

Evaluación de las propiedades reológicas de un fluido de perforación base agua modificado con nanopartículas de óxido de grafeno sulfonado, sintetizadas y caracterizadas en el laboratorio.

Jefferson Andrés Ramírez Lozano y José Luis Duarte Vásquez

Trabajo de grado como requisito para optar al título de Ingeniero de Petróleos

Director

Nicolás Santos Santos

Magister en Ingeniería de Hidrocarburos

Codirector

Enrique Mejía Ospino

PhD en Ciencias Químicas

Universidad Industrial de Santander UIS

Facultad de Ingeniería Físicoquímicas

Escuela de Petróleos

Bucaramanga

2023

**Dedicatoria**

*En primer lugar, dedico esta investigación a Dios, porque sin el nada de esto hubiera sido posible.*

*A mi mamá, Arnulfo, Emiro y a toda mi familia que de una u otra forma contribuyeron con su apoyo, amor y consejo para seguir día a día y poder culminar esta etapa.*

*A mis profesores y amigos que me dejó la universidad, por todas las aventuras vividas llenas de aprendizaje y buenos recuerdos.*

*Jose Luis Duarte Vásquez*

**Dedicatoria**

*Este trabajo es dedicado a Dios, que va de mi mano día a día.*

*Jeffersson Andres Ramirez Lozano*

### **Agradecimientos**

*Agradecemos a la Universidad Industrial de Santander, a todos aquellos que hicieron parte de nuestra formación como futuros ingenieros de Petróleos, y puntualmente queremos expresar nuestro agradecimiento a:*

*PhD. Enrique Mejía Ospino, codirector y la razón de ser de esta investigación, por todo su apoyo, paciencia y enseñanzas para llevar a cabo este proyecto.*

*Brayan Alberto Arenas Blanco, Físico, quien fue indispensable para sintetizar el óxido de grafeno, gracias a su colaboración, disposición y amabilidad para enseñarnos y guiarnos en todo el proceso.*

*MSc. Nicolás Santos Santos, director del proyecto, por su incondicionalidad para ayudar en todo momento.*

*Al LEAM (Laboratorio de Espectroscopia Atómica y Molecular) por prestarnos sus instalaciones y a todos sus integrantes que siempre estuvieron dispuestos a responder dudas y ayudarnos en cada tropiezo.*

*A nuestros padres, familia, amigos, compañeros, docentes y todas esas personas que estuvieron y fueron parte de nuestras vidas durante nuestro paso por la universidad, muchas gracias a todos y cada uno de ellos.*

***Jefferson Andrés Ramírez Lozano***

***Jose Luis Duarte Vásquez***

**Tabla de contenido**

	Pág.
1. Objetivos.....	15
1.1 Objetivo General .....	15
1.2 Objetivos Específicos .....	15
2. Marco teórico.....	16
2.1. Reología.....	16
2.1.1 Propiedades Reológicas .....	17
2.1.1.1 Reología de los fluidos .....	17
2.2. Fluido de Perforación .....	18
2.2.1. Composición de los fluidos de perforación .....	19
2.2.1.1 Fase continua.....	19
2.2.1.2. Fase dispersa .....	19
2.2.2 Propiedades fundamentales de los Lodos de Perforación.....	20
2.2.3 Funciones del fluido de perforación.....	24
2.2.4 Tipos de Lodos de Perforación .....	29
2.2.4.1. Lodos Base Agua.....	29
2.2.4.2. Lodos Base Aceite .....	31
2.2.4.3. Lodos Base Gaseosa .....	32
2.2.5 Lodos nativos .....	33
2.2.5.1 Características de los lodos nativos.....	33
2.2.5.2. Ventajas.....	34

2.3. Clasificación de los aditivos comerciales de fluidos de perforación.....	34
2.3.1 Aditivos para control de filtrado .....	34
2.3.2 Aditivos para densidad .....	35
2.3.3 Aditivos para reología .....	35
2.3.4 Aditivos para prevención de arcillas .....	35
2.3.5 Aditivos para prevención de corrosión.....	35
2.3.6 Aditivos para la prevención de formación de espuma.....	35
2.4. Nanopartículas de óxido de grafeno sulfonado.....	36
2.4.1 Definición y propiedades del óxido de grafeno sulfonado .....	36
2.4.2 Aplicaciones del óxido de grafeno sulfonado en la industria petrolera.....	36
2.4.3 La nanotecnología .....	36
2.5 Pruebas de compatibilidad.....	36
3. Metodología.....	40
4. Síntesis en el laboratorio de óxido de grafeno sulfonado.....	41
4.1. Dispersión del óxido de grafito y medición de la concentración.....	45
4.2. Funcionalización del Oxido de grafenao .....	47
4.3. Caracterización del oxido de grafeno sulfonado.....	50
4.3.1 Espectroscopía Raman.....	50
4.3.2 Espectroscopia infrarroja .....	52
5. Métodos y Resultados .....	54
5.1 Formulación y formatos de pruebas preliminares.....	54
5.1.1 Formulación del lodo base.....	55
5.1.2 Reología del lodo base.....	56

5.2 Prueba para la determinación de la cantidad de bentonita base.....	58
5.3 Formulación del lodo con aditivo de óxido de grafeno sulfonado.....	60
5.3.1 Reología de un lodo con oxido de grafeno sulfonado .....	61
5.4 Formulación del lodo con aditivo de goma xantana .....	65
5.4.1 Reología de un lodo con aditivo de goma xantana.....	67
5.5 Formulación del lodo con aditivo de goma guar.....	69
5.5.1 Reología de un lodo con aditivo de goma guar.....	69
6. formulación del comparativo para todos los lodos. ....	72
7. Pruebas de compatibilidad.....	79
8. Conclusiones.....	84
9. Recomendaciones.....	85
Referencias Bibliográficas.....	86

### Lista de figuras

	Pág.
Figura 1. Montaje sobre la plancha de calentamiento.....	42
Figura 2. Cambio vaso de precipitado y adición de H <sub>2</sub> O <sub>2</sub> .....	42
Figura 3. Proceso de decantado de 24 horas.....	43
Figura 4. Tubos Falcón antes y después de la centrifuga.....	44
Figura 5. Ultimo lavado pH 5.....	45
Figura 6. Vidrio reloj con el GO.....	46
Figura 7. Montaje para funcionalizar.....	49
Figura 8. Envasado del SGO.....	50
Figura 9. Espectros Raman del GO y SGO.....	51
Figura 10. Espectros FTIR de GO y SGO.....	52
Figura 11. Mezcladora y lodo base 1.....	55
Figura 12. Esfuerzo de corte en un reómetro Fan 35 vs revoluciones por minuto.....	56
Figura 13. Valores de los diferentes tipos de propiedades reológicas.....	57
Figura 14. Curva de la bentonita nacional realizada con los datos obtenidos.....	59
Figura 15. Lodos 3 y 4 descritos anteriormente.....	61
Figura 16. Esfuerzo de corte en un reómetro Fan 35 vs revoluciones por minuto con aditivo de SGO.....	62
Figura 17. Grafica de las viscosidades vs concentración de óxido de grafeno sulfonado.....	62
Figura 18. Grafica del Yield point y Gel (10s) vs concentración de óxido de grafeno sulfonado.....	

.....	63
Figura 19. Comparación de las propiedades reológicas con respecto a los lodos con concentraciones diferentes.....	64
Figura 20. Lodos 5 y 6 con diferentes concentraciones de goma Xantana. ....	66
Figura 21. Esfuerzo de corte en un reómetro Fan 35 vs revoluciones por minuto con aditivo de goma Xantana .....	67
Figura 22. Comparación de las propiedades reológicas de los lodos con aditivo de goma Xantana y con concentraciones diferentes. ....	68
Figura 23. Esfuerzo de corte en un reómetro Fan 35 vs revoluciones por minuto con aditivo de goma Guar. ....	70
Figura 24. Comparación de las propiedades reológicas de los lodos con aditivo de goma Guar..	71
Figura 25. Lodos 3,4,5,6,7 y 8 descritos anteriormente. ....	73
Figura 26. Grafica comparativa del esfuerzo de corte vs revoluciones por minuto de todos los aditivos. ....	73
Figura 27. Grafica comparativa del comportamiento de las viscosidades aparentes en los lodos trabajados.....	74
Figura 28. Grafica comparativa del comportamiento del punto de gel (10s) de los lodos trabajados .....	75
Figura 29. Grafica comparativa del comportamiento de las viscosidades plásticas en los lodos trabajados.....	76
Figura 30. Grafica comparativa del comportamiento de las viscosidades plásticas en los lodos trabajados.....	77

**Lista de tablas**

	Pág.
Tabla 1. Formulación de lodos base con concentraciones de bentonita diferente.....	55
Tabla 2. Formato de recolección de datos para el lodo base. ....	56
Tabla 3. Prueba de rendimiento de la bentonita .....	58
Tabla 4. Formulación del lodo con oxido de grafeno sulfonado .....	60
Tabla 5. Formato de recolección de datos para el lodo con óxido de grafeno sulfonado. ....	61
Tabla 6. Composición del lodo con aditivo de goma Xantana.....	66
Tabla 7. Formato de recolección de datos para el lodo con aditivo de goma Xantana.....	67
Tabla 8. Composición del lodo con aditivo de goma Guar .....	69
Tabla 9. Formato de recolección de datos reológicos para el lodo con aditivo de goma Guar. ....	69
Tabla 10. Comparativa en la reología de lodos con oxido de grafeno sulfonado y aditivo de goma guar y xantana.....	72
Tabla 11. Formato para registro de las pruebas de compatibilidad. ....	79
Tabla 12. Observaciones de la prueba de compatibilidad para el lodo 4.....	80
Tabla 13. Observaciones de la prueba de compatibilidad para el lodo 6.....	81
Tabla 14. Observaciones de la prueba de compatibilidad para el lodo 8.....	82

**Lista de ecuaciones**

	Pág.
Ecuación 1. Calculo de la viscosidad Plástica.....	21
Ecuación 2. Calculo de la viscosidad Aparente.....	22
Ecuación 3. Calculo de la viscosidad Yield Point. ....	22
Ecuación 4. Calculo de la concentración de oxido de grafeno.....	46
Ecuación 5. Calculo para determinar el volumen a la concentración del oxido de grafeno necesaria. .....	48
Ecuación 6. Polinomio que describe la viscosidad aparente. ....	59

## Resumen

**Título:** Evaluación de las propiedades reológicas de un fluido de perforación base agua modificado con nanopartículas de óxido de grafeno sulfonado sintetizadas y caracterizadas en el laboratorio.\*

**Autores:** Jeffersson Andres Ramirez Lozano y Jose Luis Duarte Vasquez\*\*

**Palabras Clave:** Síntesis, Oxido de grafeno, Oxido de grafeno sulfonado, Fluido de perforación, Viscosidad, Propiedades reológicas, Caracterización.

### Descripción:

El objetivo principal es el estudio de las propiedades reológicas de un lodo de perforación utilizando óxido de grafeno sulfonado como aditivo. El trabajo comienza con la síntesis del óxido de grafeno sulfonado utilizando un método químico y se caracteriza por medio de diversas técnicas de análisis, como espectroscopía Raman e infrarroja.

Una vez obtenido el óxido de grafeno sulfonado, se caracterizó la nanopartícula sintetizada y se estudió su efecto sobre las propiedades reológicas del lodo de perforación. Se midieron diversas propiedades reológicas, como la viscosidad, la tensión de corte y el índice de flujo, y se compararon los resultados de un lodo de perforación con oxido de grafeno sulfonado y dos lodos de perforación más, uno con goma xantana y el otro con goma guar, los cuales son aditivos comúnmente utilizados en la industria de perforación.

Los resultados de este trabajo pueden tener importantes implicaciones para la industria del petróleo y gas, al proporcionar una nueva estrategia para mejorar la eficiencia y la seguridad en la perforación de pozos.

---

\*Trabajo de grado

\*\* Universidad Industrial de Santander (UIS). Ingeniería de Petróleos. Director: Nicolas Santos Santos Ingeniero de Petroleos. Codirector: Enrique Mejía Ospino. Ph.D. en Ciencias Químicas.

### Abstract

**Title:** "Evaluation of the rheological properties of a water-based drilling fluid modified with synthesized and characterized sulfonated graphene oxide nanoparticles."\*

**Authors:** Jeffersson Andres Ramirez Lozano and Jose Luis Duarte Vasquez.\*\*

**Keywords:** Synthesis, Graphene oxide, Sulfonated graphene oxide, Drilling fluid, Viscosity, Rheological properties, Characterization.

#### Description:

The main objective is to study the rheological properties of a drilling fluid using sulfonated graphene oxide as an additive. The work begins with the synthesis of sulfonated graphene oxide using a chemical method and is characterized by various analysis techniques such as Raman spectroscopy and infrared.

Once the sulfonated graphene oxide is obtained, the synthesized nanoparticle will be characterized and its effect on the rheological properties of the drilling fluid will be studied. Various rheological properties such as viscosity, shear stress, and flow index will be measured, and the results will be compared with a drilling fluid without additives as well as a comparison with other additives commonly used in the drilling industry.

The results of this work can have significant implications for the oil and gas industry by providing a new strategy to improve efficiency and safety in well drilling.

---

\* Degreed Work

\*\* Industrial University of Santander (UIS). Petroleum Engineering. Director: Nicolas Santos Santos Petroleum Engineer. Co-director: Enrique Mejía Ospino. Ph.D. in Chemical Sciences.

## Introducción

La industria del petróleo y gas es una de las más importantes en todo el mundo, ya que proporciona la energía necesaria para el desarrollo y funcionamiento de una gran variedad de actividades económicas y sociales. La perforación de pozos de petróleo y gas es uno de los procesos más importantes en esta industria, ya que permite obtener los recursos energéticos necesarios para satisfacer la demanda global.

Uno de los principales desafíos que se presentan en la perforación de pozos es el control de la reología de los fluidos utilizados en el proceso, conocidos como lodos de perforación. La reología es una propiedad fundamental de los fluidos que se utiliza para medir su capacidad de fluir y deformarse. El comportamiento reológico del lodo de perforación es fundamental para mantener la estabilidad del pozo, prevenir la pérdida de circulación y evitar problemas de atascamiento de herramientas.

En este contexto, la síntesis y caracterización de óxido de grafeno sulfonado se presenta como una posible solución para mejorar las propiedades reológicas del lodo de perforación. El óxido de grafeno sulfonado es un material derivado del grafeno que ha demostrado ser altamente efectivo como aditivo para mejorar las propiedades mecánicas y reológicas de diferentes tipos de materiales.

En este trabajo de grado se abordará la síntesis y caracterización de óxido de grafeno sulfonado, así como su efecto en las propiedades reológicas de un lodo de perforación. El objetivo principal del trabajo es evaluar la efectividad de este aditivo para mejorar la reología del lodo de perforación y, de esta manera, contribuir al desarrollo de nuevas estrategias para la perforación de pozos más eficiente y segura.

## **1. Objetivos**

### **1.1 Objetivo General**

Evaluar las propiedades reológicas de un fluido de perforación modificado con una nanopartícula sulfonada, sintetizada y caracterizada en el laboratorio.

### **1.2 Objetivos Específicos**

Sintetizar nanopartículas de óxido de grafeno sulfonado.

Caracterizar mediante métodos espectroscópicos el óxido de grafeno sulfonado.

Evaluar las propiedades reológicas de un fluido de perforación base agua al que se le adiciona el óxido de grafeno sulfonado.

Evaluar las propiedades reológicas de un fluido de perforación base agua al que se le adiciona un aditivo comercial (goma xantana).

Comparar los resultados obtenidos con el refuerzo de óxido de grafeno sulfonado y con el aditivo comercial (goma xantana) con el fin de determinar la eficiencia del uso del óxido de grafeno sulfonado en el fluido de perforación.

## 2. Marco teórico

### 2.1. Reología

La Reología es una disciplina científica que se dedica al estudio de la deformación y flujo de la materia o, más precisamente, de los fluidos. La palabra reología proviene del griego la cual significa fluir. A pesar de que la Reología pudiera cubrir todo lo que tiene que ver con los comportamientos de flujo en aeronáutica, mecánica de fluidos e inclusive la mecánica de sólidos, el objetivo de la Reología está restringido a la observación del comportamiento de materiales sometidos a deformaciones muy sencillas. (Centro Internacional de Educación y Desarrollo [CIED] y Petróleos de Venezuela S.A [PDVSA], 2002).

Por su parte, por medio de la observación y del conocimiento del campo de deformación aplicado, el reólogo puede en muchos casos desarrollar una relación constitutiva o modelo matemático que permite obtener, en principio, las funciones materiales o propiedades que caracterizan el material. Las funciones materiales y relaciones constitutivas tienen varios usos en la práctica, dependiendo del objetivo del estudio de cada tipo de material (Hawker et al., 2002).

En tal sentido pueden distinguirse dos objetivos principales:

Predecir el comportamiento macroscópico del fluido bajo condiciones de proceso para lo cual se hace uso de las relaciones constitutivas y de las funciones materiales (Hawker et al., 2002).

Estudiar de manera indirecta la microestructura del fluido y evaluar el efecto de varios factores sobre dicha microestructura. Para esto se comparan las funciones materiales o propiedades reológicas Los fluidos que son del interés de la Reología presentan una gama de comportamientos que van desde el viscoso Newtoniano hasta el sólido elástico de Hooke, que serán definidos más

adelante. Dentro de esta categoría pueden conseguirse innumerables materiales tales como el yogurt, la mayonesa, la sangre, las pinturas, las grasas y muchos más (Hawker et al., 2002).

### ***2.1.1 Propiedades Reológicas***

Las propiedades reológicas estudian el comportamiento de los fluidos sometidos a carga mecánica. La estructura sólida, al tener forma definida, cuando se somete a carga se deforma y se tensiona. Sin embargo, la estructura líquida, al no tener forma definida, cuando se somete a carga no se deforma, sino que al cambio producido en la posición de los átomos se le llama fluencia, y tampoco se produce tensión, ya que esta se libera con la fluencia (CIED y PDVSA, 2002).

**2.1.1.1 Reología de los fluidos.** Es la ciencia que estudia la capacidad y comportamiento del flujo de fluidos. Se entiende por fluido cualquier sustancia que se deforma constantemente cuando es sometida a esfuerzos de corte (cizallamiento) por muy pequeño que este sea (Hawker et al., 2002). El flujo es el movimiento de un fluido y puede ser tapón, laminar o turbulento. Los fluidos pueden ser:

Newtonianos: Flujo básico donde el esfuerzo de cizallamiento o corte es directamente proporcional a la tasa de corte. Inician su movimiento al agregar presión al sistema ( $P > 0$ ). Entre ellos se pueden encontrar el agua, aceite, gasolina, glicerina, etc.

No Newtonianos: Su viscosidad depende las condiciones del flujo (movimiento de un fluido). El fluido puede ser: Tapón, Laminar o Turbulento. Los fluidos No Newtonianos se clasifican de la siguiente manera, en función de su comportamiento con el tiempo: Comportamiento independiente del tiempo: Plástico, Dilatante. Comportamiento en función del tiempo: Tixotrópico y Reopéctico (Hawker et al., 2002).

Para conocer el tipo de flujo se caracterizan dependiendo si es fluido newtoniano o no

newtoniano. Los fluidos Newtonianos, puede ser determinado a través del Número de Reynolds, el cual es adimensional. Mientras que los fluidos no Newtonianos por carecer de velocidad absoluta, no se puede saber el tipo de flujo aplicando el número de Reynolds, en consecuencia, para su determinación bastará comparar la velocidad anular con la velocidad crítica (CIED y PDVSA, 2002).

La reología puede ser afectada por los siguientes factores:

**Presión:** Ejerce poco efecto sobre la reología de los lodos base agua, pero afecta significativamente a los lodos base aceite o petróleo.

**Temperatura:** La reología de un lodo depende de la temperatura. La viscosidad decrece a medida que aumenta la temperatura hasta producir en algunos casos (lodos de calcio), gelificación y aun cementación.

**Tiempo:** Igualmente, el tiempo es un factor predominante en la reología de un fluido, tanto es así que la lectura a 600 rpm en un Viscosímetro Fann, se toma siempre antes de las lecturas de 300 rpm. Si se invierte el orden de las lecturas, pueden alterarse los resultados. La resistencia de gel es otra manifestación de la dependencia del tiempo. La estructura de gel solo se desarrolla después de un período de tiempo durante el cual el lodo ha sido sometido a una velocidad de corte igual a cero (CIED y PDVSA, 2002).

## **2.2. Fluido de Perforación**

Es una mezcla formada por una fase líquida y una fase sólida, donde el fluido puede ser agua, aceite o una mezcla de ambos, como es el caso de una emulsión (Salas, 2000). La fase sólida está compuesta por partículas coloidales de arcilla en suspensión que requieren ciertos procesos de tratamiento para facilitar el transporte y remoción de ripios de un pozo durante la etapa de

perforación (Hawker et al., 2002). También forman parte de su composición todos aquellos aditivos químicos empleados para modificar sus características en función de optimizar el proceso de perforación. Los fluidos de perforación son comúnmente llamados lodos (CIED y PDVSA, 2002).

### ***2.2.1. Composición de los fluidos de perforación***

El agua, el petróleo, gasoil, necesarios para la preparación del volumen de lodo requerido son añadidos desde superficie (Salas, 2000). Las formaciones perforadas, líquidos o gases contenidos en ellas, sales ionizadas procedentes de formaciones salinas, son fuente importante en el lodo (Hawker et al., 2002). Los aditivos empleados para modificar las características de los lodos. Agentes densificantes como la Barita, Carbonato de Calcio y Sales solubles, Arcillas viscosificantes, polímeros y agentes emulsificantes, hacen que los lodos se espesen aumentando así su capacidad de transporte y suspensión de los recortes y materiales sólidos densificantes (CIED y PDVSA, 2002).

**2.2.1.1 Fase continúa.** En lodos base agua la fase continua es el agua. Las sales disueltas en ella también forman parte de la fase continua; los cationes  $\text{Na}^+$  y  $\text{Ca}^{++}$  y el anión  $\text{OH}^-$  son de particular importancia en el comportamiento de lodos base agua. Concentraciones altas de estos cationes provocan inhibición de la hidratación de las arcillas CIED PDVSA (2002). La concentración de iones oxhidrilo se refleja en los valores de alcalinidad y en el pH. Estos iones mejoran la dispersión de las arcillas e inhiben la corrosión.

**2.2.1.2. Fase dispersa.** Los glóbulos de petróleo emulsionado dan viscosidad al lodo y reducen su densidad (Salas, 2000). Al añadir petróleo deliberadamente a un lodo base agua para reducir la

fricción mecánica, reducción de la pérdida de fluido a través de las paredes del pozo, liberación de tubería atascada por presión diferencial (CIED y PDVSA, 2002).

### ***2.2.2 Propiedades fundamentales de los Lodos de Perforación***

Las propiedades reológicas de los fluidos de perforación se miden mediante un viscosímetro rotacional. Este instrumento mide la viscosidad y la tasa de cizallamiento de un fluido sometido a una carga mecánica. La medición de las propiedades reológicas es esencial para determinar la capacidad de un fluido de perforación para mantener la estabilidad del pozo y lubricar la broca de perforación (Alomair, 2017).

Debido a que el lodo de perforación es uno de los componentes más importantes durante la perforación de un pozo, es de suma importancia el control de sus propiedades físicas y químicas, de tal forma que el fluido proporcione un trabajo eficiente durante la etapa de perforación (CIED y PDVSA, 2002). Por esta razón, el operador de registro debe de conocer las características reológicas de los fluidos de perforación, refiriéndose a los análisis necesarios que hay que efectuar al lodo para conocer las condiciones de este (Salas, 2000). Dichas condiciones son propuestas de antemano en el programa de perforación de cada pozo dependiendo del tipo de roca que se va a perforar y de las posibles presiones del yacimiento que pudiera cortarse con la mecha (Hawker et al., 2002). Las principales características reológicas de un lodo de perforación son:

Viscosidad: es una medida de resistencia interna que presenta un fluido al desplazarse en función directa a la presión y temperatura del yacimiento. Los lodos de perforación tienen características de flujos no lineales (tixotrópicos) y requieren de más de un término de viscosidad para definir su comportamiento viscoso (CIED y PDVSA, 2002). Para un fluido de perforación, las propiedades deseadas de viscosidad efectiva proporcionan a la barrena una óptima potencia

hidráulica, manteniendo el agujero limpio en el espacio anular. Así mismo, se requiere de una baja viscosidad efectiva para que el lodo desprenda los cortes al llegar a la superficie también debe tener suficiente plasticidad para mantener a los cortes sólidos en suspensión cuando el fluido no esté en movimiento. La viscosidad se expresa en medidas relativas (dinámica aparente (cP) y cinemática (cSt)), o en medidas absolutas (viscosidad plástica, punto cedente y plasticidad) (Hawker et al., 2002).

**Viscosidad Plástica:** Es la parte de la resistencia del fluido en movimiento causada por fricción mecánica. Esta fricción se produce entre los sólidos contenidos en el lodo y el líquido que lo rodea y por el esfuerzo cortante del propio líquido (CIED y PDVSA, 2002). En general, al incrementar el porcentaje de sólidos en el sistema, se aumenta la viscosidad plástica. El control en lodos de bajo y alto peso es indispensable para mejorar la reología y alcanzar promedios altos de penetración de la formación.

$$VP (cP) = \theta_{600} - \theta_{300} \text{ (Ecuación 1)}$$

**Viscosidad Aparente:** se define como la medición en centipoise (cP) entre el esfuerzo viscoso y la velocidad de deformación, dependiendo de variables de flujo dadas en un viscosímetro rotacional a una velocidad de corte previamente establecida, con los efectos simultáneos de todas las propiedades de flujo (CIED y PDVSA, 2002).

$$Va (cP) = \frac{\theta_{600}}{2} \text{ (Ecuación 2)}$$

**Esfuerzo de Gel:** es una medida del esfuerzo de ruptura o resistencia de la consistencia del gel formado que muestra la fuerza de la floculación del lodo (CIED y PDVSA, 2002). El esfuerzo de gel a los 10 segundos es una medida de la resistencia del lodo de perforación a fluir después de haber sido sometido a un período de agitación y luego reposo durante un tiempo determinado (10 segundos en este caso). Es una propiedad reológica importante que indica la capacidad del lodo

para mantener una estructura de gel después de haber sido sometido a esfuerzos cortantes. Entre sus funciones se encuentra: Permitir que la arena y el recorte sean depositados en el tanque de decantación; conservar el buen funcionamiento de las bombas y una adecuada velocidad de circulación; minimizar el efecto de succión cuando se saca la tubería, y el efecto de pistón cuando se introduce la misma en el agujero; lograr la separación del gas incorporado en el lodo; mantener la suspensión de los sólidos incorporados cuando se está añadiendo la barita y al estar el lodo estático (Hawker et al., 2002).

Punto cedente: es la resistencia que presenta el lodo a fluir a causa de las fuerzas electroquímicas de atracción entre las partículas sólidas. Estas fuerzas son el resultado de las cargas negativas y positivas localizadas cerca de la superficie de las partículas. Bajo condiciones de flujo, el punto cedente depende de las propiedades de los sólidos en el lodo en la superficie, de la concentración de los sólidos en el volumen del lodo y de la concentración y tipos de iones en la fase líquida del lodo (CIED y PDVSA, 2002). Cuando el punto cedente es alto, debido a los contaminantes solubles como el calcio, carbonatos y por los sólidos arcillosos de las formaciones, se provoca la floculación del lodo que debe de controlarse con dispersantes. El punto cedente y los esfuerzos de gelatinización son considerados medidas de la hidratación y de la floculación de las arcillas (Hawker et al., 2002).

$$YP \left( \frac{lb}{100ft^2} \right) = \theta 300 - Vp \quad (\text{Ecuación 3})$$

Filtrado: también conocido como pérdida de agua, es la cantidad de agua proveniente del lodo que se filtra hacia la formación en las formaciones permeables, y que debe mantenerse lo más bajo posible para tener una buena estabilidad del agujero y evitar daños a la formación. Básicamente hay dos tipos de filtración:

Estática: Ocurre cuando el fluido no está en movimiento. Durante este proceso, el revoque

(embarrado) aumenta de espesor con el tiempo mientras que la velocidad de filtración disminuye, por lo que el control de este tipo de filtración consiste en prevenir la formación de revoques muy gruesos.

Dinámica: Ocurre cuando el lodo fluye a lo largo de la superficie filtrante. El flujo de lodo a medida que pasa por la pared del pozo tiende a raspar el revoque a la vez que se va formando, hasta que el grosor se estabiliza con el tiempo y la velocidad de filtración se vuelve constante. El control de este tipo de filtración consiste en prevenir una pérdida excesiva de filtrado a la formación (CIED PDVSA, 2002).

pH, (potencial Hidrógeno): es el grado de acidez o de alcalinidad en el lodo. Se define como el logaritmo negativo de la concentración de iones o cationes de hidrógeno  $[H^+]$ , y es una medida que se usa para describir el carácter ácido(acidez) o básico (basicidad) relativo a una solución (lodo); donde los valores bajos de pH corresponden a una acidez creciente y los altos valores de pH a una alta basicidad. Un cambio de una unidad de pH corresponde a un aumento de diez veces la concentración de iones de hidrógeno (CIED y PDVSA, 2002). Los valores del pH van de 1 a 14, cuya solución neutra es el agua destilada con un pH de 7 (véase Tabla 3.2 pH). El valor propio del pH para un fluido de perforación depende de su tipo, pero normalmente deben de ser de 8.5 a 10.5 para obtener un pH estable y duradero; para esto se utiliza sosa cáustica o hidróxido del potasio. La medida del pH en el campo en general se determina colorimétricamente por medio del papel indicador de pH (tornasol) que muestra la variación del color al mojarse con la solución (Hawker et al., 2002). En el caso del lodo, se utiliza el líquido del filtrado resultado del mismo.

Cloruros: los cloruros son compuestos que llevan un átomo de cloro en estado de oxidación formal -1, y se pueden obtener por la reacción de una base (óxido, hidróxido, carbonato, etc.), y del ácido clorhídrico (CIED y PDVSA,2002). El cloruro más conocido es la sal marina que está

presente en el agua de mar con una concentración del 3 - 3,5 % aproximadamente. La concentración de cloruros es de suma importancia en los lodos de perforación, ya que, al incrementarse su salinidad, la solubilidad de las sales y aditivos generalmente aumenta provocando reacciones químicas tales como la precipitación.

Las propiedades reológicas son críticas para el éxito de la perforación de pozos petroleros. Los fluidos de perforación deben tener una viscosidad adecuada para mantener la estabilidad de las paredes del pozo, mientras que la elasticidad es importante para evitar la formación de cortezas duras en el pozo. Además, la viscosidad es importante para reducir la fricción en la broca de perforación y garantizar una extracción segura y eficiente de los hidrocarburos (Hewitt, 2017).

### ***2.2.3 Funciones del fluido de perforación***

Describen las tareas que el fluido de perforación es capaz de desempeñar, aunque algunas de éstas no sean esenciales en cada pozo (Salas, 2000). La remoción de los recortes del pozo y el control de las presiones de la formación son funciones sumamente importantes (CIED y PDVSA, 2002). Aunque el orden de importancia sea determinado por las condiciones del pozo y las operaciones en curso, las funciones más comunes del fluido de perforación son las siguientes:

**Retirar los recortes del pozo:** Los recortes de perforación deben ser retirados del pozo a medida que son generados por la mecha (Salas, 2000). A este fin, se hace circular un fluido de perforación dentro de la columna de perforación y a través de la mecha, la cual arrastra y transporta los recortes hasta la superficie, subiendo por el espacio anular (Hawker et al., 2002). La remoción de los recortes (limpieza del agujero) depende del tamaño, forma y densidad de los recortes, unidos a la Velocidad de Penetración (ROP); de la rotación de la columna de perforación; y de la viscosidad, densidad y velocidad anular del fluido de perforación (CIED y PDVSA, 2002)

Controlar las presiones de la formación: La presión ejercida por la columna de fluido de perforación mientras está estática (no circulando) se llama presión hidrostática y depende de la densidad (peso del lodo) y de la Profundidad Vertical Verdadera (TVD) del pozo (Hawker et al., 2002). Si la presión hidrostática de la columna de fluido de perforación es igual o superior a la presión de la formación, los fluidos de la formación no fluirán dentro del pozo (Salas, 2000). El peso de lodo usado para perforar un pozo está limitado por el peso mínimo necesario para controlar las presiones de la formación y el peso máximo del lodo que no fracturará la formación (CIED y PDVSA, 2002)

Suspender y descargar los recortes: los lodos de perforación deben suspender los recortes de perforación, los materiales densificantes y los aditivos bajo una amplia variedad de condiciones, sin embargo, deben permitir la remoción de los recortes por el equipo de control de sólidos (Hawker et al., 2002). Los recortes de perforación que se sedimentan durante condiciones estáticas pueden causar puentes y rellenos, los cuales, por su parte, pueden producir el atascamiento de la tubería o la pérdida de circulación (Salas, 2000). El material densificante que se sedimenta constituye un asentamiento y causa grandes variaciones de la densidad del fluido del pozo. El asentamiento ocurre con mayor frecuencia bajo condiciones dinámicas en los pozos de alto ángulo donde el fluido está circulando a bajas velocidades anulares (CIED y PDVSA, 2002)

Obturar las formaciones permeables: los sistemas de fluido de perforación deberían estar diseñados para depositar sobre la formación un delgado revoque de baja permeabilidad con el fin de limitar la invasión de filtrado (Salas, 2000). Esto mejora la estabilidad del pozo y evita numerosos problemas de perforación y producción. Los posibles problemas relacionados con un grueso revoque y la filtración excesiva incluyen las condiciones de pozo “reducido”, registros de mala calidad, mayor torque y arrastre, tuberías atascadas, pérdida de circulación, y daños a la

formación. En las formaciones muy permeables con grandes gargantas de poros, el lodo entero puede invadir la formación, según el tamaño de los sólidos del lodo. Para estas situaciones, será necesario usar agentes puenteantes para bloquear las aberturas grandes, de manera que los sólidos del lodo puedan formar un sello (CIED y PDVSA, 2002).

Mantener la estabilidad del pozo: la mejor estabilidad del pozo se obtiene cuando éste mantiene su tamaño y su forma cilíndrica original. Al desgastarse o ensancharse de cualquier manera, el pozo se hace más débil y es más difícil de estabilizar. El ensanchamiento del pozo produce una multitud de problemas, incluyendo bajas velocidades anulares, falta de limpieza del pozo, mayor carga de sólidos, evaluación deficiente de la formación, mayores costos de cementación y cementación inadecuada (CIED y PDVSA, 2002).

Minimizar los daños al yacimiento: la protección del yacimiento contra daños que podrían perjudicar la producción es muy importante. Cualquier reducción de la porosidad o permeabilidad natural de una formación productiva es considerada como daño a la formación. Estos daños pueden producirse como resultado de la obturación causada por el lodo o los sólidos de perforación, o de las interacciones químicas (lodo) y mecánicas (conjunto de perforación) con la formación. El daño a la formación es generalmente indicado por un valor de daño superficial o por la caída de presión que ocurre mientras el pozo está produciendo (diferencial de presión del yacimiento al pozo) (CIED y PDVSA, 2002).

Enfriar, lubricar y apoyar la mecha y el conjunto de perforación: las fuerzas mecánicas e hidráulicas generan una cantidad considerable de calor por fricción en la mecha y en las zonas donde la columna de perforación rotatoria roza con la tubería de revestimiento y el pozo. La circulación del fluido de perforación enfría la mecha y el conjunto de perforación, alejando este calor de la fuente y distribuyéndolo en todo el pozo. La circulación del fluido de perforación enfría

la columna de perforación hasta temperaturas más bajas que la temperatura de fondo. Además de enfriar, el fluido de perforación lubrica la columna de perforación, reduciendo aún más el calor generado por fricción. Las mechas, los motores de fondo y los componentes de la columna de perforación fallarían más rápidamente si no fuera por los efectos refrigerantes y lubricantes del fluido de perforación (CIED y PDVSA, 2002).

Transmitir la energía hidráulica a las herramientas y a la mecha: en los pozos someros, la potencia hidráulica disponible es generalmente suficiente para asegurar la limpieza eficaz de la mecha. Como la presión disponible en la columna de perforación disminuye a medida que se aumenta la profundidad del pozo, se alcanzará una profundidad a la cual la presión será insuficiente para asegurar la limpieza óptima de la mecha. Se puede aumentar esta profundidad controlando cuidadosamente las propiedades del lodo. La energía hidráulica puede ser usada para maximizar la velocidad de penetración (ROP), mejorando la remoción de recortes en la mecha. Esta energía también alimenta los motores de fondo que hacen girar la mecha y las herramientas de Medición al Perforar (MWD) y Registro al Perforar (LWD), (CIED y PDVSA, 2002).

Asegurar una evaluación adecuada de la formación: la evaluación correcta de la formación es esencial para el éxito de la operación de perforación, especialmente durante la perforación exploratoria. Las propiedades químicas y físicas del lodo afectan la evaluación de la formación. Las condiciones físicas y químicas del agujero después de la perforación también afectan la evaluación de la formación. Durante la perforación, técnicos llamados registradores de lodo (Mud Loggers) controlan la circulación del lodo y de los recortes para detectar indicios de petróleo y gas. Estos técnicos examinan los recortes para determinar la composición mineral, la paleontología y detectar cualquier indicio visual de hidrocarburos. Esta información se registra en un registro geológico (Mud log) que indica la litología, la velocidad de penetración (ROP), la detección de

gas y los recortes impregnados de petróleo, además de otros parámetros geológicos y de perforación importantes (CIED y PDVSA, 2002).

Controlar la corrosión: los componentes de la columna de perforación y tubería de revestimiento que están constantemente en contacto con el fluido de perforación están propensos a varias formas de corrosión. Los gases disueltos tales como el oxígeno, dióxido de carbono y sulfuro de hidrógeno pueden causar graves problemas de corrosión, tanto en la superficie como en el fondo del pozo. En general, un pH bajo agrava la corrosión. Por lo tanto, una función importante del fluido de perforación es mantener la corrosión a un nivel aceptable (CIED y PDVSA, 2002).

Facilitar la cementación y el completamiento: el fluido de perforación debe producir un pozo dentro del cual la tubería de revestimiento puede ser introducida y cementada eficazmente, y que no dificulte las operaciones de completación. La cementación es crítica para el aislamiento eficaz de la zona y la completación exitosa del pozo. Durante la introducción de la tubería de revestimiento, el lodo debe permanecer fluido y minimizar el suabeo y pistoneo, de manera que no se produzca ninguna pérdida de circulación inducida por las fracturas. Resulta más fácil introducir la tubería de revestimiento dentro de un pozo liso de calibre uniforme, sin recortes, derrumbes o puentes (CIED y PDVSA, 2002).

Minimizar el impacto al ambiente: con el tiempo, el fluido de perforación se convierte en un desecho y debe ser eliminado de conformidad con los reglamentos ambientales locales. Los fluidos de bajo impacto ambiental que pueden ser eliminados en la cercanía del pozo son los más deseables. La mayoría de los países han establecido reglamentos ambientales locales para los desechos de fluidos de perforación. Los fluidos a base de agua, a base de petróleo, anhidros y sintéticos están sujetos a diferentes consideraciones ambientales y no existe ningún conjunto único de características ambientales que sea aceptable para todas las ubicaciones (CIED y PDVSA,

2002).

### ***2.2.4 Tipos de Lodos de Perforación***

**2.2.4.1. Lodos Base Agua.** Son aquellos en los cuales la fase continua es el agua y es el medio de suspensión de los sólidos (Salas, 2000). No son estables a temperaturas superiores a los 220°F. La bentonita es comúnmente usada para tratar este tipo de lodos para satisfacer los requerimientos reológicos mínimos, así como para controlar las pérdidas de fluido. Para estos lodos se emplean químicos inhibidores de la hidratación de las arcillas y otros para el control de la contaminación con agentes químicos de la formación, para así mantener las propiedades reológicas. Entre los lodos base agua tenemos:

De Agua fresca No – Inhibidos: Poseen una fase acuosa que contiene sal a muy bajas concentraciones y arcillas sódicas; no son muy complicados en el uso y composición y además son económicos ya que no requieren de aditivos muy costosos durante su aplicación.

Lodos de Agua Fresca: Son aplicados durante la perforación de formaciones duras, el agua empleada puede ser dulce o salada dependiendo de la disponibilidad.

Lodos Nativos: Son utilizados para perforar zonas superficiales hasta 1500 pies ya que no requieren de control químico y su densidad no sobrepasa 10.0 lpg.

Lodos de Agua – Bentonita: Son utilizados hasta 4000 pies con pequeñas adiciones de cal lo cual redundará en menor costo y tiempo.

Lodos con Taninos – Soda Cáustica: No son utilizados frecuentemente ya que son afectados por altas temperaturas.

Lodos Base Agua - Inhibidos: Es un sistema cuya fase acuosa tienen una composición química que le permite evitar la hidratación y desintegración de las arcillas y lutitas hidratables mediante

la adición de calcio al lodo, lo cual permite el intercambio iónico para transformar las arcillas sódicas a cálcicas. Este intercambio iónico permite obtener un lodo con mayor cantidad de sólidos y propiedades geológicas mínimas y más resistentes a contaminaciones severas.

Lodos de Salmueras de Formiato: Son compatibles con las aguas de la formación que contienen Sulfatos y Carbonatos, por lo tanto, reducen la posibilidad de dañar la permeabilidad por precipitación de sales.

Lodos a Base de Polímeros y KCL: Su propósito es el de inhibir por encapsulamiento y/o reemplazo de iones de hidratación de las lutitas de la formación con alto contenido arcilloso, minimizando problemas de derrumbes y ensanchamiento de hoyos.

Lodos Tratados con Cal: Se pueden emplear en pozos cuya temperatura no sea mayor de 250°F ya que se pueden gelificar en alto grado causando problemas graves durante la perforación. Tienen la ventaja de soportar contaminación con sal hasta concentraciones de 60.000 ppm.

Lodos Tratados con Yeso: Han sido utilizados para perforar zonas de Anhidritas, pero tienen tendencia a flocularse por deshidratación del lodo por temperatura.

Lodos Tratados con Lignosulfonato de Cromo: Los Lignosulfonato de cromo se adhieren sobre partículas de arcilla por atracción de valencia del borde del enlace fracturado, reduciendo de esa manera la fuerza de atracción entre las partículas y esto explica la habilidad del dispersante para reducir la viscosidad y resistencia gel. Además, la presencia del Cromo tiende a inhibir las Arcillas manteniéndolas en su condición natural.

Lodos en Agua Salada: Nombre común para un lodo de perforación en el que la fase agua está saturada (mínimo 189.000 ppm) de cloruro de sodio (inclusive 315.000 ppm a 68°F). El contenido salino puede provenir propiamente del agua, mediante adición en la superficie o aporte de las formaciones perforadas; varias sales pueden ser usadas según el propósito

específico, como las de sodio, calcio, magnesio y potasio.

**2.2.4.2. Lodos Base Aceite.** Son aquellos en los que la fase continua es el aceite y representa el medio de suspensión de la fase dispersa, que puede estar formada por sólidos coloidales o agua en el caso de las emulsiones (CIED y PDVSA, 2002). En los lodos inversos el agua es la fase dispersa y permanece suspendida formando pequeñas gotas, para lograr estabilidad como mezcla requiere de la acción de un agente emulsificante (Salas, 2000). Los lodos base aceite toleran menos del 5% en agua y contiene mezclas de álcalis, ácidos orgánicos, agentes estabilizantes, asfaltos oxidados y diesel de alto punto de llama o aceites minerales no tóxicos. Tipos de Lodos Base Aceite son:

Lodos Base Aceite con control de Filtrado: Se aplican en zonas donde existe pérdida de circulación o en formaciones con presión subnormal.

Lodos Base Aceite con Relación 50/50: Se utilizan en zonas ambientalmente sensibles, donde el descarte de rípios es problemático; de allí que la cantidad de aceite a usar se reduce.

Lodos Base Aceite sin Control de Filtrado: Logra mejorar las tasas de penetración y minimizar costos iniciales del lodo, es un sistema poco estable a altas temperaturas y requiere un mayor consumo de aceite.

Lodos 100% Aceite: Es un sistema de lodos que tiene como característica principal no contener agua, esta formulado totalmente a base de aceite mineral o de otra naturaleza.

Sistemas Sintéticos: Esta nueva clase de lodos denominados “lodos basados en pseudo-aceite” poseen la mayoría de las propiedades de los lodos con fase continua aceitosa y con su uso se podrían disminuir los grandes problemas de contaminación causados, pero muchos de ellos presentan toxicidad acuática. Aun así, algunos autores recomiendan estos nuevos lodos como una alternativa al uso de lodos cuya fase continua es aceite. Otras desventajas son: el costo

(varios cientos de dólares por barril, situación que se agravaría con la presencia de pérdidas de circulación) y su poca estabilidad a altas temperaturas.

**2.2.4.3. Lodos Base Gaseosa.** Son fluidos de perforación cuya fase continua está constituida por gas o aire, son utilizados en áreas donde las pérdidas de circulación son severas y también en zonas extremadamente duras o altamente consolidadas, ya que este tipo de fluido permite obtener altas tasas de penetración (Salas, 2000). Su uso permite además una mayor eficiencia y duración de la mecha, un control estricto sobre las pérdidas de circulación causa un daño mínimo a las formaciones prospectivas y una evaluación continua e inmediata de los hidrocarburos. Los fluidos de base gas más utilizados son:

Lodos con Aire: Usando como fluido de perforación aire, gas natural, gases inertes o mezclas con agua, se han obtenido grandes ventajas económicas en secciones de rocas consolidadas donde difícilmente se encontrarían grandes cantidades de agua, pues un aporte adicional de líquido contribuiría a formar lodo, embotando la sarta, especialmente la broca; el aire o gas seco proveen la mayor tasa de penetración de los diferentes fluidos de perforación, los cortes son usualmente reducidos a polvo al mismo tiempo que se dirigen a la superficie, al ser bombardeados a alta velocidad contra los tool joints. El transporte de los cortes depende de la velocidad en el anular, al no poseer propiedades que garanticen por sí mismas la suspensión de los cortes o sólidos transportados; siendo no recomendable su uso ante paredes de pozo inestables, formaciones productoras de agua, formaciones con alta presión de poro y adversos factores económicos.

Lodos Espumosos con Niebla: Fabricados mediante la inyección de agua y agentes espumantes dentro de una corriente de aire o gas creando un espuma estable y viscosa o mediante la inyección de una base gel conteniendo un agente espumante, su capacidad de acarreo es

dependiente más de la viscosidad que de la velocidad en el anular. En cuanto a los lodos aireados en una base gel, tienen el propósito de reducir la cabeza hidrostática y prevenir pérdidas de circulación en zonas de baja presión, además de incrementar la tasa de penetración.

### ***2.2.5 Lodos nativos***

Son fluidos de iniciación que se formulan con agua y Bentonita; y por razones económicas es costumbre de campo reemplazar parte de la Bentonita por cal, lográndose de esta manera una lechada espesa de Bentonita y cal (Salas, 2000). Este tipo de sistema es utilizado para perforar zonas superficiales de hasta 1500 pies ya que no requiere de control de químicos y su densidad no sobrepasa de 10 lb/gal. No requiere de control de filtrado ni de las propiedades reológicas. Su mantenimiento está limitado a controlar los sólidos durante la perforación. Además, durante la perforación se aprovechan las arcillas de la formación, las cuales ayudan a mejorar la capacidad de limpieza y suspensión del fluido.

#### **2.2.5.1 Características de los lodos nativos**

Es un lodo de iniciación de empleo frecuente, que también se utiliza en algunos casos a mayores profundidades.

Se utiliza para formar un buen revoque protector sobre las formaciones perforadas.

La capacidad de acarreo puede ser aumentada añadiendo más Bentonita.

Se pueden obtener reducciones de la viscosidad por medio de la dilución, sedimentación o control mecánico de sólidos.

Es el primer sistema de fluido que se hace circular durante los primeros 1500 pies de

profundidad.

La densificación de la suspensión logra aumentar la presión hidrostática que ofrece la columna de fluido, necesaria para evitar arremetidas.

El rango de PH se mantiene normalmente entre 8 y 9.5.

**2.2.5.2. Ventajas.** Ahorra tiempo y dinero; es un lodo con buena capacidad de acarreo de los ripios; posee buena limpieza del hoyo; se utiliza para formar un buen revoque protector sobre las formaciones perforadas; ayuda a mantener controlada la viscosidad; se emplea para mantener un control de filtrado debido al aditivo que contiene.

Desventajas: No hay control de PH; la presencia de sal y la dureza en el agua interfieren en la hidratación de la bentonita y reducen su eficacia; debe agitarse constantemente para evitar floculación; no es tóxico, pero las partículas en suspensión pueden causar irritación en los ojos y vías respiratorias.

### ***2.3. Clasificación de los aditivos comerciales de fluidos de perforación***

Los aditivos comerciales se utilizan en la formulación de fluidos de perforación para mejorar sus propiedades reológicas, tixotrópicas, de filtrado, de densidad y para prevenir problemas como la formación de arcillas y la corrosión. A continuación, se presenta una clasificación de los principales aditivos comerciales de fluidos de perforación:

**2.3.1 Aditivos para control de filtrado.** Son los aditivos más comunes utilizados en los fluidos de perforación. Estos aditivos previenen la migración de partículas sólidas del fluido hacia la formación de la roca circundante, reduciendo la pérdida de fluido y evitando la formación de puentes de filtrado en la formación. Ejemplos de estos aditivos son los polímeros de

poliacrilamida, la celulosa y las arcillas de bentonita (Hernández Manrique, A. 2018).

**2.3.2 Aditivos para densidad.** Se utilizan para ajustar la densidad del fluido de perforación.

Los aditivos más comunes para este fin son la barita, la hematita y el carbonato de calcio (Hernández Manrique, A. 2018).

**2.3.3 Aditivos para reología.** Se utilizan para mejorar la viscosidad, la tixotropía y la viscosidad plástica del fluido de perforación. Estos aditivos incluyen la goma xantana, la carboximetilcelulosa y los polímeros sintéticos (Hernández, 2018).

**2.3.4 Aditivos para prevención de arcillas.** Estos aditivos se utilizan para prevenir la formación de arcillas en la formación y para estabilizar la arcilla presente en el fluido de perforación. Los aditivos más comunes son los polímeros de Lignosulfonato, los polímeros de tiosulfato y los polímeros de amina (Hernández, 2018).

**2.3.5 Aditivos para prevención de corrosión.** Se utilizan para prevenir la corrosión de los equipos y las tuberías de perforación. Estos aditivos incluyen los inhibidores de corrosión orgánicos e inorgánicos, como los ácidos sulfónicos y los polímeros de amina (Hernández Manrique, A. 2018).

**2.3.6 Aditivos para la prevención de formación de espuma.** Se utilizan para prevenir la formación de espuma en el fluido de perforación durante la circulación. Estos aditivos incluyen la silicona y el poliglicol (Hernández, 2018).

Cabe destacar que existen muchos otros aditivos comerciales utilizados en fluidos de perforación, y que su uso y selección depende de las características específicas de la formación

geológica y del tipo de perforación que se esté realizando.

#### ***2.4 Nanopartículas de óxido de grafeno sulfonado***

**2.4.1 Definición y propiedades del óxido de grafeno sulfonado.** El óxido de grafeno sulfonado (SGO) es una variante del grafeno, considerado uno de los materiales más prometedores para aplicaciones en la industria petrolera debido a sus propiedades excepcionales, como su alta conductividad térmica y eléctrica, elevada resistencia mecánica, baja densidad y alta área superficial (Kumar et al., 2020). El SGO es un derivado del grafeno en el que grupos sulfúricos están presentes en la superficie del material, lo que confiere al SGO propiedades solubles en agua y fácilmente dispersables en soluciones acuosas y orgánicas, a diferencia del grafeno que es hidrófobo (Nair et al., 2008).

**2.4.2 Aplicaciones del óxido de grafeno sulfonado en la industria petrolera.** En la industria petrolera, el SGO se utiliza como aditivo en fluidos de perforación, cementación y en la recuperación mejorada de petróleo (Enhanced Oil Recovery, EOR) debido a sus propiedades mecánicas, térmicas y reológicas únicas (Kumar et al., 2020). Se ha demostrado que la adición de SGO en fluidos de perforación puede mejorar la estabilidad térmica, reducir la fricción y mejorar la lubricidad del fluido, lo que puede resultar en una reducción de costos en la operación de perforación (Cheng et al., 2019). Además, el SGO puede actuar como agente de control de filtrado en fluidos de perforación y como agente estabilizante en suspensiones de cemento (Kumar et al., 2020).

**2.4.3 La nanotecnología.** Es una rama de la ciencia que se encarga del estudio, diseño y

producción de materiales, dispositivos y sistemas en una escala nanométrica (de uno a cien nanómetros) con propiedades únicas y novedosas, y que puede ser utilizada en diversas áreas de la industria, incluyendo la ingeniería de perforación de petróleo.

En la industria petrolera, la nanotecnología ha sido utilizada para mejorar la eficiencia y efectividad de los procesos de perforación y producción de petróleo. En la perforación, se ha utilizado la nanotecnología para mejorar las propiedades reológicas de los fluidos de perforación, reducir la fricción y mejorar la estabilidad térmica y química de los fluidos. Además, también se ha utilizado la nanotecnología para mejorar la recuperación mejorada de petróleo, mediante la utilización de nanopartículas para mejorar la movilidad de los fluidos y reducir la tensión interfacial.

La utilización de nanopartículas en la ingeniería de perforación ha sido un tema de interés en la última década. En un estudio realizado por Wang et al. (2016), se evaluó la capacidad de las nanopartículas de óxido de hierro para mejorar la viscosidad y la estabilidad térmica de los fluidos de perforación. Los resultados mostraron que la adición de nanopartículas de óxido de hierro mejoró significativamente las propiedades reológicas y térmicas de los fluidos de perforación.

Por otro lado, en un estudio realizado por Zhang et al. (2017), se evaluó la capacidad de las nanopartículas de sílice para reducir la fricción de los fluidos de perforación. Los resultados mostraron que la adición de nanopartículas de sílice redujo significativamente la fricción de los fluidos de perforación, lo que permitió una mayor velocidad de penetración y reducción del tiempo de perforación.

La nanotecnología ofrece múltiples posibilidades y aplicaciones en la industria petrolera, en particular en la ingeniería de perforación. La utilización de nanopartículas en los fluidos de perforación puede mejorar significativamente las propiedades reológicas, térmicas y de fricción,

lo que puede llevar a una mayor eficiencia y eficacia en los procesos de perforación y producción de petróleo. Además, la utilización de nanopartículas en la recuperación mejorada de petróleo puede mejorar la movilidad de los fluidos y reducir la tensión interfacial, lo que puede resultar en una mayor eficiencia en la recuperación del petróleo.

### ***2.5 Prueba de compatibilidad***

La prueba de compatibilidad de aditivos es un ensayo diseñado para evaluar la capacidad de diferentes aditivos para interactuar de manera efectiva entre sí y con la formulación de un fluido de perforación. Esta prueba es fundamental para garantizar que la adición de diferentes aditivos al fluido de perforación no cause problemas, como la formación de precipitados, la generación de espuma o la decoloración del fluido.

En la industria petrolera, se utilizan diferentes tipos de aditivos para mejorar las propiedades reológicas y la estabilidad del fluido de perforación. Entre los aditivos más comunes se encuentran los agentes espesantes como la goma xantana, la goma guar, las bentonitas, los polímeros sintéticos y los nano aditivos como el óxido de grafeno sulfonado.

La prueba de compatibilidad de aditivos se realiza agregando una cantidad de cada aditivo al fluido de perforación y agitando la mezcla a una velocidad y temperatura determinada durante un período específico. A continuación, se evalúan tres observaciones:

**Color:** se verifica si la adición de los aditivos causa cambios en el color del fluido. Un cambio en el color puede indicar la formación de precipitados o reacciones químicas no deseadas entre los aditivos.

**Presencia de espumas:** se verifica si la adición de los aditivos causa la formación de espumas

en el fluido. La presencia de espuma puede afectar la eficiencia del fluido de perforación y su capacidad para enfriar y lubricar la broca.

Presencia de precipitados: se verifica si la adición de los aditivos causa la formación de precipitados en el fluido. Los precipitados pueden obstruir las tuberías y reducir la eficiencia del fluido de perforación.

### 3. Metodología

Fase 1: Sintetizar y caracterizar mediante métodos espectroscópicos el óxido de grafeno sulfonado.

Sintetizar el óxido de grafeno (GO) usando el método de Hummers modificado para luego funcionalizar con ácido sulfanílico y así obtener óxido de grafeno sulfonado (SGO).

Caracterizar mediante métodos espectroscópicos el óxido de grafeno sulfonado.

Fase 2: Evaluar las propiedades reológicas de un fluido de perforación base agua al que se le adiciona el óxido de grafeno sulfonado como refuerzo.

Identificar las propiedades reológicas que se le realizará a un fluido de perforación base agua al que se le adiciona el óxido de grafeno sulfonado como refuerzo.

Realizar las pruebas reológicas al lodo de perforación al que se le adiciona el óxido de grafeno sulfonado como refuerzo.

Fase 3: Evaluar las propiedades reológicas de un fluido de perforación base agua al que se le adiciona dos aditivos comerciales (goma xantana y guar).

Identificar las propiedades reológicas que se le realizará a un fluido de perforación base agua al que se le adiciona dos aditivos comerciales (goma xantana y guar).

Realizar las pruebas reológicas a un fluido de perforación base agua al que se le adiciona dos aditivos comerciales (goma xantana y guar).

Fase 4: Comparar los resultados obtenidos con el refuerzo de óxido de grafeno sulfonado y con los aditivos comerciales (goma xantana y guar) con el fin de determinar la viabilidad del uso del óxido de grafeno sulfonado en el lodo de perforación.

#### 4. Síntesis en el laboratorio de óxido de grafeno sulfonado

A continuación, describiremos el paso a paso del proceso para sintetizar el óxido de grafeno y su posterior funcionalización con ácido sulfanílico usando el método de Hummers modificado:

Es de suma importancia asegurarse que el grafito tenga un tamaño menor a 38 $\mu$ m que todos los elementos que se vayan a usar en la síntesis del óxido de grafeno sean pesados en el caso de los sólidos y aforados en el caso de los líquidos, para minimizar así los porcentajes de error.

En un vaso de precipitado se adicionan 2 g de grafito (tamaño menor a 38 $\mu$ m) y 150ml de H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub> (Ácido sulfúrico) con un agitador magnético.

Se hace un montaje al lado de una plancha de calentamiento para ubicar una sonda de temperatura.

Se introduce la sonda en el vaso de precipitado y se enciende la plancha de calentamiento hasta alcanzar una temperatura de 50°C y 180 RPM. Asegurándose de que la temperatura se mantuviera estable.

Al vaso de precipitado se le agrega 0,5 g de KMnO<sub>4</sub> (Permanganato de Potasio) cada 5 minutos hasta adicionar un total de 9 g de KMnO<sub>4</sub>, esto para evitar un aumento excesivo de la temperatura en el vaso de precipitado debido a la reacción exotérmica que produce este.

Al terminar de agregar los 9 g de KMnO<sub>4</sub> en el vaso de precipitado, se vuelve a estabilizar la temperatura a 50°C y con una agitación a 180 RPM sobre la plancha de calentamiento durante 24 horas.

**Figura 1.**

*Montaje sobre la plancha de calentamiento*



Transcurridas las 24 horas, para detener la reacción y disminuir el agente oxidante residual se cambió de vaso de precipitado a uno de una capacidad de 1000ml con el agitador magnético en el fondo para continuar la agitación en 180 RPM, hasta llegar a una temperatura ambiente promedio de 22 a 25°C.

**Figura 2.**

*Cambio vaso de precipitado y adicción de H<sub>2</sub>O<sub>2</sub>.*



Al alcanzar la temperatura antes mencionada se le agrego  $H_2O_2$  (Peróxido de Hidrógeno) gota a gota hasta que al entrar en contacto con la mezcla esta no reaccione y no se evidencia ninguna efervescencia.

Se evidenció un cambio de color de café oscuro a un café claro o un tono amarillento y un aumento de la temperatura por la reacción con el  $H_2O_2$ , se continuó con la agitación hasta que alcanzó una temperatura ambiente nuevamente.

Al vaso de precipitado de 1000ml se le adicionó agua tipo 1 o desionizada suavemente hasta llegar al aforo de 1000ml, aumentando la agitación a 300 RPM durante 10 minutos.

Pasado los 10 minutos se apagó la agitación y se retiró el agitador magnético para sellar el vaso y dejarlo decantando 24 horas, con una etiqueta con los datos nuestros y la sustancia presente en el vaso de precipitado.

### Figura 3.

*Proceso de decantado de 24 horas.*



Pasado el tiempo de decantación obtenemos en el fondo del vaso de precipitado el óxido de grafito al cual se le debe hacer un proceso de lavado para eliminar algunas impurezas y trazas que tenga de los ácidos.

Se separó el sobrenadante y se midió su pH, el cual fue de 1 ya que en este momento la mezcla es muy acida.

El óxido de grafito se distribuyó en 6 tubos Falcón, con aproximadamente 17,5 ml de óxido de grafito en cada uno y se le agrego agua tipo 1 hasta un aproximado de 32 ml. Estos tubos se pesan en la balanza para asegurarse que los 6 tubos tengan el mismo peso que fue de aproximadamente 48 g, para llevarlos luego a la plataforma agitadora a 500 RPM unos 15 minutos.

Al verificar que todos los tubos falcón no tienen material en el fondo ni en las paredes y que la mezcla es uniforme se vuelven a pesar para llevarlos a la centrifuga a 8500 RPM durante 20 minutos.

#### **Figura 4.**

*Tubos Falcón antes y después de la centrifuga.*



El sobrenadante de cada tubo se desecha y se repite este lavado hasta que al medir el pH del sobrenadante arroje un resultado de 5, lo cual indica que se eliminaron muchas de las impurezas presentes en el óxido de grafito.

Para obtener un pH de 5 se hicieron en este oxido de 24 horas 16 lavados, en el cual iniciamos con un volumen de 105 ml y finalizando con 140 ml.

**Figura 5.**

*Ultimo lavado pH 5.*

**4.1. Dispersión del óxido de grafito y medición de la concentración**

Este proceso de dispersión con ultrasonido se hace para que el óxido de grafito se convierta en óxido de grafeno (GO), y así mismo fragmentar las hojas o capas más grandes y disminuir el tamaño de las partículas de óxido de grafeno, (Gómez, 2012), facilitando el entrelazado de todos los componentes en el vaso de precipitado con los enlaces del grafito ya que las ondas sónicas hacen que estos se abran y su homogeneidad sea más estable para su funcionalización con el ácido sulfanílico ( $C_6H_7NO_3S$ ).

La dispersión se hizo con el procedimiento descrito a continuación:

Los tubos falcón se dejaron a un volumen de 35ml cada uno con agua tipo 1y se agitaron en la shaker por 20 minutos hasta evidenciar que se mezcló todo de forma homogénea.

En un vaso de precipitado se vertió la mezcla de los tubos falcón para luego llevar al ultrasonido (la sonda del ultrasonido se limpió y lavo en agua tipo 1 por algunos minutos para evitar contaminar el óxido de grafito).

Se hizo un pequeño montaje donde el vaso de precipitado estuviera sumergido en agua destilada con gel refrigerante esto para mantener una temperatura baja ya que debido a las pulsaciones del ultrasonido excita la mezcla y su temperatura sube como resultado de dicha excitación.

Se seleccionó una sonda con la potencia necesaria para las especificaciones requeridas, se encendió el ultrasonido y se configuro así:

Temperatura:  $-5^{\circ}\text{C}$  aprox.

Amplitud: 40%

Tiempo: 40 min

Pulsaciones: 1seg on – 1seg off.

Pasados los 40 minutos, en el ultrasonido, la muestra está en óptimas condiciones para su funcionalización, pero se debe corroborar la concentración del GO, la cual debe estar en 5 mg/ml.

A continuación, describiremos como se obtuvo la concentración del GO.

Se extrajeron 10 ml de GO sobre un vidrio reloj y se pesaron para luego llevarlo al horno a  $50^{\circ}\text{C}$  durante 15 horas aproximadamente.

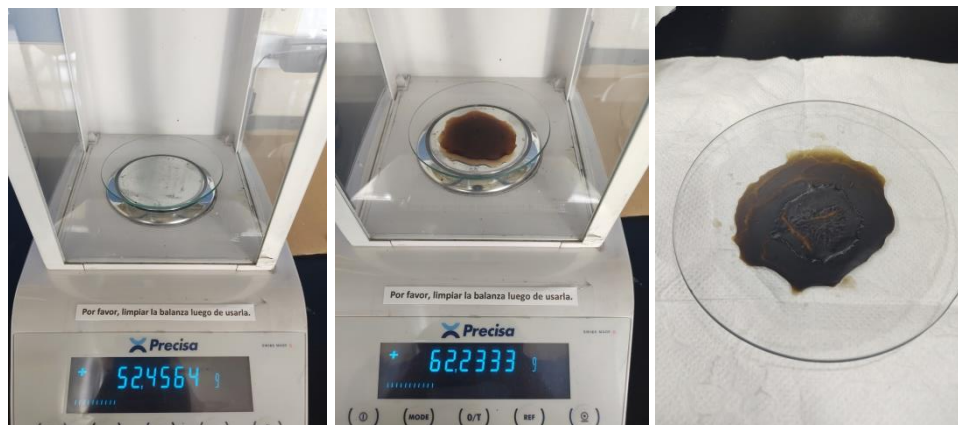
Pasadas las 15 horas se vuelve a pesar el vidrio reloj con el GO seco y se reemplazan los datos obtenidos en la siguiente ecuación:

#### **Ecuación 4.**

*Cálculo de la concentración de óxido de grafeno.*

$$C = \frac{WGO \text{ (seco)}mg}{WGO \text{ (liquido)}ml}$$

**Figura 6.**

*Vidrio reloj con el GO*

Peso GO líquido + vidrio reloj: 62,233 g

Peso del vidrio reloj: 52,456 g

Peso GO seco + vidrio reloj: 52,542 g

$$C = \frac{(52542 - 52456)mg}{(10)ml} \quad C = \frac{(86)mg}{(10)ml} \quad C = 8,6 \frac{mg}{ml}$$

#### 4.2. Funcionalización del Oxido de grafeno

Siguiendo el modelo de funcionalización con ácido sulfanílico y basándonos en el proceso descrito por: (Yali et al., 2018).

Un aspecto muy importante es la concentración del GO, la cual debe ser de  $5 \frac{mg}{ml}$ . Debido a que la concentración del GO está por encima de la requerida se hizo una dilución para llevar el GO a la concentración deseada usando la siguiente ecuación:

**Ecuación 5.**

*Calculo para determinar el volumen a la concentración del óxido de grafeno necesaria.*

$$V_1 C_1 = V_2 C_2$$

El volumen para calcular para la dilución es  $V_2$ , este volumen será el total al cual le restamos el volumen actual de que es  $V_1$  y así hallamos el volumen que debemos adicionar para dejar el GO en la concentración deseada.

$$(70ml) \left(8,6 \frac{mg}{ml}\right) = V_2 \left(5 \frac{mg}{ml}\right) \quad V_2 = \frac{(70ml) \left(8,6 \frac{mg}{ml}\right)}{\left(5 \frac{mg}{ml}\right)}$$

$$V_2 = 120,4 \text{ ml} \quad 120,4 \text{ ml} - 70 \text{ ml} = \mathbf{50,4 \text{ ml}}$$

Se le adicionaron 50 ml de agua tipo 1 para completar la disolución del GO de 24 horas.

Teniendo la concentración requerida, se continuó con el procedimiento descrito a continuación:

Se hizo todo el montaje requerido para la funcionalización con una bomba de reflujo, termómetro, un condensador y un recipiente con aceite mineral la cual estaba sobre una plancha de calentamiento. Ver figura 7.

En un balón aforado de base plana se midieron 100 ml de GO y se llevó a baño maría en el recipiente con aceite mineral.

Se encendió la plancha de calentamiento a unos 70°C aproximadamente y con un agitador magnético se llevó a 380 RPM.

Se verifica de todo el montaje esté debidamente alineado de forma vertical con el condensador y se pueda leer la temperatura del GO.

Se pesan 800 mg de ácido sulfanílico ( $C_6H_7NO_3S$ ) en un vidrio reloj y se le agregan lentamente al GO teniendo mucho cuidado de no tocar las paredes del balón de base plana.

Se estabiliza la temperatura del GO hasta alcanzar los 70°C y se deja encendido todo el montaje por 15 horas.

Las 15 horas se contabilizan desde que el GO alcanza la temperatura de 70°C que es en el momento que inicia la sulfonación.

### **Figura 7.**

*Montaje para funcionalizar*



Pasadas las 15 horas, se apagó la plancha de calentamiento y se bajó el GO para detener la sulfonación. El SGO obtenido se envaso en unos recipientes para congelarlos al igual que el material de GO sobrante y luego liofilizar y de esta forma tener el GO y el SGO sólido y hacer su respectiva caracterización.

**Figura 8.***Envasado del SGO***4.3. Caracterización del óxido de grafeno sulfonado (SGO)****4.3.1 Espectroscopía Raman**

Se usó un espectrómetro Horiba Scientific Lab RAM HR Evolution Raman Espectrometer, con unas especificaciones estándar para analizar la variación entre las bandas D y G, tanto del GO como del SGO y de esta forma poder hacer el análisis cualitativo de su composición.

Las especificaciones de espectrómetro fueron las siguientes:

Distancia focal de 600mm.

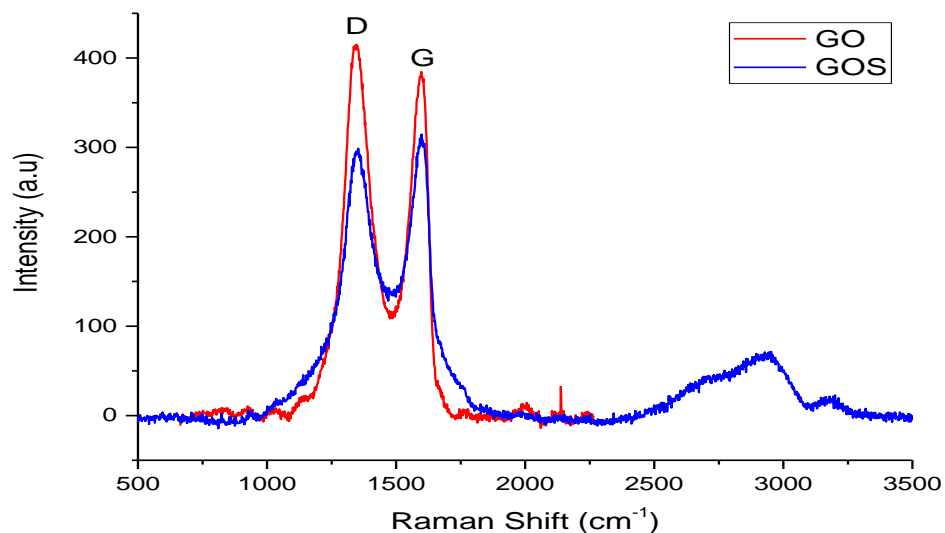
Longitud de excitación del láser de 532 nm.

Filtro para eliminar radiación Rayleigh.

En la figura 9 podemos observar una relación D/G de GO de 1.23 y una relación D/G de SGO de 1.16.

**Figura 9.**

*Espectros Raman del GO y SGO.*



La espectroscopia Raman ha sido una técnica muy usada para caracterizar alótropos de carbonos ya que es muy sensible a enlaces covalentes altamente simétricos como los presentes en el grafito o el grafeno. Normalmente en la espectroscopia Raman hay 3 bandas, las más importantes son la banda D y la G. La banda D tiene que ver con la cantidad de carbonos sp<sup>3</sup>, es decir que banda está relacionada con carbonos que están enlazados con átomos diferentes al carbono, cuando la banda D aumenta es una evidencia que está bastante oxidado es decir tiene varios enlaces con oxígenos. Como es oxido de grafeno se enlazan a grupos oxigenados o carboxilos si tuviéramos solo grafeno la banda D desaparecería y la banda G fuera una gráfica muy plana y organizada.

La banda G tiene que ver con la cantidad de carbonos sp<sup>2</sup>, y está relacionada con los enlaces de átomos de carbono con carbono. Al sulfonar el GO se aumenta temperatura de este haciendo que

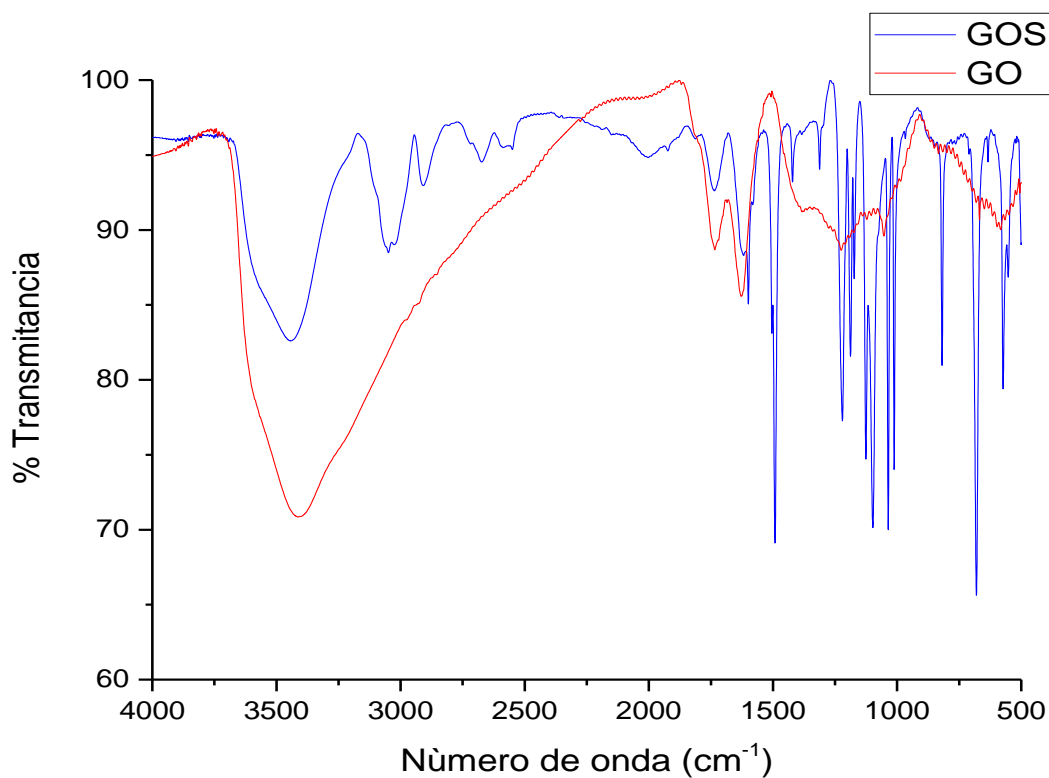
se pierdan algunos enlaces con átomos de oxígeno y por eso la banda D disminuye y queda más pequeña que la banda G, la cual gana enlaces carbono-carbono.

#### 4.3.2 Espectroscopia infrarroja

La espectroscopia IR se realizó al GO y al SGO para analizar las variaciones en las bandas de absorción de la radiación infrarroja, se usó un espectrofotómetro FT-IR (Bruker, Tensor 27). Esta caracterización se preparó mezclando 5 mg de GO y SGO (en estado sólido) con 100mg de KBr cada uno por separado, facilitando el barrido desde 400 a 4000  $\text{cm}^{-1}$

Figura 10.

*Espectros FTIR de GO y SGO.*



La espectroscopia infrarroja se basa en el hecho de que la mayoría de las moléculas absorben la luz en la región infrarroja del espectro electromagnético. Esta absorción se mide como una función de longitud de onda (normalmente van de 4000 a 500  $\text{cm}^{-1}$ .)

La banda roja de GO presenta un pico bastante pronunciado debido al grupo OH (hidroxilos), el óxido de grafeno tiene una muy buena afinidad al agua ya que es hidrofílico y tiene sus grupos hidroxilos más los grupos hidroxilos del agua.

Ahora vamos a analizar la banda azul del SGO donde podemos ver que en la misma zona de 4000 a 2000  $\text{cm}^{-1}$ , la banda disminuye ya que al sulfonar el óxido de grafeno se mantienen los grupos OH, pero el óxido de grafeno sulfonado no es tan afín al agua, otra característica que vemos son los picos que se forman en la banda azul de 1500 a 500  $\text{cm}^{-1}$  se deben a la presencia de algunos grupos funcionales del ácido sulfanílico que tiene su grupo bien definido. Ambas características son evidencias de que el óxido de grafeno fue modificado.

## 5. Métodos y Resultados

Con el fin de alcanzar el objetivo propuesto, se llevó a cabo una caracterización de las nanopartículas de óxido de grafeno y un análisis de investigación del óxido de grafeno sulfonado. A continuación, se emplearon estas partículas para preparar diversos tipos de lodos, con un enfoque especial en dos concentraciones diferentes. En cada lodo, se realizó una prueba reológica correspondiente para evaluar su desempeño.

Se requirió determinar la concentración de bentonita óptima para las pruebas reológicas basándonos en los estudios propuestos por el laboratorio de espectroscopia y análisis molecular de la Universidad industrial de Santander en la tesis de Amado y Rueda 2018, se realizaron dos lodos uno con de 20 lb/bbl y otro con 25 lb/bbl. Se llevó a cabo una comparación de los resultados obtenidos para establecer qué nanopartículas o aditivos, y en qué concentración, demostraban una mayor eficiencia y desempeño en el fluido de perforación.

### 5.1 Formulación y formatos de pruebas preliminares

Con el objetivo de evaluar el impacto de las nanopartículas de óxido de grafeno sulfonado en la mejora de las propiedades reológicas de lodos de perforación convencionales (agua + bentonita), se preparó un fluido base compuesto únicamente con bentonita y se tomó como referencia una cantidad de 1 bbl que es equivalente a 350 ml de fluido para la formulación del lodo base, con el fin de determinar la variación de la viscosidad. Se crearon dos tipos de lodo base (agua + bentonita) y seis formulaciones diferentes, dos con aditivos de goma xantana, dos con aditivos de goma guar y dos con nanopartículas de óxido de grafeno sulfonado, cada una

en dos concentraciones diferentes 0,2 y 0,4 (lb/bbl).

### 5.1.1 Formulación del lodo base

**Tabla 1.** Formulación de lodos base con concentraciones de bentonita diferente.

<i>Lodo</i>	<i>Bentonita</i>	<i>Cantidad</i> <i>(lb/bbl)</i>	<i>Aditivo</i>	<i>Cantidad</i> <i>(lb/bbl)</i>
<i>Lodo 1 Base</i>	<i>Bentonita Nacional</i>	25	<i>Sin</i> <i>aditivo</i>	<i>N/A</i>
<i>Lodo 2 Base</i>	<i>Bentonita Nacional</i>	20	<i>Sin</i> <i>aditivo</i>	<i>N/A</i>

En la tabla 1 se puede observar dos lodos base agua, se realizaron en un barril equivalente y se agregaron las cantidades de bentonita 20 y 25 (lb/bbl), se toma esta medida para verificar con pruebas de reología cuál de las dos cantidades es la más adecuada para trabajar posteriormente con los aditivos.

**Figura 11.** Mezcladora y lodo base 1.



En la siguiente tabla podemos observar el formato utilizado para la recolección de datos de

reología, se obtienen los valores de velocidad tomados en el laboratorio con un reómetro Fann 35, para los lodos 1 y 2 descritos anteriormente.

**Tabla 2.**

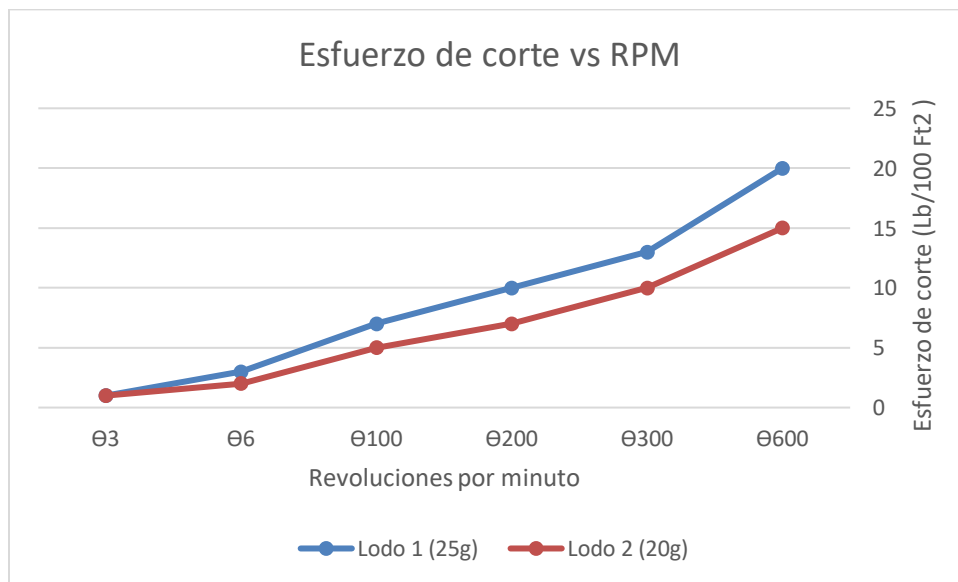
*Formato de recolección de datos para el lodo base.*

<i>Lodo</i>	<i>Bentonita (lb/bbl)</i>	<i>Densidad (lb/gal)</i>	<i>GEL (10s)</i>	<i>θ600 (Lb/100 Ft2)</i>	<i>θ300 (Lb/100 Ft2)</i>	<i>θ200 (Lb/100 Ft2)</i>	<i>θ100 (Lb/100 Ft2)</i>	<i>θ6 (Lb/100 Ft2)</i>	<i>θ3 (Lb/100 Ft2)</i>
Lodo 1	25	8.6	3.5	20	13	10	7	3	1
Lodo 2	20	8.65	2	15	10	7	5	2	1

**5.1.2 Reología del lodo base**

**Figura 12.**

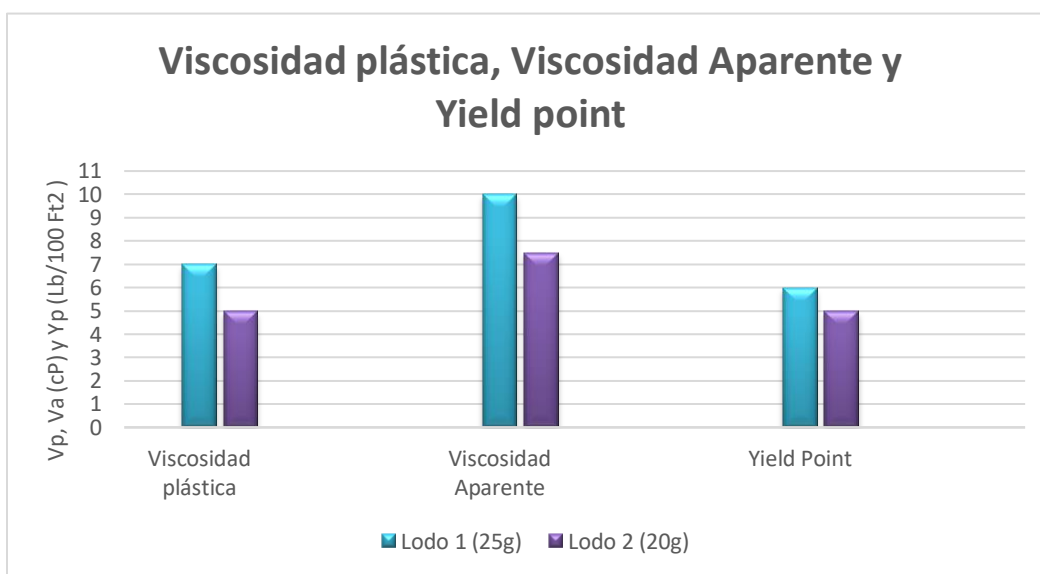
*Esfuerzo de corte en un reómetro Fann 35 vs revoluciones por minuto.*



Como se aprecia en la Figura 12, una concentración mayor de bentonita conlleva a un incremento en los valores observados en el dial del reómetro, ya que la bentonita nacional actúa como un agente viscosificante.

### Figura 13.

*Valores de los diferentes tipos de propiedades reológicas*



La Figura 13 muestra tres tipos de propiedades: viscosidad plástica, viscosidad aparente y yield point, que proporcionan una estimación de los valores de trabajo del lodo. También se realiza una comparación para determinar la concentración más adecuada. Se observa que el lodo 1, con mayor concentración de bentonita, tiene valores más altos en todas las propiedades, aunque ambos lodos se encuentran dentro del rango de trabajo, según Ravi et al. (2016), el rango de trabajo de un lodo puede ser de 5 a 30 cP. Sin embargo, es importante tener en cuenta que la viscosidad plástica debe ser ajustada de acuerdo con las necesidades específicas de cada operación de perforación.

## 5.2 Prueba para la determinación de la cantidad de bentonita base

Se procederá a elaborar una curva de bentonita (lb/bbl) vs. los valores de viscosidad aparente (cP), donde se obtendrá un polinomio que describa el comportamiento de la curva, luego se igualará a 15 cP ya que según las pruebas de rendimiento en ese punto es donde debería cambiar la pendiente a forma exponencial, en base al resultado obtenido, tendremos la concentración de la bentonita en (lb/bbl) más acorde a utilizar. El procedimiento se realizó en el laboratorio de lodos de la Escuela de Ingeniería de Petróleos, se utilizó bentonita nacional, la cual tiene una calidad inferior a la de otras bentonitas comerciales disponibles en el mercado.

Para llevar a cabo la elaboración de la curva de rendimiento, se realizaron adiciones de 3 lb/bbl de bentonita en cada toma hasta superar un valor de 25 cP y observar el comportamiento del viscosificante. Además, se tomaron medidas duplicadas de cada valor a 600 rpm en el viscosímetro, y posteriormente se realizó un análisis estadístico de los datos obtenidos, tal como se describe en el estudio de Amado y Rueda (2018).

### Tabla 3.

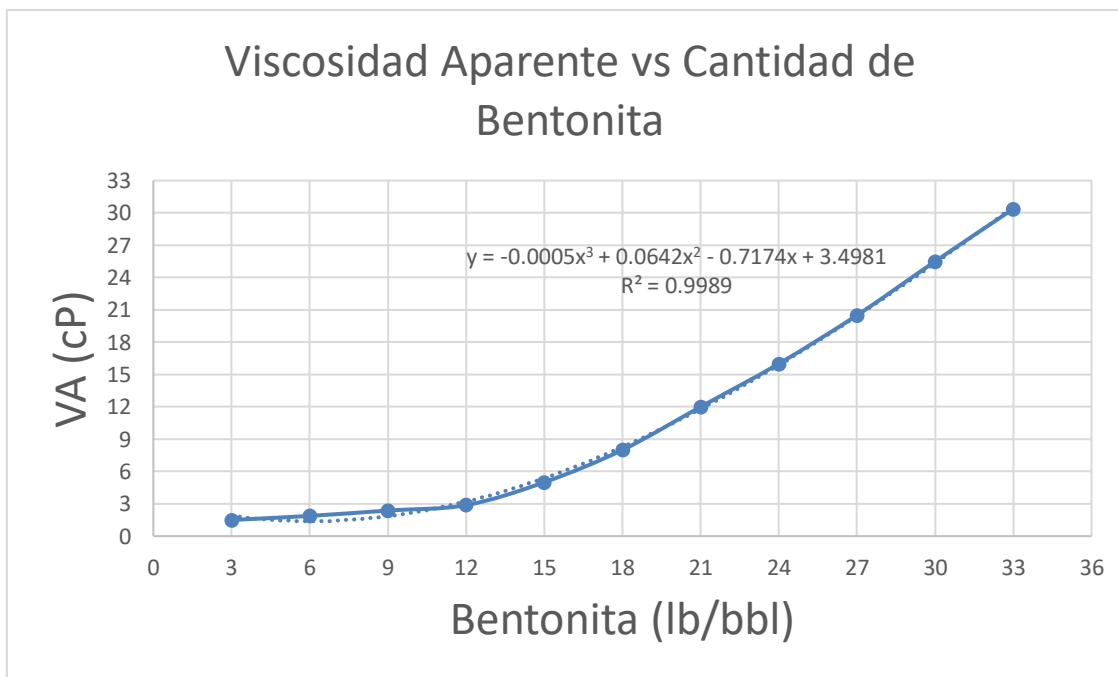
*Tabla de rendimiento de la bentonita Tomada de Amado y Rueda (2018)*

DATOS DE LA PRUEBA				
Bentonita (lb/bbl)	Θ600 (1)	Θ600 (2)	Θ600 (Media)	VA(Cp)
3	3	3	3	1.5
6	3.5	4	3.75	1.875
9	5	4.5	4.75	2.375
12	6	5.5	5.75	2.875
15	10	10.5	10.25	5
18	16	16	16	8

21	24.5	24	24.25	12
24	33	32	32.5	16
27	40	41	40.5	20.5
30	51	50	50.5	25.5
33	60.5	61	60.75	30.375

**Figura 14.**

*Curva de la bentonita nacional realizada con los datos obtenidos.*



Como podemos observar en la gráfica se obtuvo un polinomio que describe el comportamiento de la viscosidad aparente versus la concentración de bentonita, donde el coeficiente R2 indica qué porcentaje de la variabilidad en la viscosidad aparente describe el polinomio obtenido.

**Ecuación 6.**

*Polinomio que describe la viscosidad aparente.*

$$VA = -0.0005c^3 + 0.0642c^2 - 0.7174c + 3.4981$$

Con un  $R^2 = 0.9989$

Dónde:

$V_a$  = Viscosidad Aparente (cP)

$C$  = Concentración de Bentonita (lb/bbl)

Procederemos a despejar nuestra variable igualando a 15cP porque es la viscosidad aparente con la cual estamos comparando:

$$-0.0005c^3 + 0.0642c^2 - 0.7174c + 3.4981 = 15$$

$$C = 22.08 \text{ (lb/bbl)}$$

Debido a la concentración de bentonita nacional que se calculó con el polinomio, podemos obtener un rango de bentonita más acorde para trabajar en los demás lodos.

Después de realizar la prueba de rendimiento de la bentonita, se determinó que el lodo número dos es el más adecuado para su uso como lodo base, ya que presenta valores más cercanos y aceptables al obtenido por el polinomio. En la prueba, la concentración del lodo número dos arrojó un valor de 22.08 (lb/bbl), que está más cercano al lodo con 20 (lb/bbl).

### 5.3 Formulación del lodo con aditivo de óxido de grafeno sulfonado

**Tabla 4.** *Formulación del lodo con oxido de grafeno sulfonado*

Lodo	Aditivo 1	Cantidad (lb/bbl)	Aditivo	Cantidad (lb/bbl)
Lodo 3	Bentonita Nacional	20	Oxido de Grafeno	0.2
Lodo 4	Bentonita Nacional	20	Oxido de Grafeno	0.4

Lodos base agua, se realizaron en un barril equivalente, agregando la cantidad de bentonita nacional seleccionada (20) lb/bbl y agregando una cantidad de (0,2 y 0,4) lb/bbl de óxido de grafeno Sulfonado que proyecta un cambio en las propiedades reológicas de los fluidos.

### Figura 15.

*Lodos 3 y 4 descritos anteriormente.*



#### 5.3.1 Reología de un lodo con oxido de grafeno sulfonado

**Tabla 5.**

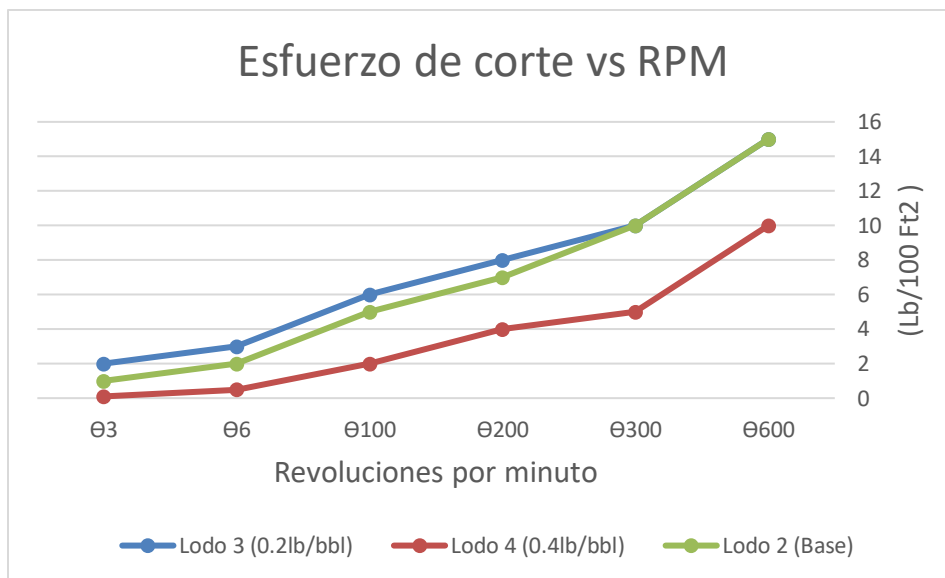
*Formato de recolección de datos para el lodo con óxido de grafeno sulfonado.*

Lodo	SGO (lb/bbl)	Densidad (lb/gal)	GEL (10s)	Ø600	Ø300	Ø200	Ø100	Ø6	Ø3
				(Lb/100 Ft2)	(Lb/100 Ft2)	(Lb/100 Ft2)	(Lb/100 Ft2)	(Lb/100 Ft2)	(Lb/100 Ft2)
Lodo 3	0.2	8.6	2	15	10	8	6	3	2
Lodo 4	0.4	8.6	1	10	5	4	2	0.5	0.1

En la tabla 5 se muestra el formato utilizado para recolectar los datos de reología. Los valores de esfuerzo se midieron en el laboratorio utilizando un reómetro Fann 35. A partir de los datos obtenidos, se puede concluir que el óxido de grafeno sulfonado no tiene efecto sobre la densidad del fluido de perforación. Debido a que en el estudio no se usaron altas concentraciones del aditivo, con una densidad real cercana a la del grafeno ( $0.8 \text{ mg/cm}^3$ ), no afecta la densidad del fluido.

### Figura 16.

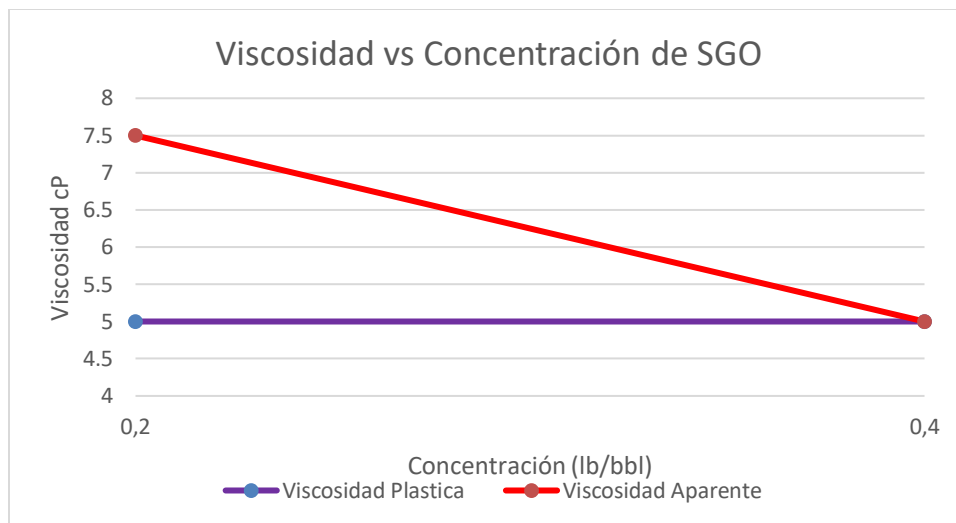
*Esfuerzo de corte en un reómetro Fann 35 vs revoluciones por minuto con aditivo de SGO*



De acuerdo con los resultados mostrados en la Figura 16, se observa que al agregar una concentración de 0,2 lb/bbl de óxido de grafeno sulfonado como aditivo al lodo base, no se presentan variaciones significativas. Sin embargo, al aumentar la concentración a 0,4 lb/bbl, se puede notar una reducción en el esfuerzo de corte en el lodo modificado con el aditivo mencionado.

### Figura 17.

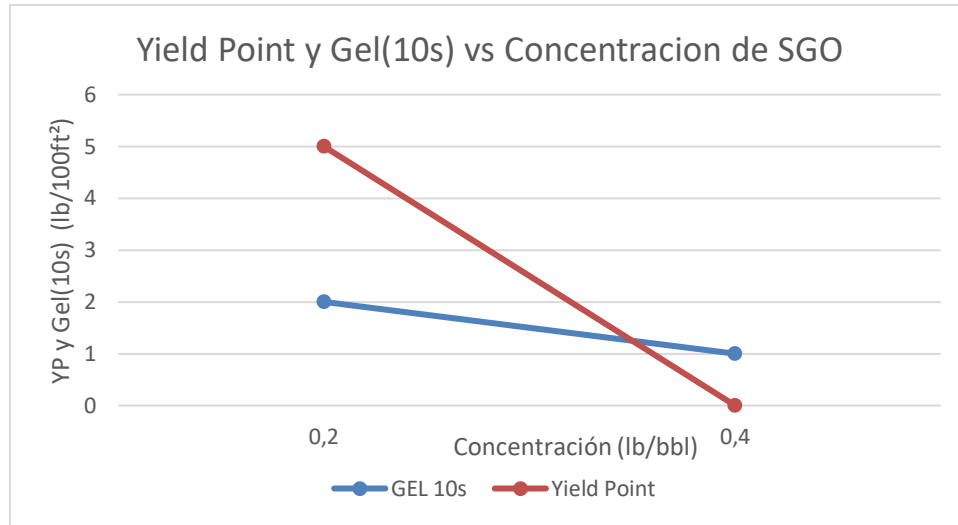
*Grafica de las viscosidades vs concentración de óxido de grafeno sulfonado*



En la Figura 17 se puede observar que, contrario a lo que se suponía en la hipótesis inicial, al aumentar la concentración de óxido de grafeno sulfonado se produce una disminución en la viscosidad aparente sin afectar significativamente la viscosidad plástica de los lodos formulados. Esta disminución se atribuye a la presencia de nanopartículas de óxido de grafeno sulfonado que actúan como lubricantes y reducen la fricción interna del lodo. Como resultado, el óxido de grafeno sulfonado no contribuye significativamente a la formación de geles tridimensionales y, por lo tanto, no aumenta la viscosidad del lodo de manera significativa.

**Figura 18.**

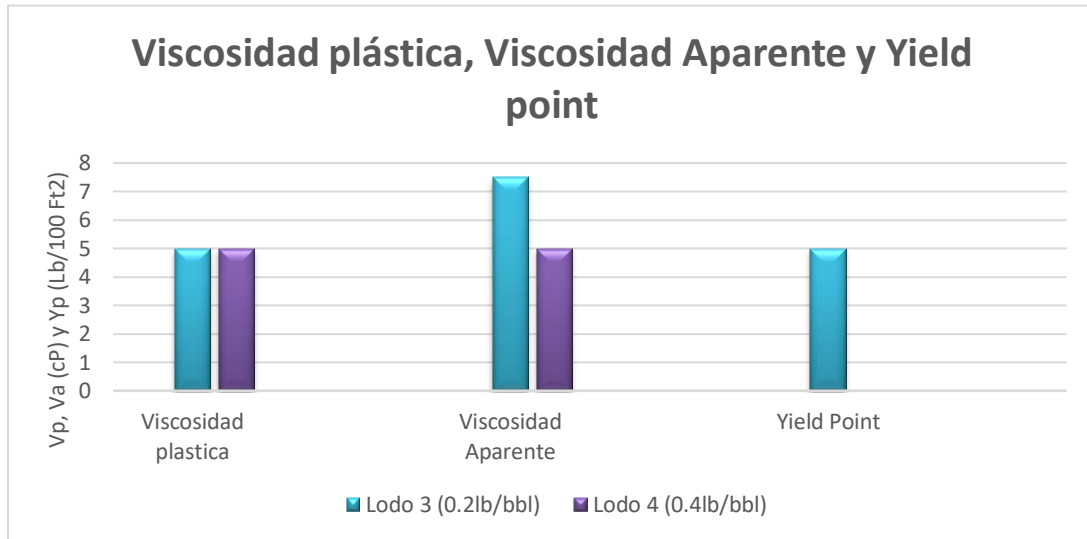
*Grafica del Yield point y Gel (10s) vs concentración de óxido de grafeno sulfonado.*



En la Figura 18 se aprecia que el óxido de grafeno sulfonado genera un efecto diminutivo en las propiedades de yield point y punto de gel (10s) ya que son inferiores a los valores obtenidos con solo bentonita formulado en el lodo base, este efecto diminutivo en las propiedades de yield point y punto de gel (10s) se debe a la disminución de la estructura de gel del lodo debido a la presencia de nanopartículas de óxido de grafeno sulfonado como lubricantes.

**Figura 19.**

*Comparación de las propiedades reológicas con respecto a los lodos con concentraciones diferentes.*



La Figura 19 presenta la comparación entre los lodos 3 y 4, donde se observa que la viscosidad plástica no presenta diferencias significativas entre ellos, pero la viscosidad aparente es menor en el lodo con mayor concentración de óxido de grafeno sulfonado. El yield point es una propiedad crucial de los fluidos de perforación, ya que indica la capacidad del fluido para soportar fuerzas de corte, y se debe a la formación de una estructura de gel que resiste la deformación inicial del material. En el caso del lodo con mayor concentración de óxido de grafeno sulfonado, la disminución en la viscosidad aparente puede estar relacionada con la presencia de nanopartículas que actúan como lubricantes y disminuyen la fricción interna del lodo, lo que impide la formación de una estructura de gel y, por lo tanto, el yield point es cero. Por lo tanto, se puede concluir que el óxido de grafeno sulfonado afecta negativamente la propiedad de yield point en concentraciones mayores, lo que puede ser una limitación en su uso como aditivo para lodos de perforación.

#### 5.4 Formulación del lodo con aditivo de goma xantana

Lodo base agua, se realizó en un barril equivalente, agregando la cantidad de bentonita nacional

seleccionada (20) lb/bbl y agregando una cantidad de (0,2 y 0,4) lb/bbl de goma Xantana para observar la proporción en el aumento de la viscosidad.

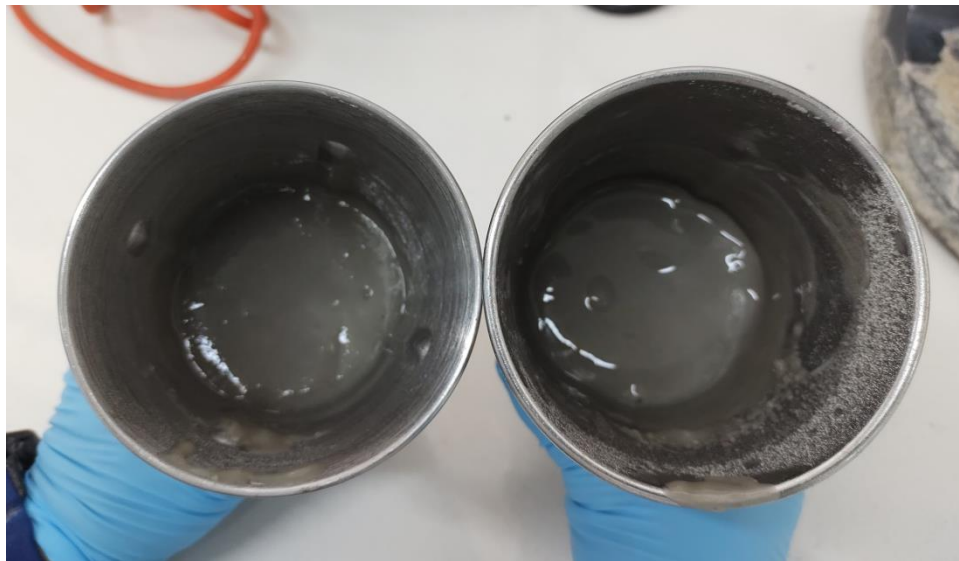
**Tabla 6.**

*Composición del lodo con aditivo de goma Xantana*

<b>Lodo</b>	<b>Aditivo 1</b>	<b>Cantidad (lb/bbl)</b>	<b>Aditivo</b>	<b>Cantidad (lb/bbl)</b>
Lodo 5	Bentonita Nacional	20	Goma Xantana	0.2
Lodo 6	Bentonita Nacional	20	Goma Xantana	0.4

**Figura 20.**

*Lodos 5 y 6 con diferentes concentraciones de goma Xantana.*



5.4.1 Reología de un lodo con aditivo de goma Xantana

Tabla 7.

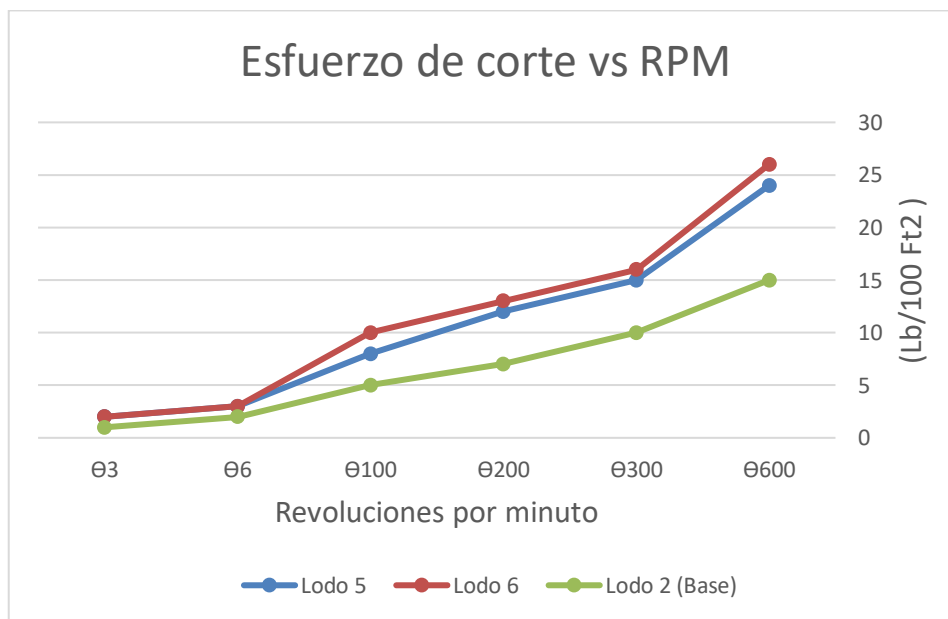
Formato de recolección de datos para el lodo con aditivo de goma Xantana

				$\theta 600$	$\theta 300$	$\theta 200$	$\theta 100$	$\theta 6$	$\theta 3$
	<i>Goma Xantana</i>	<i>Densidad</i>	<i>GEL</i>	(Lb/100 Ft2)	(Lb/100 Ft2)	(Lb/100 Ft2)	(Lb/100 Ft2)	(Lb/100 Ft2)	(Lb/100 Ft2)
<i>Lodo</i>	(lb/bbl)	(lb/gal)	(10s)						
Lodo 5	0.2	8.6	3	24	15	12	8	3	2
Lodo 6	0.4	8.6	4	26	16	13	10	3	2

En la tabla podemos observar el formato utilizado para la recolección de datos de reología, se obtienen los valores de esfuerzo tomados en el laboratorio con un reómetro Fan 35, la densidad no se ve afectada con la adición de goma Xantana y los valores son mayores en el lodo con mayor concentración.

Figura 21.

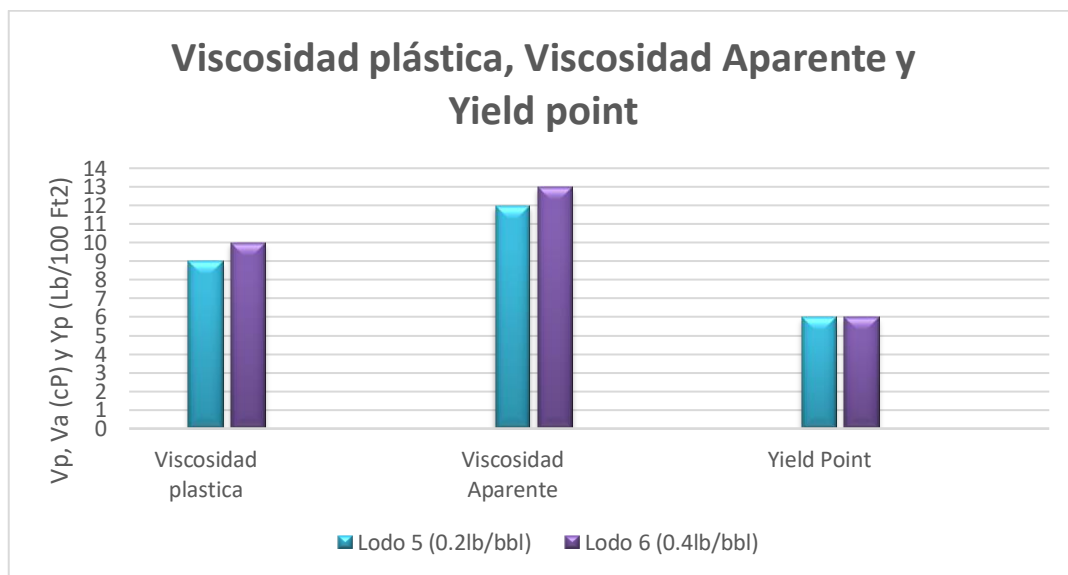
Esfuerzo de corte en un reómetro Fann 35 vs RPM con aditivo de goma Xantana



En la Figura 21, se observa que el lodo 5 con una concentración de 0,2 lb/bbl no presenta cambios significativos con respecto al lodo base y el lodo 6 con una concentración de 0,4 lb/bbl aumenta los valores en comparación con el lodo 3 y a el lodo base.

### Figura 22.

*Comparación de las propiedades reológicas de los lodos con aditivo de goma Xantana y con concentraciones diferentes.*



La Figura 22 muestra la comparación entre los lodos 5 (0,2 lb/bbl) y 6 (0,4 lb/bbl). Se puede observar que el aditivo de goma Xantana no tiene un impacto significativo en las propiedades reológicas del lodo, ya que la viscosidad plástica, la viscosidad aparente y el yield point son muy similares a los valores obtenidos con el lodo base. Es posible argumentar que en estas concentraciones no se produjo un cambio significativo, aunque puede haber un efecto más pronunciado a concentraciones más altas.

### 5.5 Formulación del lodo con aditivo de goma guar

**Tabla 8.**

*Composición del lodo con aditivo de goma Guar*

Lodo	Aditivo 1	Cantidad (lb/bbl)	Aditivo	Cantidad (lb/bbl)
Lodo 7	Bentonita Nacional	20	Goma guar	0.2
Lodo 8	Bentonita Nacional	20	Goma guar	0.4

Lodo base agua, se realizó en un barril equivalente, agregando la cantidad de bentonita nacional seleccionada (20) lb/bbl y agregando una cantidad de (0,2 y 0,4) lb/bbl de goma Guar para observar las propiedades reológicas del lodo y realizar una próxima comparación con los demás aditivos.

#### 5.5.1 Reología de un lodo con aditivo de goma guar

**Tabla 9.**

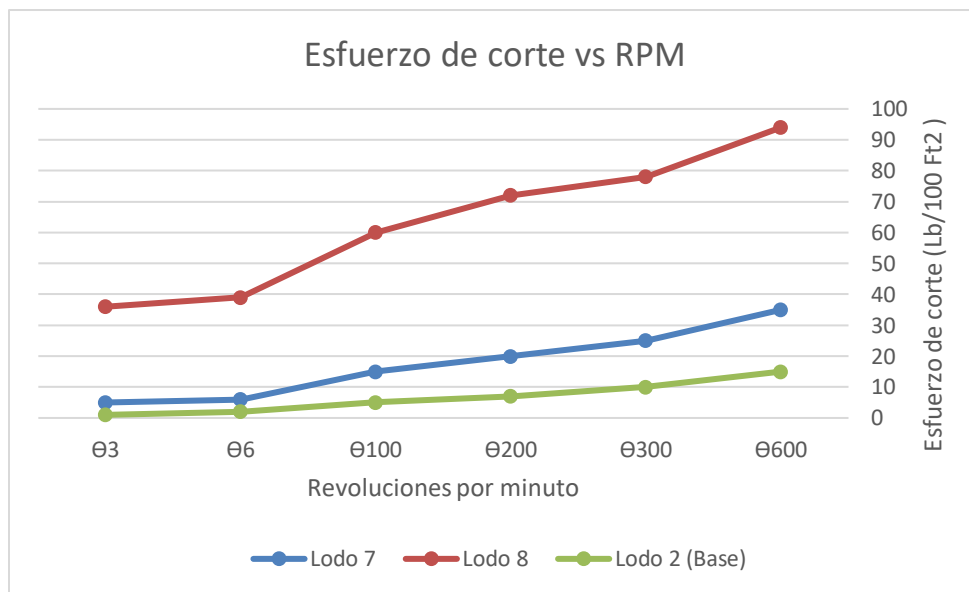
*Formato de recolección de datos reológicos para el lodo con aditivo de goma Guar.*

	Goma		Ø600	Ø300	Ø200	Ø100	Ø6	Ø3	
	Guar	Densidad GEL	(Lb/100	((Lb/100	(Lb/100	(Lb/100	(Lb/100	(Lb/100	
Lodo	(lb/bbl)	(lb/gal)	(10s)	(Ft2)	(Ft2)	(Ft2)	(Ft2)	(Ft2)	
Lodo 7	0.2	8.6	7	35	25	20	15	6	5
Lodo 8	0.4	8.6	20	94	78	72	60	39	36

En la tabla podemos observar el formato utilizado para la recolección de datos de reología, se obtienen los valores de esfuerzo tomados en el laboratorio con un reómetro Fann 35, la densidad no se ve afectada con la adición de goma Guar y los valores aumentan significativamente entre las concentraciones de (0,2 y 0,4) lb/bbl.

### Figura 23.

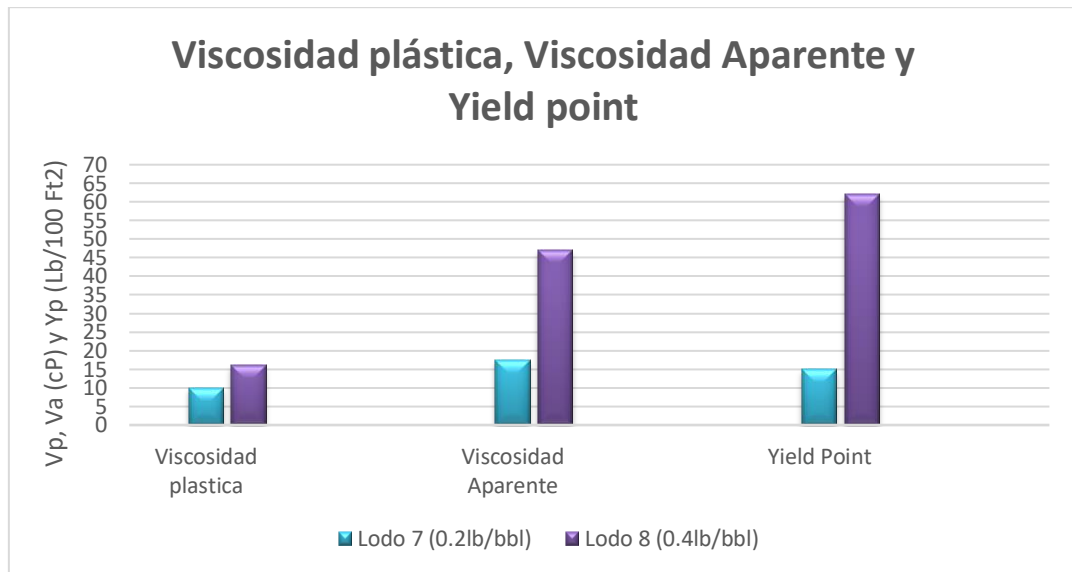
*Esfuerzo de corte en un reómetro Fan 35 vs revoluciones por minuto con aditivo de goma Guar.*



En la Figura 23, se puede observar que el lodo 7 con una concentración de 0,2 lb/bbl presenta un aumento significativo en las propiedades reológicas con respecto al lodo base y a los demás lodos analizados anteriormente. Por otro lado, el lodo 8 con una concentración de 0,4 lb/bbl muestra un aumento en dichas propiedades casi tres veces mayor que el lodo 7.

**Figura 24.**

*Comparación de las propiedades reológicas de los lodos con aditivo de goma Guar.*



En la Figura 24 vemos la comparación de las propiedades reológicas de dos lodos, lodo 7 (0,2lb/bbl) y lodo 8 (0,4lb/bbl) se observa que el aditivo de goma Guar genera una significativa alteración en las propiedades reológicas del lodo, las propiedades de viscosidad plástica, aparente y yield point, aumentaron en ambos lodos con respecto al lodo base y son mayores en la medida que aumente la concentración.

### 6. formulación del comparativo para todos los lodos.

Lodos base agua, se realizaron en un barril equivalente, agregando la cantidad de bentonita nacional seleccionada (20) lb/bbl y agregando una cantidad de (0,2 y 0,4) lb/bbl para cada uno de los lodos, para realizar un análisis en la comparación con los demás aditivos.

**Tabla 10.** *Comparativa en la reología de lodos con oxido de grafeno sulfonado y aditivo de goma guar y xantana.*

# Lodo	Tipo de lodo	Bentonita (lb/bbl)	Goma guar (lb/bbl)	Goma Xantana (lb/bbl)	SGO (lb/bbl)
1	Agua + bentonita	25	-	-	-
2	Agua + bentonita	20	-	-	-
3	Agua + bentonita+ oxido de grafeno sulfonado	20	-	-	0.2
4	Agua + bentonita+ oxido de grafeno sulfonado	20	-	-	0.4
5	Agua + bentonita+ goma Xantana	20	-	0.2	-
6	Agua + bentonita+ goma Xantana	20	-	0.4	-
7	Agua + bentonita+ goma Guar	20	0.2	-	-
8	Agua + bentonita+ goma Guar	20	0.4	-	-

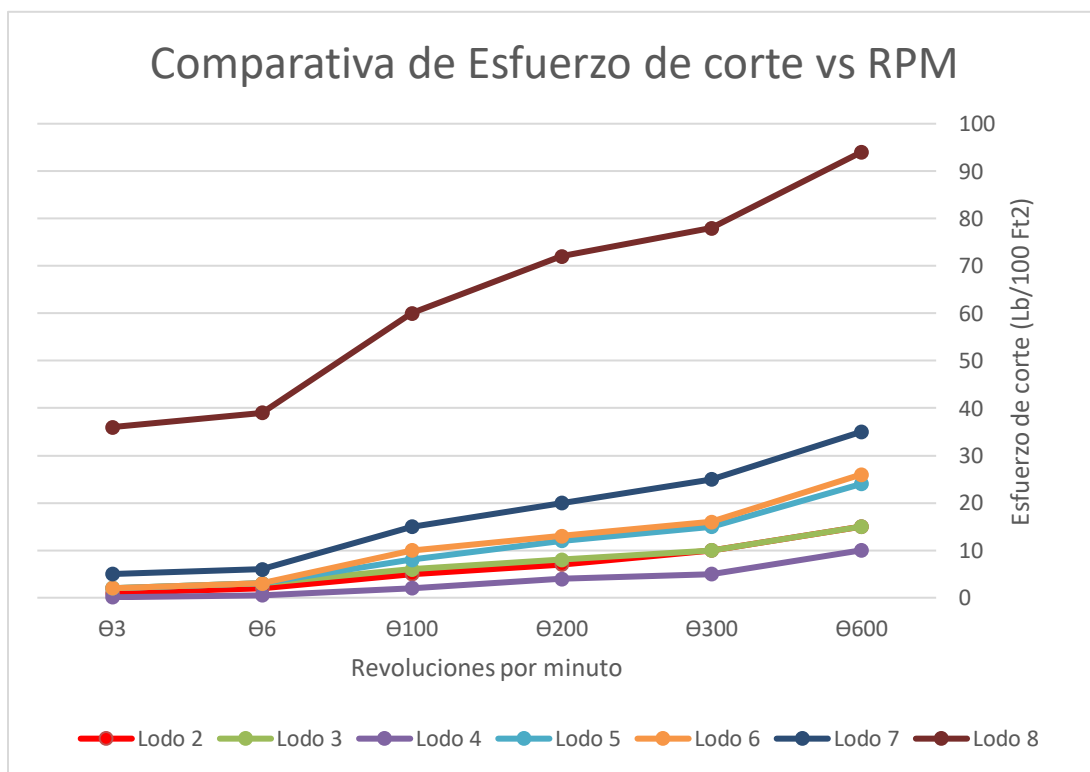
**Figura 25.**

*Lodos 3,4,5,6,7 y 8 descritos anteriormente.*



**Figura 26.**

*Grafica comparativa del esfuerzo de corte vs revoluciones por minuto de todos los aditivos.*

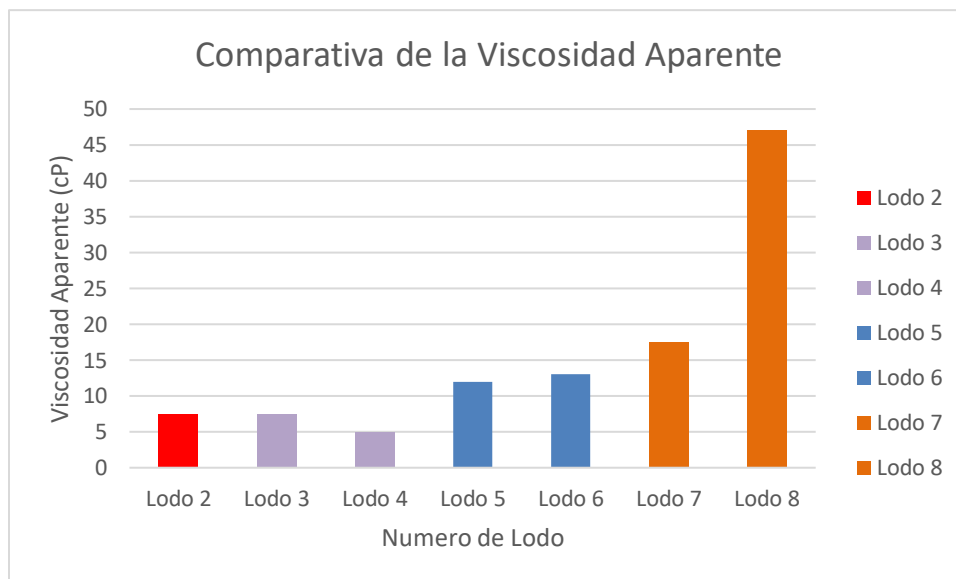


En la Figura 26, se muestran todas las curvas de esfuerzo de corte de los lodos evaluados hasta el momento. Las curvas correspondientes a los lodos con el aditivo goma Guar (lodos 7 y 8) se

ubican por encima de las demás curvas, mientras que las curvas de los lodos 5 y 6 con el aditivo goma Xantana muestran un aumento en comparación con la curva del lodo base. Además, se observa que la curva del lodo 3 con nanopartícula de óxido de grafeno sulfonado en una concentración de 0,2 (lb/bbl) es prácticamente igual a la del lodo base, mientras que la curva del lodo 4 con nanopartícula de óxido de grafeno sulfonado en una concentración de 0,4 (lb/bbl) está por debajo de la curva del lodo base, lo que indica que se obtiene un efecto disminuido en la viscosidad del lodo.

### Figura 27.

*Grafica comparativa del comportamiento de las viscosidades aparentes en los lodos trabajados*



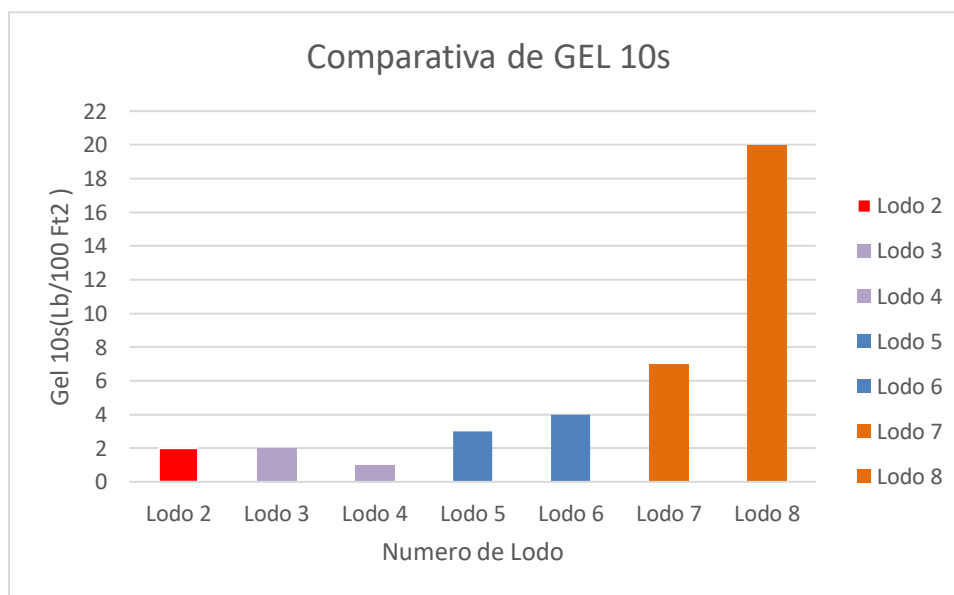
En la Figura 27, si bien se esperaba un aumento en la viscosidad aparente del lodo bentonítico modificado con nanopartículas de óxido de grafeno sulfonado, los resultados muestran que no hubo cambios significativos en la viscosidad aparente en comparación con el lodo base. Este

hallazgo sugiere que el uso de nanopartículas de óxido de grafeno sulfonado no resulta en una mejora significativa en la resistencia al flujo de los fluidos de perforación, al menos en el rango de concentraciones y condiciones de operación evaluadas en el estudio.

Se puede observar que los valores de viscosidad aparente varían significativamente entre los diferentes lodos trabajados. Por ejemplo, el Lodo 8 con aditivo de goma Guar presenta una viscosidad aparente de 47 cP, mientras que el Lodo 4 con aditivo de óxido de grafeno sulfonado tiene una viscosidad aparente de solo 5 cP. Esto sugiere que el Lodo 8 ofrece una mayor resistencia al flujo que el Lodo 4.

### Figura 28.

*Grafica comparativa del comportamiento del punto de gel (10s) de los lodos trabajados*

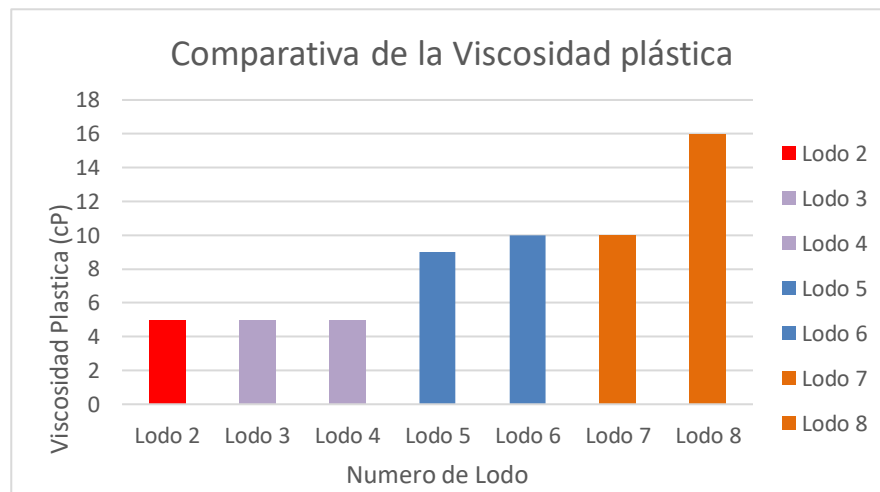


En la tabla de resultados de esfuerzo de gel a los 10 segundos (Figura 28), se puede notar que los lodos con aditivos de goma Guar muestran un aumento significativo en el esfuerzo de gel a los 10 segundos, con incrementos del 350% y 1000% para Lodo 7 y Lodo 8, respectivamente. En los

lodos con goma Xantana, se puede observar un aumento en el esfuerzo de gel, pero no tan significativo como en los lodos con goma Guar. Por otro lado, los lodos con nanopartículas de óxido de grafeno sulfonado presentan una disminución en el esfuerzo de gel debido a la interacción de la red de geles con los sulfatos presentes en la base acuosa del fluido de perforación. Es importante destacar que el esfuerzo de gel a los 10 segundos es una medida crucial para la estabilidad del pozo, ya que está relacionado con la capacidad del lodo de mantener la pared del pozo firme y evitar el colapso del mismo durante la perforación.

### Figura 29.

*Grafica comparativa del comportamiento de las viscosidades plásticas en los lodos trabajados*

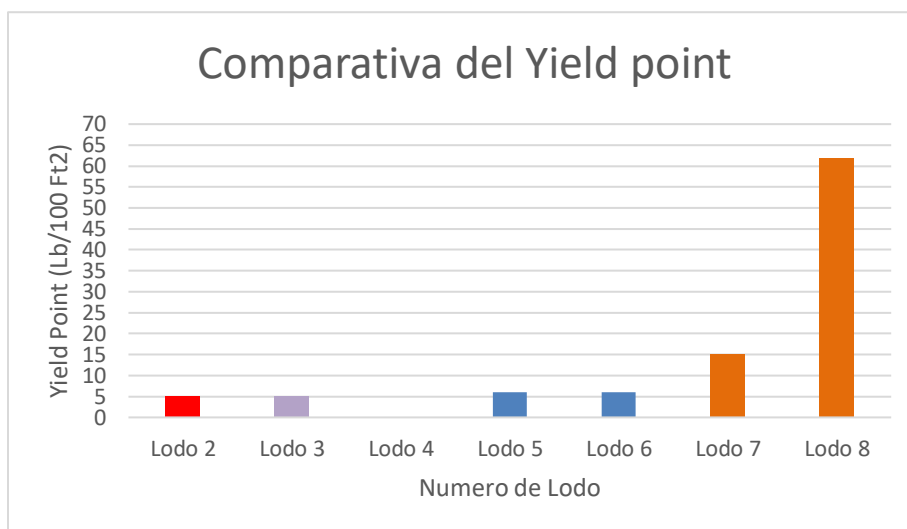


Se puede observar en la Figura 29 que los valores de viscosidad plástica para los lodos con y sin adición de óxido de grafeno sulfonado se mantienen dentro del rango de 5 a 16 cP. Según Amado y Rueda (2018), la viscosidad plástica es una medida de la capacidad del lodo para soportar una carga de corte y mantener la estructura de la pared del pozo. Un valor alto de viscosidad plástica indica una mayor cantidad de sólidos coloidales presentes en el lodo, lo que puede ser

beneficioso para estabilizar la pared del pozo y prevenir el colapso de la misma. Sin embargo, un valor demasiado alto de viscosidad plástica puede dificultar la circulación del lodo y disminuir la eficiencia de la perforación. En este sentido, la adición de óxido de grafeno sulfonado no muestra un efecto significativo en la viscosidad plástica del lodo, por lo que para reducir la viscosidad plástica se podría considerar la dilución del lodo.

### Figura 30.

*Grafica comparativa del comportamiento del Yield Point en los lodos trabajados*



En la Figura 30, podemos observar cómo aumenta significativamente el valor del yield point, en los lodos con el aditivo de goma Guar, en los lodos con el aditivo de goma Xantana no se ve una variación y en los lodos con la nanopartícula de óxido de grafeno sulfonado, se mantuvo sin presentar cambios en la concentración de 0,2 (lb/bbl) y con una concentración de 0,4 (lb/bbl) se redujo a 0, Según lo explicado en el libro "Drilling Fluids Processing Handbook" de ASME Shale Shaker Committee (2011), el Yield Point en un fluido de perforación puede ser igual a cero debido

a que no hay suficientes partículas de tamaño suficientemente grande para formar una estructura de gel que resista la deformación inicial del material. Además, en algunos fluidos de perforación, el Yield Point es cero o cercano a cero debido a que las partículas coloidales son demasiado pequeñas para formar una estructura de gel y la viscosidad plástica es la única fuerza que se opone a la deformación inicial. En estos casos, la viscosidad plástica es la única fuerza de corte presente y el fluido puede ser considerado como un fluido newtoniano con un Yield Point cero.

### 7. Pruebas de compatibilidad

**Tabla 11.**

*Formato para registro de las pruebas de compatibilidad.*

Composición de la muestra			Cantidad de aditivo (g)
Formulación del lodo			Observaciones
Fecha			
Día	Mes	Año	
Día	Mes	Año	Color
		Observación inicial	Presencia de espuma o burbujas
			Presencia de precipitado
			Otras observaciones
Día	Mes	Año	Color
		Observación 5 horas	Presencia de espuma o burbujas
			Presencia de precipitado
			Otras observaciones
		Observación 1 día	Color
			Presencia de espuma o burbujas
			Presencia de precipitado
			Otras observaciones
Día	Mes	Año	Color
		Observación 3 días	Presencia de espuma o burbujas
			Presencia de precipitado
			Otras observaciones
Día	Mes	Año	Color
		Observación 7 días	Presencia de espuma o burbujas
			Presencia de precipitado
			Otras observaciones

**Tabla 12.***Observaciones de la prueba de compatibilidad para el lodo 4.*

Composición de la muestra			Cantidad Bentonita (g)	Cantidad de aditivo (g)	
SGO + Bbl equivalente de agua + Bentonita			20	0.4	
Fecha					
Día	Mes	Año	Observaciones		
5	9	2022	Color	Color gris cenizo	
Observación inicial			Presencia de espuma o burbujas	No	
			Presencia de precipitado	No	
			Otras observaciones	-	
5	9	2022	Color	Color gris cenizo	
Observación 5 horas			Presencia de espuma o burbujas	No	
			Presencia de precipitado	No	
			Otras observaciones	-	
6	9	2022	Color	Color gris cenizo	
Observación 1 día			Presencia de espuma o burbujas	No	
			Presencia de precipitado	No	
			Otras observaciones	-	
8	9	2022	Color	Color gris cenizo	
Observación 3 días			Presencia de espuma o burbujas	No	
			Presencia de precipitado	No	
			Otras observaciones	Fluido viscoso	
12	9	2022	Color	Color gris oscuro	
Observación 7 días			Presencia de espuma o burbujas	Si	
			Presencia de precipitado	Si	
			Otras observaciones	Fluido viscoso	

**Tabla 13.***Observaciones de la prueba de compatibilidad para el lodo 6.*

Composición de la muestra.			Cantidad Bentonita (g)	Cantidad de aditivo (g)
Goma Xantana + Bbl equivalente de agua + Bentonita			20	0.4
Fecha				
Día	Mes	Año	Observaciones	
5	9	2022	Color	Color gris cenizo
Observación inicial			Presencia de espuma o burbujas	No
			Presencia de precipitado	No
			Otras observaciones	-
			5	9
Observación 5 horas			Presencia de espuma o burbujas	No
			Presencia de precipitado	No
			Otras observaciones	Fluido viscoso
			6	9
Observación 1 día			Presencia de espuma o burbujas	No
			Presencia de precipitado	No
			Otras observaciones	Fluido viscoso
			8	9
Observación 3 días			Presencia de espuma o burbujas	Si
			Presencia de precipitado	Si
			Otras observaciones	Fluido viscoso
			12	9
Observación 7 días			Presencia de espuma o burbujas	Si
			Presencia de precipitado	Si
			Otras observaciones	Fluido viscoso

**Tabla 14.***Observaciones de la prueba de compatibilidad para el lodo 8*

Composición de la muestra.			Cantidad Bentonita (g)	Cantidad de aditivo (g)
Goma Guar + Bbl equivalente de agua + Bentonita			20	0.4
Fecha			Observaciones	
Día	Mes	Año		
5	9	2022	Color	Color gris cenizo
Observación inicial			Presencia de espuma o burbujas	No
			Presencia de precipitado	No
			Otras observaciones	-
5	9	2022	Color	Color gris cenizo
Observación 5 horas			Presencia de espuma o burbujas	No
			Presencia de precipitado	No
			Otras observaciones	-
6	9	2022	Color	Color gris cenizo
Observación 1 día			Presencia de espuma o burbujas	No
			Presencia de precipitado	si
			Otras observaciones	Fluido viscoso
8	9	2022	Color	Color gris cenizo
Observación 3 días			Presencia de espuma o burbujas	si
			Presencia de precipitado	si
			Otras observaciones	Fluido viscoso
12	9	2022	1	Color gris oscuro

Observación 7 días	2	Si
	3	Si
	4	Fluido muy viscoso

A partir de la información presentada en las Tablas 12, 13 y 14, se puede inferir que el color no es una característica representativa para evaluar la influencia de los diferentes aditivos en los fluidos de perforación. Por otro lado, se observó que la adición de goma Guar, siendo el aditivo más viscosificante, generó precipitados y espumas más pronto que otros aditivos. La goma Xantana, por su parte, presentó presencia de precipitados y espumas después de 3 días, mientras que el óxido de grafeno no presentó dicha presencia hasta el día 7 de observación.

## 8. Conclusiones

La investigación realizada en el estudio reológico de los fluidos de perforación con adición de óxido de grafeno sulfonado (SGO) como aditivo, concluyó que SGO no es efectivo como viscosificante en dichos fluidos. Los resultados obtenidos evidenciaron que la adición de este aditivo no proporciona un aumento significativo en la viscosidad del fluido de perforación.

Se observó que la presencia de nanopartículas de óxido de grafeno sulfonado en el fluido de perforación no tuvo un efecto significativo en la estabilidad del lodo, ya que no se evidenció una alteración en la presencia de precipitados y espumas en comparación con los lodos con aditivos convencionales.

En conclusión, se pudo determinar que, de los tres aditivos evaluados en este estudio, la goma Guar es el aditivo más eficaz, produciendo un aumento significativo en la viscosidad del lodo en comparación con los otros dos aditivos evaluados. La goma Xantana también demostró tener una capacidad viscosificante, aunque en menor medida que la goma Guar. Estos resultados son consistentes con lo reportado en la literatura, donde se ha demostrado que la goma Guar es un aditivo de uso común en la industria de la perforación debido a su alta capacidad para aumentar la viscosidad del fluido y mejorar su estabilidad.

En conclusión, la falta de efecto viscosificante del óxido de grafeno sulfonado en los fluidos de perforación podría atribuirse a su interacción con los sulfatos presentes en la base acuosa del fluido. Esta interacción podría afectar negativamente la capacidad del aditivo para formar una red de geles y, por lo tanto, limitar su habilidad para aumentar la viscosidad del fluido. Aunque se necesita más investigación para comprender mejor la interacción del óxido de grafeno sulfonado con los componentes del fluido de perforación.

## 9. Recomendaciones

Se recomienda continuar investigando en profundidad sobre el uso de nanopartículas de óxido de grafeno sulfonado en fluidos de perforación, con el objetivo de explorar otras posibles aplicaciones en la mejora de las propiedades del lodo. Además, es importante realizar estudios adicionales sobre la interacción entre el óxido de grafeno sulfonado y otros componentes presentes en el fluido de perforación, para mejorar su desempeño en situaciones de campo.

Se sugiere que se realicen estudios adicionales para evaluar el impacto ambiental del uso de aditivos en los fluidos de perforación, con el fin de determinar su potencial de toxicidad y establecer medidas de prevención y mitigación de posibles impactos ambientales negativos.

Se recomienda llevar a cabo pruebas en un ambiente controlado a escala industrial, con el objetivo de evaluar el comportamiento del fluido de perforación en condiciones reales de uso. Es importante también evaluar los costos asociados a la implementación del óxido de grafeno sulfonado como aditivo en la industria petrolera, y compararlos con los costos de otros aditivos convencionales.

Se recomienda investigar sobre su potencial uso en la mejora de la eficiencia en la recuperación de petróleo, la estabilización de emulsiones de petróleo y agua, o la producción de materiales avanzados para la fabricación de equipos y herramientas para la exploración y producción de petróleo. Esta investigación podría abrir nuevas posibilidades y oportunidades para el uso del óxido de grafeno sulfonado en la industria petrolera, mejorando su rentabilidad y sostenibilidad.

**Referencias Bibliográficas**

- Amado, A. y Rueda, R. (2018). Evaluación de la reología y la filtración de fluidos de perforación con nanomateriales y polímeros. *Revista Latinoamericana de Metalurgia y Materiales*, 38(1), p. 31-40.
- Bagherzadeh, H., Vafaie Sefti, M., Bagherzade, M., and Ramazani, A. (2020). Effect of sulfonated graphene oxide nanofluid on the rheological properties of water-based drilling fluid. *Journal of Molecular Liquids*, Vol. 314, pp. 113612. Disponible en:  
<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0167732220326272>
- Cao, X., Shi, Y., Zhang, Z., & Li, X. (2017). Graphene oxide-based fluids: a review of rheology, interfacial and thermal properties. *Journal of Materials Chemistry A*, 5(26), p.13242-13267.
- CIED y PDVSA (2002) - Fluidos de perforación. Venezuela.  
[https://www.academia.edu/20265052/Manual\\_de\\_Fluidos\\_de\\_Perforacion\\_PDVSA\\_CIED](https://www.academia.edu/20265052/Manual_de_Fluidos_de_Perforacion_PDVSA_CIED)
- Contreras, M. J. (2015). Síntesis de óxido de grafeno como plataforma nanoscópica para materiales funcionales. *línea]. Available:*  
[file:///C:/Users/Jairo/Downloads/TESIS%20B15-GUERRERO%20CONTRERAS%20JESUS,20\(6\).](file:///C:/Users/Jairo/Downloads/TESIS%20B15-GUERRERO%20CONTRERAS%20JESUS,20(6).)
- Chen, Y., Wang, L., Li, J., Zhang, M., & Wang, H. (2016). Dispersion of graphene oxide in water-based drilling fluids: rheological and filtration properties. *RSC Advances*, 6(36), p. 30280-30289.
- El-Gamal, S., Soliman, M., Abouzeid, R. E., Al-Maghrabi, M. N., & Al-Sabagh, A. M. (2016). Synthesis and characterization of sulfonated graphene oxide for enhanced oil recovery

- application. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 6(3), p. 493-502.
- Gao, Y., Zhang, L., Chen, W., & Wang, Y. (2015). Effect of graphene oxide on rheological behavior and stability of oil-based drilling fluids. *Journal of Nanoparticle Research*, 17(1), p.1-11.
- Hawker, D., Robinson, Allan., & Vogt, K. (2002). Manual de perforación -Procedimientos y operaciones en el pozo. Calgary, Canadá.  
[https://www.academia.edu/6472755/PROCEDIMIENTOS\\_Y\\_OPERACIONES\\_EN\\_EL\\_POZO\\_002](https://www.academia.edu/6472755/PROCEDIMIENTOS_Y_OPERACIONES_EN_EL_POZO_002)
- Hu, Z., Chen, J., Zhang, L., Tang, X., Jiang, J., Wang, L., & Lu, Y. (2017). The influence of graphene oxide on the rheological properties and microstructure of water-based drilling fluids. *Applied Clay Science*, 143, p.263-271.
- Laurencio Alfonso, H. L. y Delgado Drubey Y. (2011) Influencia de la temperatura en las propiedades reológicas de la emulsión de petróleo pesado. *Minería y Geología*. 24(2)  
[https://www.researchgate.net/publication/228348720\\_Influencia\\_de\\_la\\_temperatura\\_en\\_las\\_propiedades\\_reologicas\\_de\\_la\\_emulsion\\_de\\_petroleo\\_pesado](https://www.researchgate.net/publication/228348720_Influencia_de_la_temperatura_en_las_propiedades_reologicas_de_la_emulsion_de_petroleo_pesado)
- Liu, H., Yan, C., & Tang, Y. (2018). Rheology of nanomaterials modified water-based drilling fluids: a review. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 171, p. 685-697.
- Pérez García L., Garcell Puyans L., Rojas Puron A. L., Simoes, A. Mineralogía y reología de suspensiones minerales del proceso de lixiviación ácida a presión en Moa, Cuba. *Minería y Geología*. 26(4): p.16-35  
[https://www.researchgate.net/publication/267808839\\_Mineralogia\\_y\\_reologia\\_de\\_suspensiones\\_minerales\\_del\\_proceso\\_de\\_lixivacion\\_acida\\_a\\_presion\\_en\\_Moa\\_Cuba](https://www.researchgate.net/publication/267808839_Mineralogia_y_reologia_de_suspensiones_minerales_del_proceso_de_lixivacion_acida_a_presion_en_Moa_Cuba)

- Sheng, G., Zhu, S., & Zhou, J. (2017). Rheological and filtration properties of water-based drilling fluids modified with graphene oxide nanoparticles. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 157, p.910-917.
- Salas, R. (2000). *Fluidos de perforación*. Venezuela. Fondo Editorial de la Universidad de Oriente.  
[https://www.academia.edu/37097348/Informe\\_01\\_de\\_lab\\_de\\_perforaci%C3%B3n](https://www.academia.edu/37097348/Informe_01_de_lab_de_perforaci%C3%B3n)
- Zhang, X., Zhang, D., Gu, X., and Sun, Y. (2017). Synthesis and characterization of sulfonated graphene oxide for improving rheological properties of water-based drilling fluids. *Journal of Applied Polymer Science*, Vol. 134, No. 12, pp. 44738. Disponible en: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1002/p.44738>
- Zhang, L., Wu, X., Chen, Y., Wang, X., and Chen, G. (2021). Effect of sulfonated graphene oxide on the rheological properties and filtration characteristics of water-based drilling fluid. *Applied Sciences*, Vol. 11, No. 4, p. 1615. Disponible en: <https://www.mdpi.com/2076-3417/11/4/1615>