1 Pruebas para Evaluar el Daño con Lodo de Perforación de Pozo a Yacimiento (radial)

- Presión Capilar: Se aprecia que la curva de presión capilar del lodo con nanopartículas tiene un menor daño sobre la arena que el lodo base (las curvas de drenaje e imbibición van por el medio de las otras dos). Para un punto en específico se necesita más presión para drenar o imbibir cuando se hizo el daño con lodo más nanopartículas, se necesita aún más presión para el caso del lodo base.

Figura 3-11: Presión Capilar en función de la Saturación a Condiciones de Laboratorio de Pozo a Yacimiento.

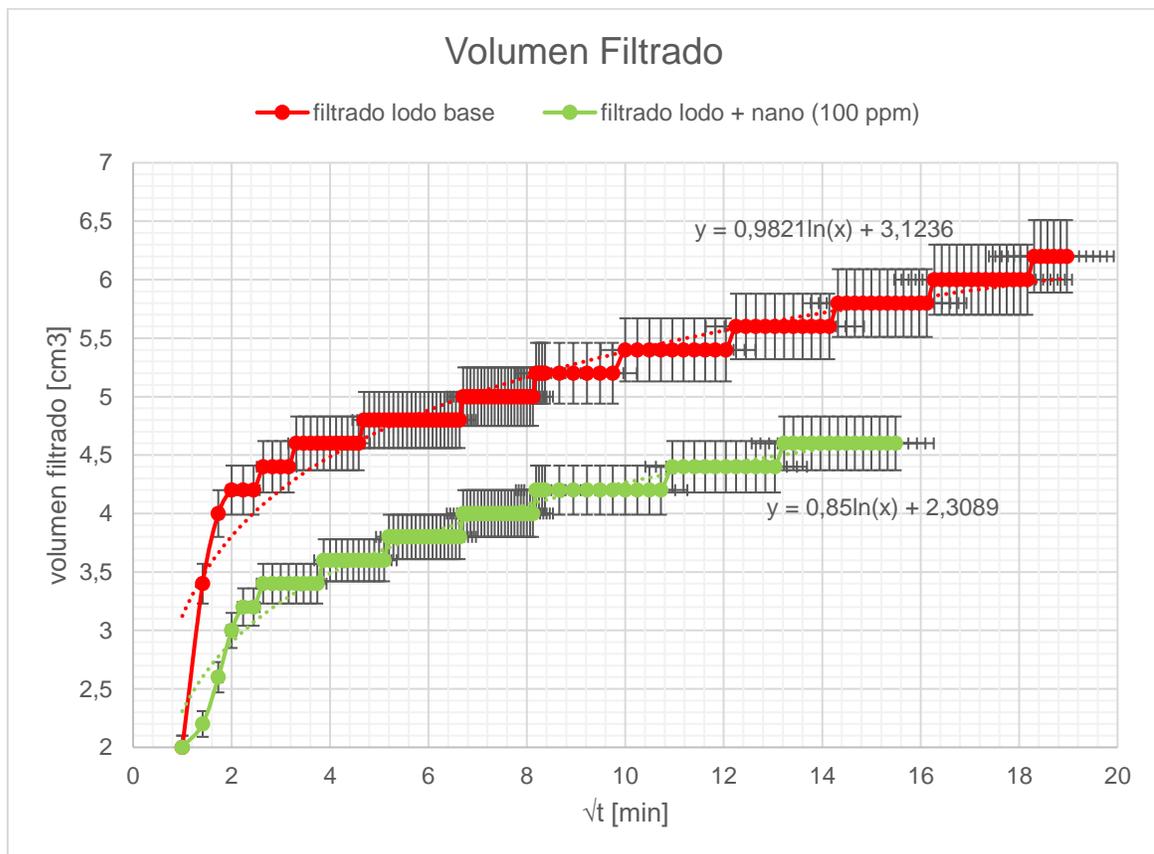


Fuente: Propia

En las curvas de Imbibición de la Figura 3-11, para 50 % en saturación de agua la Presión capilar del lodo - blanco = 0.7 y la Presión capilar para el lodo más nanopartículas = 0.67 (diferencia de $P_c = 4.3\%$). En ambos casos después del daño hecho con el lodo más nanopartículas se logró drenar e imbibir el fluido humectante más fácilmente que después del daño con el lodo blanco; no se alteró mayormente el volumen poroso y el material particulado no taponó las gargantas porales.

- Volumen filtrado: en la Figura 3-12 se muestran las curvas de volumen filtrado del Lodo - blanco y el lodo más nanopartículas en función de tiempo de la circulación.

Figura 3-12: Volumen Filtrado en función del Tiempo a Condiciones de Laboratorio de Pozo a Yacimiento.



Fuente: Propia

Las pérdidas por filtrado fueron menores con el lodo más nanopartículas, que con el lodo - blanco, además se puede observar que el lodo más nanopartículas estabiliza en un

menor tiempo; lo que se puede comprobar con la pendiente de la ecuación de la curva de tendencia que tiene. Existe más daño en el caso de lodo - blanco, es mayor el volumen filtrado y permanece fluyendo por más tiempo (360 [min] a 6.2 [cm³]), que con el lodo más nanopartículas, que estabiliza más rápido con menor volumen de filtrado (240 [min] a 4.6 [cm³]). Por lo tanto se deduce que existe menos invasión de lodo, por ende menor daño a la formación.

- Permeabilidad: en la Tabla 3-6 se presentan los resultados de la medición de la Permeabilidad antes y después del daño generado con ambos fluidos.

Tabla 3-6: Reducción de la Permeabilidad de la Arena a Condiciones de Laboratorio de Pozo a Yacimiento.

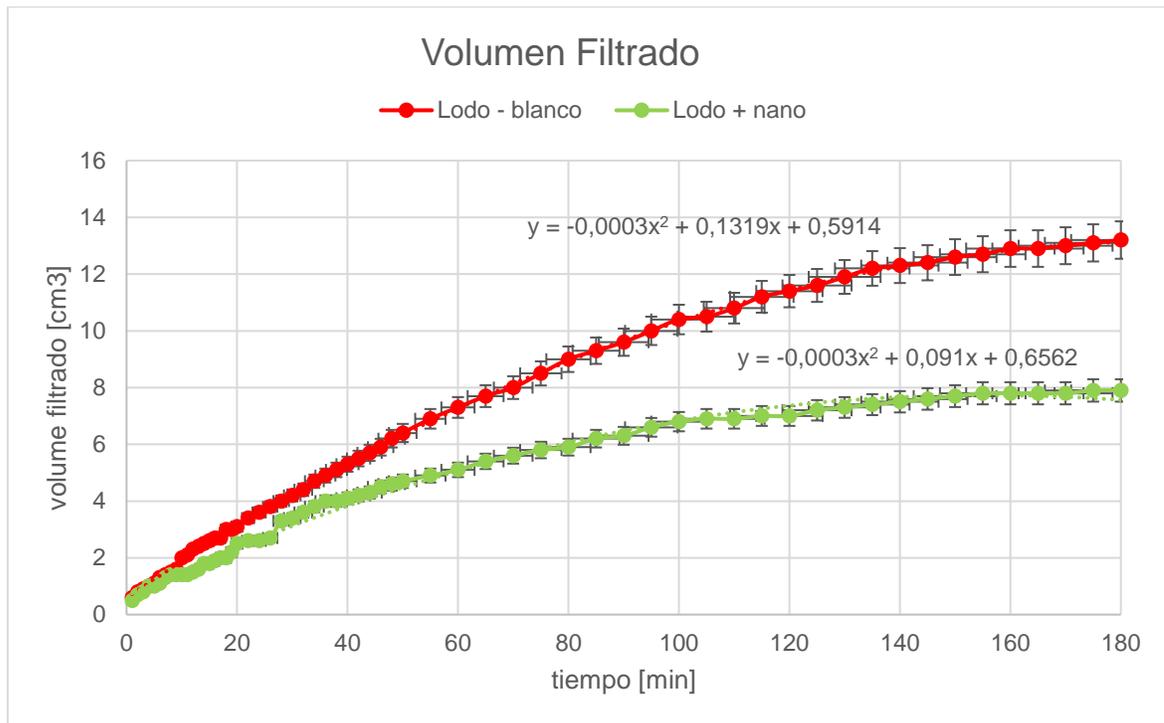
Lodo - blanco	Lodo + nanopartículas (100 ppm)
82 %	51.5 %
Diferencia en la reducción	30.5 %

Se tiene una mayor reducción en la permeabilidad en el caso del lodo - blanco, con un 82 %; con el lodo más nanopartículas la reducción fue de 52%. Es decir se dañó menos la permeabilidad en un 30.5 %. La permeabilidad se ve menos afectada con el lodo más nanopartículas en ambos escenarios porque las nanopartículas mejoran las propiedades reológicas del lodo.

3.4 Pruebas Dinámicas a Condiciones de Yacimiento

3.4.1 Volumen Filtrado

La circulación de ambos lodos se hizo a un mismo tiempo, la reducción de volumen filtrado comparando el lodo – blanco y el lodo con nanopartículas es de 40.15%. El lodo mejorado filtró menos y estabilizó más rápido. Es decir que hubo menor invasión del fluido al medio poroso, reduciendo significativamente las pérdidas por filtrado.

Figura 3-13: Volumen Filtrado en función del Tiempo a Condiciones de Yacimiento.

Fuente: Propia

3.4.2 Espesor de la Retorta

La retorta resultante de ambos fluidos fueron impermeables y flexibles, pero la del lodo de perforación más nanopartículas presentó una reducción apreciable en su espesor, el espesor promedio medido de la retorta resultante tuvo una reducción de 26.28% en comparación al lodo – blanco. Como se mencionó antes, esto indica que la retorta que se formó posee propiedades que garantizan la estabilidad del pozo, y al no ser tan gruesa no existe mucho contacto con la sarta de perforación o con la tubería, que a su vez minimiza la probabilidad de pega de tubería.

Bajo condiciones dinámicas, el espesor de la retorta depende de la tasa de deposición versus la erosión causada por la circulación del fluido y la abrasión mecánica causada por la sarta de perforación rotaria. Típicamente, la retorta alcanzará un espesor de equilibrio en el pozo. Sin embargo, en ensayos de laboratorio se construye bajo condiciones estáticas sin erosión [22].

Tabla 3-7: Espesor de Retorta a Condiciones de Yacimiento.

Lodo - blanco	Lodo + nanopartículas (100 ppm)
4.3 [mm]	3.2 [mm]
Reducción	26.3 [%]

La diferencia del espesor de las pruebas estáticas y dinámicas, se debe a las condiciones de presión y temperatura simuladas, que cambian las propiedades del lodo.

Mahmoud et al. [34], en su trabajo afirma que las nanopartículas de sílice (comerciales) aumentan el volumen filtrado y el espesor de la retorta, a diferencia de este trabajo, en el que se sintetizaron nanopartículas en el laboratorio con el método sol-gel perfeccionado por el grupo de investigación Michael Polanyi, que evidencia que esta nanopartícula puede utilizarse para control de filtrado y retorta.

4. Conclusiones y recomendaciones

4.1 Conclusiones

De la síntesis por el método sol-gel, se obtuvo nanopartículas de sílice de 11 [nm], que se le adicionó a las distintas muestras de lodo, para realizar las pruebas estáticas y escoger la concentración adecuada para evaluar en las pruebas dinámicas.

En las pruebas estáticas se determinó que las nanopartículas de sílice en una concentración de 100 ppm (0.01% en peso), mejoran las propiedades del lodo de perforación base agua, al reducir las pérdidas de filtrado en un 17% y reducir el espesor de la retorta en un 34%, además de mantener una buena viscosidad, no altera su densidad y su comportamiento reológico es mejor que el lodo-blanco.

En las pruebas estáticas hechas en el viscosímetro se determinó que el lodo más 100 ppm de nanopartículas de sílice tiene un comportamiento de un fluido pseudoplástico; tienen una viscosidad plástica de 10 [cP] (las 6 muestras estuvieron en ese rango) y el punto cedente se calculó en 23 [lb/100ft²], lo cual indica que tiene mayor capacidad de transportar recortes a superficie que el lodo - blanco. En el reómetro obtuvimos los valores experimentales para hacer el modelo del lodo más nanopartículas a temperatura de yacimiento (80° C = 176°F), y el modelo que mejor ajusta fue el Modelo de Carreau, es decir que el fluido a baja velocidad de deformación sigue la ley de Newton de la viscosidad, y a alta velocidad de deformación obedece la ley de la potencia.

El lodo más nanopartículas (100 ppm) en las pruebas estáticas tuvo los mejores resultados en reducción de pérdidas por filtrado y reducción en el espesor de la retorta. En las pruebas dinámicas a condiciones de laboratorio, en ambos sistemas a evaluar (en la cara de la arena y radial) tuvo buenos resultados teniendo menor pérdida por filtrado y un menor espesor de retorta comparados con el lodo - blanco. En las pruebas dinámicas a

condiciones de yacimiento se tuvo una reducción muy buena de volumen filtrado y de espesor de retorta, de 40.15% y 26.28% respectivamente.

Se determinó que con una concentración menor a 0.01% en peso no se obtienen mejores resultados, la cantidad de nanopartículas es tan pequeña que los valores tienden a aumentar, ya que su composición tiende a parecerse más al lodo blanco por la poca presencia del material.

4.2 Recomendaciones

Se recomienda probar el lodo más nanopartículas (100 ppm) en otros sistemas de arena de diferente malla o en núcleos de arena de zonas representativas de interés para obtener valores más acordes con la realidad, de tal manera poder hacer una evaluación de factibilidad. Así mismo, hacerlo con otras clases de nanopartículas para estudiar su facultad de controlar pérdidas de filtrado.

Para hacer más extensivo el estudio de afectación a la permeabilidad en las pruebas dinámicas se recomienda hacer pruebas de desplazamientos en núcleos.

Hacer un análisis extenso sobre la distribución de grano y tamaño de garganta para control de sólidos en el diseño del lodo de perforación para evitar la posible invasión de sólidos en el medio.

Realizar pruebas de este tipo en lodos de perforación base aceite y ver si se tienen resultados parecidos que sean favorables controlando el filtrado y la retorta.

A. Anexo: Procedimientos y Montajes de las Pruebas Dinámicas

Pruebas para Evaluar el daño con el lodo de Perforación en la cara de la Arena

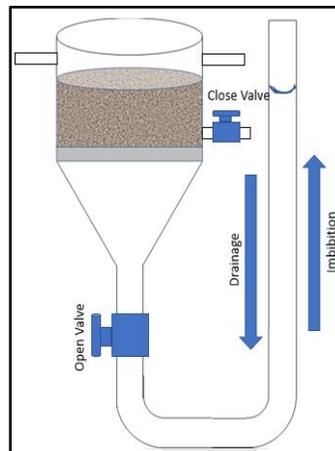
1. Medición de Presión capilar vs. Saturación de agua (drenaje e imbibición).

Metodología experimental adaptada de Lopera S., 2009

Equipos:

- Embudo de vidrio con membrana semipermeable
- Manguera plástica
- Bureta de 100 [cm³]
- 2 soportes universales
- 2 pinzas

Materiales: Arena 30-100



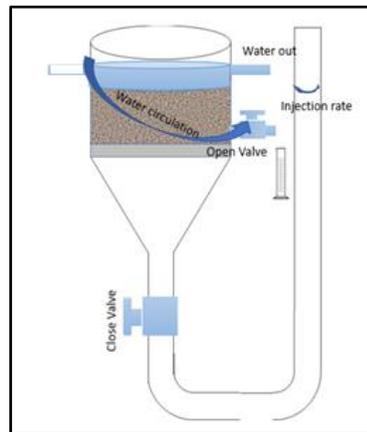
Procedimiento:

- Llenar el sistema de agua hasta el límite del diafragma, asegurando que no se formen burbujas.

- Se mide 200 [cm³] de arena 30-100 y se depositan lentamente en el sistema, se mide en la bureta directamente el valor de la arena seca.
- Subimos la bureta para saturar el sistema y que el agua llegue hasta el tope de la arena, tomamos la medida directa de la arena saturada.
- Volumen Poroso = medida de la arena saturada – medida de la arena seca.
- Trazamos una escala en el soporte universal de: 2, 4, 8, 16, 24, 32, 40, 48, 56, 64, 72, 80 [cm]. Para el drenaje, bajamos la bureta al primer punto (2 [cm]) y esperamos a que estabilice el sistema y tomamos la medida del volumen.
- Reportamos 2 como valor de la presión y la saturación de agua: $S_w = (\text{Volumen poroso} - \text{volumen evacuado}) / \text{volumen poroso}$. Se repite los pasos para los demás puntos definidos.
- Para la imbibición, subimos la bureta por los puntos definidos hasta que el sistema estabilice.
- De igual forma reportamos el valor de la presión y el volumen desplazado. Utilizamos la misma ecuación de S_w .
- Graficamos las curvas de drenaje e imbibición.

2. Medición de la Permeabilidad

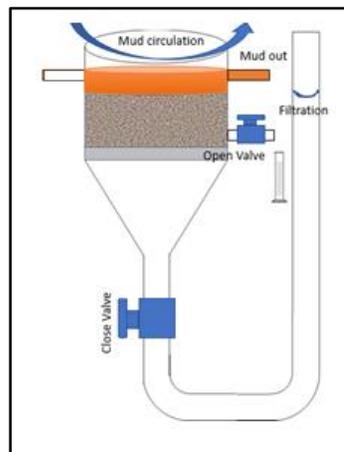
Metodología experimental adaptada de Lopera S., 2009



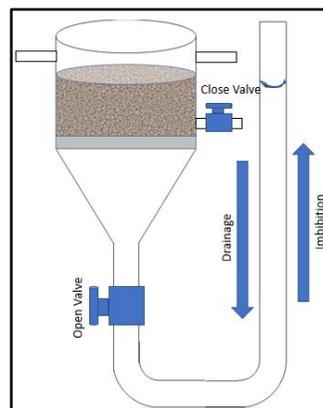
- i. Utilizando el mismo montaje, para esta prueba debemos cerrar la válvula que conecta con la bureta.

- ii. Medir y asegurar un volumen de agua sobre la arena, abrir la válvula de la pera y estabilizar un caudal de ingreso al embudo.
- iii. Abrir la válvula lateral del embudo, dejar fluir y tomar el tiempo hasta que estabilice (vamos a medir para cada 5 [mL]).
- iv. El dato de tiempo obtenido lo introducimos en la ecuación de caudal y posterior en la de permeabilidad.

3. Medición del volumen filtrado de la circulación del lodo de perforación (blanco) sobre la cara de la arena.



- v. Hacemos circular lodo por la cara de la arena hasta estabilizar un caudal que asegure un volumen por sobre la arena (colchón de fluido).
- vi. Abrimos la válvula lateral y medimos el filtrado en una probeta; tomamos el tiempo hasta que estabilice o hasta que no haya más volumen filtrado.
- vii. Graficar el volumen filtrado vs. tiempo.



4. Medición de Presión capilar vs. Saturación de agua (drenaje e imbibición) después del daño con lodo.

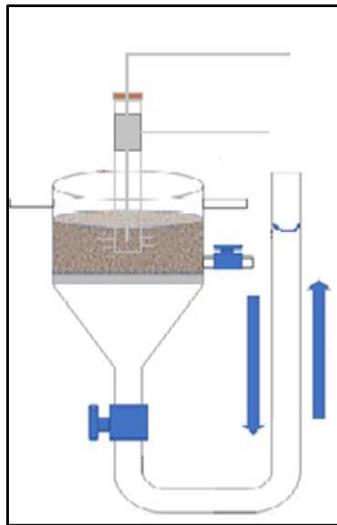
Para esta medición se abre la válvula que conecta el embudo con la bureta y se repite el procedimiento del paso 1.

5. Medición de la permeabilidad de la arena después del daño con lodo.

Se repite el paso 2.

6. Repetimos los pasos anteriores para el lodo con la mejor concentración que se obtuvo de las pruebas estáticas.

Pruebas para Evaluar el Daño con Lodo de Perforación de Pozo a Yacimiento (radial)



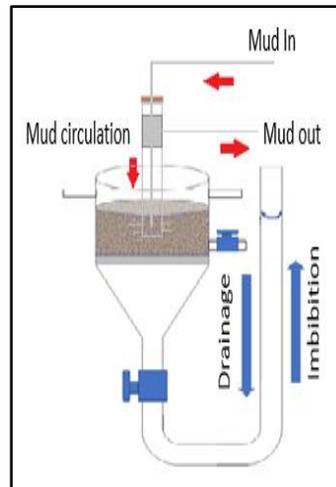
7. Medición de Presión capilar vs. Saturación de agua (drenaje e imbibición).

Utilizamos los equipos del paso 1., adicionamos al montaje un tubo conductor de 0.76 [cm], que introduciremos 5 [cm] en la arena con una línea que ingresa en el conductor de 1/8", un tapón por encima del conductor, y otra línea de 1/4" para la salida de los fluidos. Montaje y Metodología experimental adaptada de Lopera S., 2009.

Seguimos los mismos pasos del punto 1. para la medición de la presión capilar.

8. Medición de la permeabilidad de la arena.

Repetimos el paso 2.



9. Medición del volumen filtrado de la circulación del lodo de perforación base agua (blanco).

Para este montaje inyectamos con una bomba (1500 psi) el lodo por la línea de 1/8" a un caudal de 10 [mL], hasta que establezca el volumen filtrado o hasta que no tengamos filtrado.

Repetimos el paso 3.

10. Medición de Presión capilar vs. Saturación de agua (drenaje e imbibición) después del daño con lodo.

Repetir el paso 7.

11. Medición de la permeabilidad de la arena después del daño con lodo.

Repetir el paso 8.

12. Repetimos los pasos anteriores para el lodo con la mejor concentración de nanopartículas.

Bibliografía

- [1] Refsdal, I., and Urdahl, O. "Technical Integrity Management in Statoil." *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference*. Society of Petroleum Engineers, 2014.
- [2] Lang, K., Burnett, N., Allan, D., and Fergusson, A. M. "The Good Practices in HS&E Management of Contractors." *SPE Asia Pacific Health, Safety and Environment Conference and Exhibition*. Society of Petroleum Engineers, 2005
- [3] Zakaria, Mohammad, Maen M. Husein, and Geir Harland. "Novel Nanoparticle-based Drilling Fluid with Improved Characteristics." *SPE International Oilfield Nanotechnology Conference and Exhibition*. Society of Petroleum Engineers, 2012.
- [4] Fink, Johannes. "Water-based Chemicals and Technology for Drilling, Completion, and Workover Fluids." Gulf Professional Publishing, 2015.
- [5] Lacewell, Jason L., and David B. Burnett. "Correlating Good Well Design, Drilling and Cleanup Practices with High Well Productivity." *SPE/CIM International Conference on Horizontal Well Technology*. Society of Petroleum Engineers, 2000.
- [6] Abraham, W. Null. "The Functions of Mud Fluids Used in Rotary Drilling." *1st World Petroleum Congress*. World Petroleum Congress, 1933.
- [7] Bland, R. G., J. W. Reeve, and G. A. McNair. "Rotary Steerable Drilling Fluid." *SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition*. Society of Petroleum Engineers, 2001.
- [8] Forero García, A. "Evaluación de Diferentes Sistemas de Lodos de Perforación para Disminuir el Daño de Formación en un Campo de Crudo Pesado." *Diss. Universidad Nacional de Colombia-Sede Medellín*, 2016.
- [9] Jensen, B., et al. "Application of Water Based Drilling Fluid-Total Fluid Management." *IADC/SPE Drilling Conference*. Society of Petroleum Engineers, 2004.

- [10] Abdo J. and Haneef M. D., "Nanoparticles: Promising Solutions to Overcome Stern Drilling Problems," *Mechanical and Industrial Engineering Department. NSTI-Nanotech* 2010, vol. 3, pp. 635–638.
- [11] Saboori, R., et al. "Decreasing of Water Loss and Mud Cake Thickness by CMC Nanoparticles in Mud Drilling." *International Journal of Nano Dimension* 3.2 (2012): 101-104.
- [12] Hoelscher, Katherine Price, et al. "Application of Nanotechnology in Drilling Fluids." *SPE International Oilfield Nanotechnology Conference and Exhibition*. Society of Petroleum Engineers, 2012.
- [13] Javeri, Saket Mahesh, Zishaan Muhamad Wajid Haindade, and Chaitanya Bhalchandra Jere. "Mitigating Loss Circulation and Differential Sticking Problems Using Silicon Nanoparticles." *SPE/IADC Middle East Drilling Technology Conference and Exhibition*. Society of Petroleum Engineers, 2011.
- [14] Jung, Youngsoo, et al. "Effect of Nanoparticle-additives on the Rheological Properties of Clay-based Fluids at High Temperature and High Pressure." *AADE National Technical Conference and Exhibition*, Texas, USA, 2011.
- [15] Cedola, A. E., et al. "Nanoparticles in Weighted Water Based Drilling Fluids Increase Loss Gradient." *50th US Rock Mechanics/Geomechanics Symposium*. American Rock Mechanics Association, 2016.
- [16] Aftab A., Ismail A., Khokhar S., Ibupoto Z. "Novel Zinc Oxide Nanoparticles Deposited Acrylamide Composite used for Enhancing the Performance of Water-based Drilling Fluids at Elevated Temperatura Conditions. " *Journal of Petroleum Science and Engeneering*. 2016.
- [17] Abdo J., Zaier R., Hassan E., AL-Sharji H., Al-Shabibi A. "ZnO-clay Nanocomposites for Enhance Drilling at HTHP Conditions, " *Surface Interface Analysis*, 2014.
- [18] Abdo J., Haneef M. "Clay Nanoparticles Modified Drilling Fluids for Drilling of Deep Hydrocarbon Wells, " *Applied Clay Science*, 2013.
- [19] Song K., Wu Q., Li M., Ren S., Dong L., Zhang X., Lei T., Kojima Y. "Water-based Bentonite Drilling Fluids Modified by Novel Biopolymerfor Minimizing Fluid Loss and

- Formation Damage. " *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 2016.
- [20] B. Bennion, "An Overview of Formation Damage Mechanisms Causing a Reduction in the Productivity and Injectivity of Oil and Gas Producing Formations," *Journal of Canadian Petroleum Technology*, vol. 41, no. 11, 2002.
- [21] D. F. Baker Hughes, *Drilling Fluids Reference Manual*. Baker Hughes, 2006.
- [22] Schlumberger, "Schlumberger Oilfield Glossary." [Online]. Available: <http://www.glossary.oilfield.slb.com>. [Accessed: Agosto-2017].
- [23] El Hadji Mamour Sakho, Elaheh Allahyari, and Oluwatobi S. Oluwafemi. "Dynamic Light Scattering (DLS)." *Thermal and Rheological Measurement Techniques for Nanomaterials Characterization 3* (2017): 37.
- [24] Ling, Kegang, et al. "A Comprehensive Approach to Estimate Invasion Radius of Mud Filtrate to Evaluate Formation Damage Caused by Overbalanced Drilling." *SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control*. Society of Petroleum Engineers, 2014.
- [25] D. B. Bennion, et al., "Special Core Analysis Designed to Minimize Formation Damage Associated with Vertical/Horizontal Drilling Applications." 1999.
- [26] Dahman, Yaser. "Nanotechnology and Functional Materials for Engineers." *A volume in Micro and Nano Technologies*, 2017.
- [27] Cheraghian G., Hemmati M., Masihi M., Bazgir S. "An Experimental Investigation of the Enhanced Oil Recovery and Improved Performance of Drilling Fluids Using Titanium Dioxide and Fumed Silica Nanoparticles." *Journal of Nanostructure in Chemistry*. 2013.
- [28] Hoelscher, Katherine Price, et al. "Nanotechnology Application in Drilling Fluids." *Offshore Mediterranean Conference and Exhibition*. Offshore Mediterranean Conference, 2013.
- [29] Fleming, Niall. "Technology Focus: Nanotechnology." *Journal of Petroleum Technology* 66.02 (2014): 116-116.
- [30] Mao H., Qiu Z., Shen Z., Huang W. "Hydrophobic Associated Polymer Based Silica Nanoparticles Composite with Core-shell Structure as a Filtrate Reducer for Drilling Fluid at Ultra-high Temperature." *Journal of Petroleum Science and Engeneering*, 2015.
- [31] Betancur S., Alzate G., Cortés F. "Mejoramiento de los Fluidos de Perforación Utilizando Nanopartículas Funcionalizadas: Reducción de las Pérdidas de Filtrado y del Espesor de la Retorta. " *Boletín Ciencias de la Tierra*, 2014, Nro. 35.

- [32] Ospina Gómez, Natalia. "Evaluación de la Aplicación de Nanofluidos para Mejoramiento In-Situ del Crudo Pesado." *Diss. Universidad Nacional de Colombia-Sede Medellín*, 2015.
- [33] Jaramillo Gómez, Natalia Isabel. "Encapsulación de un Fármaco en Nanopartículas de Sílice Sintetizadas Vía Sol-gel Asistido por Microemulsión de Micelas Inversas." *Diss. Universidad Nacional de Colombia-Sede Medellín*, 2014.
- [34] Mahmoud, Omar, et al. "Nanoparticle-based Drilling Fluids for Minimizing Formation Damage in HP/HT Applications." *SPE International Conference and Exhibition on Formation Damage Control*. Society of Petroleum Engineers, 2016.
- [35] Hench, Larry L., and Jon K. West. "The Sol-gel Process." *Chemical reviews* 90.1 (1990): 33-72.
- [36] Odedele, T. O. "Synthesis and Applications of Nanomaterials in Enhanced Oil recovery." *SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition*. Society of Petroleum Engineers, 2014.
- [37] Najafiazar, Bahador, et al. "Transport Properties of Functionalised Silica Nanoparticles in Porous Media." *SPE Bergen One Day Seminar*. Society of Petroleum Engineers, 2016.
- [38] Alaskar, Mohammed N., et al. "Nanoparticle and Microparticle Flow in Porous and Fractured Media-An Experimental Study." *SPE Journal*, 2012.
- [39] Socrates, George. "Infrared and Raman Characteristic Group Frequencies: Tables and Charts". *John Wiley & Sons*, 2004.
- [40] Beganskienė, Aldona, et al. "FTIR, TEM and NMR Investigations of Stöber Silica Nanoparticles." *Mater Sci (Medžiagotyra)* 10 (2004): 287-290.
- [41] Bates, J. B. "Fourier Transform Infrared Spectroscopy." *Science* 191.4222 (1976): 31-37.
- [42] Hakim, Luis F., et al. "Nanocoating Individual Silica Nanoparticles by Atomic Layer Deposition in a Fluidized Bed Reactor." *Chemical Vapor Deposition* 11.10 (2005): 420-425.
- [43] Lopera S., "Análisis Petrofísicos Básicos y Especiales Capítulo 7 Capilaridad Y Presión Capilar". 2009.

- [44] Li M., Wu Q., Song K., De Hoop C., Lee S., Qing Y., Wu Y. "Cellulose Nanocrystals and Polyanionic Cellulose as Additives in Bentonite Water-based Drilling Fluids: Rheological Modeling and Filtration Mechanisms, " *Industrial and Engineering Chemistry Research*, 2015.
- [45] API American Petroleum Institute, API RP 13 B-1 – "Recommended Practice for Field Testing Water-based Drilling Fluids," *API RP 13 B-1*, 2009.
- [46] Salehi, Saeed, et al. "Study of Filtrate and Mud Cake Characterization in HPHT: Implications for Formation Damage Control." *SPE European Formation Damage Conference and Exhibition*. Society of Petroleum Engineers, 2015.
- [47] Hoo, Christopher M., et al. "A Comparison of Atomic Force Microscopy (AFM) and Dynamic Light Scattering (DLS) Methods to Characterize Nanoparticle Size Distributions." *Journal of Nanoparticle Research* 10.1 (2008): 89-96.
- [48] Cao, A. "Light Scattering. Recent Applications." *Analytical Letters* 36.15 (2003): 3185-3225.
- [49] Pecora, R. "Dynamic Light Scattering Measurement of Nanometer Particles in Liquids." *Journal of Nanoparticle Research* 2.2 (2000): 123-131.
- [50] Zanella, Rodolfo. "Metodologías para la síntesis de nanopartículas: controlando forma y tamaño." *Mundo Nano. Revista Interdisciplinaria en Nanociencia y Nanotecnología* 5.1 (2012).