



UNIVERSIDAD
NACIONAL
DE COLOMBIA

Evaluación del efecto de las nano- partículas de alúmina y sílice presentes en el filtrado del lodo para la inhibición de finos y la preservación de la humectabilidad al agua en un campo de los Llanos Orientales.

Diana del Pilar Ruiz Rozo

Universidad Nacional de Colombia, Sede Medellín

Facultad de Minas

Medellín, Colombia

2020

Evaluación del efecto de las nanopartículas de alúmina y sílice presentes en el filtrado del lodo para la inhibición de finos y la preservación de la humectabilidad al agua en un campo de los Llanos Orientales.

Diana del Pilar Ruiz Rozo

Tesis o trabajo de profundización presentado como requisito parcial para optar al título de:
Magister en Ingeniería de Petróleos

Director (a):
PhD. Camilo Franco Ariza

Grupo de Investigación
Fenómenos de Superficie – Michael Polanyi

Universidad Nacional de Colombia, sede Medellín
Facultad de Minas
Medellín, Colombia
2020

Dedicatoria

A mis hijos Luciana y Josué mi gran fuente de inspiración

A mi esposo por su paciencia, amor y apoyo

A mi madre quien siempre está impulsándome

A mi abuela quien me enseñó a ir más allá

A mis hermanos, familia y amigos quienes buscan a diario alcanzar sus metas

“Quien persevera en cumplir sus sueños lo hace, no los dejes para después y compite contigo mismo si es necesario”.

Agradecimientos

A Hocol S.A. especialmente a los Ingenieros Angela Forero y Aldemar Tengonó de la jefatura de Gestión de fluidos por permitirme hacer parte del proyecto, también a la Vicepresidencia de Exploración por su apoyo.

A mi director de tesis PhD. Camilo Andrés Franco Ariza, por su orientación.

Al profesor PhD Farid B. Cortes por sus asesorías.

Al profesor PhD Sergio Lopera con quien aprendí temas valiosos de Economía, Política, Petrofísica.

A los valiosos aportes de la ingeniera Johana Vargas Clavijo.

Por último, también quiero agradecer a todas aquellas personas que me han impactado personal y profesionalmente a lo largo de este recorrido.

Resumen

Mejorar la calidad de los fluidos de perforación ha sido objeto de diferentes estudios en la búsqueda de reducción del daño de formación causado por la invasión de líquidos y sólidos que ocurre durante las operaciones de perforación de pozos. Si bien el enfoque dado hasta la actualidad a las investigaciones resulta ser conveniente, es necesario abordar el tema de la invasión de fluidos en la formación como una oportunidad para posicionar agentes estimulantes como las nanopartículas. Teniendo en cuenta la alta capacidad adsorptiva de las nanopartículas y los fenómenos a tratar en este trabajo —como son la inhibición de la migración de finos y la preservación de la humectabilidad—, se emplearon, durante la evaluación, las nanopartículas de sílice (Si) y Alúmina (Al) [1,2]. La metodología experimental inicia con pruebas HPHT en lodos frescos y rolados obteniendo 17% de reducción del volumen de filtración a la concentración óptima de 500 ppm para ambas nanopartículas. Continuando con las pruebas estáticas, se realiza la medición de ángulos de contacto y pruebas de imbibición espontánea empleando los núcleos y fluidos de la Formación Carbonera. También se desarrollan pruebas de retención de finos teniendo en cuenta la información de la composición mineralógica de la Formación Carbonera y se emplean lechos adsorbentes preparados con arena Ottawa. Con los resultados obtenidos de las tres pruebas se concluye que la nanopartícula de mejor desempeño es la de alúmina (Al). Por último, se realizan las pruebas dinámicas utilizando núcleos, fluidos e información de presión y temperatura de la Formación Carbonera para las mediciones de permeabilidad efectiva al aceite, permeabilidad relativa, recobro de aceite y determinación de tasas críticas. Los resultados obtenidos muestran un aumento del 12% en el recobro de aceite y del 40% en la velocidad crítica del aceite con respecto a los resultados del medio poroso sin tratar, demostrando así la eficacia del tratamiento con nanopartículas de alúmina (Al) en una concentración de 500 ppm para preservar la mojabilidad al agua y la inhibición del desprendimiento, migración y aglomeración de finos.

Palabras clave: nanopartículas, migración de finos, mojabilidad, filtrado

Abstract

Evaluation of the effect of the alumina and silica nanoparticles presented in the mud filtering for the inhibition of fines and the preservation of water wettability in a Llanos Orientales Field

Previous research has been focused on improving the drilling fluids and reducing formation damage due to mud-filtrate invasion. However, in this study I propose the usage of nanomaterials as additives in the drilling fluid and filtrate, helping to place the nanoparticles as stimulating agents in the reservoir. Taking into account the high adsorptive capacity of the nanoparticles and the phenomena involved in this work, such as inhibition of fines migration and wettability preservation, I used in this procedure Silica (Si) and Alumina (Al) nanoparticles. The experimental methodology begins with the HPHT test and establishes 500 ppm as an optimal concentration for both types of nanoparticles, by reducing in 17% the filtrate volume. The effect of nanoparticles on the wettability alteration is evaluated by static tests such as contact angle and imbibition tests, using core plugs and information about Carbonera Formation. The static method used to evaluate the effectiveness of nanoparticles in mitigating fines migration is a bed-adsorption system packed with Ottawa Sand which takes into account the information from the mineralogy of the Carbonera Formation. All static tests shows that the Alumina (Al) nanoparticle has the best performance to mitigate the fines migration and to preserve the water-wet wettability. The dynamic methods to demonstrate the effectiveness of using the nanoparticle is are oil effective permeability, relative permeability curves, oil recovery curve and oil and water critical rates. These results provide valuable information on how the application of Alumina (Al) nanoparticles can help reduce fines migration and preserve wettability of wet water with a 12% increase in oil recovery and 40% in critical oil rate.

Keywords: Nanoparticles fines migration, wettability, filtrate.

Contenido

Resumen	IX
Abstract	X
Introducción	13
1. Estado del Arte	15
2. Aspectos Teóricos	20
2.1 Daño de Formación	20
2.2 Migración de finos	21
2.3 Procesos que intervienen en la migración de finos	23
2.4 Humectabilidad.....	26
2.5 Permeabilidad absoluta, permeabilidad efectiva y permeabilidades relativas	27
2.6 Remoción De Acuerdo Al Tipo De Daño	28
2.6.1 Cambio de humectabilidad	28
2.6.2. Migración de finos	28
3. Metodología Experimental	31
3.1 Síntesis de nanopartículas de sílice y alúmina	31
3.2 Caracterización nanopartículas sílice y alúmina.....	31
3.2.1 Diámetro de la partícula	31
3.2.2 Identificación de grupos Funcionales	32
3.2.3 Estabilidad Térmica de las nanopartículas en el tiempo.....	32
3.2.4 Determinación del potencial Z y estimación del punto de carga cero.....	32
3.3 Pruebas Estáticas	33
3.3.1 Selección concentración óptima de las nanopartículas	33
3.3.2 Evaluación Humectabilidad mediante ángulo de contacto	34
3.3.3 Evaluación Humectabilidad mediante Imbibición espontánea.....	35
3.3.4 Migración de Finos- Prueba de lechos fijos.....	36
3.4 Pruebas Dinámicas.....	37
3.4.1 Curvas de Permeabilidad efectiva, relativas y de recobro.....	37
3.4.2 Pruebas de tasa crítica	38
3.5 Diseño Prueba Piloto en Campo de Estudio.	38
4. Resultados Y Discusión.....	40
4.1 Caracterización nanopartículas sílice y alúmina.....	40
4.1.1 Diámetro de la partícula:	40
4.1.2 Identificación de grupos Funcionales:	40

4.1.3 Estabilidad Térmica de las nanopartículas en el tiempo.....	41
4.1.4 Determinación del potencial Z y estimación del punto de carga cero.....	42
4.2 Selección de la concentración Óptima de las Nanopartículas	43
4.3 Pruebas estáticas	45
4.3.1 Evaluación Humectabilidad mediante ángulo de contacto:	45
4.3.2 Evaluación Humectabilidad mediante Imbibición espontánea:.....	46
4.3.4 Migración de Finos- Prueba de lechos fijos.....	47
4.4 Pruebas Dinámicas.....	48
4.4.1 Curvas de Permeabilidad efectiva al aceite:.....	48
4.4.2 Curvas de Permeabilidad relativa y de recobro.....	49
4.4.3 Curvas de Tasas críticas	51
5. Conclusiones y Recomendaciones	54
5.2 Recomendaciones.....	55
6 Bibliografía.....	56
Publicaciones	60
Anexos.....	61
7.1 Lista de figuras.....	61
7.2 Lista de tablas.....	64

Introducción

Desde comienzos del siglo XXI la industria de los hidrocarburos en Colombia ha sufrido grandes cambios, debido tanto a la creación de la ANH (Agencia Nacional de Hidrocarburos), como al aumento en el precio del barril durante los años 2004 al 2014, debido a estos eventos las compañías encargadas de la exploración y producción han aumentado sus esfuerzos para el incremento en el volumen de extracción empleando nuevas tecnologías.

Durante la etapa de perforación de los pozos es importante tener un adecuado diseño de los fluidos a emplear dado que deben garantizar la generación de revoques competentes e impermeables, capaces de reducir el volumen de filtración para lo cual se adicionan agentes sólidos al fluido de perforación, los mismos deben ser diseñados con el tamaño y concentración adecuados para que actúen como materiales puenteantes [3,4]. Si bien el diseño óptimo de los materiales de puenteo reduce el volumen de filtrado que va hacia la formación, se continúa presentando filtración y por ende impactos que se traducen en cambios de humectabilidad, inestabilidad de arcillas que favorecen la migración de finos, entre otros [5,6,7].

La presencia de migración de sedimentos finos en los pozos resulta ser de gran impacto, dado que ocasiona disminución en su productividad por taponamiento de las gargantas de poro, pérdidas de producción por paradas de mantenimiento y afectación a los equipos de manejo de fluidos tanto en fondo como en superficie, por lo tanto es importante conocer la composición mineralógica de la formación a explotar, para definir los tratamientos adecuados a emplear para la reducción de la ocurrencia de la migración de finos.

Al igual que la migración de finos, los cambios en la humectabilidad del medio poroso también causan impacto en la productividad de un yacimiento petrolífero, siendo la humectabilidad un indicador de la adhesión relativa de fluidos a una superficie sólida, es determinada a partir de ángulos de contacto donde el fluido con menos ángulo es el que se extiende más en la superficie y por tanto se considera como la fase mojanter. En el sistema de poros la fase humectante recubre la superficie de los poros con una delgada película, la recuperación final y el comportamiento de las permeabilidades relativas del sistema dependen en gran medida del comportamiento de humectabilidad de la roca [8].

Para el caso de yacimientos intervenidos por fluidos que causan el cambio de mojabilidad a aceite, se favorece la movilidad del agua desde los poros hacia el pozo productor, disminuyendo la ventana de saturación de petróleo, afectando así el recobro de este fluido. En algunos estudios se establece que el flujo de la fase mojante favorece la migración de finos [9] debido a que las fuerzas de arrastre que ejerce son mayores a las fuerzas de cohesión finos-matriz [10].

A causa de la problemática que se origina por los eventos antes descritos, la presente evaluación tiene como objetivo analizar el desempeño de la nanotecnología en la mitigación de los cambios de humectabilidad y estabilización de finos en el yacimiento, de tal manera que se favorezca la productividad de la formación analizada.

Para el desarrollo de la evaluación se escogió la formación Carbonera de un campo productor de petróleo ubicado en la cuenca de los Llanos orientales debido a que los pozos perforados allí producen altas tasas de agua y dentro de la composición mineralógica de la formación evaluada están presentes los minerales de caolinita, los cuales tienen tendencia a la migración, debido a su capacidad de intercambio catiónico [11].

Con el fin de mitigar los daños causados por el filtrado del lodo en las zonas de invasión, se tiene como objetivo del presente estudio evaluar el efecto que tienen las nanopartículas de sílice (SiO_2), alúmina (Al_2O_3) primero con el fluido de perforación y luego al ir mezcladas en el filtrado del lodo hacia la formación, para el favorecimiento de la mojabilidad del medio al agua y adicionalmente en la inhibición del flujo de finos, aprovechando en la capacidad adsortiva que tienen las nanopartículas [1, 12].

Para cumplir con este objetivo la metodología desarrollada durante la presente tesis inicia con las síntesis de las nanopartículas de aluminio y sílice escogidas debido a que sus condiciones químicas favorecen la humectabilidad del medio al agua, y a que su capacidad adsortiva y de modificación del punto de carga cero son candidatas a inhibir la migración de finos. Posteriormente se realiza la medición de las propiedades del filtrado con y sin nano partículas empleando pruebas estáticas tales como ángulo de contacto, imbibición y retención de finos. También se realizan pruebas dinámicas tales como las curvas de permeabilidades efectivas, curvas de permeabilidad relativa y de recobro mediante las cuales se evalúa el comportamiento del flujo de fluidos a través del medio poroso afectado por el filtrado del lodo con y sin nanopartículas. Finalmente se establece el efecto de la presencia de las nanopartículas en la estabilización de finos con la medición de la tasa crítica.

1.Estado del Arte

La construcción y terminación de un pozo, y en especial el tipo de fluido usado en la fase de perforación y en su desarrollo, generan resultados que impactan en la productividad y en la viabilidad de aplicación de proyectos de recuperación primaria y secundaria; en muchos campos en desarrollo de Colombia, se ha evidenciado el impacto que tiene un diseño inadecuado de fluido de perforación en donde a pesar de múltiples trabajos de estimulación hidráulica, re-cañoneos, cementaciones remediales no ha sido posible reducir el daño de formación causado desde la etapa de perforación ni recuperar su productividad.

Durante la construcción de pozos el diseño óptimo del fluido de perforación es vital para el éxito de un pozo, por lo cual una vez analizadas las propiedades mecánicas de la roca a perforar subsecuentemente se debe realizar el diseño óptimo del fluido de perforación con base en parámetros como la resistencia, concentración, tamaño y tipo de material, además de su grado de degradación.

Adicional a las propiedades físicas y mecánicas del material, es importante conocer las zonas que involucran el contacto con el fluido de perforación, identificar si son zonas de interés y cuantificar el impacto en términos de productividad al circular el fluido de perforación con aditivos, pues para ciertos materiales el nivel de solubilidad es muy bajo, lo que representa una difícil remoción del material una vez cumplido el objetivo, generando así un posible daño de formación. Si bien se ha avanzado en el mejoramiento del diseño de los fluidos que interactúan con la formación productora para minimizar el impacto generado, estos continúan generando impacto en la productividad de los pozos.

Para el mejoramiento de la productividad de los pozos con presencia de daño de formación una de las técnicas usadas es la estimulación hidráulica, mediante la cual se pretende generar caminos permeables entre la formación productora y el pozo. Otra técnica es la estimulación química que tiene por objetivo mitigar la migración de finos, restaurar la mojabilidad del medio, además de otros factores que permiten favorecer la productividad del pozo. En la búsqueda por remover con mayor eficiencia el daño en la formación generado por los procesos de perforación, producción e inyección se ha venido investigando por parte de Universidades y Consorcios la incorporación de la nanotecnología, la cual ha tenido resultados satisfactorios

en industrias como las telecomunicaciones, electrónica, farmacéutica, cosmética, deportiva y de recreación, en dichas industrias el enfoque de su utilización se mide en términos de resistencia, uniformidad y actividad superficial. Aunque en general, en la industria petrolera su énfasis se entendería que estuviese relacionado con la construcción o en la resistencia de materiales y no en el área de fluidos de perforación, sin embargo, durante años se ha agregado bentonita a los fluidos de perforación junto con otros sólidos coloidales de tamaño nanométrico, a partir de esta condición Hoelscher et al. [13] evalúan el desempeño de las propiedades únicas de las nanopartículas al ser incorporadas en la formulación de lodo de perforación.

Aunque experimentalmente se sabe que existen beneficios de aplicar la nanotecnología en los procesos de la industria petrolera, es fundamental documentarse y establecer su manejo en cuanto a HSE (Salud, Seguridad Industrial y Ambiente) cuando se realice su aplicación en campo [13].

La nanotecnología utilizada como aditivo en fluidos de perforación ha sido objeto de investigación en la búsqueda por desarrollar productos más eficientes y ver qué beneficios puede traer en el área de la reología, la pérdida de fluidos, la estabilidad de las arcillas para los fluidos de perforación. Para que se lograra el éxito en su aplicación se espera que alcance los resultados que las químicas convencionales/actuales no proveen y se aproveche su condición de tamaño (nano). Los resultados obtenidos en la aplicación de nanopartículas en el lodo que evitan la invasión del filtrado en las lutitas son interesantes dado que se está evitando problemas comunes que se presentan durante la perforación como son hinchamientos, inestabilidad de hoyo. [13]

Ullo [14] sugirió que la nanotecnología debe ser considerada como una “caja de herramientas” de técnicas y tecnologías que permitirán alcanzar los objetivos planteados por la industria petrolera al proveerle soluciones químicas para llevar a cabo sus operaciones con menor impacto, incrementando así el rendimiento de las formaciones objetivo.

Debido a la capacidad de adsorción que tienen las nanopartículas se ha estudiado otra aplicación en la industria petrolera y ésta tiene que ver con un problema que impacta en todo el proceso desde el flujo del yacimiento hasta la entrega en refinería y es la migración de finos. La migración de finos el movimiento interno de partículas finas lo suficientemente pequeñas (<400 micras) dentro de la estructura porosa de una roca dando como resultado el puenteo y taponamiento de gargantas polares[15,16]. Las partículas finas que logran pasar al sistema de producción, lo erosionan causando impactos en los equipos de subsuelo, superficie y

transporte. Debido a todo lo descrito es importante mitigar la migración de finos, y según EzeuKwu et al. este fenómeno que ocurre por varios factores tales como la salinidad del fluido invasor, la tasa de invasión/inyección, pH, temperatura, polaridad del fluido , [17], tipo de arcilla siendo la caolinita la de mayor tendencia migratoria.

La migración de finos afecta la permeabilidad de la formación y por ende, impacta negativamente la productividad o inyectividad de los pozos[18]. La mejor forma de mitigar la migración de finos es manteniéndolos en su lugar de origen, es decir adheridos a la roca y esto se logra limitando la tasa de flujo por debajo de la tasa crítica [19]. Los finos son partículas hidrofílicas no consolidadas que se dispersan y mueven fácilmente en el medio acuoso, muestran tendencia a la aglomeración generando taponamiento de las gargantas de poro [20].

Habibi et al. [21] emplea lechos empacados para evaluar la eficiencia de las nanopartículas de sílice (SiO_2), alúmina (Al_2O_3) y óxido de Magnesio (MgO) para el control de migración de finos, ellos mencionan que tanto el estudio de las interacciones entre finos y las superficies de las gargantas de poro, como la investigación de las fuerzas que la gobiernan son factores importantes a considerar al describir el mecanismo del proceso de liberación de finos. Los principales tipos de fuerzas presentes en la interacción son la repulsión eléctrica de Born, fenómeno de doble capa (DLR) y la fuerza de atracción de London -Van der Waals (LVA). Es posible alterar estas fuerzas incorporando en el sistema nanopartículas, las cuales se ubican en la superficie aumentando las fuerzas de atracción en mayor magnitud en comparación con las fuerzas de repulsión. Lo anterior se traduce en que al incorporar nanopartículas al sistema se modifica la energía de interacción entre los finos y la matriz, es decir que la superficie recubierta de sílice tiene más capacidad para fijar finos que aquella que no la tiene[20].

Huang et al. [21] Realizaron experimentos en donde demostraron que los apuntalantes de fracturamiento recubiertos con una pequeña concentración de nanopartículas puede ayudar a prevenir la migración de finos y el posterior daño de formación, esto debido a las altas fuerzas superficiales tales como las fuerzas de Van der Waals y las fuerzas electrostáticas de las nanopartículas que actúan como mecanismo para la fijación de los finos. En el trabajo se realizan mediciones del potencial zeta con el fin de establecer las variaciones de la energía total al incorporar nanopartículas, adicionalmente se implementan imágenes de microscopio electrónico de barrido (SEM) con las cuales se observan cualitativamente la fijación de finos a las superficies con y sin tratamiento de nanopartículas.

Las nanopartículas que se utilizan para tratar el propante empleado en el control de la migración de finos suelen tener entre 1 a 100 nanómetros de tamaño, las más utilizadas tiene

35 nanómetros, debido a su tamaño relativamente pequeño en comparación con los tamaños de garganta de poro (en el orden de μm), el flujo de nanofluidos tiene efectos insignificantes en las estructuras de poro y la permeabilidad del yacimiento. Otra propiedad importante a tener en cuenta es que las nanopartículas poseen áreas de superficie extremadamente altas de aproximadamente $200 \text{ m}^2/\text{kg}$ por tanto poseen toda esta área disponible para realizar el trabajo de fijar finos a la matriz [22].

Existe otro factor impactante en el factor de recobro de un yacimiento petrolífero y es la humectabilidad del mismo, Sheshdeh et al. [8] enfoca su trabajo en investigar la eficiencia de aplicar nanopartículas para alterar la humectabilidad del medio. El uso de nanomateriales para la alteración de la humectabilidad se practica en placas de laboratorio y muestran una gran influencia en la recuperación de petróleo. Las nanopartículas más exitosas utilizadas para este propósito son nanosílice y nano-polisilicona, siendo las de sílice las que tornan el sistema más mojado al agua, mientras que la nano-polisilicona tiene la capacidad de alterar la humectabilidad cambiando el sistema de mojado por aceite a sistema mojado por agua, dependiendo en sí del tipo de nano polisilicona utilizada. También se establece durante los ensayos que el uso de metanol como fluido de acarreo para la nano polisilicona lo convierte en un surfactante fuerte con el cual se mejora aún más la recuperación de petróleo. Las nanopartículas muestran una gran eficiencia en la recuperación de petróleo, sin embargo, no se han utilizado a mayor escala para ver los resultados. Este estudio menciona que existe un problema con respecto a los nanomateriales, y radica en que sus métodos de síntesis resultan costosos por tanto la propagación de su uso será posible cuando el escenario del precio del petróleo lo permita, o mediante el desarrollo de proyectos a gran escala.

En otra evaluación realizada por Giraldo J et al. [23] se menciona que la alteración de la humectabilidad puede ocurrir en diferentes etapas durante la vida productiva de un reservorio, realizan una evaluación experimental sobre la efectividad de los nanofluidos a base de alúmina para alterar la humectabilidad de los núcleos de arenisca con una humectabilidad preferente al aceite; para ello preparan ocho nanofluidos con diferentes concentraciones de nanopartículas, que varían de 100 ppm a 10000 ppm, dispersando nanopartículas de alúmina en un tensoactivo comercial aniónico. Mediante ángulo de contacto y pruebas de imbibición se evalúa el efecto de los nanofluidos en la alteración de la humectabilidad, a partir de los ensayos se demuestra que efectivamente los nanofluidos evaluados cambian la humectabilidad del medio en donde están presentes. Como conclusiones generales se establece que las partículas de nano sílice hacen que el sistema se humedezca más con agua, mientras que la nano polisilicona puede alterar la humectabilidad de manera tal que el sistema cambia de mojado por aceite a mojado por agua, dependiendo del tipo de nano polisilicona

utilizada. El uso de metanol como fluido de acarreo de la nano polisilicona convirtió al metanol en un surfactante fuerte y mejoró aún más la recuperación de petróleo.

A partir de la revisión de estudios preliminares, se establece que, para el caso de estudio escogido referente a mitigación de finos, se ha empleado con resultados positivos las nanopartículas de Alúmina, de igual manera para la preservación de la humectabilidad se han empleado nanopartículas de Sílice. Para el caso de estudio se debe plantear una nanopartícula que cumpla con la función de mitigar la migración de finos y preservar la humectabilidad del medio al agua, lo cual no ha sido objeto de otras evaluaciones.

2. Aspectos Teóricos

En este capítulo se presentan los fundamentos teóricos sobre daño de formación, su origen, efecto de las nanopartículas para el proceso de su remoción y medidas de laboratorio para determinar la eficiencia de los tratamientos.

2.1 Daño de Formación

El daño de formación se refiere a la afectación de la permeabilidad de las formaciones que contienen petróleo por diferentes efectos y puede suceder durante las diversas fases como son perforación, producción, fracturamiento, operaciones de reparación, es causado por procesos químicos, físicos, biológicos y térmicos. El daño de formación reduce la productividad de los pozos impactando económicamente su desarrollo. Los experimentos de laboratorio son pasos importantes para alcanzar la comprensión de fenómenos involucrados en el daño de la formación y estos esfuerzos son necesarios para determinar estrategias para evitar y/o mitigar el daño de formación en yacimientos de petróleo [24].

Según lo expresado por Porter[25] y Mungan [26], el daño de formación no es reversible. Por lo tanto, es mejor evitar su formación en lugar de intentar restaurar la permeabilidad de la formación usando costosos métodos con éxitos inciertos en muchos casos.

Bennion y Thomas [15,16] describieron siete mecanismos de daño de formación:

- ✓ Migración de finos, por ejemplo, el movimiento interno de partículas finas dentro de la estructura porosa de una roca dando como resultado el puenteo y taponamiento de gargantas polares.
- ✓ Adsorción química / alteración de la humectabilidad, por ejemplo, invasión de filtrado que interactúa con componentes del fluido de yacimiento y cambia las características de humectabilidad y por ende el flujo de fluidos de una formación.
- ✓ Incompatibilidades fluido-fluido, por ejemplo, emulsiones generadas entre el filtrado de lodo a base de aceite y el agua de formación.
- ✓ Incompatibilidades fluido-roca, por ejemplo, contacto de arcilla potencialmente hinchable esméctica o caolinita con fluidos de perforación a base de agua lo cual puede reducir severamente la permeabilidad cercana a la cara del pozo.

- ✓ Invasión de sólidos, por ejemplo, la invasión de agentes sellantes empleados en los fluidos de perforación
- ✓ Bloqueo de fase, por ejemplo, la invasión y el entrapamiento de fluidos de perforación a base de agua en la región cercana al pozo de gas.
- ✓ Actividad biológica, por ejemplo, la introducción de agentes bacterianos en la formación durante la perforación, generando posteriormente limos poliméricos de polisacárido que reducen la permeabilidad en la zona cercana a la cara del pozo.

La mayoría de los tipos de daño antes descritos suceden durante la etapa de perforación debido a que el lodo empleado para la construcción del hoyo se filtra a través de las paredes del hoyo de manera estática evento que sucede cuando el fluido no está circulando y dinámica que acontece durante la circulación y es la que produce mayor impacto.

Debido al objeto de este documento se explica con mayor detalle lo concerniente a migración de finos y alteración de la humectabilidad.

2.2 Migración de finos

Procesos físicos, químicos, hidrodinámicos y mecánicos frecuentemente conducen a la generación, movilización, migración y depositación de partículas finas que a su vez causan daños en la formación productora. Agentes externos también pueden introducir partículas a la formación productora como por ejemplo los finos provenientes del lodo en una perforación sobrebalance [24].

Los mecanismos típicos de producción de partículas finas son liberación de los diferentes tipos de arcilla (illita, caolinita, esméctica, clorita, etc.) y otros materiales adheridos a la superficie de los poros, por acción fuerzas coloidales o fuerzas hidrodinámicas. Generación a partir de la deformación de la roca durante su compresión y dilatación, producida por la variación de los esfuerzos geomecánicos. Disolución química de los materiales de cementación de los granos durante las operaciones de acidificación. Reacciones químicas por procesos de recuperación mediante inyección de agua de mar. Precipitación por cambio de las condiciones termodinámicas y de composición de los fluidos por la disolución o liberación de los gases.[27]

De acuerdo con Wotjanowicz et al. [28] hay tres fuentes principales de partículas finas en las formaciones petrolíferas:

1. Invasión de partículas transportadas con los fluidos inyectados para perforación, completamiento, workover y procesos de recobro.
2. Movilización de partículas propias de la formación como resultado de la interacción e incompatibilidad de los fluidos inyectados al medio poroso con los fluidos presentes en la roca.
3. Producción de partículas debido a reacciones químicas y precipitaciones orgánicas e inorgánicas.
4. A medida que las partículas finas se mueven dentro del espacio poroso son capturados, retenidos y depositados dentro de esta matriz porosa, por tanto, ésta se altera reduciéndose su porosidad y permeabilidad, siendo este fenómeno conocido como daño y es cuantificado en función del deterioro de la permeabilidad. Los procesos a los que son sometidos las partículas finas se pueden clasificar como externos e internos y están representados esquemáticamente en la
5. . Los procesos externos ocurren en sobre la cara de la formación tales como estimulaciones hidráulicas, perforación sobrebalance, control de pozo para reacondicionamientos y los procesos internos suceden dentro del medio poroso y Civan los clasifica en tres grupos de acuerdo a donde se presentan: superficie de poro, garganta de poro, volumen de poro [24].

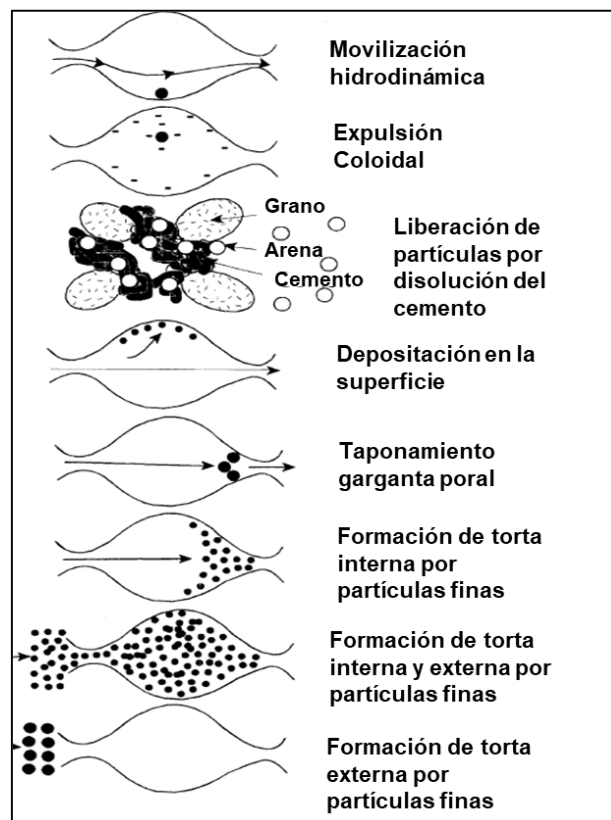


Figura 1 Procesos de las partículas finas [24]

2.3 Procesos que intervienen en la migración de finos

Ives [29] dentro de su evaluación clasifica las fuerzas que intervienen en el flujo de partículas en tres categorías de acuerdo con el mecanismo del que hacen parte, transporte, cohesión y repulsión. Dentro de las fuerzas relacionadas con el mecanismo de transporte se encuentran la inercia, la cual obliga a la partícula a mantener su movimiento en línea recta. La fuerza boyante en donde las partículas tienden a moverse en dirección a esta fuerza, fuerza centrífuga es la generada por la aceleración de origen externo, difusión o Movimiento Browniano se refiere al movimiento y dispersión irregular de las partículas de diámetro inferior a 1 mm en un medio líquido [30] y finalmente las fuerzas hidrodinámicas que son fuerzas secundarias generadas por el movimiento de las partículas[29].

En la segunda categoría, se encuentran las fuerza de cohesión, dentro de ellas están las Fuerzas de Van de Waals [29], las cuales se refieren a las fuerzas de atracción ejercidas por las ondas electromagnéticas generadas entre las moléculas o en partes de una moléculas distintas a las generadas en un enlace. La fuerza de fricción o de arrastre [29,31], esta se refiere a que a medida que las partículas se aproximan a la superficie del grano experimentan una resistencia al flujo porque deben desplazar radialmente el líquido de la superficie a medida que se adhieren al grano superficie[29].

En la categoría de las fuerzas de repulsión, se encuentra la fuerza de corte, de fricción o de arrastre y se presenta cuando el líquido que fluye sobre las partículas crea una fuerza de corte mayor a las fuerzas de atracción que unen las partículas a la superficie del grano logrando su separación y movilización. La doble capa de eléctrica pende de las condiciones iónicas del medio influenciadas por su pH, lo que se traduce en que cuando la partícula y la superficie del grano llevan las cargas electrostáticas del mismo signo se repelen; y la fuerza de repulsión de Born se genera como resultado de la superposición de las nubes electrónicas de los iones [28], es mínima a distancia grandes pero aumenta rápidamente a medida que los iones se aproximan. En la Figura 2 Fuerzas y vectores ejercidos sobre una partícula fina en la superficie del poro [22] presentan las fuerzas y momentos que actúan sobre una partícula ubicada en la superficie del grano (pared del poro) en el proceso de inyección de agua viscosa: la fuerza de arrastre (F_d) ejercida por el flujo de agua viscosa, la fuerza electrostática (F_e), la fuerza hidrodinámica (F_l) y la fuerza boyante (F_g). Entonces, la energía total entre los finos y la superficie del grano es la suma de Londres-van-der-Waals, la energía repulsiva de doble capa eléctrica y Energía de Born, descrita por el llamado DLVO (Derjagin — Landau — Verwey — Overbeek)[32]

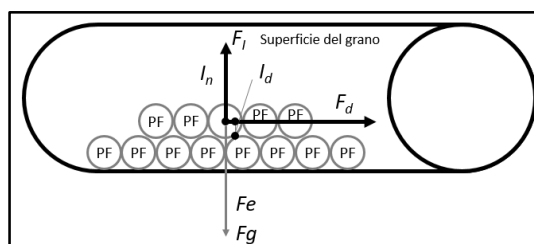


Figura 2 Fuerzas y vectores ejercidos sobre una partícula fina en la superficie del poro [22]

La teoría DLVO llamada así por Derjaguin, Landau, Verwey y Overbeek. Es la explicación de la estabilidad de la suspensión coloidal. Esta se basa en el equilibrio entre las fuerzas opuestas de repulsión electrostática y atracción tipo Van der Waals y explica porque algunos coloides se aglomeran mientras que otros no lo hacen. La repulsión electrostática llega a ser importante cuando los coloides se aproximan y la doble capa empieza a interferir. Se requiere energía para sobrepasar esta repulsión y forzar la unión entre partículas. Esta energía aumenta fuertemente cuando las partículas se acercan. Se usa una curva de repulsión electrostática para indicar la cantidad de energía que hay que vencer para que las partículas puedan ser forzadas a juntarse. Esta energía llega a un valor máximo cuando las partículas están casi juntas y disminuye a cero fuera de la doble capa. Su valor máximo está relacionado con el potencial de la superficie [33].

La atracción de Van der Waals entre los coloides es ciertamente el resultado de las fuerzas entre moléculas individuales de cada coloide. El efecto es aditivo; es decir, una molécula del primer coloide experimenta la atracción de Van der Waals de cada molécula del segundo coloide. Esto se repite para cada molécula del primer coloide y la fuerza total corresponde a la suma de todas ellas. Se usa una curva de energía de atracción para indicar la variación en las fuerzas de Van der Waals con la distribución entre las partículas [33].

La teoría DVLO explica la tendencia de los coloides a aglomerarse o permanecer separados al combinar la atracción de Van der Waals y la curva de repulsión electrostática: Figura 3, la curva combinada es llamada la energía neta de interacción. A cada distancia el pequeño valor se resta del mayor valor para obtener la energía neta. El valor neto se representa entonces arriba si es repulsivo o abajo si es atractivo, y así se forma la curva. La curva de interacción neta cambia siempre de atracción a repulsión y nuevamente a atracción. Si existe una zona repulsiva, entonces el punto de máxima energía de repulsión se llama la barrera de energía. La altura de esta barrera indica cuán estable es el sistema. Para aglomerar dos partículas que van a chocar estas deben tener suficiente energía cinética debido a su velocidad y masa,

como para sobrepasar dicha barrera. Si la barrera desaparece, entonces la interacción neta es totalmente atractiva y consecuentemente las partículas se aglomeran. Esta región interna es referida como la trampa de energía, pues los coloides pueden considerarse como sistemas unidos por fuerzas de Van der Waals. Dependiendo de nuestros propósitos es posible alterar el entorno del coloide para aumentar o disminuir la barrera energética. Varios métodos pueden ser usados para este propósito, tales como cambios en la atmósfera iónica, el pH o agregando compuestos activo para afectar directamente la carga del coloide. En cada caso la medida del potencial zeta indicará el efecto de la alteración, principalmente en su estabilidad. [33]

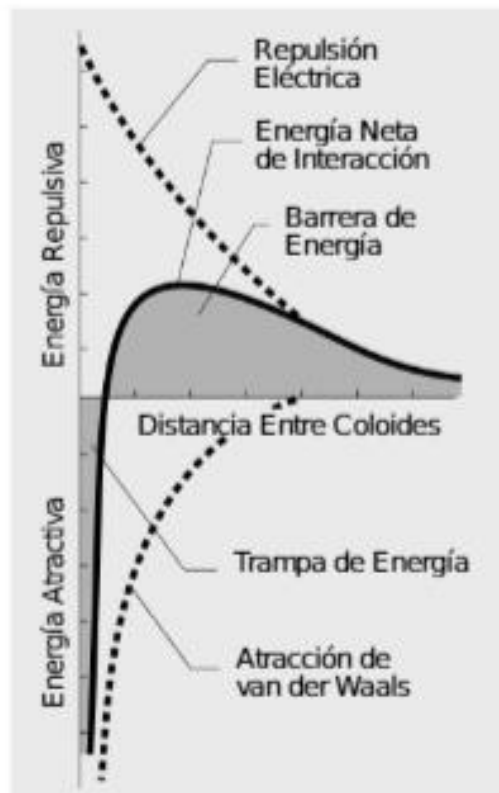


Figura 3. Fuerzas de Van der Waals [33]

El potencial *zeta* (Ver

Figura 4) es una medida de la magnitud de la repulsión o atracción electrostática entre las partículas, y es uno de los parámetros fundamentales que se sabe que afectan la estabilidad. Su medición aporta información sobre las causas de dispersión, agregación o floculación, puesto que indica cambios en el potencia de la superficie y las fuerza de repulsión entre los coloides. Con su medición se pueden aplicar para mejoras en la formulación de dispersiones, emulsiones y suspensiones[33].

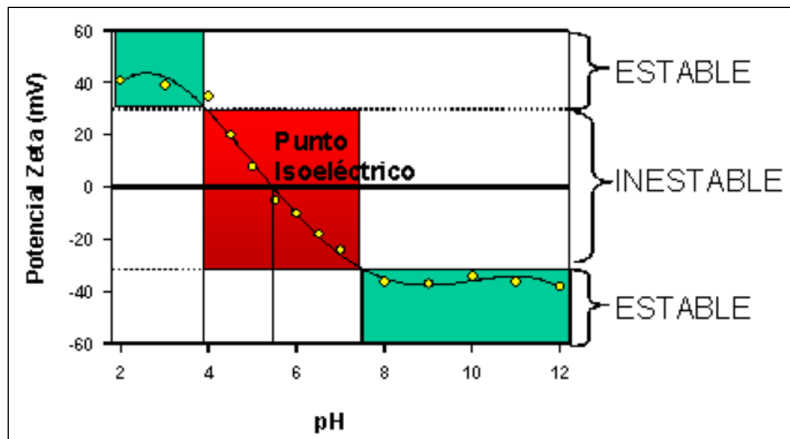


Figura 4 Potencial Zeta como función del pH [34]

2.4 Humectabilidad

La humectabilidad o mojabilidad es propia de cada sistema y es una indicación de la adhesión relativa de fluidos a una superficie sólida. En un sistema que incluye varios fluidos, el fluido con menos ángulo de contacto es el que se extiende más en la superficie y se considera como la fase humectante del sistema [8], aunque también depende del tipo de superficie en contacto. En el sistema de poros, la fase humectante ocupa los poros pequeños y recubre la superficie de los poros más grandes con una película delgada [35]. En los yacimientos petrolíferos los fluidos que existen en los espacios porosos son aceite, aguas y gas, sin embargo, el gas es una fase no mojante, por tanto, solamente el aceite y el agua son considerados como posibles fases mojantes. [36]

En un proceso de imbibición donde la fase mojante es el agua, la cual es inyectada para desplazar aceite, el agua tiende a ocupar los capilares de menor diámetro por tanto la fase mojante ocupa los de mayor diámetro y tiende a ubicarse en el centro de los mismo, por lo cual tiene mayor movilidad. A condiciones de saturación irreducible el fluido mojante tiene baja movilidad dentro del poro debido a la adhesión a las paredes del mismo, el fluido no mojante se ubica sobre la película mojante y por lo tanto fluye con mayor facilidad. [37]

Los tipos de mojabilidad dependen tanto de la naturaleza de la roca como de los fluidos presentes, se ha encontrado que el aceite contiene componentes polares, de composición asfáltica que facilitan la absorción sobre la superficie de la roca haciéndola humectable al aceite, esto depende también de la clase de roca presente (carbonatos, arcillas y/o sílice). Teniendo en cuenta el grado de mojabilidad el tipo puede variar desde fuertemente mojado por agua hasta fuertemente mojado por aceite. Existen casos que no hay preferencia mojante y se dice que la roca tiene una mojabilidad intermedia o neutra.[36]

Existen métodos cuantitativos y cualitativos para establecer la mojabilidad de un sistema, dentro de los métodos cuantitativos se encuentran el ángulo de contacto, método de Amott, Método de U.S.B.M (United State Bureau of Mines), combinado Amott U.S.B.M. y dentro de los cualitativos están método de Imbibición, de Flotación, de las Permeabilidades Relativas, de Adsorción de Tintes, de Relajación Magnético Nuclear, de Presiones Capilares, Capilarimétrico y de Capilar de Desplazamiento [36]

La recuperación final, la presión capilar y las permeabilidades relativas son las responsables de la forma de distribución de los fluidos en el medio poroso. La modificación de la humectabilidad de un yacimiento afecta las tasas de producción, las saturaciones residuales y el factor de recobro. [8]

2.5 Permeabilidad absoluta, permeabilidad efectiva y permeabilidades relativas

Para entender el comportamiento de los fluidos en el espacio poroso se hace necesario determinar la permeabilidad del medio, su permeabilidad efectiva para cada fluido presente y la permeabilidad relativa. La permeabilidad absoluta es la capacidad del medio poroso para permitir el flujo cuando esta satura 100% de una sola fase, depende del grado y tamaño en que los espacios porosos estos interconectados, tipo de empaquetamiento, grado de compactación y contenido de arcilla. Además, es una medida de la conductividad de los fluidos y, por su analogía con los conductores de electricidad, también se define como el recíproco de la resistencia que un medio poroso ofrece al flujo de fluidos. La evaluación de esta propiedad se basa en la Ley de Darcy [35].

En ingeniería de yacimientos también se emplean las medidas de permeabilidad efectiva y relativa. La permeabilidad efectiva es la medida de la capacidad del medio para el flujo de una fase cuando se encuentran dos o más fluidos presentes en el sistema, esto implica que es una propiedad asociada con cada fluido del yacimiento, esto es, gas, petróleo y agua. La sumatoria de las permeabilidades efectivas debe ser menor o igual a la permeabilidad absoluta[35].

La permeabilidad relativa se refiere a la relación entre la permeabilidad efectiva de un fluido en particular, con una saturación dada y la absoluta. Esta permeabilidad también es función de la saturación del fluido. En la construcción de curvas de permeabilidad relativa que se emplean en el modelaje del comportamiento de fluidos en un yacimiento, se considera de

mayor representatividad emplear como permeabilidad base a la permeabilidad efectiva del fluido a la saturación de agua residual en lugar de la permeabilidad absoluta. La humectabilidad es el factor que mayor incidencia tiene sobre el comportamiento de las curvas de permeabilidad relativa[37].

2.6 Remoción De Acuerdo Al Tipo De Daño

Las técnicas más utilizadas para remover el daño ocasionado durante la perforación sobrebalance empleando lodo convencional son:

2.6.1 Cambio de humectabilidad

Este daño se remueve por la inyección de solventes para remover la fase hidrocarburo y después inyectar surfactantes humectantes al agua los cuales reducen la tensión interfacial. La presencia de asfáltenos en el crudo es una de las razones del cambio de humectabilidad por lo tanto se debe inyectar un solvente mutua[38].

2.6.2. Migración de finos

Cuando el filtrado de lodo invade la formación puede desequilibrar el sistema agua de formación-arcillas. Esto se debe a un cambio de salinidad que desestabiliza las fuerzas moleculares existentes entre las partículas arcillosas y las superficies porosas. Un tratamiento de HCl es usado para remover el daño por partículas finas en carbonatos y en areniscas se usa una solución HF[39].

En los últimos años se han incorporado las nanopartículas como agentes de mejoramiento de tratamientos de daño por tanto es importante incluir información teórica con respecto a una de sus propiedades. En la Figura 5 se puede observar el efecto de las nanopartículas en la inhibición de la migración de finos debido sus fuerzas superficiales y de adhesión. Las nanopartículas preferencialmente se adsorberían sobre la superficie de las partículas finas en vez de hacerlo sobre la superficie del poro, esto se debe a que el potencial de superficie de las partículas finas es usualmente menor que la fuerza de atracción que se genera entre las nanopartículas y las partículas finas. Adicionalmente la adsorción de las nanopartículas a la superficie de los finos puede alterar el potencial de las partículas finas aumentando así su fuerza de atracción con la superficie de los poros mejorando la capacidad de fijación con la

superficie del grano. Finalmente, Como resultado, se mejora la capacidad de fijación del grano.

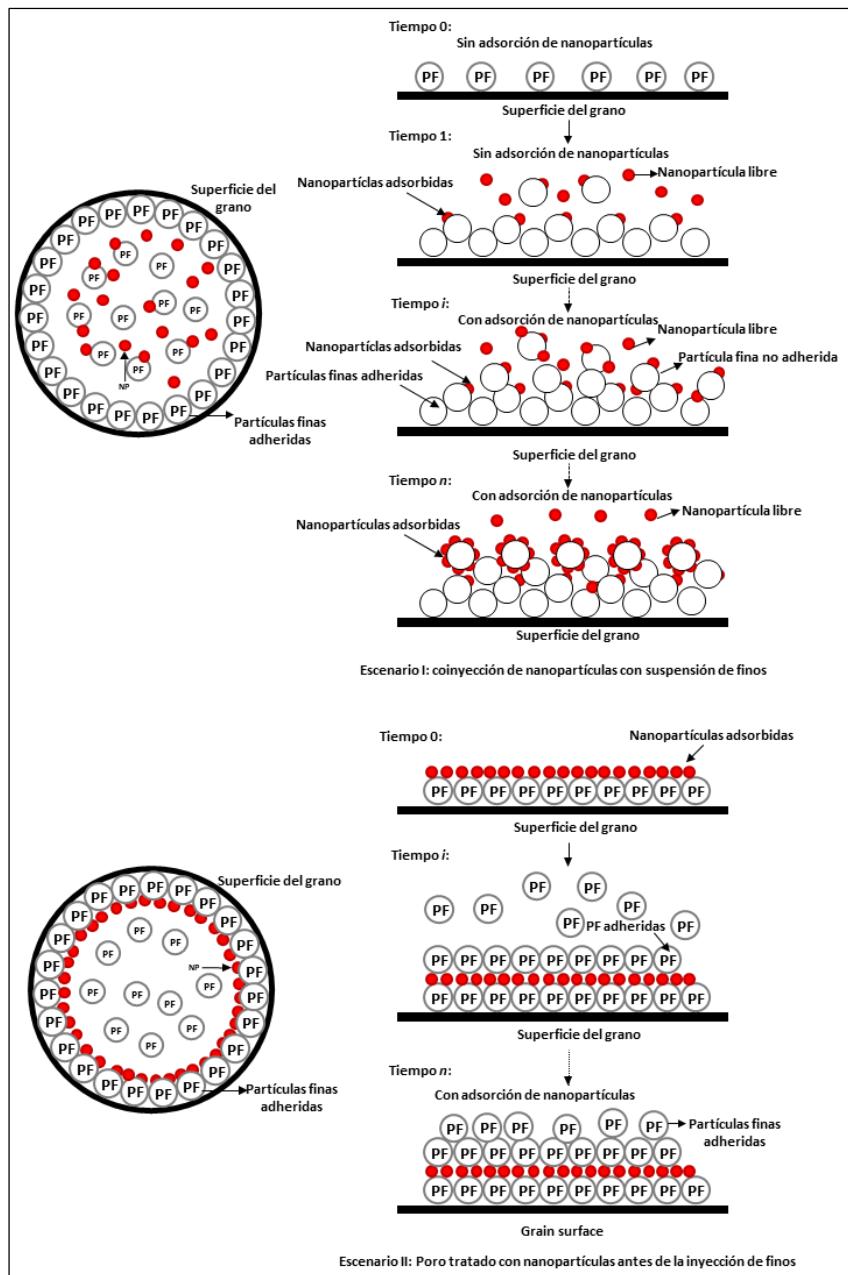


Figura 5. Mapa esquemático de la adsorción de nanopartículas en la superficie de partículas finas. [22]

En un estudio para investigar el efecto de las nanopartículas de sílice en la alteración de la humectabilidad y en el factor de recobro, Maghzi et al.[40] usan un micromodelo, inicialmente saturado con petróleo pesado. Se comparan los resultados de los flujos realizados con agua destilada y de nanopartículas dispersas en agua, se observa que la humectabilidad es alterada a mojado por agua en el flujo con agua destilada y en el flujo donde se emplea agua con nanopartículas dispersas se modifica a fuertemente mojado por agua. La razón por la

cual se dan estos resultados se debe a que las nanopartículas de sílice son hidrofílicas y el enlace de hidrógeno entre las nanopartículas de sílice y agua libera una alta energía superficial. El incremento en el recobro tiene una relación directa con el porcentaje de nanopartículas de sílice dispersas en el agua, dado que hasta el 3% en peso causa bloqueo en el poro. En cuanto al 0.3% en peso, se observa un incremento del 26% en el factor de recobro en comparación con el flujo con agua destilada.

J. Giraldo et al. [23] reportan en su documento que el efecto de las nanopartículas sobre la alteración de la humectabilidad se ha investigado mediante pruebas de ángulo de contacto y de imbibición; en las evaluaciones se ha demostrado que los nanofluidos diseñados pueden cambiar significativamente la humectabilidad de los núcleos con humectabilidad fuerte al aceite a una humectabilidad al agua. Las pruebas de imbibición permiten identificar el efecto de la concentración de las nanopartículas en el tratamiento de la mojabilidad.

3. Metodología Experimental

3.1 Síntesis de nanopartículas de sílice y alúmina

Se escoge el método conocido comúnmente como SOL-GEL desarrollado por Stöber et al [41] para realizar la síntesis de las nanopartículas de sílice y alúmina, este método consiste básicamente en la hidrólisis controlada de un precursor alcoxilano que para el caso de esta evaluación es Tetraortosilicato (TEOS). En una solución diluida de etanol catalizada por un ácido, lo que da como resultado la formación de grupos de silanol. El proceso SOL-GEL permite la fabricación de materiales amorfos y policristalinos con características especiales en su composición y propiedades. Su utilidad radica en que necesita menor temperatura en comparación con los métodos tradicionales de fabricación de vidrios por fusión. El sol-gel es una ruta química que consiste en la creación de una suspensión coloidal de partículas sólidas con diámetros menores a $0.1 \mu\text{m}$ suspendidos en un líquido (sol), en donde se producen reacciones de hidrólisis y condensación que cambian la concentración sol para lograr formar un material sólido lleno de solvente (gel). El solvente se le extrae al gel simplemente dejándolo reposar a temperatura ambiente durante un periodo de tiempo llamado añejamiento, en el cual el gel se encogerá expulsando el solvente y agua residual. Finalizado el tiempo de añejamiento, por lo general aún se tienen solventes y agua en el material, además de que el tamaño del poro es considerable menor. Para solucionar esto, el material se somete a un tratamiento térmico, al final del cual obtendremos la transformación del compuesto [42, 43].

3.2 Caracterización nanopartículas sílice y alúmina

Para el desarrollo del presente trabajo se han empleado dos tipos de nanopartículas, de sílice (SiO_2) y de alúmina (Al_2O_3), A continuación, se describen los procesos de caracterización para cada una de ellas.

3.2.1 Diámetro de la partícula

Para establecer esta propiedad se emplea el método de la dispersión dinámica de luz (DLS, Dynamic Light Scattering) el cual consiste en hacer que un haz de luz que golpee la muestra (partícula) y dependiendo de su tamaño se dispersa y llega al detector. El diámetro

hidrodinámico de las nanopartículas se determina utilizando el equipo Nanoplus-3 (Micromeritics, Estados Unidos), que permite la medición de tamaños de partículas en el rango de nanómetros a micrómetros [44]. Para ello, se preparan suspensiones en agua de las nanopartículas a concentraciones menores de 100 ppm, para asegurar una buena dispersión en el fluido y disminuir la agregación. La dispersión se realiza tanto para la sílice como para la alúmina. Estas son sometidas a un proceso de dispersión en un ultrasonido por 6 horas para asegurar que las partículas se encuentren uniformemente en el fluido.

3.2.2 Identificación de grupos Funcionales

Para la determinación de grupos funcionales presentes en las nanopartículas, se emplea el espectro infrarrojo con transformada de Fourier (FTIR). Para la medición del espectro infrarrojo se toma el nanomaterial a analizar y se mezcla con bromuro de potasio (KBr) en proporción 30:70 en masa, respectivamente y para la medida base se mide el bromuro de potasio (KBr) puro, las muestras se someten a calentamiento durante 4 horas a 110°C con el fin de eliminar el contenido de agua presente [12]. La prueba se realiza en un espectrofotómetro IRAffinity-1 (Shimadzu, Japón) a temperatura ambiente en un intervalo de longitud de onda de 4000 a 450 cm^{-1} con una resolución de 2 cm^{-1} [45].

3.2.3 Estabilidad Térmica de las nanopartículas en el tiempo

Para obtener esta información se realiza el análisis termogravimétrico (TGA) que consiste en medir las variaciones en masa de una muestra de nanopartículas mientras se somete a un gradiente de temperatura en una atmósfera controlada. El procedimiento consiste en tomar una muestra de las nanopartículas en un crisol, llevarlas a 100°C durante 40 minutos para eliminar la humedad presente, seguidamente someterlas a un gradiente de temperatura de 20°/ min hasta llegar a los 800 °C, temperatura superior a la registrada en la Formación objeto del presente estudio que es de 170°F (77°C) y superior a la temperatura de un proceso de recobro térmico 302°F (150°C).

3.2.4 Determinación del potencial Z y estimación del punto de carga cero

Para determinar estas propiedades se utilizará el método de adición de sólidos [43]. Para desarrollar esta técnica una cantidad de nanopartículas secas son agregadas en un conjunto

de frascos con 20 ml de agua desionizada, ajustando el pH entre 2 y 12 unidades, adicionando HCl al 0.1 M y NaOH al 0.1 M. (pH_i) y censando con un medidor de pH Horiba D-54 (Horiba Instruments Inc., Estados Unidos) [12]. Las suspensiones de nanopartículas se mezclan a una temperatura de 25 °C durante 1 hora y luego se transfieren a un baño de ultrasonido hasta que la dispersión es homogenizada [46]. Se deposita parte de la suspensión en una celda para medir el potencial z utilizando el equipo Nanoplus-3 (Micromeritics, Estados Unidos)[44] [47]. La finalidad de esta prueba es determinar el pH al cual las nanopartículas tendrán una carga superficial neutra para que se conozcan las interacciones de los coloides y así mismo predecir la interacción a diferentes pH determinando la afinidad y estabilidad. La Nanopartícula está cargada negativamente cuando el pH es más alto que el punto de carga cero, y será atraída por compuestos cargados positivamente. Adicionalmente, a mayores valores de potencial zeta, las partículas serán más estables en el fluido.

3.3 Pruebas Estáticas

3.3.1 Selección concentración óptima de las nanopartículas

Para obtener esta información se llevaran a cabo las pruebas de filtración estática que se realizan en condiciones de alta presión y temperatura (HPHT) siguiendo el procedimiento establecido por el protocolo estándar API 13B-1 [48]. Los volúmenes se registran cada minuto y el revoque resultante será medido inmediatamente finalice la prueba. Las pruebas HPHT se llevan a cabo utilizando una celda HPHT Fann (USA, Texas) con una capacidad de 175 ml. Con la prueba se determina el comportamiento de la filtración a una presión de 500 psi y de 250°F (121°C) siguiendo el protocolo descrito por el procedimiento API mencionado. En esta prueba el revoque también es medido inmediatamente después de terminar la prueba.

También se realiza la prueba de taponamiento de permeabilidad PPT (Por sus siglas en ingles), usando un disco cerámico de tamaño de garganta característico de la Formación Carbonera, siguiendo las normas e instrucciones del manual Ofite [49], el procedimiento consiste en que la celda de filtración se carga con un volumen de 300 cm³ de lodo, se calienta hasta la temperatura de interés con el sistema presurizado en 100 psi. Al alcanzar la temperatura de prueba se presuriza el sistema hasta 1100 psi con el fin de conservar un delta de presión de 1000 psi. Alcanzada la presión de interés se contabilizan 30 segundos a partir de la apertura del sistema y se cuantifica el volumen de filtrado correspondiente al spurt loss, finalmente se contabiliza el volumen de filtrado cada 10 minutos y se reporta el volumen total al minuto 30.

El fluido de perforación es rolado en un roll over (Fann, USA) a una temperatura de 170°F (temperatura Formación Carbonera) por 16 horas con el fin de simular la degradación de los fluidos de perforación durante la circulación en el pozo. Finalmente, se evalúan nuevamente las propiedades básicas y las pérdidas de filtrado en las celdas HPHT y PPT.

Revoque o retorta: La retorta es obtenida por la acumulación de sólidos mediante el proceso de filtración. Según Ariza et al. (2013) [50], 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 mililitros (ml) para un tiempo de prueba de 30 minutos y un diferencial de presión de 100 psi [50].

Una vez terminadas las pruebas de filtración se realizarán las pruebas estáticas tales como medición de ángulo de contacto e imbibición espontánea para determinar el potencial que tiene el filtrado mejorado con nanopartículas para alterar la mojabilidad del medio poroso y propiciar cambios en la permeabilidad efectiva y relativa. Adicionalmente, se realizarán pruebas de estabilidad de finos y tasa crítica para evaluar el potencial que tiene la adición de nanomateriales en la mitigación de la migración de finos.

3.3.2 Evaluación Humectabilidad mediante ángulo de contacto

Este proceso experimental evalúa el ángulo formado entre la gota del agua o la gota de crudo con la superficie del núcleo. Para la medición del ángulo de contacto se adiciona una gota de agua sobre la superficie del núcleo de la Formación Carbonera de la cuenca Llanos previamente tratado con el filtrado de lodo obtenido de las pruebas de filtración del fluido de perforación con las nanopartículas de sílice y alúmina a diferentes concentraciones, con una cámara de alta definición se toma video hasta encontrar punto de estabilidad de la roca. El ángulo de contacto es medido inmediatamente la gota entra en contacto con la superficie del núcleo. Luego, mediante el software Sketch up: LayOut 2015 de Trimble Inc. se toma registro del ángulo formado. Si el ángulo de contacto formado por la gota de agua con la superficie del núcleo es menor de 90° se dice que la roca es humectable al agua, si el ángulo es igual a 90° la humectabilidad es intermedia (puede ser humectable al agua y al aceite) y si el ángulo de contacto es mayor a 90° se dice que la roca tiene preferencia por el aceite (humectable al aceite). De igual forma, se coloca una gota de aceite producido en el campo de estudio, sobre

la superficie del núcleo, teniendo en cuenta los mismos criterios: Si el ángulo de contacto es menor de 90° se dice que la roca es humectable al aceite, si es igual a 90° tiene humectabilidad intermedia (puede ser humectable al agua y al aceite) y si el ángulo de contacto es mayor a 90° se dice que la roca tiene preferencia por el agua (humectable al agua).

3.3.3 Evaluación Humectabilidad mediante Imbibición espontánea

Esta prueba se realiza para los núcleos que obtuvieron los mejores resultados de cambio de humectabilidad luego de ser tratados con nanopartículas, los cuales se eligen a partir de las pruebas de ángulo de contacto. La imbibición espontánea se realiza modificando el primer paso del método de Amott, el cual consiste en colocar una muestra de roca completamente saturada con un fluido no humectante en presencia de un fluido humectante, y observar cuánto fluido no humectante es desplazado de la muestra por efecto de imbibición del fluido humectante que se encuentra en el exterior de ésta. La prueba modificada se realiza colgando la roca de interés de una balanza electrónica a la vez que se sumerge completamente dentro de un recipiente lleno con agua desionizada [23], como se muestra en la Figura 6 Una vez que la roca empieza a imbibir el fluido en el que se encuentra inmersa, se registra la medida de peso arrojada por la balanza como función del tiempo. La prueba finaliza cuando el peso se mantiene constante. La relación entre la masa de agua imbibida a un tiempo dado y la masa de agua en el equilibrio se grafica en función del tiempo para cada muestra de roca.

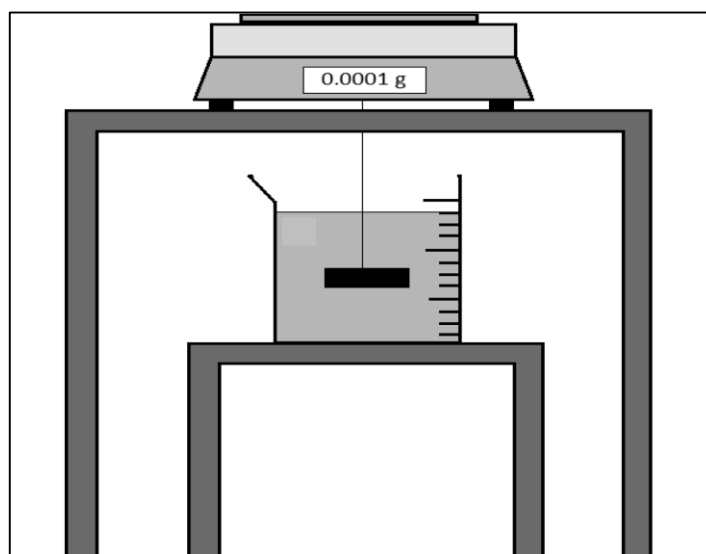


Figura 6 Esquema del Montaje experimental para la prueba de imbibición espontánea.[23]

3.3.4 Migración de Finos- Prueba de lechos fijos

Se realizan pruebas de retención de finos en medios porosos ante el tratamiento previo con filtrado de lodo en presencia y ausencia de nanopartículas de Sílice y Alúmina. Los medios porosos se preparan con arena Ottawa y son de dos tipos: (1) humectables al agua y (2) al aceite. Para el tratamiento de los medios porosos con el filtrado de lodo con y sin nanopartículas, las arenas se sumergen en suspensiones con filtrado durante 6 horas a 60°C y 500 rpm. El montaje para llevar a cabo las pruebas de migración de finos a baja presión se ve representado bajo la Figura 7, el cual consta de un embudo, papel filtro, bureta, soporte universal y el lecho poroso [1].

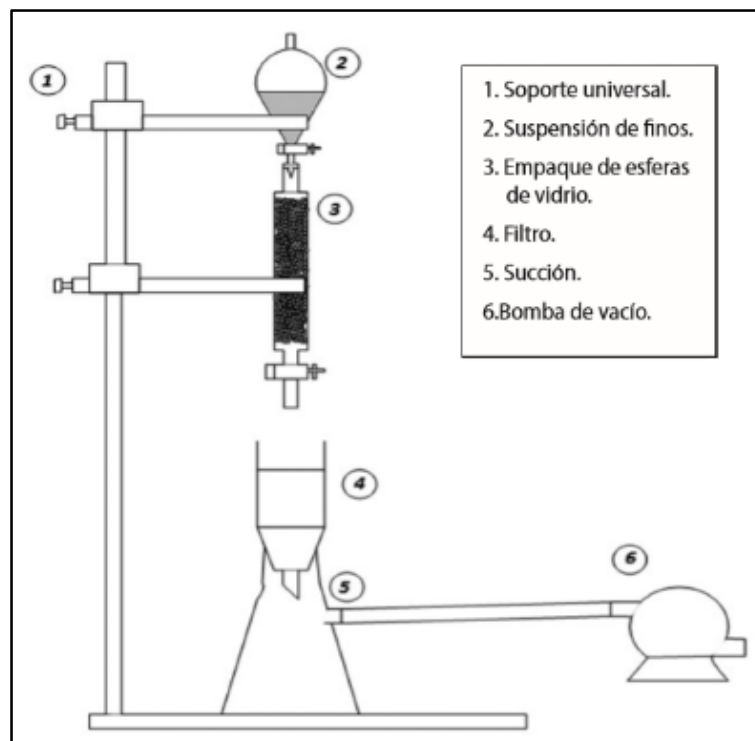


Figura 7. Esquema del Montaje experimental para la prueba de adsorción.[1]

Inicialmente se hace una saturación con agua desionizada para empezar el paso de finos en volúmenes porosos manteniendo fija la concentración. En la parte superior, se encuentra la solución a fluir; (2) con una concentración inicial de partículas finas (C_i) que fluye corriente abajo a través del medio poroso seleccionado; (3) por las fuerzas gravitacionales. Se emplea un papel filtro; (4) en la parte inferior del montaje experimental para recolectar los finos que migran a través del medio poroso con la ayuda de una bomba de vacío (Cole – Parmer Instrument Co., Canadá); (5) el papel filtro se pesa cada vez que un volumen poroso de la suspensión de finos fluye a través del medio poroso para determinar los finos retenidos, utilizando una balanza analítica (OHAUS Pionner™, EE. UU.). Por lo tanto, obteniendo la

concentración de finos resultante (C_e). Se construye una curva de concentración normalizada en función del volumen de poro inyectado. La prueba se completó cuando $C_i = C_e$, [1].

3.4 Pruebas Dinámicas

3.4.1 Curvas de Permeabilidad efectiva, relativas y de recobro

Para establecer el impacto de las nanopartículas en el comportamiento del flujo de fluidos, se realizan pruebas para obtener la permeabilidad efectiva a los fluidos en núcleo expuesto a lodo de perforación en presencia y ausencia de las nanopartículas. Para llevar a cabo esta prueba se emplean los núcleos, agua y aceite producidos por la Formación Carbonera previamente caracterizados, así como sus condiciones de presión y temperatura.

- ✓ **Temperatura de Yacimiento:** 170°F
- ✓ **Presión de Yacimiento:** 1627 psi
- ✓ **Presión de Overburden:** 2293 psi
- ✓ **Presión de Overbalance:** 500 psi
- ✓ **Caudal de Inyección:** 0.3 cc/min

Las pruebas se desarrollan teniendo en cuenta la exposición de los núcleos al fluido de perforación con y sin nanopartículas y el retorno de 30 volúmenes porosos.

El procedimiento para realizar esta prueba es el siguiente: (1) Seleccionar dos tapones; (2) preparar la muestra para medición de propiedades básicas mediante lavado, secado y saturación; (3) realizar análisis básicos (permeabilidad absoluta y porosidad) inyectando 10 volúmenes porosos de salmuera sintética o agua de formación; (4) medición de permeabilidad efectiva al aceite base (K_o base) mediante la inyección de 10 volúmenes porosos de aceite; (5) construcción de curvas base: curvas de permeabilidad relativa (K_r), permeabilidad efectiva al agua (K_w) y la curva de recobro (N_p) con la Inyección de 10 volúmenes porosos de salmuera sintética o agua de formación; (6) saturación del medio, llevar tapones a condiciones iniciales antes de la perforación, inyectando 10 volúmenes porosos de aceite, (7) realizar daño por fluido de perforación, construcción curva de filtración dinámica, realizando flujo de lodo transversal a la cara del núcleo; (8) se inyectan 10 volúmenes porosos de aceite y se mide la permeabilidad efectiva al aceite después del daño (K_o daño); (9) construcción de curvas de permeabilidad relativa (k_r), permeabilidad efectiva al agua (K_w), y curva de recobro (N_p), inyectando 10 volúmenes porosos de agua; (10) evaluar la recuperación de la permeabilidad

efectiva al aceite, permeabilidad de retorno (K_o retorno) con la inyección de 10 volúmenes porosos de aceite.

3.4.2 Pruebas de tasa crítica

Para cada formación existe una velocidad crítica que se considera suficiente para causar el movimiento y desprendimiento de finos [9], por lo cual es importante establecer las tasas a las cuales se empiezan a desestabilizar y migrar los finos. Al igual que en el procedimiento anterior se emplean los núcleos, los fluidos y la información de la Formación Carbonera, y para este fin, se propone la construcción de la curva de tasa crítica en función de la permeabilidad efectiva al aceite con el filtrado sin y con tratamiento con nanopartículas teniendo en cuenta la dosificación previamente establecida.

A continuación, se describe el protocolo empleado para el desarrollo del trabajo experimental: Inyección del volumen de filtrado en el medio poroso con y sin nanopartículas, inyección de aceite a las siguientes tasas 0.1, 0.3, 0.5, 1, 3, y 5 cc/min con la información obtenida se construye la curva de tasa crítica. Se procede a realizar la inyección de salmuera sintética a diferentes tasas 0.1, 0.3, 0.5, 1, 3, y 5 cc/min con la información obtenida se construye la curva de tasa crítica.

3.5 Diseño Prueba Piloto en Campo de Estudio.

A partir de los resultados obtenidos en las pruebas de laboratorio se plantea la implementación del tratamiento evaluado mediante el desarrollo de un piloto en el campo estudio. Para el desarrollo del piloto se han escogido dos zonas con características petrofísicas similares y en ellas se plantea la perforación dos pozos, a uno de los cuales se le aplicará el tratamiento mientras que al segundo no se le hará. Se realizarán las mediciones en ambos pozos y se compararán los resultados para así determinar la eficiencia del tratamiento aplicado, en aras del mejoramiento de la productividad a partir de la preservación de la humectabilidad al agua y la inhibición de la migración de finos.

Las mediciones en campo que se realizarán a ambos pozos se enumeran a continuación y deberán hacerse de manera rigurosa durante los seis primeros meses de producción, de manera tal que provea información que permita construir la curva de eficiencia del tratamiento en función del tiempo (perdurabilidad):

- ✓ Curvas de registros de resistividad a partir de las cuales se establecerá el radio de invasión. Esta medición se hace una vez sean perforados los pozos y antes de realizar su completamiento.
- ✓ Corte de agua (%BSW): El pozo con tratamiento deberá iniciar su producción con un corte de agua más bajo que el pozo sin tratamiento, así mismo su aumento deberá ser más pausado en el pozo tratado. Medición dos veces al día en cada pozo durante el período de evaluación.
- ✓ Tasa diaria de producción de fluidos: Se espera que la producción de aceite en el pozo con tratamiento sea superior por el mejoramiento en la condición de la mojabilidad de la roca yacimiento. Medición en tanques una vez al día durante 15 días y luego una vez por semana por seis meses.
- ✓ Tasa diaria de aporte de sólidos: Esta medición deberá hacerse de manera rigurosa durante los primeros días de producción y se espera que en el pozo con tratamiento no se registre flujo de sólidos.

4. Resultados Y Discusión

4.1 Caracterización nanopartículas sílice y alúmina

4.1.1 Diámetro de la partícula:

Empleando la técnica de dispersión dinámica de luz (DLS) se realizan las mediciones para las nanopartículas ver Fig. 8, se observa, la nanopartícula de sílice tiene un único pico a 9.7 nm y la de alúmina a 61.4 nm, por tanto, se concluye que se tiene un sistema monodisperso en cada medición con una única distribución en el tamaño de la partícula. Con respecto al radio garganta de poro de la formación de interés el menor encontrado es de 10.000 nm, establecido a partir de los análisis petrofísicos de roca. Por lo tanto, se tiene un alto grado de certeza que las nanopartículas no ocasionaran taponamientos dentro de las gargantas de poro, haciendo viable su utilización también desde este punto de vista.

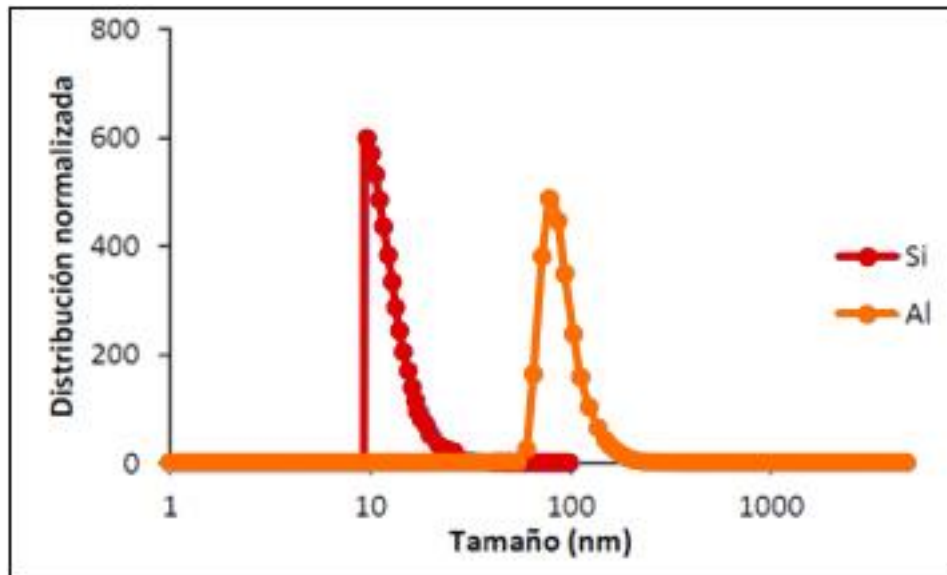


Figura 8. Tamaño de partículas de Alúmina y Sílice, técnica DLS

4.1.2 Identificación de grupos Funcionales:

Los análisis de espectrofotometría FTIR ayudan a identificar los principales grupos funcionales en la superficie de las nanopartículas y esto es gracias a que las frecuencias de resonancia son características de los diferentes grupos funcionales. De esa manera es posible realizar su

identificación [43]. La Fig. 9 presenta el espectro IR asociado a las nanopartículas evaluadas, donde se puede observar la presencia de bandas características Al-OH y Al-O-Al para longitudes de onda de entre 3400-4600 y 1100-1010 cm^{-1} , respectivamente. Adicionalmente, las bandas -OH, Si-O-Si y Si-OH para las longitudes de onda 3600-3650 y 1440; 1970 – 1840 y 1200 – 1220; 1600 – 1627 y 820 – 952 cm^{-1} , respectivamente.

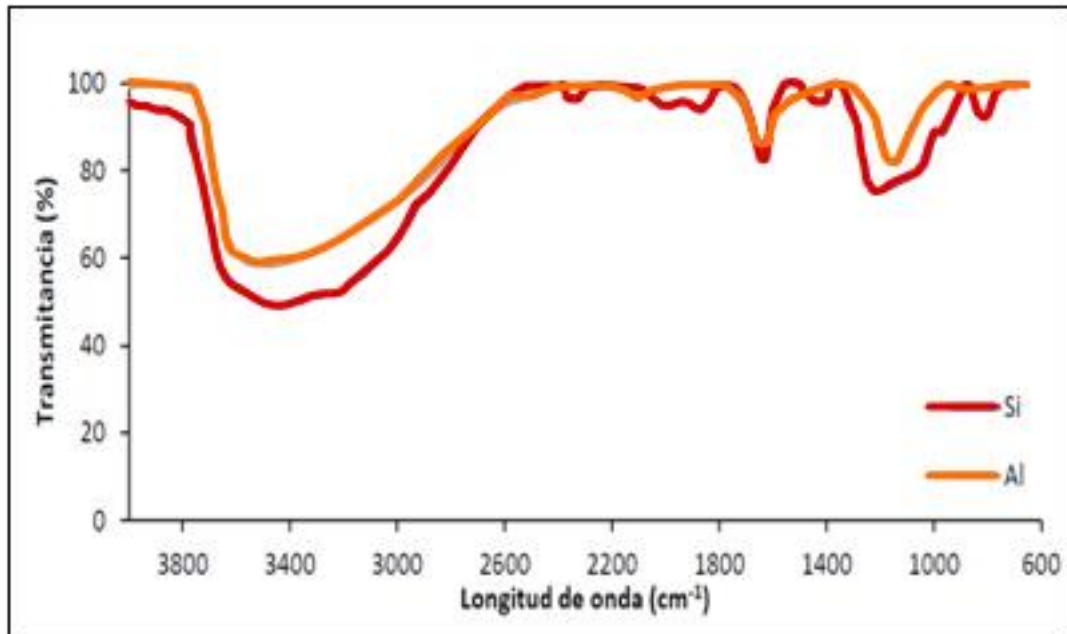


Figura 9. Grupos Funcionales de las nanopartículas de Alúmina y Sílice – Técnica Espectro FTIR

4.1.3 Estabilidad Térmica de las nanopartículas en el tiempo

El análisis termogravimétrico se realiza con el fin de evaluar la estabilidad térmica en tiempo real de los diferentes nanomateriales. La Fig. 10, presenta la pérdida de masa con respecto al aumento de temperatura de las nanopartículas de alúmina y sílice. Para un valor máximo en campo (150 °C), las nanopartículas solo pierden un 4% de masa, por lo tanto, se considera que a condiciones actuales la Formación Carbonera en donde la temperatura es de 77°C, las nanopartículas de alúmina y sílice no registrarán pérdida de masa superior al 4%. En caso tal de aplicar recobro térmico la máxima temperatura es de 150°C con estos métodos, por lo tanto, se mantiene la pérdida en 4% de masa.

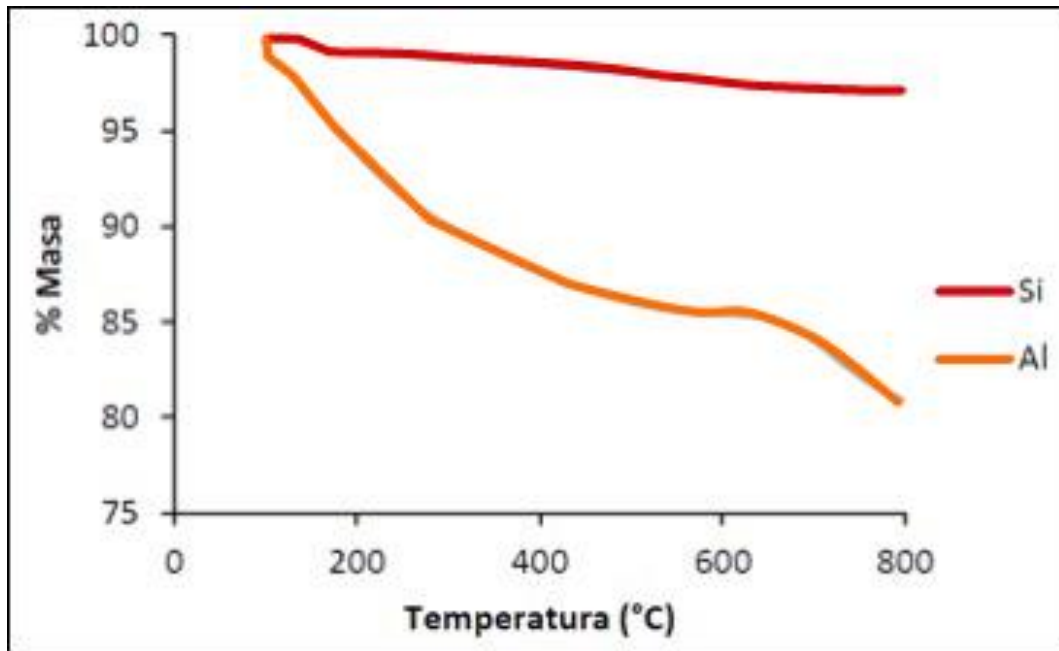


Figura 10. Estabilidad térmica de las nanopartículas de Alúmina y Sílice en función de la temperatura, mediante la técnica TGA

4.1.4 Determinación del potencial Z y estimación del punto de carga cero

El análisis del potencial Z permite conocer la estabilidad de las nanopartículas a diferentes condiciones de pH . El punto isoeléctrico obtenido corresponde a un pH de 7.2 y 2.2 para las nanopartículas de Al y Si, respectivamente. Para un valor de pH 10 que presenta el fluido de perforación, el valor de potencial zeta para la nanopartícula de Alúmina corresponde a -53 mV, lo cual es indicativo de la buena estabilidad y dispersión (< -30 mV) de esta nanopartícula debido al incremento de las fuerzas de repulsión [34]. En cuanto a la nanopartícula de sílice para el pH de 10 se tiene potencial zeta de -20mV indicando estabilidad y dispersión aceptables, pero en valores menores a los que presenta la nanopartícula de Alúmina. No se debe trabajar estas nanopartículas evaluadas en fluidos con pH de 2.5 para el caso de la sílice y de 7 para el caso de la Alúmina dado que a estos valores se tiene el punto isoeléctrico [51] y por lo tanto puede presentarse su aglomeración con lo cual se puede afectar la permeabilidad del medio poroso [52]. La Fig. 11, presenta gráficamente el comportamiento del potencial zeta para las nanopartículas de alúmina y sílice.

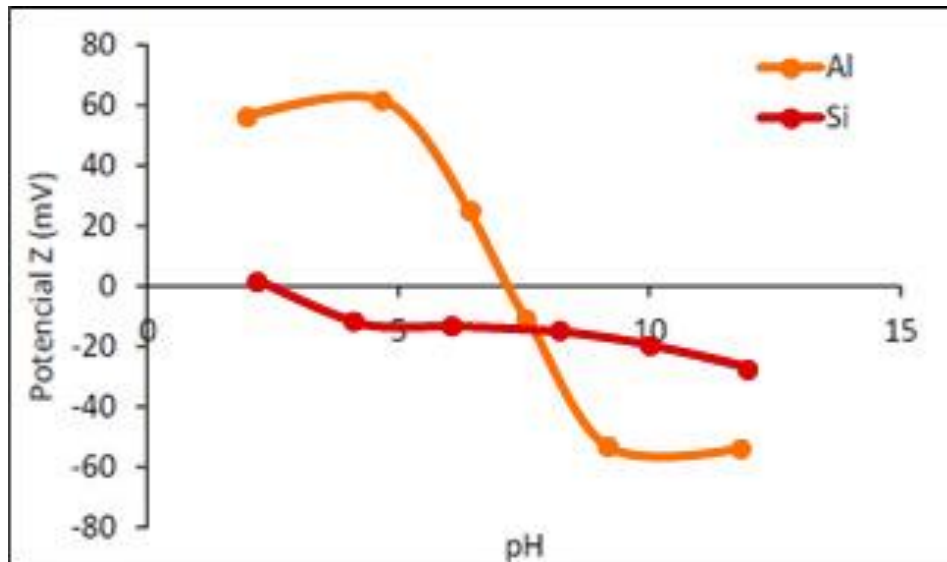


Figura 11. Potencial zeta Vs pH para las nanopartículas de Alúmina (Al) y Sílice (Si)

4.2 Selección de la concentración Óptima de las Nanopartículas

A partir de las pruebas de filtración HPHT en lodos frescos se determina que las nanopartículas evaluadas no tienen ningún efecto sobre la reducción del volumen filtrado, sin embargo, logran un menor espesor del revoque del lodo excepto a concentraciones de 0.15 %wt nanopartículas. Conforme a los resultados obtenidos tanto en las pruebas de filtración HPHT en lodos frescos, se establece que la concentración óptima de nanopartículas para continuar la evaluación es de 0.05 %wt, y esto obedece a que a esta concentración se presentan los mayores porcentajes de reducción del espesor del revoque con valores de 10% y 22% para las nanopartículas de alúmina y sílice, respectivamente ver Tabla 1. Es muy importante tener en cuenta la concentración de nanopartículas dado que para concentraciones de nanopartículas de 0.15% wt, el espesor del revoque aumenta con respecto al lodo sin tratamiento y para concentraciones de 0.03 %wt la reducción del espesor es tan solo del 5% tanto para el lodo con nanopartículas de alúmina como para el que contiene las de sílice.

Prueba HPHT	Unidades	Lodo Base	Nanopartícula Alúmina %wt			Nanopartícula Sílice %wt		
			0.03%	0.05%	0.15%	0.03%	0.05%	0.15%
Volumen de Filtrado	ml	12.6	12.6	12.6	14.6	16.0	12.6	16.0
Reducción	%		0%	0%	16%	27%	0%	27%
Espesor retorta	mm	2.1	2.0	1.9	2.4	2.0	1.6	2.7
Reducción	%		-5%	-10%	14%	-5%	-24%	29%

Tabla 1. Comparación volumen de filtrado y espesor de la retorta mediante método HPHT-Lodos frescos

A continuación, en la Tabla 2, se presentan los resultados de las pruebas de filtración HPHT de los lodos rolados a la concentración de 0.05 %wt. A partir de esta prueba se establece que la presencia de nanopartículas en los lodos rolados tiene un importante efecto en la disminución del volumen filtrado con porcentajes de reducción del 17%. Adicionalmente, se observan reducciones en el espesor del revoque para el caso de la utilización de nanopartículas de sílice.

Prueba HPHT	Unidades	Lodo Base	Alúmina 0.05%wt	Sílice 0.05%wt
Volumen de Filtrado	ml	13.2	11.0	11.0
Reducción	%		-17%	-17%
Espesor retorta	mm	2.09	2.4	1.9
Reducción	%		15%	-9%

Tabla 2. Comparación volumen de filtrado y espesor de la retorta mediante método HPHT-Lodos rolados

Las nanopartículas también contribuyen a la formación de un revoque más consistente, conservando la uniformidad [51], tal y como se observa en la Figura 12. De esta forma se corrobora que una concentración de 0.05 %wt de nanopartículas es favorable en la formulación del lodo, siendo los resultados después del rolado los más concluyentes.

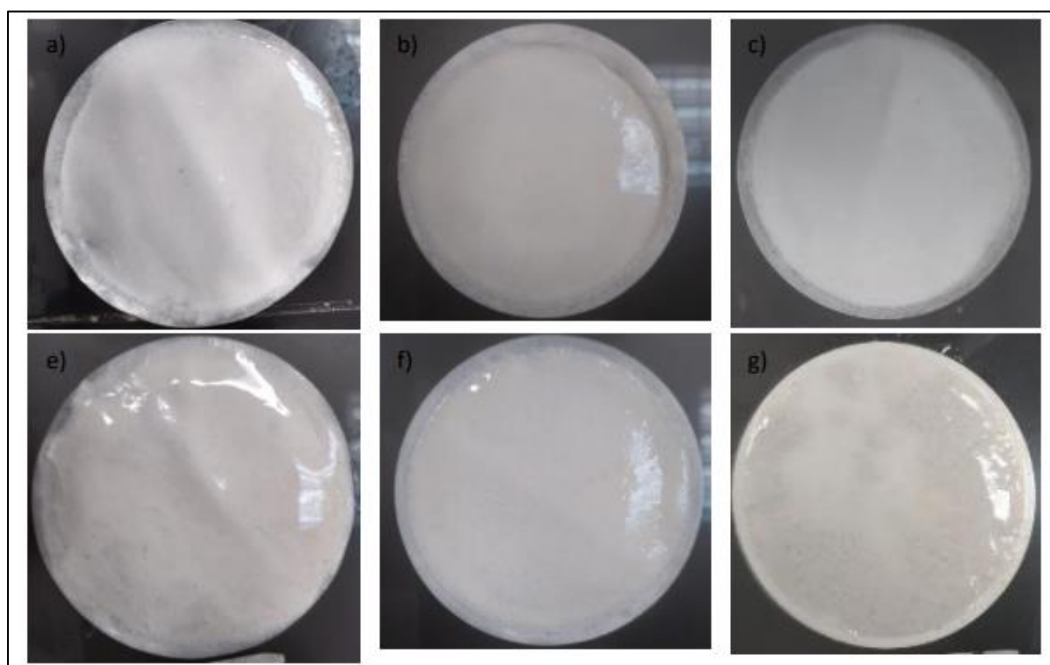


Figura 12. Registro fotográfico revoques prueba HPHT; Lodos frescos: a) Lodo base b) Si 0.05 %wt c) Al 0.05 %wt; Lodos rolados: a) Lodo base b) Si 0.05 %wt c) Al 0.05 %wt

En cuanto al *pH* del lodo es de 10, básico y tiene un contenido de sólidos de aproximadamente el 2% del volumen total del fluido. Las muestras de filtrado fueron evaluadas mediante microscopía óptica y dispersión dinámica de luz (DLS) para determinar la presencia y tamaño de sólidos. En la Fig. 13, se observan las fotografías de los filtrados de los lodos sin y con nanopartículas y es posible evidenciar visualmente que la menor cantidad de sólidos se presentan en las muestras que contienen nanopartículas.

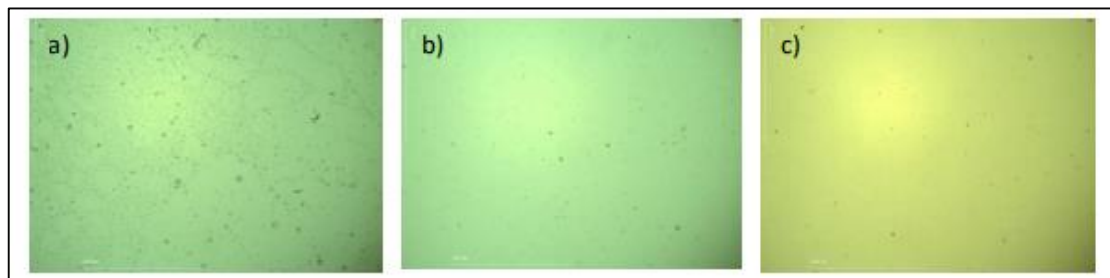


Figura 13. Resultados microscopía de las muestras de filtrado a) Lodo base b) Si 0.05%wt c) Al 0.05%wt

Los resultados del análisis DLS, evidencian que el filtrado del lodo sin tratamiento presenta un tamaño de sólidos superior en comparación con los lodos tratados con nanopartículas ver Tabla 3. Lo anterior se traduce en que el fluido de perforación con nanopartículas permite la invasión de un filtrado de mayor calidad, libre de partículas sólidas de mayor tamaño evitando así el taponamiento de las gargantas de poro, teniendo en cuenta que el tamaño de garganta de poro de la formación es de 10 μm .

	Base	Sílice	Alúmina
D90 (μm)	7.18	3.01	5.49

Tabla 3. Tamaño de sólidos en el filtrado (DLS)

4.3 Pruebas estáticas

4.3.1 Evaluación Humectabilidad mediante ángulo de contacto:

A continuación en la Figura 14, se presentan los resultados obtenidos de la medición de los ángulos de contacto de las muestras de roca, en donde se observa que a condiciones iniciales se tiene humectabilidad al aceite y luego de ser tratadas con los filtrados en presencia de nanopartículas de alúmina al 0.05 %wt se favorece la humectabilidad al agua con una reducción del ángulo de contacto del 37% pasando de 66° a 41° para el sistema

roca/agua/aire, en cuanto al sistema roca/aceite/aire la variación es del 20% aumentando de 21° a 23°.

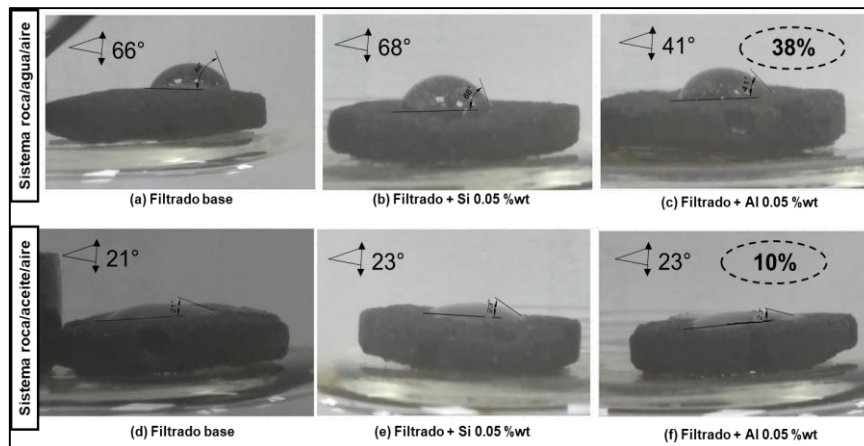


Figura 14. Ángulos de contacto sistema roca/agua/aire y del sistema roca/aceite/agua antes y después del tratamiento con nanopartículas

4.3.2 Evaluación Humectabilidad mediante Imbibición espontánea:

Con el fin de continuar con pruebas en donde se observen los cambios en la mojabilidad de la roca por la acción del filtrado del lodo, en ausencia y presencia de nanopartículas. Se lleva a cabo la prueba de imbibición espontánea en la cual se involucra un volumen de roca mayor que en la de ángulo de contacto. Esta prueba inicia al sumergirse el tapón de la roca en un volumen considerable de fluido (agua), el cual además de hacer contacto con la parte externa, ingresa al espacio poroso interconectado haciendo contacto con la superficie interna [9, 23].

En la Figura 15, se comparan los resultados de las pruebas de imbibición espontánea pre y pos tratamiento del filtrado con nanopartículas, y a partir de estos resultados obtenidos se concluye que para la muestra que impregnada con filtrado tratado con nanopartículas de Aluminio se tiene una imbibición espontánea muy rápida que corresponde a una fuerte humectabilidad al agua o aceite.

La muestra tratada con filtrado de lodo en presencia de nanopartículas de sílice exhibe el proceso de imbibición más lento, resultado que está acorde con lo obtenido durante la prueba de ángulo de contacto del sistema agua/aire/roca, en la cual la muestra en presencia de nanopartículas aumenta el ángulo de contacto en comparación con la muestra que tiene el filtrado del lodo sin tratamiento, dejando en evidencia que el sistema tiene una mojabilidad de preferencia al aceite.

Con los resultados obtenidos se exhibe que el filtrado del lodo tratado con nanopartículas al ingresar a la formación puede mejorar las propiedades petrofísicas de la roca en lugar de generar daño como sucede con los lodos convencionales en la perforación sobrebalance.

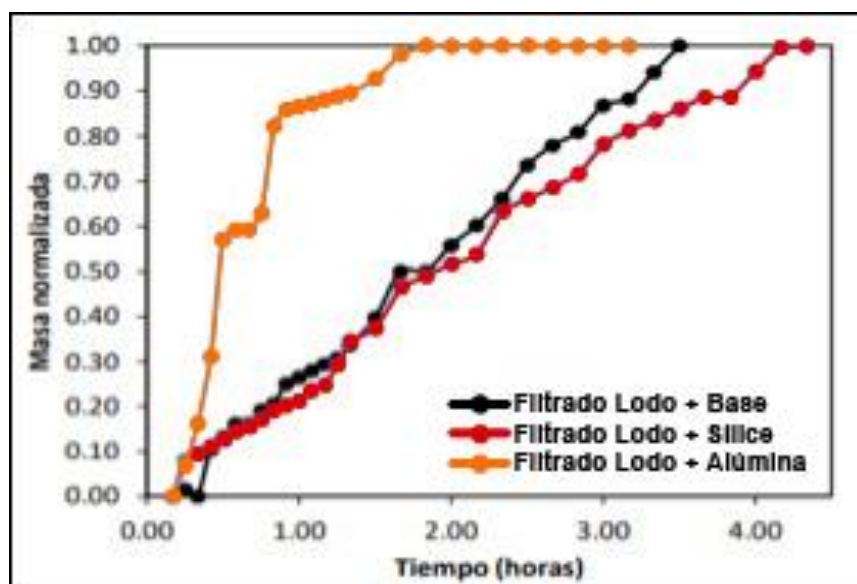


Figura 15. Pruebas de imbibición en presencia y ausencia de nanopartículas de sílice y Alúmina

4.3.4 Migración de Finos- Prueba de lechos fijos

En la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**, se presentan las curvas de ruptura e las pruebas de adsorción, las cuales se construyen para cada uno de los lechos evaluados previamente tratados con filtrado de lodo en presencia y ausencia de nanopartículas. A partir del análisis de las curvas de ruptura se determina que el filtrado base sin tratamiento no realiza retención de finos, en cambio para los casos de los lechos impregnados con filtrado tratado con nanopartículas se observa una retención de finos mayor, siendo el de sílice el de mejor comportamiento para el caso de inhibición de la migración de finos.

Otra medida que se obtiene a partir de esta prueba es el número de volúmenes porosos a los cuales se llega al equilibrio de adsorción, siendo éste el momento en el cual se satura el medio, termina la acción de la retención y por ende de la estabilización de los finos. Para el lecho sin tratamiento llega al estado de equilibrio se tiene a los 14 volúmenes porosos, en cambio para los lechos tratados con nanopartículas de alúmina y sílice se llega al estado de equilibrio a los 18 y 23 volúmenes porosos respectivamente, es decir que se aumenta la capacidad volumétrica de adsorción del lecho por la presencia de las nanopartículas.

Esta prueba confirma la capacidad adsortiva que tienen las nanopartículas. Siendo éste el factor fenomenológico de mayor impacto en un proceso de inhibición de migración de finos.

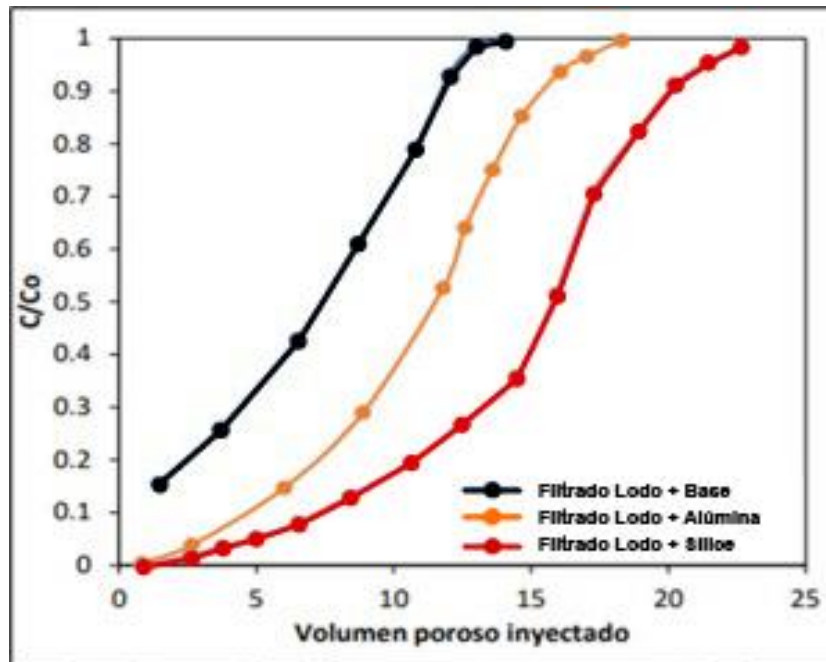


Figura 16. Pruebas de retención de finos en presencia y ausencia de nanopartículas

4.4 Pruebas Dinámicas

Teniendo en cuenta los resultados obtenidos a partir de las pruebas estáticas, se establece que las nanopartículas de Alúmina a una concentración de 0.5%wt son las indicadas para continuar con las pruebas dinámicas debido a que mantienen las propiedades reológicas del lodo, disminuyen el volumen de filtración, mejoran la humectabilidad al agua del medio y favorecen la inhibición de la migración de finos.

4.4.1 Curvas de Permeabilidad efectiva al aceite:

Conociendo que la permeabilidad efectiva es la conductividad de un material poroso a una fase, cuando dos o más fases están fluyendo simultáneamente, como por ejemplo en el proceso de desplazamiento donde la permeabilidad efectiva a una fase dada siempre es menor que la permeabilidad absoluta y es función de la saturación de dicha fase [9], se presentan los resultados de las pruebas de permeabilidad efectiva al aceite en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**, allí se evidencia que la permeabilidad efectiva al aceite de la muestra sin daño es de +/- 392 mD, posteriormente se realiza inyección del fluido de perforación sin nanopartículas con lo cual se genera un daño que ocasiona la reducción del 51% quedando la permeabilidad efectiva al aceite en +/- 202 mD. En cuanto a la reducción causada por el fluido de perforación tratado con nanopartículas de alúmina genera una reducción de permeabilidad del 25% quedando en +/- 282 mD. Con base en este resultado se

exhibe que la utilización de nanopartículas en el fluido de perforación conlleva a disminución del impacto en la permeabilidad que genera la invasión de filtrado.

En cuanto al retorno de la permeabilidad efectiva al aceite, la medición se realiza luego de fluir 20 volúmenes porosos (10 de crudo y 10 de salmuera sintética) a través del núcleo en evaluación, es decir luego de suceder la interacción filtrado de lodo/crudo/salmuera sintética, se procede a medir la permeabilidad efectiva al aceite del lodo base, en esta medición se evidencia un retorno total de la permeabilidad hasta llegar a 442 mD que significa un incremento del 18% con respecto al valor base exhibiendo la ocurrencia de una estimulación. La afectación positiva en la permeabilidad de la roca evaluada se debe a la acción de las nanopartículas sobre las propiedades de la roca y los fluidos de formación, es decir que se favorece la inhibición de la migración de finos con lo cual se evita su desprendimiento y por ende el taponamiento de las gargantas de poro, mejorando así la permeabilidad de la muestra.

En la Figura. 17, se muestran las curvas de permeabilidad efectiva al aceite en los diferentes momentos de la prueba como lo son: muestra de roca sin daño, con daño por exposición al fluido de perforación con y sin nanopartículas y en el retorno luego de desplazar 30 volúmenes porosos.

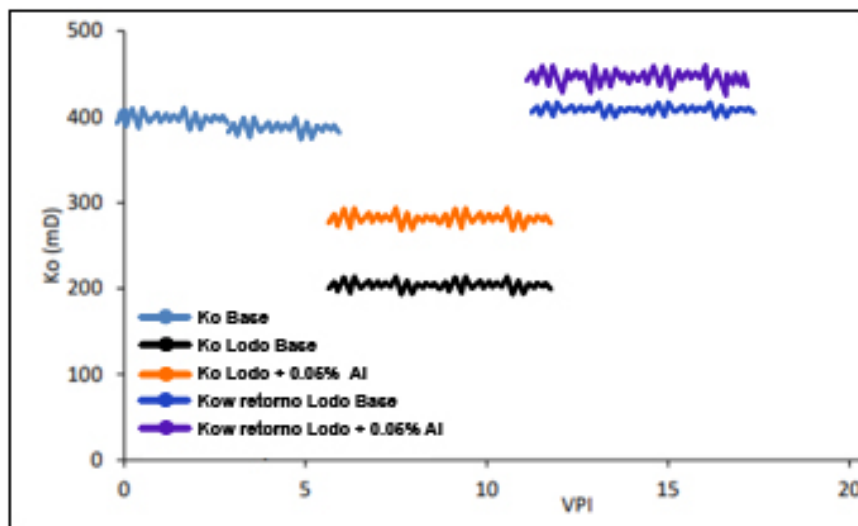


Figura 17. Curvas de permeabilidad efectivas al aceite

4.4.2 Curvas de Permeabilidad relativa y de recobro:

La permeabilidad relativa, es el cociente entre la permeabilidad efectiva y una permeabilidad de referencia. La permeabilidad relativa a la fase no mojante alcanza el máximo a saturaciones menores de 100%, lo cual indica que una porción del espacio poroso disponible

interconectado contribuye poco a la capacidad conductiva del medio poroso. La información obtenida durante esta prueba para el núcleo evaluado en condiciones base, con daño inducido por filtrado de lodo en ausencia de las nanopartículas y con lodo mejorado con nanopartículas de alúmina se presentan en Figura 18.

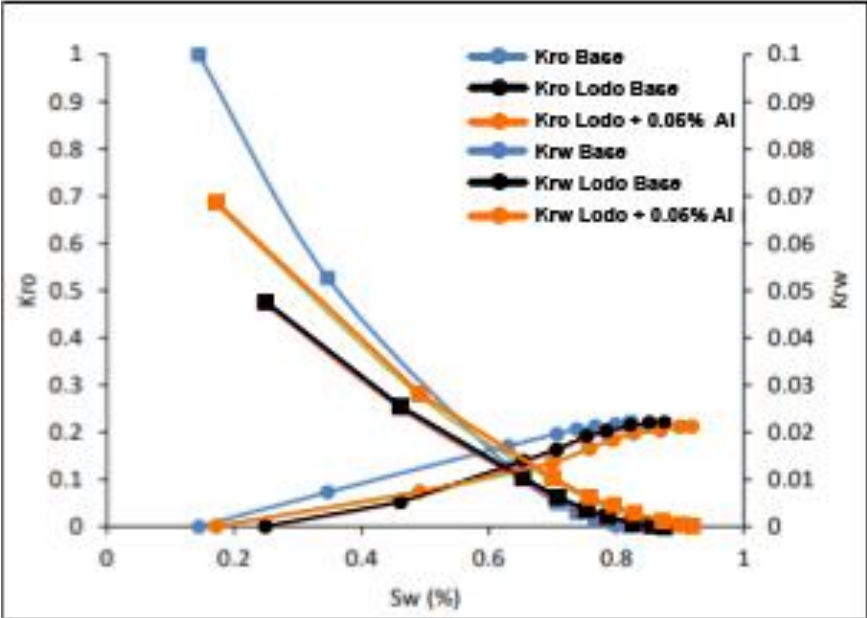


Figura 18. Curvas de permeabilidad relativa

Al comparar el comportamiento de la permeabilidad relativa al aceite (K_{ro}) a condiciones de saturación de agua residual (S_{wr}) entre la prueba de filtrado con y sin nanopartículas, se determina que este punto mejora con la presencia de nanopartículas de alúmina, debido a la disminución en la invasión de filtrado y partículas sólidas. Al reducir el radio de invasión se mitiga el taponamiento de las gargantas de poro que se presenta por acción de las partículas sólidas y el filtrado, atenuando de esta manera el impacto sobre la permeabilidad del medio evaluado. La reducción del daño causado por el filtrado del lodo y las partículas sólidas se traducen en el mejoramiento del flujo de fluidos presente en el medio poroso dado que no se reduce el espacio poroso disponible para esta acción.

Al analizar el comportamiento de las saturaciones residuales de aceite y agua en cada uno de los sistemas, se encuentra que el fluido de perforación sin nanopartículas aumenta los valores de saturación de aceite residual y agua residual en comparación con las encontradas durante la medición hecha en presencia del fluido de perforación que posee nanopartículas de alúmina; y en cuanto a las saturaciones residuales base, éstos valores son inferiores a las mediciones realizadas al núcleo permeado con fluido de perforación con presencia de nanopartículas. Este comportamiento obedece a la influencia ejercida por las nanopartículas

sobre la humectabilidad del medio poroso, haciendo que sea de preferencia humectable al agua y favoreciendo el flujo del petróleo.

En cuanto al recobro se realizaron las pruebas teniendo en cuenta los tres escenarios, base (sin ningún tratamiento), con lodo con y sin nanopartículas al 0.05%w de alúmina, los resultados se presentan en la Figura 19.

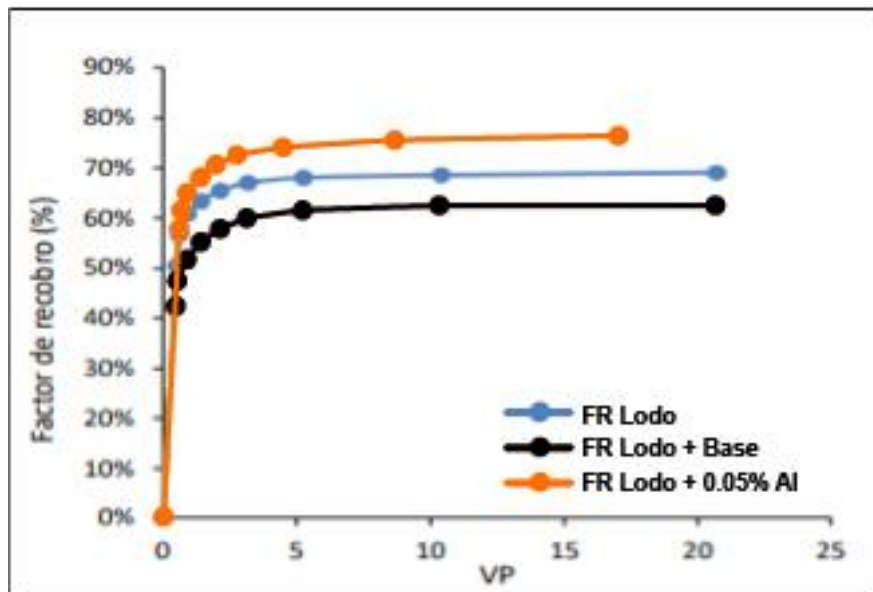


Figura 19. Curvas de Recobro de aceite

A partir de los resultados obtenidos se determina que la presencia de nanopartículas de alúmina en el lodo favorece el recobro, inclusive a valores superiores al caso base y esto obedece a la influencia que ejerce sobre la humectabilidad del medio al agua y la fijación de finos del medio poroso favoreciendo así la permeabilidad del mismo.

4.4.3 Curvas de Tasas críticas

El objetivo de esta prueba es establecer la tasa a la cual se inicia el desprendimiento de las partículas del medio poroso a partir del comportamiento de las permeabilidades efectivas al aceite y al agua. La Figura 20, corresponde al comportamiento de la permeabilidad efectiva al aceite a diferentes tasas en el núcleo previamente tratado con filtrado con y sin nanopartículas de alúmina (Al). Al comparar el comportamiento de la permeabilidad efectiva al aceite en los procesos de evaluación con y sin nanopartículas se establece que la tasa crítica se incrementa en 2 cc/min pasando de 5 cc/min a 7 cc/min por el uso de las nanopartículas de Alúmina, esto se debe a que las nanopartículas físicamente se ubican en el espacio poroso y promueven la

fijación de finos que van migrando empleando sus fuerzas superficiales y de adhesión, esta acción evita el taponamiento por finos de las gargantas de poro y por ende mantiene la permeabilidad del medio.

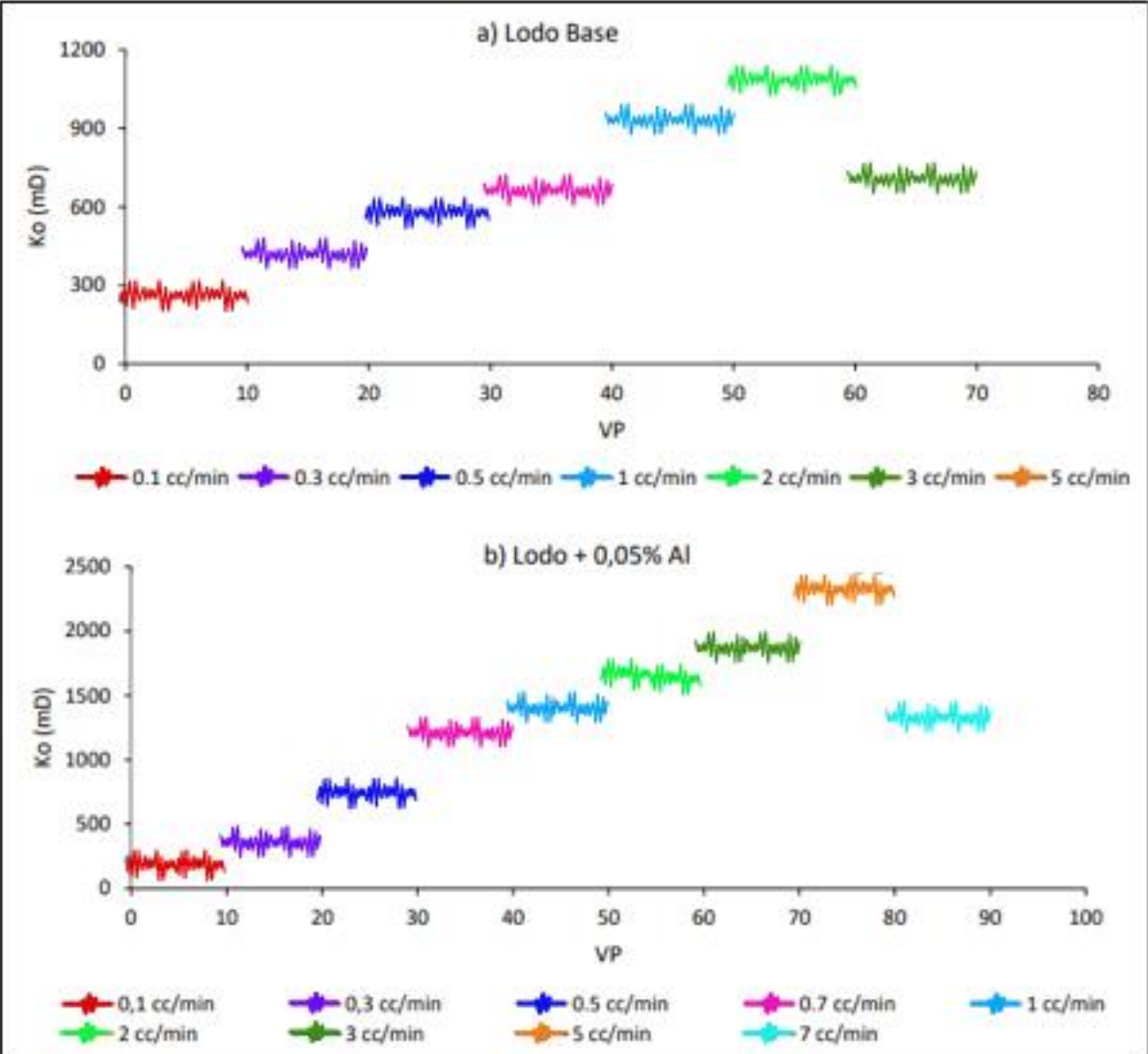


Figura 20. Tasa crítica al aceite posterior a la inyección de filtrado de lodo (a) en presencia y (b) ausencia de nanopartículas.

En la Figura 21, se presenta el comportamiento de la permeabilidad efectiva al agua variando su tasa de inyección, en ambos escenarios se presenta tasa crítica de 5 cc/min, por ende no se observa mejoramiento por efecto de las nanopartículas, posiblemente por ser una prueba que se hace posterior a la tasa crítica del aceite, ya se ha perdido el efecto de las nanopartículas.

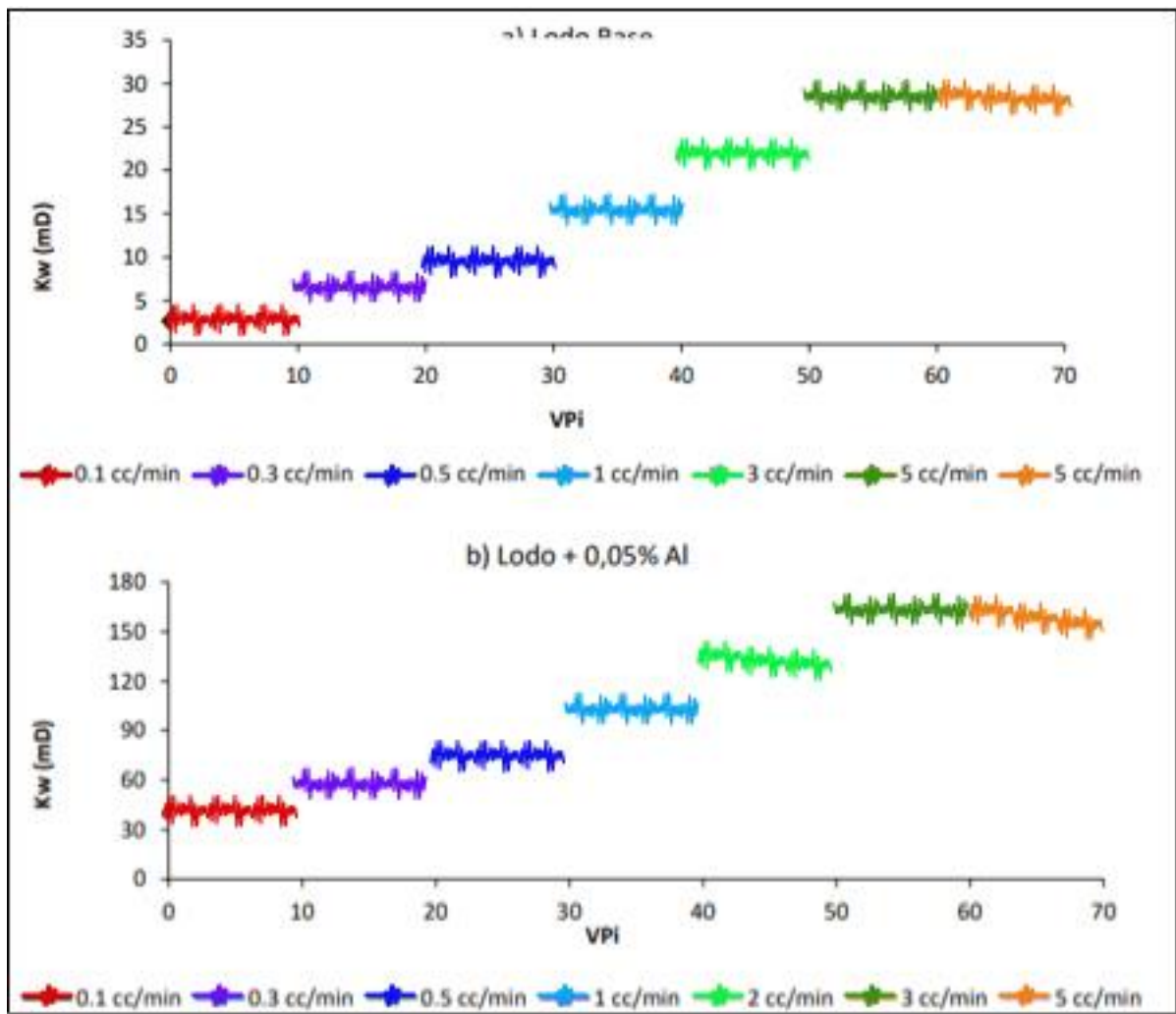


Figura 21. Tasa crítica al aceite posterior a la inyección de filtrado de lodo (a) en presencia y (b) ausencia de nanopartículas.

5. Conclusiones y Recomendaciones

5.1 Conclusiones

Los resultados del análisis de potencial *zeta* determinan que las nanopartículas de Alúmina mantendrán su estabilidad dentro del lodo, dado que su punto isoeléctrico se da cuando el *pH* del medio es 7 y el *pH* de trabajo del lodo de perforación es de 10.

De acuerdo con los resultados obtenidos de las pruebas estáticas, el filtrado generado del lodo en presencia de nanopartículas de alúmina a una concentración de 500 ppm actúa como agente estimulante en la roca, generando mejores resultados en cuanto a la mojabilidad preferente al agua y la inhibición de la migración de finos, comparativamente con el filtrado que contiene las nanopartículas de sílice a la misma concentración.

Al emplear nanopartículas de alúmina en el lodo de perforación se amplía la ventana de saturación de aceite, mejorando el recobro en un 12%, en comparación con el sistema sin nanopartículas, y esto se debe a la influencia ejercida por las nanopartículas sobre la humectabilidad del medio poroso, haciendo que sea de preferencia humectable al agua.

La tasa crítica se incrementa en 40% por el uso de las nanopartículas de Alúmina, este aumento se debe a que se ubican en el espacio poroso y promueven la fijación de finos empleando sus fuerzas superficiales y de adhesión, evitando así el taponamiento por finos de las gargantas de poro manteniendo la permeabilidad.

A partir de los resultados obtenidos de las pruebas experimentales se concluye que es conveniente emplear las nanopartículas de aluminio como agente mejorador del fluido a ser utilizado para perforar la Formación Carbonera en el campo de los Llanos Orientales sobre el cual se realizó la presente evaluación.

5.2 Recomendaciones

Durante la perforación de la Formación Carbonera, se debe emplear un fluido mejorado con nanopartículas, al cual se le deben realizar mediciones de su pH , tanto en la entrada como en los retornos. Lo anterior con el fin de garantizar la estabilidad de las nanopartículas.

En las ocasiones que se realicen cambios en la formulación del fluido base, se debe realizar nuevamente toda la evaluación. Teniendo en cuenta que las nanopartículas tienen reacciones con los componentes que hacen parte del medio de acarreo, en este caso el fluido de perforación.

A partir de los resultados obtenidos de las pruebas experimentales se estima conveniente emplear las nanopartículas de aluminio como agente mejorador del fluido a ser utilizado para perforar la Formación Carbonera en el campo de los Llanos Orientales sobre el cual se realizó la presente evaluación.

6 Bibliografía

1. Cortés F., M.C., & Franco C. (2013). "Uso de nanopartículas de Sílice para la estabilización de finos en lechos empacados de arena Ottawa". págs. (26-33).
2. Castruita G, P. & Saucedo, E. (2012). "Síntesis y Caracterización de Alúmina- α vía Sol". Gel: Academia Española.
3. He, W & Stephens, M. (2011). "Bridging Particle Size Distribution in Drilling Fluid and Formation Damage". In SPE Eur. Formation Damage Conference. Pags. (7-10).
4. Vickers, S., Jones, M & Twynam, T. (2006). "A new methodology that surpasses current bridging theories to efficiently seal a varied pore throat distribution as found in natural reservoir formations". Wiert. Naft. Gaz, vol. 23/1. Pags. (501-515).
5. Caenn, R., H.C.H.D., and Gray, G.R. (2011). "Composition and Properties of Drilling and Completions Fluids". Gulf Professional Publishing. Pags. (1–37, 201).
6. Akinsete, O & Isehunwa, S.O. (2013). "An Analysis of Formation Damage During the Drilling of Deviated Wells". Ed. Petroleum Science Technology, 31: Pags. (2202-2210).
7. Navarrete, R.C., Dearing, H. L., Constien, V. G., Marsaglia, K. M., Seheult, J. M., & Rodgers, P. (2002). "Experiments in Fluid Loss and Formation Damage with Xanthan-Based Fluids While Drilling, in Society of Petroleum Engineers". SPE, Editor.
8. Sheshdeh, M.J. (2015). "A Review Study of Wettability Alteration Methods with Regard to Nano-Materials Application". In SPE Bergen One Day Seminar. Society of Petroleum Engineers: Bergen, Norway. Pag. (12).
9. A., N. "Evaluación de yacimientos de hidrocarburos". Centro de Publicaciones Universidad Nacional de Colombia. Vol. (1).
10. Bedrikovetsky, P. & Oliveira, M. (2014). "Slow migration of mobilized fines during flow in reservoir rocks: Laboratory study". Journal of petroleum science and engineering, [122: págs. (234-541).]
11. Usuga-Manco, L. (2015). "*Estudio de la hidrofobicidad de la caolinita de La Unión, Antioquia*". Tecno Lógicas, 18: Pags. (71-81).
12. Franco, C., Cortés, F., & Nassar, N. (2014). "Adsorptive removal of oil spill from oil-in-fresh water emulsions by hydrophobic alumina nanoparticles functionalized with petroleum vacuum residue". Journal of colloid and interface science. Pág. (168-177).
13. Hoelscher, K. (2013). "Nanotechnology Application in Drilling Fluids, in Offshore Mediterranean Conference and Exhibition. Offshore Mediterranean Conference: Ravenna, Italy. Pág. (11)..

14. Ullo, J. (2008). "Computational Challenges in the Search for and Production of Hydrocarbons". *Scientific Modeling and Simulation*, 15: Pags. (313-337).
15. Bennion, D.B., Thomas, F. B., & Bennion, D. W. (1991). "Effective Laboratory Coreflood Tests to Evaluate and Minimize Formation Damage in Horizontal Wells, in Third International Conference on Horizontal Well Technology". Houston, Texas.
16. Bennion, D.B., & Thomas, F. B. (1994). "Underbalanced Drilling of Horizontal
17. Wells. (1994). *Does It Really Eliminate Formation Damage*, in *SPE Formation Damage Control Symposium*". SPE, Editor: Lafayette, Louisiana.
18. Ezeukwu, T., R.L. Thomas, & Gunnerod, T. (1998). "Fines Migration Control in High-Water-Cut Nigerian Oil Wells: Problems and Solutions, in SPE Formation Damage Control Conference". Society of Petroleum Engineers: Lafayette, Louisiana. Pág. (9).
19. Sarkar, A.K. & Sharma, M. (1990). "Fines Migration in Two-Phase Flow". *Journal of Petroleum Technology*, 42 (05): Pags. (646-652).
20. Yuan, B., Moghanloo, R.G & Zheng, D. (2016). "Analytical Evaluation of Nanoparticle Application To Mitigate Fines Migration in Porous Media". *SPE Journal*, 21(06): Pags. (2317-2332).
21. Ahmadi, M., & Zeta, A. (2013). "Potential Investigation and Experimental Study of Nanoparticles Deposited on Rock Surface To Reduce Fines Migration". *SPE Journal*, pags. (534-544).
22. Huang, T., Crews, J. & Willingham, J. (2008). "Using Nanoparticle Technology to Control Fine Migration, in SPE Annual Technical Conference and Exhibition". Society of Petroleum Engineers: Denver, Colorado, USA. Pág. (9).
23. Yuan, B., Ghanbarnezhad, R & Pattamasingh, P. (2015). "Applying Method of Characteristics to Study Utilization of Nanoparticles to Reduce Fines Migration in Deepwater Reservoirs, in SPE European Formation Damage Conference and Exhibition". Society of Petroleum Engineers: Budapest, Hungary. Pag. (21).
24. Giraldo, J. (2013). "Wettability Alteration of Sandstone Cores by Alumina-Based Nanofluids". *Energy & Fuels*, Págs. (3659-3665).
25. Civan, F. "Reservoir Formation Damage Fundamentals, Modeling, Assessment, and Mitigation". (2000). Houston, Texas: Gulf Publishing Company. Pág. (740).
26. Porter, K.E. (1989). "An Overview of Formation Damage". *Petroleum Technology*, 41: Pags. (780-786).
27. Mungan, N. "Discussion of An Overview of Formation Damage". (1989). *Petroleum Technology*, 41: Pag. (1224).
28. Amaefule, J.O. (1987). "Understanding Formation Damage Processes: An Essential Ingredient for Improved Measurement and Interpretation of Relative Permeability Data,

- in SPE Production Operations Symposium". Society of Petroleum Engineers: Oklahoma City, Oklahoma. pág. (25).
29. Posium. (1987). " Society of Petroleum Engineers: Oklahoma City". Oklahoma. Pag. (25).
 30. Wojtanowicz, A.K., Krilov, Z., & Langlinais, J.P. (1987). "Study on the Effect of Pore Blocking Mechanisms on Formation Damage, in SPE Production Operations Symposium". Society of Petroleum Engineers: Oklahoma City, Oklahoma. Pag. (15).
 31. Ives, K. (1985). "Mathematical Models and Design Methods in Solid-Liquid Separation". Págs. (90-332).
 32. McDowell-Boyer, L.M., Hunt, J.R & Sitar, N. (1986). "Particle transport through porous media". Water Resources Research, 22(13): Pags. (1901-1921).
 33. Khilar, K.C. & Fogler, H.S. (1987). "Colloidally Induced Fines Migration in Porous Media, in Reviews in Chemical Engineering". Pag. (41).
 34. Israelachvili, J. (2015). "Intermolecular and surface forces". Academic press.
 35. Zeta-Meter, I. (2012). "Zeta Potential: A Complete Course in 5 Minutes (The Interaction of Colloids)".
 36. Treybal, R.E. (1988). "Operaciones de transferencia de masa". Segunda edicion.
 37. Ferrer, M.P. "Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos". Maracaibo, Venezuela. Pág. (561).
 38. B.M, G.L.A.S. (2005). "Efecto de la mojabilidad en las propiedades petrofísicas y operaciones de recobro secundario, in Ingenierías fisicoquímicas". Industrial de Santander: Bucaramanga. pág. (135).
 39. F.F, C., (1971). "The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding." Monograph. Vol. 3. Texas: SPE.
 40. Kowalewski, E., Holt, T and Torsaeter, O. (2002). "Wettability alterations due to an oil soluble additive". Journal of Petroleum Science and Engineering, Pags. (19-28).
 41. Maghzi, A. (2012). "Monitoring wettability alteration by silica nanoparticles during water flooding to heavy oils in five-spot systems: A pore-level investigation". Experimental Thermal and Fluid Science, 40: Pags. (168-176).
 42. Stöber, W., Fink, A & Bohn, E. (1968). "Controlled growth of monodisperse silica spheres in the micron size range". Journal of Colloid and Interface Science, 26(1): Pags. (62-69).
 43. Castañeda, J. (2006). "Fabricación de materiales amorfos y policristalinos con la ruta sol-gel". Boletín de la Sociedad Mexicana de Física. Págs. (13-15).
 44. Echeverri, M., L.F. Giraldo, and B.L. López. (2007). "Síntesis y funcionalización de nanopartículas de sílica con morfología esférica". Scientia et technica. Pag. (13).

45. Micromeritics. (1996-2020). "Search results". Disponible en: <https://www.micromeritics.com/SearchResults.aspx?keywords=nanoplus3&q=nanoplus3>.
46. Shimadzu. Molecular Spectro_FTIR.
47. Wang, G. (2017). "Surface activities and aggregation behaviors of cationic-anionic fluorocarbon-hydrocarbon surfactants in dilute solutions". *Molecular Liquids*, 234: Pags. (142-148).
48. Sharma, V. (2016). "Zeta-potential and particle size studies of silver sulphide nanoparticles, in AIP Publishing". AIP Conference Proceedings.
49. Institute, A.P., R. API. (2003). "*Recommended Practice for Field Testing Water-Based Drilling Fluids, and ISO 10414-1*".
50. P. J. Boul, B. Reddy, J. Zhang, and C. Thaemlitz, "Functionalized nanosilicas as shale inhibitors in water-based drilling fluids," *SPE Drilling & Completion*, vol. 32, pp. 121-130, 2017.
51. Ariza E., Gómez, M., & Cañon, J. (2013). "*Factibilidad del uso del almidón de achira como agente controlador de filtrado en lodos de perforación base agua*". *Revista ION*, 26(1): Pág. (63-71).
52. Mondragón, R. (2014). "*Preparación y caracterización de nanofluidos: Influencia de variables sobre su estabilidad, estado de aglomeración y propiedades físicas*". *Boletín de la Sociedad Española de Cerámica y Vidrio*, 53: Pag. (101-110).

Publicaciones

Paper en revision: Design of a Novel Double Purpose Drilling Fluids Based on the Nanotechnology: Drilling-Induced Formation Damage Reduction and Improvement of the Mud Filtrate Quality.

Anexos

7.1 Lista de figuras

1. Figura 1. Procesos de las partículas finas.
2. Figura 2. Fuerzas y vectores ejercidos sobre una partícula fina en la superficie del poro.
3. Figura 3. Fuerzas de Van der Waals.
4. Figura 4. Potencial *zeta* como función del *pH*.
5. Figura 5. Mapa esquemático de la adsorción de nanopartículas en la superficie de partículas finas.
6. Figura 6. Esquema del Montaje experimental para la prueba de imbibición espontánea
7. Figura 7. Esquema del Montaje experimental para la prueba de adsorción
8. Figura 8. Tamaño de partículas de Alúmina y Sílice, técnica DLS Fuente: Informe laboratorio de Fenómenos de Superficie Universidad Nacional de Colombia – Sede Medellín
9. Figura 9. Grupos Funcionales de las nanopartículas de Alúmina y Sílice – Técnica Espectro FTIR. Fuente: Informe laboratorio de Fenómenos de Superficie Universidad Nacional de Colombia – Sede Medellín.
10. Figura 10. Estabilidad térmica de las nanopartículas de Alúmina y Sílice en función de la temperatura, mediante la técnica TGA. Fuente: Informe laboratorio de Fenómenos de Superficie Universidad Nacional de Colombia – Sede Medellín

11. Figura 11. Potencial zeta Vs pH para las nanopartículas de Alúmina (Al) y Sílice (Si). Fuente: Informe laboratorio de Fenómenos de Superficie Universidad Nacional de Colombia – Sede Medellín.
12. Figura 122. Registro fotográfico revoques prueba HPHT; Lodos frescos: a) Lodo base b) Si 0.05 %wt c) Al 0.05 %wt; Lodos rolados: a) Lodo base b) Si 0.05 %wt c) Al 0.05 %wt. Fuente: Informe laboratorio de Fenómenos de Superficie Universidad Nacional de Colombia – Sede Medellín
13. Figura 13. Resultados microscopia de las muestras de filtrado a) Lodo base b) Si 0.05%wt c) Al 0.05%wt. Fuente: Informe laboratorio de Fenómenos de Superficie Universidad Nacional de Colombia – Sede Medellín
14. Figura 14. Ángulos de contacto sistema roca/agua/aire y del sistema roca/aceite/agua antes y después del tratamiento con nanopartículas. Fuente: Informe laboratorio de Fenómenos de Superficie Universidad Nacional de Colombia – Sede Medellín
15. Figura 15. Pruebas de imbibición en presencia y ausencia de nanopartículas de sílice y Alúmina. Fuente: Informe laboratorio de Fenómenos de Superficie Universidad Nacional de Colombia – Sede Medellín.
16. Figura 16. Pruebas de retención de finos en presencia y ausencia de nanopartículas. Fuente: Informe laboratorio de Fenómenos de Superficie Universidad Nacional de Colombia – Sede Medellín.
17. Figura 17. Curvas de permeabilidad efectivas al aceite. Fuente: Informe laboratorio de Fenómenos de Superficie Universidad Nacional de Colombia – Sede Medellín.
18. Figura 18. Curvas de permeabilidad relativa. Fuente: Informe laboratorio de Fenómenos de Superficie Universidad Nacional de Colombia – Sede Medellín.

19. Figura 19. Curvas de Recobro de aceite. Fuente: Informe laboratorio de Fenómenos de Superficie Universidad Nacional de Colombia – Sede Medellín.
20. Figura 20. Tasa crítica al aceite posterior a la inyección de filtrado de lodo (a) en presencia y (b) ausencia de nanopartículas. Fuente: Informe laboratorio de Fenómenos de Superficie Universidad Nacional de Colombia – Sede Medellín.
21. Figura 21. Tasa crítica al aceite posterior a la inyección de filtrado de lodo (a) en presencia y (b) ausencia de nanopartículas. Fuente: Informe laboratorio de Fenómenos de Superficie Universidad Nacional de Colombia – Sede Medellín

7.2 Lista de tablas

1. Tabla 2. Comparación volumen de filtrado y espesor de la retorta mediante método HPHT-Lodos frescos
2. Tabla 2. Comparación volumen de filtrado y espesor de la retorta mediante método HPHT-Lodos rolados
3. Tabla 3. Tamaño de sólidos en el filtrado (DLS)

