



Implementación de nanopartículas de sílice en fluido de perforación base agua para el mejoramiento de propiedades fisicoquímicas para el pozo Peñas Blancas 39 ubicado en Casabe, Colombia.

Paula Alejandra Gómez Cardozo

UNIVERSIDAD ECCI FACULTAD DE INGENIERÍA
DIRECCIÓN DE INGENIERÍA QUÍMICA Y PLÁSTICOS
PROGRAMA DE INGENIERÍA QUÍMICA
BOGOTÁ, D.C.
2023

Implementación de nanopartículas de sílice en fluido de perforación base agua para el mejoramiento de propiedades fisicoquímicas para el pozo Peñas Blancas 39 ubicado en Casabe, Colombia.

Implementación de nanopartículas de sílice en fluido de perforación base agua para el mejoramiento de propiedades fisicoquímicas para el pozo Peñas Blancas 39 ubicado en Casabe, Colombia.

Paula Alejandra Gómez Cardozo

Trabajo de investigación presentada(o) como requisito para optar al título:
Ingeniería Química

Director (a):

M.Sc. Ing. Miguél Ángel Flórez Prieto

Codirector (a):

M.Sc. Ing. Camilo Ernesto González González

Implementación de nanopartículas de sílice en fluido de perforación base agua para el mejoramiento de propiedades fisicoquímicas para el pozo Peñas Blancas 39 ubicado en Casabe, Colombia.

***“Lo más valioso que tengo en mi vida
no es lo que tengo, sino lo que he logrado”***

Dedicado a Martín, mi hijo

Agradecimientos

Primero a mi hijo por ser mi motor todos los días, a mi madre que ha estado siempre a mi lado apoyándome, enseñándome que ante las adversidades debo seguir su ejemplo de una mujer fuerte, valiente y tenaz, a mi papá Javier que junto con mi madre han sido mi pilar ante cualquier derrumbe y siguen mis pasos con amor y respeto. A mis hermanos por estar conmigo en este proyecto. A mi padre por el apoyo en su momento.

A Miguel, mi compañero de vida, que me ha impulsado a seguir caminando hacia adelante y hoy día este el fruto de su esfuerzo. Gracias por estar siempre conmigo.

Al director, el ingeniero Miguel Ángel Flórez Prieto, por buscar siempre lo mejor en mi vida académica, apoyándome y enseñándome de manera incondicional todos sus conocimientos. Al codirector, el ingeniero Camilo Ernesto González González, por nunca decirme no y compartir todo su intelecto conmigo.

A la ingeniera Yolanda Inés Pineda Rojas, por ser la primera persona en apostarle a mi carrera profesional, un gracias es poco.

A Elizabeth Roldán, Angie Arismendi, Leonardo Valderrama, Nicolás Molina y Sharon Castellanos, gracias por la confianza y por su apoyo técnico.

A la Universidad ECCI, porque me abrió sus puertas para continuar con mis estudios.

A mis amigos: Laura Torres, Lina Toca y Santiago Hernández por su apoyo.

Implementación de nanopartículas de sílice en fluido de perforación base agua para el mejoramiento de propiedades fisicoquímicas para el pozo Peñas Blancas 39 ubicado en Casabe, Colombia.

Tabla de contenido

Resumen	10
Introducción	11
1. Generalidades	13
1.1. Planteamiento del problema.....	13
1.2. Descripción del problema.....	13
2. Objetivos.....	14
2.1 Objetivo general.....	14
2.2 Objetivos específicos	14
3. Estado del arte y marco teórico.....	15
3.1 Estado del arte.....	15
3.2 Marco Teórico	17
3.2.1. Fluido de perforación	17
3.2.2. Propiedades físicas de los fluidos de perforación base agua.....	20
3.2.3. Propiedades químicas de los fluidos de perforación base agua	22
4. Nanotecnología	24
4.1 Nanomateriales.....	26
4.1.1. Nanopartículas de Sílice	27
5. Materiales y métodos.....	29
5.1 Metodología	29
5.1.1 Revisión bibliográfica	31
5.1.2 Antecedentes del campo Peñas Blancas	32
5.1.3 Fluido seleccionado	32
5.2 Pruebas fisicoquímicas	38
5.2.1 pH	39
5.2.2 Densidad.....	39

5.2.3 Reología.....	40
5.2.4 Filtrado API	41
5.2.5 Permeability Plugging Test (PPT)	41
5.3. Equipos.....	42
5.3.1 Mezclador	42
5.3.2 Balanza digital.....	43
5.3.3 Horno de rolado	43
5.3.4 Celdas de rolado	44
6. Resultados y discusión	45
6.1 Formulaciones diseño del fluido.....	45
6.2 Pruebas estáticas a condiciones del laboratorio	47
6.2.1 Densidad.....	47
6.2.2 pH	48
6.3 Pruebas dinámicas a condiciones del laboratorio	49
6.3.1 Viscosidad plástica.....	49
6.3.2 Filtrado	51
6.3.3 Permeability Plugging Test (PPT)	53
7. Conclusiones y recomendaciones	58
7.1 Conclusiones	58
7.2 Recomendaciones	58
7.3. Trabajo futuro.....	59
Bibliografía	60

Tabla de figuras

Figura 1. pH metro de mesa. Fuente: Elaboración propia del autor	39
Figura 2. Balanza presurizada. Fuente: Elaboración propia del autor	39
Figura 3. Montaje medición de reología. Fuente: Elaboración propia del autor	40
Figura 4. Montaje medición de filtrado. Fuente: Elaboración propia del autor	41
Figura 5. Montaje prueba Permeability Plugging Test. Fuente: Elaboración propia del autor.	41
Figura 6. Equipo mezclador Multimixer. Fuente: Elaboración propia del autor	42
Figura 7. Equipo balanza digital. Fuente: Elaboración propia del autor.....	43
Figura 8. Horno de rolado. Elaboración: Fuente propia del autor	43
Figura 9. Celdas de rolado. Elaboración: Fuente propia del autor.....	44
Figura 10. Variación de pH para los fluidos evaluados. Fuente: Elaboración propia del autor.	48
Figura 11. Resultados reológicos en el viscosímetro. Elaboración: Fuente propia del autor	50
Figura 12. Volúmenes de filtrado. Elaboración: Fuente propia del autor	52
Figura 13. Tamaño de revoque generado durante el proceso de filtración. Elaboración: Fuente propia del autor	53
Figura 14. Disco aloxita usado para la prueba de Permeability Plugging Test (PPT). Elaboración: Fuente propia del autor	54
Figura 15. Volumen de filtrado prueba Permeability Plugging Test (PPT). Elaboración: Fuente propia del autor	55
Figura 16. Recolección volumen de filtrado prueba Permeability Plugging Test (PPT). Elaboración: Fuente propia del autor.....	56
Figura 17. Revoque generado durante la prueba de Permeability Plugging Test (PPT). Elaboración: Fuente propia del autor.....	56

Lista de tablas

Tabla 1. Propiedades físicas de los fluidos de perforación base agua. Fuente: Elaboración propia del autor.	20
Tabla 2. Propiedades químicas de los fluidos de perforación base agua. Fuente: Elaboración propia del autor.....	22
Tabla 3. Áreas de colaboración entre la Industria del Petróleo y la nanotecnología. Fuente: Elaboración propia del autor.....	27
Tabla 4. Etapas para el desarrollo de las pruebas. Fuente: Elaboración propia del autor	30
Tabla 5. Aditivos orgánicos y su función en la industria petrolera. Fuente: Elaboración propia del autor.	33
Tabla 6. Aditivos inorgánicos y su función en la industria petrolera. Fuente: Elaboración propia del autor.	34
Tabla 7. Concentraciones y parámetros recomendados para aditivos inorgánicos y orgánicos. Fuente: Elaboración propia del autor.	36
Tabla 8. Concentraciones y parámetros recomendados para aditivos inorgánicos y orgánicos. Fuente: Elaboración propia del autor.	37
Tabla 9. Concentraciones formulaciones diseño del fluido. Fuente: Elaboración propia del autor.	46

Lista de Símbolos y abreviaturas

Símbolos con letras latinas

Símbolo	Término	
VP	Viscosidad Plástica	Ecuación (1)
PC	Punto Cedente	Ecuación (2)

Símbolos con letras griegas

Símbolo	Término
θ	Medida directa del viscosímetro (Viscosidad dinámica)

Abreviaturas

	Término
cP	Centipoise
nm	Nanómetro
ml	Milímetro
pH	Potencial de Hidrógeno
Sg	Specific Gravity
°C	Grados Celcius
°F	Grados Fahrenheit
API	American Petroleum Institute
RPM	Revoluciones por minuto
STM	Scanning Tunneling Microscope
AFM	Atomic Force Microscope
DOE	Departamento de Energía de Estados Unidos
PPT	Permeability Plugging Test
PPG	Pounds Per Gallon
CNYN	Comisión Nacional de Nanociencia y Nanotecnología
lpb	Libras por barril

Glosario

Aditivos: Sustancias químicas o materiales que son adicionados a la formulación del fluido para modificar o mejorar su propiedades y desempeño durante el proceso de perforación.

Emulsificación: Proceso en el que dos líquidos inmiscibles se mezclan de manera homogénea.

Fricción axial: Resistencia al movimiento relativo entre dos objetos o superficies que se desplazan en la misma dirección o a lo largo de un eje común.

Modelo reológico: Función matemática que permite predecir el comportamiento reológico de un fluido.

Revestimiento: Tubería de acero instalada en el pozo para asegurar mecánicamente una zona ya perforada.

Rolar: Expresión o término en particular con relación al envejecimiento dinámico de los fluidos.

Slurry: Fracción de agua compuesta en su mayoría por asfáltenos.

Resumen

El propósito principal de este estudio consistió en evaluar el impacto de las nanopartículas de sílice en el entorno de Peñas Blancas. El enfoque del trabajo se centró en detectar alteraciones en las propiedades reológicas, la filtración y el espesor del revestimiento de los fluidos sometidos a estas partículas. Los resultados revelaron un aumento en los valores de viscosidad plástica a una temperatura específica, al mismo tiempo que se observó una disminución en la capacidad de filtración. Notablemente, el espesor del revestimiento se mantuvo constante, con un promedio de 0,25 mm.

Este análisis sugiere que las nanopartículas de sílice pueden tener un potencial considerable para su aplicación en el terreno. Los resultados alentadores obtenidos a nivel de laboratorio indican que esta tecnología podría ofrecer ventajas significativas. Por lo tanto, la modificación en las propiedades de los fluidos podría tener un impacto positivo en diversas aplicaciones en campo, incluyendo aquellas relacionadas con la industria petrolera y otras áreas que requieren un control preciso de los fluidos.

En conclusión, este estudio subraya la prometedora utilidad de las nanopartículas de sílice en situaciones de campo, respaldando la eficacia de esta tecnología en entornos de laboratorio. Estos hallazgos abren la puerta a futuras investigaciones y aplicaciones que pueden beneficiarse de estas partículas a nivel industrial y científico.

Introducción

La perforación de pozos es una actividad comúnmente utilizada en la industria del petróleo y el gas, que conlleva grandes riesgos operativos residuales y genera un impacto en las actividades a realizar, como fallas ambientales y dificultades en la extracción de fluidos en el futuro. Por esta razón, para una ejecución adecuada, el pozo debe funcionar simultáneamente con sistemas de rotación, elevación y circulación. Estos sistemas están encargados de proporcionar energía rotatoria para el desplazamiento del fluido, levantar las sartas y remover los cortes de roca (Williamson, 2013).

Es por esto por lo que la importancia de los fluidos de perforación se origina a partir de los sistemas de rotación. El fluido debe garantizar la presencia de hidrocarburos, la remoción de materiales que se encuentren durante el proceso, la estabilidad del pozo con un equilibrio entre esfuerzos y resistencia a medida que se desarrolla la actividad, y el control de equipos para garantizar una estabilidad de temperatura que permita un desempeño óptimo (Carlos & Alcántara, 2005).

Clasificados en base a agua y base a aceite, los fluidos a base de agua consisten en una fase continua de agua en la cual están suspendidos arcillas, polímeros y otros aditivos. Estos fluidos son excelentes refrigerantes en los equipos debido a su capacidad de eliminar calor por convección, evitando sobrecalentamientos que podrían afectar las cualidades de las herramientas de fondo y su vida útil. Por otro lado, los lodos a base de aceite consisten en una fase continua de aceite utilizada en operaciones especiales de perforación, como en temperaturas extremadamente altas o formaciones muy sensibles donde no se pueden utilizar lodos a base de agua. También se usan en la penetración de zonas productivas que podrían resultar dañadas. Sin embargo, estos lodos se consideran residuos tóxicos y no se pueden desechar directamente en el ambiente, lo que genera conflictos en la operación. Económicamente, los costos son mayores en comparación con productos de limpieza, superando la deterioración de piezas en equipos que estén en contacto con el fluido. En Colombia, la mayoría de los pozos se perforan utilizando un fluido a base de agua, eligiendo así la clasificación de este fluido para la campaña a evaluar y cumpliendo tres factores principales: eficiencia/desempeño, economía y aspectos ambientales (Betancur-Márquez & Alzate-Espinosa, 2014).

Por esta razón, se ha desarrollado una nueva tecnología de fluidos con aplicación en

Colombia para garantizar los parámetros mencionados anteriormente. Esta tecnología, denominada nanofluidos, asegura una perforación exitosa al incorporar nanopartículas de sílice como aditivo en los fluidos de perforación. La dispersión de estas partículas genera un desempeño favorable en la inhibición de arcillas, mejorando más que otros aditivos y reemplazándolos con mejoras en inhibición, reología, lubricidad y filtración (Betancur-Márquez & Alzate-Espinosa, 2014). Finalmente, este trabajo tiene como objetivo mostrar el impacto generado por la aplicación de nanopartículas en los fluidos de perforación para el pozo Peñas Blancas 39 a nivel de laboratorio. Se evaluará el comportamiento reológico de los nanofluidos, su influencia en las propiedades fisicoquímicas y el cambio de filtración que podría proporcionarse de manera favorable. Esto brinda una perspectiva favorable sobre la aplicación de nanotecnología en Colombia, contribuyendo al crecimiento científico y reducción de costos al momento de llevar a cabo una perforación en el país.

1. Planteamiento del problema

¿Qué efectos genera la adición e implementación de distintas concentraciones de nanopartículas de sílice en fluidos de perforación base agua propuesto para el pozo Peñas blancas 39 ubicado en Casabe Colombia a nivel de laboratorio?

1.1. Descripción del problema

Los fluidos de perforación han asegurado con el tiempo el cumplimiento de parámetros dentro del proceso de perforación. Sin embargo, la necesidad de garantizar y asegurar una perforación exitosa depende de la modificación reológica, la filtración y los cambios en la composición del fluido. Es por ello por lo que se ha buscado la implementación de nuevas tecnologías para evitar cualquier tipo de impacto durante su desarrollo. Las operadoras actuales han apostado por tecnologías como las nanopartículas para reducir problemas asociados con la perforación, disminuir aditivos costosos y mejorar la funcionalidad de los fluidos.

1.2. Delimitación del problema

El objetivo del proyecto de investigación es evaluar diversas concentraciones de nanopartículas de sílice para determinar la concentración óptima en un fluido base agua. Esto se hace tomando como referencia los parámetros utilizados en la selección del campo. A través de procesos característicos en la industria petroquímica, basados en las normas API Field Testing Water Based Drilling Fluid y siguiendo las regulaciones correspondientes, se analizan y comparan las propiedades fisicoquímicas y las variaciones en relación con lo documentado en la literatura a nivel de laboratorio. Todo esto se realiza con el fin de cumplir con los requisitos adecuados para el proceso de perforación.

1.3 Objetivos

1.4 Objetivo general

Estudiar la implementación de nanopartículas de sílice para el mejoramiento de propiedades fisicoquímicas en fluidos de perforación base agua para el pozo Peñas Blancas 39 ubicado en Casabe Colombia a nivel laboratorio.

1.5 Objetivos específicos

- Determinar la concentración de nanopartículas de sílice óptima para el fluido de perforación base agua propuesto para el pozo Peñas blancas 39 ubicado en Casabe Colombia.
- Analizar la variación de las propiedades fisicoquímicas del fluido de perforación base agua luego de adicionar nanopartículas de sílice.
- Comparar el desempeño del fluido de perforación base agua antes y después de ser adicionadas nanopartículas de sílice.

2 Generalidades

2.1 Estado del arte

La perforación de pozos es una actividad comúnmente empleada en la industria del petróleo y el gas, la cual conlleva considerables riesgos operativos residuales y genera un impacto en las actividades a realizar, como fallas ambientales y dificultades en la extracción de fluidos en el futuro. Por esta razón, para lograr una ejecución adecuada, el pozo debe operar simultáneamente con sistemas de rotación, elevación y circulación. Estos sistemas se encargan de proporcionar energía rotatoria para el desplazamiento del fluido, el levantamiento de las sartas y la remoción de los cortes de roca.

Debido a esto, la importancia de los fluidos de perforación radica en los sistemas de rotación, ya que el fluido debe garantizar el mejor recobro de crudo, la eliminación de material presente durante el proceso, y la estabilidad del pozo con un equilibrio entre esfuerzos y resistencia a medida que se desarrolla la actividad. Además, se requiere controlar los equipos para asegurar la estabilidad de la temperatura y un desempeño óptimo (Marín, 2014).

Clasificados en base agua y base aceite, los fluidos a base de agua consisten en una fase continua de agua en la cual están suspendidos arcillas, polímeros y otros aditivos. Estos actúan como excelentes refrigerantes en los equipos, ya que tienen la capacidad de eliminar calor por convección, evitando así sobrecalentamientos que podrían afectar las cualidades de las herramientas de fondo y su vida útil. Por otro lado, los lodos a base de aceite consisten en una fase continua de aceite utilizada en operaciones especiales de perforación, como en temperaturas extremadamente altas o en formaciones muy sensibles donde no se pueden utilizar lodos a base de agua. También se utilizan para la penetración de zonas productivas que podrían resultar dañadas. Sin embargo, estos lodos se consideran residuos tóxicos, por lo tanto, no se pueden desechar directamente en el ambiente, lo que genera conflictos en la operación. A nivel económico, los costos son mayores para los fluidos a base de aceite en comparación con los productos y la limpieza, superando el deterioro de piezas en equipos que estén en contacto con el fluido. En Colombia, la mayoría de los pozos se perforan utilizando fluidos a base de agua, eligiendo así la clasificación de este fluido para la campaña a evaluar y cumpliendo con tres factores principales: eficiencia/desempeño, aspectos económicos y ambientales.

Es por esto por lo que se ha desarrollado una nueva tecnología de fluidos con aplicación en Colombia para garantizar los parámetros mencionados anteriormente. Esta tecnología,

llamada nanofluidos, asegura una perforación exitosa al incorporar nanopartículas de sílice como aditivo en los fluidos de perforación, debido a la dispersión de partículas con un tamaño menor a 10 nm. Esto resulta en un mejor desempeño en la inhibición de arcillas en comparación con otros aditivos, además de reemplazarlos con mejoras en inhibición, reología, lubricidad y filtración (Betancur-Márquez & Alzate-Espinosa, 2014).

2.2 Marco Teórico

2.2.1 Fluido de perforación

También llamados lodos de perforación son definidos como una serie de fluidos líquidos y gaseosos o mezcla de líquidos y sólidos usados durante operaciones de perforación. Poseen en general dos fases, la primera es una fase continua clasificada como base agua, aceite o gas y la segunda una fase discontinua o dispersa compuesta por sólidos o mezcla de aditivos químicos (Betancur-Márquez & Alzate-Espinosa, 2014).

2.2.2 Clasificación de los fluidos de perforación

- Base agua: El sistema está constituido por una fase líquida continua con tres componentes esenciales agua, sólidos reactivos y sólidos inertes (Williamson, 2013).
- Base aceite: Poseen una emulsión inversa constituida por una fase continua que es el aceite y una fase discontinua que es el agua (Williamson, 2013).
- Neumáticos: Compuestos de aire comprimido o gas para su perforación (Williamson, 2013).

2.2.3 Funciones de los fluidos de perforación

Basados en el manual de perforación de API, se presentan a continuación las principales funciones que debe cumplir el fluido de perforación para mantener la estabilidad y la integridad adecuada en el pozo durante su aplicación y desarrollo basados en el diccionario de (Schlumberger, 2023):

- 2.2.3.1 Retirar los recortes del pozo: Para mantener la limpieza en el pozo, es fundamental eliminar los trozos pequeños de roca presentes en el agujero y llevarlos a la superficie. Este proceso de desplazamiento depende de la densidad, viscosidad y punto cedente del fluido de perforación.

- 2.2.3.2 Control de las presiones de formación: El control de la presión evita que la presión hidrostática ejercida por el fluido de perforación sea menor que la presión de formación. La densidad es un factor de control en este proceso, lo que previene brotes no deseados del pozo o influjos.
- 2.2.3.3 Suspender y descargar los recortes: Para evitar obstrucciones en la tubería o pérdidas de circulación, el fluido debe exhibir propiedades tixotrópicas, asegurandola resistencia del gel a lo largo del tiempo.
- 2.2.3.4 Obturar las formaciones permeables: Se busca crear un revestimiento delgado y baja permeabilidad en las paredes del pozo y las formaciones permeables para limitar el flujo de fluido del pozo a la formación productora.
- 2.2.3.5 Mantener la estabilidad del pozo: Esto depende de factores mecánicos y químicos. El pozo debe mantenerse constante, sin derrumbes ni reducción de diámetro desde la superficie hasta la profundidad de interés.
- 2.2.3.6 Minimizar el daño a la formación: Para evitar la pérdida de fluido y mantener una circulación constante, es esencial prevenir la reducción de porosidad y permeabilidad en la formación.
- 2.2.3.7 Enfriar y lubricar la broca y la sarta de perforación: La broca y la sarta de perforación generan una gran cantidad de calor durante la operación. El fluido debe absorber ese calor y liberarlo en la atmósfera para reducir la fricción.
- 2.2.3.8 Transmitir energía hidráulica: El fluido transmite la potencia hidráulica de la broca, optimizando y promoviendo velocidades de penetración. También transmite la potencia hidráulica necesaria para mover las herramientas de fondo como motores o ensanchadores entre otros.
- 2.2.3.9 Evaluación adecuada de la formación: También conocida como adquisición de registros durante la perforación o LWD, permite medir las propiedades de la formación mientras se excava el pozo. El fluido debe tener las propiedades deseadas para no interferir con esta información.

- 2.2.3.10 Controlar la corrosión: La corrosión aumenta a medida que disminuye el pH del fluido, por lo que esta propiedad debe controlarse durante la perforación.
- 2.2.3.11 Facilitar la cementación y la terminación del pozo: El fluido debe presentar un revestimiento delgado y baja permeabilidad en las paredes del pozo para garantizar que el hueco esté liso y permita realizar el proceso de cementación.
- 2.2.3.12 Minimizar el impacto en el medio ambiente: La formulación seleccionada para el fluido debe cumplir con las funciones requeridas en el pozo y con los estándares exigidos por la ley para no afectar al medio ambiente.

Estas funciones son esenciales para mantener el pozo operativo de manera segura y eficiente durante todo el proceso de perforación.

2.2.3 Fluidos de perforación base agua

Conocidos también como lodos de perforación se caracterizan porque su fase continua es agua, compuestos por sólidos inertes o reactivos; Usados frecuentemente en las perforaciones de pozos petroleros por su bajo costo en relación con otros tipos de fluidos, debido a que logra minimizar el daño de formación. Estos fluidos de perforación son clasificados en:

1. **Lodos dispersos:** Permite la dispersión de arcillas, controlando la hidratación de estas y asegurando la estabilidad de hueco. Son clasificados en lodos saturados de agua salada, lodos cálcicos, lodos de agua salada lignosulfonatos (Gallardo et al., 2018).
2. **Lodos no dispersos:** Este tipo de lodos no poseen aditivos químicos para controlar sus propiedades, son usados en pozos someros o en estas primarias para los pozos más profundos (Gallardo et al., 2018).
3. **Lodos poliméricos:** Resistente a altas temperaturas, usando polímeros para los requerimientos de viscosidad y esfuerzos de gel (Gallardo et al., 2018).

2.2.4 Propiedades físicas de los fluidos de perforación base agua

A continuación, se relacionan las propiedades físicas que debe controlar un fluido para mantener un trabajo eficiente y óptimo durante el desarrollo de perforación.

Tabla 1. Propiedades físicas de los fluidos de perforación base agua. Fuente: Elaboración propia del autor.

Propiedad	Descripción
Densidad	Permite ejercer un control primario sobre el pozo, estabilizándolo y previniendo flujos no deseados del yacimiento hacia el interior del pozo. Esto se logra al mantener la presión hidrostática generada por los fluidos de perforación en un nivel superior a la presión de poro de la formación. Para medir este control, se utiliza una balanza presurizada o una balanza convencional de lodos. En el contexto de esta investigación, se empleó una balanza presurizada. Esta evaluación involucra la determinación de la densidad absoluta mediante la copa presurizada y la eliminación de burbujas de aire presentes en el fluido (American Petroleum Institute, 2017).
Reología	Permite evaluar la deformación y el flujo de la materia, lo que permite comprender el comportamiento del fluido cuando se somete a condiciones de temperatura y velocidad de corte. Los viscosímetros rotativos son instrumentos de indicación directa que permiten determinar las propiedades reológicas del fluido. Estos viscosímetros están compuestos por un rotor, una caja de velocidades, una palanca de cambios, un visor de esfera y una plataforma (American Petroleum Institute, 2017).
Viscosidad plástica	Representado como el coeficiente de viscosidad (PV), se define como la medida de la resistencia interna al flujo del fluido, la cual es generada por la fricción mecánica. Esta propiedad

	<p>depende de la forma, el tamaño y la concentración de partículas presentes en el fluido. La fórmula que se emplea tiene unidades es en centipoise (cP)</p> $PV = \theta 600 - \theta 300 \quad (1)$ <p>Donde: PV es la Viscosidad plástica en cP, $\theta 600$ es la lectura a 600 rpm y $\theta 300$ es la lectura a 300 rpm (American Petroleum Institute, 2017).</p>
<p>Punto cedente</p>	<p>La resistencia al flujo causada por la interacción de cargas eléctricas presentes en las partículas del fluido bajo condiciones dinámicas. Esta propiedad guarda una relación directa con la capacidad del fluido para mantener la limpieza en el pozo (American Petroleum Institute, 2017). Se expresa en unidades de libras por cada 100 pies cuadrados lb/100 ft² (488,24 kg/m²) y se determina mediante la siguiente ecuación</p> $PC = \theta 300 - PV \quad (2)$ <p>Donde PC es el punto cedente en lb/100 pies² (Kg/9,29 m²), $\theta 300$ es la lectura a 300 rpm y PV es la viscosidad plástica en cP (American Petroleum Institute, 2017).</p>
<p>Esfuerzo de gel</p>	<p>La tixotropía evalúa la capacidad de un fluido en condiciones estáticas para prevenir que los recortes generados durante el proceso de perforación se asientan en el sistema cuando el fluido no está circulando. La unidad de medida es libras por cada 100 pies cuadrados lb/100 ft² (Kg/9,29 m²). Para calcular los valores, se utiliza un viscosímetro rotativo en intervalos de velocidades de 300 rpm durante intervalos de tiempo de 10 segundos,</p>

	10 minutos y 30 minutos (American Petroleum Institute, 2017).
Filtrado API	La filtración se refiere a la cantidad de líquido que puede pasar a través del revoque debido a un efecto de sobrepresión en la formación permeable. Esta propiedad se ve principalmente influenciada por factores como la presión, la temperatura, la dispersión y el tiempo de exposición del fluido. La medida se expresa en unidades de volumen en mililitros (ml) y se determina después de transcurridos 30 minutos desde el inicio de la prueba (American Petroleum Institute, 2017).

2.2.5 Propiedades químicas de los fluidos de perforación base agua

A continuación, se relacionan las propiedades químicas del fluido de perforación apropiadas para el desarrollo de este proyecto:

Tabla 2. Propiedades químicas de los fluidos de perforación base agua. Fuente: Elaboración propia del autor.

Propiedad	Descripción
pH	El potencial de hidrogeniones, también conocido como pH, representa la cantidad de iones de hidrógeno presentes en un líquido. Esta propiedad permite caracterizar si la solución es ácida o básica. El pH tiene un rango numérico de 0 a 14, donde el valor de 7 indica un sistema neutro, valores menores a 7 indican un sistema ácido, y valores mayores a 7 indican un sistema básico (American Petroleum Institute, 2017).

Implementación de nanopartículas de sílice en fluido de perforación base agua para el mejoramiento de propiedades fisicoquímicas para el pozo Peñas Blancas 39 ubicado en Casabe, Colombia.

Alcalinidad	Definida como la concentración de iones solubles en agua capaces de neutralizar ácidos, la alcalinidad es una propiedad química importante. Esta prueba se realiza utilizando el filtrado recolectado durante la propiedad física de filtración según las normas API (American Petroleum Institute, 2017).
Cloruros y calcio	Los cloruros representan la cantidad de iones de cloro presentes en el filtrado proveniente de la formación, mientras que la dureza cálcica indica la concentración de iones de calcio y magnesio presentes en el fluido. Ambas pruebas se realizan utilizando el filtrado recolectado según las normas API (American Petroleum Institute, 2017).

3 Nanotecnología

Las grandes revoluciones tecnológicas como la Revolución Industrial del siglo XVIII y la Revolución Tecnológica basada en el transistor de estado sólido y los semiconductores del siglo XX, generaron cambios, también enseñanzas a nivel científico y tecnológico causando nuevos paradigmas de estudio en ámbitos científicos, académicos e industriales. La nanotecnología fue uno de estos paradigmas; definido como una disciplina reciente en una escala de longitud donde los científicos e ingenieros obtienen procesos de creación, diseño, caracterización y producción de materiales, mediante el control de la materia a escala atómica y molecular, siendo la base de estudio de proyectos de investigación que abarcan la ciencia, la ingeniería y la tecnología en dicha escala (Mendoza Uribe & Rodríguez López, 2007).

La nanotecnología ha tenido un gran desarrollo durante varias décadas en todo el mundo, aunque no hay un punto de inicio exacto, su desarrollo se ha venido implementando a partir de la década de 1950 y 1960, cuando el físico Richard Feynman habló por primera vez sobre la posibilidad de manipular átomos y moléculas individualmente. Sin embargo, la nanotecnología realmente comenzó a tomar forma en las décadas de 1980 y 1990 con avances como la microscopía de efecto túnel (STM) y la microscopía de fuerza atómica (AFM), desarrollados en 1986 con la capacidad para estudiar y manipular la materia a nivel atómico. Así mismo, la implementación, desarrollo y caracterización de nanomateriales y nanocompuestos poliméricos, con aplicaciones en el ámbito electrónico, medicina y otros campos (Lizarazo Salcedo et al., 2018).

Desde entonces, ha habido una creciente inversión en investigación y desarrollo en el campo de la nanotecnología, y ha dado lugar a numerosos avances en una amplia gama de aplicaciones, desde la electrónica y la medicina, hasta la energía y la fabricación. En resumen, la nanotecnología ha estado en desarrollo durante más de medio siglo y sigue siendo un campo de investigación activo y en constante evolución en la actualidad.

A partir del año 2021 se han venido desarrollando nuevos procesos y métodos de síntesis que permiten la confección de materiales nanoestructurados que los hacen potencialmente útiles en distintos campos como industrias de construcción, textil, electrónica, energía,

petroquímica, alimentos entre otros para su aplicación. Países como Estados Unidos han sido posicionados como uno de los líderes en el desarrollo de estas nuevas tecnologías brindando aportes significativos en nanomateriales avanzados y desarrollados en campos de construcción (diseño de materiales más ligeros y resistentes), electrónico (nanotubos de carbono en dispositivos) y energía (mejoras en celdas solares y baterías) (Lizarazo Salcedo et al., 2018). Seguido de países como China, Japón, Alemania, Corea del Sur, Singapur y Canadá, que se han centrado en las tecnologías avanzadas por medio del surgimiento de la era de la nanotecnología, generando la incorporación de nanomateriales en el sector industrial y en productos de consumo para los seres humanos, con un crecimiento exponencial a lo largo del tiempo, llevado al desarrollo de capacidades instrumentales y de control experimental para poder generar nanomateriales con propiedades novedosas y comportamientos de gran variedad, los cuales se han incorporado en la industria de la construcción, textil, electrónica, energía, petroquímica, alimentos, entre otros

Por otra parte, en países como Colombia la implementación de la nanotecnología ha sido un proceso gradual que se ha involucrado principalmente a través de la colaboración entre academias como la Universidad de los Andes, Universidad Nacional, Universidad de Antioquia, Universidad de los Llanos, Universidad del valle y Universidad de caldas generando centros de investigación y cursos, con el apoyo y el estímulo de diferentes administraciones gubernamental. Los gobiernos colombianos han reconocido la importancia de la nanotecnología como un área estratégica para el desarrollo científico y tecnológico del país. La Comisión Nacional de Nanociencia y Nanotecnología (CNYN) de Colombia, creada en 2005, ha desempeñado un papel importante en la promoción y coordinación de actividades relacionadas con la nanotecnología en el país. Además, varios programas de investigación y desarrollo en nanotecnología han recibido financiamiento y apoyo gubernamental a lo largo de los años.

Es importante señalar que la implementación de la nanotecnología es un proceso continuo y en constante evolución, y su éxito depende de la colaboración entre diferentes actores, incluyendo el gobierno, la academia y la industria. Colombia ha estado trabajando en el desarrollo de capacidades en nanotecnología y en la aplicación de esta ciencia en diversas áreas, como la medicina, la energía y la agricultura, con el objetivo de mejorar la competitividad y la innovación en el país (Guillermo Foladori, Noela Invernizzi, n.d.).

3.1 Nanomateriales

Los nanomateriales son materiales que poseen propiedades y características especiales como el tamaño reducido, reactividad superficial, transparencia óptica, magnéticas y electrónicas, debido a su tamaño a escala nanométrica. La Comisión Europea en septiembre del año 2021 definió el nanomaterial de la siguiente manera: "Los nanomateriales son materiales fabricados que están compuestos de partículas primarias cuyo tamaño es entre 1 y 100 nanómetros (nm) en al menos una dimensión. Pueden tener propiedades específicas en función de su tamaño y, a menudo, tienen propiedades diferentes de las de los materiales a granel del mismo compuesto químico" Esta definición destaca la importancia del tamaño a escala nanométrica en la caracterización de los nanomateriales. En resumen, un nanomaterial es un material que se compone de partículas primarias que tienen dimensiones dentro del rango de nanométrico en al menos una de sus dimensiones (Comisión Europea, 2012). El desarrollo que se ha tenido a nivel global ha sido un proceso dinámico y altamente impactante en diversas áreas de la ciencia y tecnología, con avances como el descubrimiento de los fullerenos por parte de los químicos Robert Curl, Richard Smalley y Harold Kroto en la década de 1990, apostándole a innovaciones con forma de carbono en estructuras esféricas y tubulares, lo que permitió tener una amplia variedad de nanomateriales para su desarrollo. Actualmente, se encuentran aplicaciones en campos donde se involucra la medicina, energía, construcción, nanomedicina entre otros (Lizarazo Salcedo et al., 2018).

En Colombia los aportes según la Red Colombiana de Nanociencia y Nanotecnología, un nanomaterial es aquel "material natural o intencionalmente sintetizado, manufacturado o fabricado que muestra propiedades, fenómenos o efectos biológicos no convencionales, que son atribuibles a sus dimensiones hasta una escala límite de un micrómetro". Aunque estas definiciones tienen características propias, prevalece la noción de que los nanomateriales contienen partículas con dimensiones a escala nano, es decir, desde un nanómetro hasta cien nanómetros, donde un nanómetro (nm) equivale a una milmillonésima parte de un metro semejante a la definición otorgada por parte de la comisión Europea (Definición de Definition of Nanomateriales Para Nanomaterials for Colombia Colombia Definição de Nanomateriais Para a Colômbia, 2016).

3.1.1. Aplicación de la nanotecnología en la industria petrolera

"Las aplicaciones nanotecnológicas en la industria petrolera no son completamente nuevas: las nanopartículas se utilizan con éxito en los lodos de perforación desde hace 50 años. Sólo recientemente todas las demás áreas clave de la industria petrolera, como la exploración, la explotación, la producción primaria y asistida, el control, el refinado y la distribución. Las nanotecnologías como la piedra filosofal potencial para afrontar problemas críticos relacionados con ubicaciones remotas (como aguas ultra profundas y entornos a condiciones adversas (formaciones de alta temperatura y presión), yacimientos no convencionales (petróleo pesado, gas de baja permeabilidad, arenas bituminosas)" (Vera et al., 2012).

La industria petrolera ha experimentado una transformación y diseño de sus fluidos debido al crecimiento del 3.5% de consumo mundial de petróleo y gas en el año 2022, situándose por encima de su media registrada para el año 2010 al 2019 (ENERDATA, 2023). Según el Departamento de Energía de Estados Unidos (DOE), aproximadamente dos tercios del petróleo permanecen sin extraer, por lo que se ha buscado la implementación de nuevas tecnologías para la recuperación mejorada del petróleo, que a su vez se basan en la nanotecnología, empleando soluciones a los problemas por los que se enfrenta la industria del petróleo y gas. Generando la búsquedas con respecto a la satisfacción de suspensiones coloidales, proporción de mayor área superficial mayor, estabilidad en la solución coloidal y una menor potencia de bombeo para lograr una transferencia de calor equivalente y un aumento en la conductividad térmica (Bianco et al., 2015), las principales áreas de colaboración entre la industria del petróleo y la nanotecnología se ven detalladas en la **Tabla 3**, tomada como referencia (Ludeña et al., 2018).

Tabla 3. Áreas de colaboración entre la Industria del Petróleo y la nanotecnología.
Fuente: Elaboración propia del autor.

Área	Enfoque
Exploración	Técnicas mejoradas de teledetección y resolución mejorada de imágenes del subsuelo (nanosensores) Movilidad controlada de inyectantes y

	aglomeración de partículas (nano membranas)
Perforación	<p>Mayor fuerza, longevidad y resistencia a la corrosión de los componentes de perforación componentes de perforación (nanomateriales y revestimientos).</p> <p>Cementos de baja densidad y alta resistencia, cierres herméticos (nano materiales y revestimientos).</p> <p>Fluidos de perforación mejorados (nanofluidos y nanomembranas).</p>
Producción	<p>Detección in situ (nanosensores)</p> <p>Detección química (nanosensores)</p> <p>Mediciones mejoradas en el pozo (nanosensores)</p> <p>Detección y localización de fugas en tuberías, en el fondo del pozo (nanosensores)</p>
Mejora de la recuperación de petróleo	<p>Eliminación de gotas de petróleo de los poros de las rocas (nanopartículas).</p> <p>Eliminación de asfáltenos de los poros de las rocas (nanopartículas y nano dispersiones)</p> <p>Mejora y recuperación in situ de petróleo pesado (nano catalizadores y catalizadores).</p>
Refinado y procesado	<p>Refinado del petróleo (nano catalizadores, materiales mesoporosos).</p> <p>Eliminación de sustancias tóxicas o nocivas de los derivados del petróleo (nano catalizadores, nanofiltros).</p>

4. Materiales y métodos

En esta sección se presenta el procedimiento utilizado para la aplicación y desarrollo del fluido de perforación a base de agua con la adición de nanopartículas de sílice. Se establece la relación entre las pruebas, equipos, productos y procesos que se llevaron a cabo durante la determinación de las propiedades fisicoquímicas. Basándonos en la información mencionada previamente, se procedió a seleccionar las pruebas experimentales para cumplir con los objetivos del proyecto, utilizando como referencia la norma API RECOMMENDED PRACTICE 13B-1 FIELD TESTING WATER BASED DRILLING FLUID, la cual se encuentra detallada en el Anexo 1 de este documento (American Petroleum Institute, 2017).

4.1 Metodología

La primera información requerida para el desarrollo del fluido base agua se obtuvo mediante la revisión bibliográfica aplicada en el pozo Peñas Blancas 39, ubicado en Casabe, Colombia. En esta zona, actualmente se lleva a cabo la operación de pozos productores debido a que la reserva de crudo aún se encuentra activa. Se seleccionó la formulación de referencia mencionada en el documento como "fluido base", relacionando los productos y las cantidades a usar para la aplicación de nanopartículas de sílice. Esto se hizo con el propósito de garantizar la comparación entre los fluidos a evaluar: el fluido sin adición de nanopartículas de sílice y el fluido con adición de nanopartículas de sílice.

Después de esto, se procedió al diseño del fluido y a las pruebas para la caracterización fisicoquímica del mismo. Se seleccionaron los parámetros deseados para el fluido y los equipos necesarios para determinar los resultados planteados en el proyecto. Con base en lo mencionado anteriormente, el proyecto se dividió en tres etapas principales: selección, diseño y evaluación, tal como se referencia en la **Tabla 4**.

Tabla 4. Etapas para el desarrollo de las pruebas. Fuente: Elaboración propia del autor

Etapas	Orden desarrollo de cada etapa	Descripción
Selección	1	Revisión de bibliografía
	2	Fluido seleccionado
	3	Productos seleccionados
Diseño	4	Concentración de los productos seleccionados
	5	Diseño del fluido
	6	Pruebas fisicoquímicas
Evaluación	7	Equipos
	8	Comparación de resultados

5.1.1 Revisión bibliográfica

A través de una búsqueda complementaria realizada por las operadoras que han intervenido en los procesos de perforación, se procedió a consultar los campos de pozos en los cuales es factible la aplicación de nanopartículas de sílice. Para evaluar esta información, se llevó a cabo un análisis en el que participaron proyectos relacionados con el sector de hidrocarburos, con una perspectiva nacional y regional significativa en dicho sector. Esto se ajusta a lo establecido en el Plan Nacional de Desarrollo 2018-2022 "Pacto por Colombia, Pacto por la Equidad" (Congreso de Colombia, 2023), que se centra en construir una matriz energética diversificada para garantizar el suministro a corto, mediano y largo plazo, con responsabilidad ambiental y social, contribuyendo a la competitividad, calidad de vida, adaptación al cambio climático y compromisos del país.

Durante la ejecución del proyecto, se destacaron dos aspectos importantes. El primero de ellos es el desarrollo minero energético con responsabilidad ambiental y social, encargado de reconocer las potencialidades de los recursos del subsuelo (minerales, hidrocarburos, aguas subterráneas, geotermia) con el apoyo del conocimiento geocientífico en áreas como geología, geoquímica y geofísica del subsuelo. Esto es crucial para la planificación del aprovechamiento de los recursos no renovables del país. El segundo aspecto se enfocó en la seguridad energética para el desarrollo productivo, con el propósito de promover las nuevas tendencias energéticas y aprovechar nuevos recursos que complementen, diversifiquen y establezcan una capacidad de adaptación energética, reduciendo así la vulnerabilidad ante efectos macro climáticos, garantizando el suministro, la confiabilidad y disminuyendo la huella de carbono.

A nivel regional, se evaluaron perspectivas del sector de hidrocarburos, con un enfoque de inversión en el desarrollo exploratorio, incrementando oportunidades en cuencas inexploradas (Equidad, 2022). Posteriormente, se llevó a cabo una revisión en relación con la estimación de estructuras geológicas para evaluar el incremento del potencial petrolero, con un enfoque en los estudios de la cuenca del Magdalena Medio. Esta cuenca se extiende a lo largo de la porción central del Valle del río Magdalena, entre las cordilleras Central y Oriental en los Andes colombianos. Es una de las zonas más exploradas de Colombia y cuenta con áreas prolíficas. Su producción aumentó en 2020 debido a una mayor demanda y un crecimiento proyectado, registrando hasta 2018 un total de 48 campos explorados, incluido Casabe (AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS, n.d.).

El campo seleccionado para la aplicación de las pruebas a desarrollar fue Casabe, debido a su gran potencial como generador de hidrocarburos. El pozo que será evaluado en este campo es Peñas Blancas 39, ubicado en Yondó (Antioquia). Este pozo se clasifica como inyector y fue perforado en tres secciones: la primera sección de 17 ½ " con lodo, la segunda sección de 12 ¼" con polímero inhibido y la tercera sección de 8 ½" con Dril N. La zona de

interés para esta investigación es la segunda sección de 12 ¼ ", que abarca desde los 4.789 ft (1.459,69 m) hasta los 4.708 ft (1.435 m) e involucra formaciones del Grupo Real, la Cira Shale y Arenas A0.

5.1.2 Antecedentes del campo Peñas Blancas

La cuenca del Valle Medio del Magdalena es una de las más importantes en el país debido a su contribución a la producción de crudo en Colombia. Con un área aproximada de 34.000 km² y una longitud de 500 km², esta cuenca alberga alrededor de 50 campos petroleros y actualmente cuenta con numerosos yacimientos en exploración (Avila Cordero, 2010). Dentro de esta cuenca se encuentra el campo Peñas Blancas, que ha experimentado problemas de inestabilidad en el hueco a nivel operacional, incluyendo derrumbes, empaquetamientos y punteamientos. Estos problemas han dado lugar a sobretensiones y atascos en la tubería. Debido a estas dificultades, se ha buscado la incorporación de nuevas tecnologías con avances innovadores para proporcionar soluciones efectivas y eficientes. Este enfoque tiene como objetivo optimizar la producción y el rendimiento de los pozos (Avila Cordero, 2010).

5.1.3 Fluido seleccionado

Después de haber seleccionado el campo y el pozo para su evaluación, junto con los antecedentes previamente analizados y la revisión bibliográfica, se determinó que el fluido más adecuado para llevar a cabo las pruebas es el polímero inhibido a base de agua. Este fluido está compuesto por polímeros de suspensión, polímeros controladores de filtración e inhibidores con capacidad de arrastre. Está diseñado específicamente para las formaciones arenosas presentes en la sección 12 ¼", y su desarrollo tiene como objetivo estabilizar las lutitas sensibles al agua a través del proceso de inhibición. Esto a su vez minimiza la expansión del pozo, evita el embotamiento de la barrera y la liberación de lutitas. En estas condiciones, el fluido permite reducir la permeabilidad en las zonas productivas.

5.1.3.1 Productos seleccionados

Es crucial asegurar que los aditivos del fluido cumplan con la capacidad de prevenir o solucionar problemas que puedan surgir durante la operación, así como garantizar la protección de los equipos y herramientas que se utilizarán en el proceso. Por lo tanto, los aditivos desempeñan un papel fundamental en la evaluación y el desarrollo del proyecto.

Existen dos tipos de aditivos. Los aditivos orgánicos, como se muestra en la **Tabla 5**, tienen la función de controlar el filtrado, la reología, el pH, las bacterias, la corrosión, los precipitados y las pérdidas de circulación en el fluido.

Tabla 5. Aditivos orgánicos y su función en la industria petrolera. Fuente: Elaboración propia del autor.

Tipo de aditivo	Función en el fluido
Emulsificante (aniónico, iónico y catiónico)	Ayuda a la formación de una suspensión coloidal entre dos fluidos miscibles
Espumante y antiespumantes	Aumenta o disminuye la formación de espuma
Inhibidor de gases	Neutraliza la presencia de gases ácido provenientes de la formación
Surfactante	Modifica la tensión interfacial
Reductor de filtrado	Disminuye la invasión de filtrado hacia la formación
Biocidas	Previene la degradación bacteriana
Viscosificante	Optimiza las propiedades reológicas del fluido
Dispersante	Proporciona homogeneidad al sistema
Obturante	Evita la pérdida de circulación
Lubricante	Reduce el coeficiente de fricción del fluido
Estabilizador de temperatura	Mantiene la temperatura del fluido estable

Por otro lado, los aditivos inorgánicos, enumerados en la **Tabla 6**, mantienen un pH estable, tratan contaminantes y logran efectos de inhibición.

Tabla 6. Aditivos inorgánicos y su función en la industria petrolera. Fuente: Elaboración propia del autor.

Tipo de aditivo	Función en el fluido
Control de alcalinidad	Controla el grado de acidez y alcalinidad
Estabilizador de temperatura	Mantiene la temperatura del fluido estable
Inhibidor de corrosión	Reducción de corrosión
Floculante	Incremento de viscosidad

Durante el desarrollo del proyecto, como se mencionó previamente, se diseñó un fluido a base de agua, con los siguientes criterios de selección para los aditivos, basados en el diccionario generado por parte de la compañía Schlumberger (Schlumberger, 2023):

1. **Bactericida:** Utilizado para controlar las bacterias presentes en el agua. Estos se emplean comúnmente en lodos que contienen almidones y gomas naturales, los cuales son susceptibles a ataques bacterianos.
2. **Polímero celulósico natural modificado:** Proporciona control sobre la filtración de los fluidos, reduciendo la potencia requerida para la rotación y la presión de circulación. Además, mejora la limpieza en el pozo en comparación con el orificio y facilita la recuperación de núcleos. Este aditivo, presentado en forma de polvo pulverizado, crea una red de partículas que atrapan las moléculas de los fluidos, formando un sello en el sistema.
3. **Almidón:** Utilizado para controlar la pérdida de fluido en lodos a base de agua, con especial atención en su resistencia a temperaturas de alrededor de 250°F (121°C). Los almidones son susceptibles al ataque bacteriano, a menos que estén protegidos por una alta salinidad o un bactericida. Aunque su uso puede aumentar ligeramente la viscosidad, controlan eficazmente la pérdida de fluido.
4. **Goma xantica:** Producida por bacterias del género *Xanthomonas campestris*, la goma xantica, también conocida como goma de xantano, proporciona reología en el fluido no newtoniano. Esta goma puede aumentar la velocidad del flujo anular, lo cual es necesario para elevar eficientemente los cortes de perforación en fluidos de densidad baja. Aunque tolera salinidad y iones duros, su degradación ocurre a temperaturas entre 200°F y 250°F (93°C a 121°C). La goma xantica no es resistente a pH extremos y es vulnerable al ataque bacteriano. Se presenta en forma de polvo fino y su dispersión en agua varía según los residuos bacterianos y su solubilidad.
5. **Inhibidor tipo amina:** Derivado de aminas, este inhibidor disminuye la velocidad de reacciones químicas y la corrosión. Se emplea comúnmente en lubricantes

- industriales para controlar la corrosión y neutralizar gases ácidos que pueden ser peligrosos en la operación. Crea una película protectora en superficies metálicas, previniendo la corrosión por oxígeno, dióxido de carbono y sulfuro de hidrógeno.
6. **Antiacresor:** Este aditivo mejora la velocidad de penetración (ROP) y actúa como lubricante, reduciendo la fricción y el arrastre para optimizar la eficiencia de penetración en los pozos.
 7. **Soda cáustica:** Minimiza la solubilidad de contaminantes de calcio y magnesio en el fluido. También activa y solubiliza los productos lignosulfonatos, controlando las propiedades de alcalinidad y pH.
 8. **Lignosulfonato:** Proveniente del sulfito, se obtiene a partir de la pasta de madera. Se utiliza como defloculante para dispersar partículas de arcilla y otros sólidos, evitando la formación de grumos y manteniendo la homogeneidad del fluido para reducir las pérdidas de filtración.
 9. **Nanopartículas de sílice:** Con un tamaño de aproximadamente 100 nanómetros, estas partículas poseen una mayor área superficial, lo que reduce las pérdidas en el fluido de perforación. También tienen la capacidad de sellar poros e interactuar con partículas de arcilla.
 10. **Material de puenteo:** Compuesto principalmente (alrededor del 95%) por minerales como calcita, aragonita y carbonato de calcio, se utiliza para aumentar la densidad del lodo. Este material controla la pérdida de fluido en salmueras, fluidos de yacimiento, terminación y acondicionamiento.
 11. **Simulación de sólidos:** Este material modifica el contenido de sólidos arcillosos en un fluido, imitando los aportados por una formación.
 12. **Lubricante tipo amina:** Reduce la fricción de rotación (torsión) y la fricción axial (resistencia al avance) en el pozo, lubricando los rodamientos durante la perforación.
 13. **Hidróxido de calcio:** Conocido como cal viva o cal caliente, se utiliza para aumentar el pH y acelerar la emulsificación, ya que forma un jabón de ácido graso de calcio al elevar la temperatura.
 14. **Agente de peso:** Compuestos mayormente por sulfatos densos presentes en diversas rocas, como la caliza y la arenisca. Estos agentes otorgan peso a los fluidos, logrando la densidad deseada.

5.1.1.2 Concentración de los productos seleccionados

Con las condiciones previamente establecidas, se procede a evaluar las concentraciones y parámetros recomendados para cada uno de los aditivos seleccionados, como se detalla en la **Tabla 7**. Relacionando información obtenida de las fichas de seguridad de los productos mencionados,

Tabla 7. Concentraciones y parámetros recomendados para aditivos inorgánicos y orgánicos. Fuente: Elaboración propia del autor.

Aditivos	Tratamiento recomendado
	(lb/bbl)
Bactericida	0.1 - 0.5
Polímero celulósico natural modificado	0.5 - 3.0
Almidón	1.0 - 5.0
Goma Xantica	0.1 - 2.0
Inhibidor tipo amina	2.0 - 7.0
Antiacresión	2.7 - 10.9
Soda cáustica	NA
Lignosulfonato	2.0 - 12.0
Nanopartículas de sílice	3.0 - 15.0
Material de puenteo	NA
Simulación de sólidos	NA
Lubricante tipo amina	2.0 - 6.0
Hidróxido de calcio	NA
Agente de peso	NA
Sólidos de perforación	NA

Basados en la información mencionada en relación y mediante la revisión bibliográfica respecto al campo peñas blancas, fue seleccionada la formulación en la cual actualmente se opera en este campo. Dicha formulación será denominada en el documento como formulación base, ya que nos permitirá tener una comparación con respecto a la variación de las concentraciones de nanopartículas de sílice en el fluido. En la **Tabla 5** se podrá identificar la concentración para cada uno de los aditivos a usar.

Tabla 8. Concentraciones y parámetros recomendados para aditivos inorgánicos y orgánicos. Fuente: Elaboración propia del autor.

Formulación base		
Aditivos	Orden de adición	Concentración
		(lb/bbl)
Agua	1	247.70
Bactericida	1	0.5
Polímero celulósico natural modificado	2	2.5
Almidón	3	6
Goma Xantica	4	0.3
Inhibidor tipo amina	5	2
Antiacresión	6	6
Soda cáustica	7	0.3
Lignosulfonato	7	3.5
Material de puenteo	9	138
Simulación de sólidos	10	10
Lubricante tipo amina	12	6
Hidróxido de calcio	13	0.15
Agente de peso	11	87.24
Sólidos de perforación	12	10.0

5.1.2.2 Diseño del fluido

La cantidad de volumen durante el desarrollo del proyecto es representada en las unidades de lpb (libras por barril), donde un barril es equivalente a 350 mililitros, la mezcla del fluido se debe realizar en un contenedor cónico, en este proceso se debe garantizar con un tacómetro una velocidad fija equivalente a lecturas de 5.000 (+/-300) rpm, basados en la norma **ANSI/API RECOMMENDED PRACTICE 13B1 Recommended Practice for Laboratory Testing of Drilling Fluids Sec. 26.3** (American Petroleum Institute, 2017) el orden general de adición para un fluido base agua se debe cumplir de la siguiente manera:

1. Salmuera/Agua
2. Agente de control de filtración
3. Viscosificante
4. Estabilizador de pH

5. Estabilizador de esquistos
6. Agente de peso
7. Agente de puenteo

Para garantizar la homogeneidad de este, fue importante tener una mezcla continua, asegurando una adición lenta en la dispersión de los aditivos. Los agentes de control de filtración, Viscosificante, estabilizador de pH y modificadores de reología deben ser mezclados durante un tiempo de 10 minutos. Para los agentes de peso y puenteo se mezcló durante 5 minutos, posterior a ello, se realizó una inspección visual donde no se identificó algún tipo de anomalía respecto a la compatibilidad de los productos, por tanto, se procede a continuar con la mezcla por 5 minutos, completando 10 minutos en total.

5.1.2.2.1 Selección concentración de nanopartículas de sílice

El producto utilizado fue sintetizado en una solución acuosa. De acuerdo con las regulaciones de este, se recomendó llevar a cabo las pruebas a concentraciones en libras por barril de 4, 5 y 6, respectivamente.

Para determinar la concentración óptima, se realizó un diseño experimental donde se relacionaron los aditivos base para el fluido previamente seleccionados. Posteriormente, se añadieron las diferentes concentraciones de nanopartículas de sílice, teniendo de esta manera una comparación del fluido evaluado.

La investigación se llevó a cabo experimentalmente, y para garantizar la mayor precisión de los datos, se sometieron a condiciones de campo.

5.2 Pruebas fisicoquímicas

Se realizaron cinco ensayos fisicoquímicos para evaluar el comportamiento de las nanopartículas de sílice: pH, densidad, reología, filtrado API y PPT (Permeability Plugging Test). Las pruebas se realizaron de acuerdo con la norma ANSI/API RECOMMENDED PRACTICE 13B-1 FOURTH EDITION, MARCH 2009.

5.2.1 pH



Figura 1. pH metro de mesa. Fuente: Elaboración propia del autor.

Como se muestra en la **Figura 1**, fue empleado este equipo para la medición de la actividad del ion Hidrógeno, indicando el grado de acidez o alcalinidad del fluido. La sensibilidad de las membranas de vidrio durante la medición de pH permite una exactitud y precisión en la lectura, teniendo una puntuación de lectura en una escala de 0 hasta 14, la referencia del equipo usado fue OAKTON pH 700 (Kalstein, n.d.).

5.2.2 Densidad



Figura 2. Balanza presurizada. Fuente: Elaboración propia del autor.

La densidad del fluido durante el desarrollo del proyecto debe ser medida con el equipo referenciado en la **Figura 2**, compuesto por una taza de volumen fijo y una para en un

extremo de la barra graduada, una pesa deslizante que puede ser movida a lo largo de una barra para su lectura y una burbuja de aire que indica un valor de densidad cuando la barra está en equilibrio. Midiendo de esta manera la densidad absoluta del fluido mediante la copa presurizada, aislando burbujas de aire inmersas (HandBook, n.d.).

5.2.3 Reología

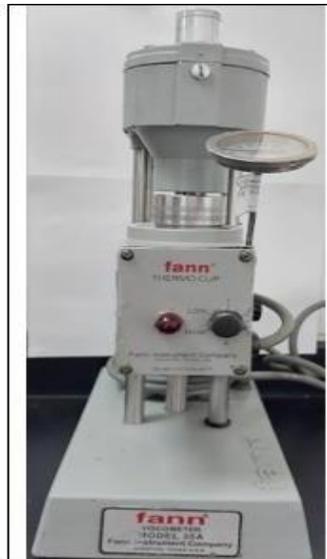


Figura 3. Montaje medición de reología. Fuente: Elaboración propia del autor.

El viscosímetro rotatorio, como se muestra en la **Figura 3**, se utiliza para medir la viscosidad y determinar la resistencia de los fluidos. Consta de un recipiente de muestra (termocupla) en el que se deposita el fluido a evaluar, un lector que indica los valores obtenidos durante la prueba y un cilindro giratorio (rotor) que permite el movimiento para medir la resistencia. Las revoluciones que el equipo puede alcanzar son 3 rpm, 6 rpm, 100rpm, 200 rpm, 300 rpm y 600 rpm (Schlumberger, 2023). Para el desarrollo del proyecto fue usado el viscosímetro rotatorio a una temperatura constante de 120 °F (48.9 °C), reportando las mediciones en las cuales el equipo alcanza sus revoluciones.

5.2.4 Filtrado API



Figura 4. Montaje medición de filtrado. Fuente: Elaboración propia del autor.

El equipo usado para la medición de filtrado es conocido como filtro prensa como se relaciona en la **Figura 4**, permite la evaluación del fluido mediante la filtración a condiciones de presión máxima de 100 psi y temperatura ambiente. Cuenta con una celda que posee una tapa, malla y un papel filtro con un diámetro de 125 mm (Schlumberger, 2023).

5.2.5 Permeability Plugging Test (PPT)

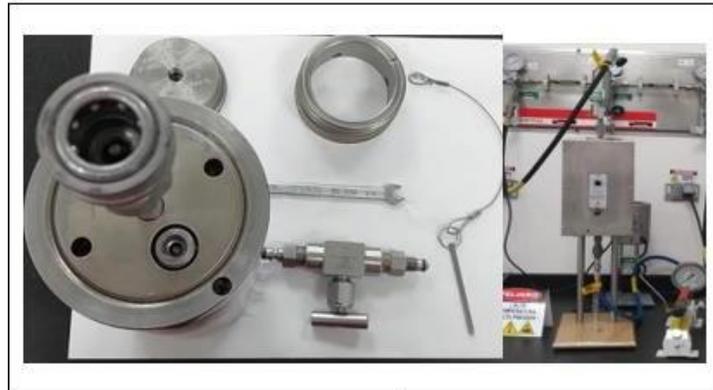


Figura 5. Montaje prueba Permeability Plugging Test. Fuente: Elaboración propia del autor.

En la **Figura 5**, se evidencia el instrumento usado para ejecutar las pruebas de filtración de materiales de obstrucción. Cuenta con una contratapa, rosca, recibidor, válvula de paso, pin de seguridad, bomba y celda la cual permite el desarrollo de la prueba a una temperatura máxima de 500°F (260 °C) y presión de 5000 psi (340.23 atm). Las pruebas fueron ejecutadas a una temperatura de 145°F (62.78 °C) y presión de 1000 psi (68.046 atm).

5.3. Equipos

Los equipos seleccionados para el desarrollo de las pruebas a evaluar cumplieron con la normatividad API RECOMMENDED PRACTICE 13B-1 FIELD TESTING WATER BASED DRILLING FLUID (American Petroleum Institute, 2017), garantizando estabilidad, seguridad y limpieza de estos. Cada equipo se eligió de acuerdo con las necesidades de la investigación mencionadas en la sección 5.2.

5.3.1 Mezclador



Figura 6. Equipo mezclador Multimixer. Fuente: Elaboración propia del autor.

Para el diseño del fluido y la mezcla de los aditivos, se utilizó el equipo mezclador Multimixer, que se muestra en la Figura 6. Este equipo consta de 5 husillos (spindles) y tiene un rango de revoluciones aceptables de 11.500 rpm \pm 300 rpm. Su objetivo principal es mantener el fluido uniformemente mezclado y asegurar la suspensión de partículas sólidas. Está impulsado por un motor hidráulico que garantiza la estabilidad de las revoluciones por minuto, lo que resulta en una mayor eficiencia en la mezcla (EQUIPOS USO LABORATORIO FLUIDOS, n.d.). Las condiciones de uso respecto al rango de revoluciones fueron de 11.504 rpm, asegurando las revoluciones aceptables para su uso, sin importar la mezcla o uso de los cinco husillos (spindles) con los que cuenta el equipo, ya que todos poseen el mismo rango de desviación.

5.3.2 Balanza digital



Figura 7. Equipo balanza digital. Fuente: Elaboración propia del autor.

La balanza digital, tal como se muestra en la **Figura 7**, fue un instrumento utilizado durante el desarrollo de las pruebas. Esta balanza permitió calcular el peso de los aditivos para el diseño del fluido utilizando la fuerza de gravedad como punto de referencia. Está compuesta por platos o receptores en los que se coloca el objeto a pesar, lo que ayuda a evitar errores de cálculo y asegura precisión en las mediciones. Tiene una sensibilidad de 0.01 gramos y puede medir un máximo de 200 gramos (Laboratorio de Química Analítica, n.d.).

5.3.3 Horno de rolado



Figura 8. Horno de rolado. Elaboración: Fuente propia del autor.

En la **Figura 8**, se presenta el horno de rolado, también conocido como horno de rodillos, construido en acero inoxidable y equipado con rodillos del mismo material que

facilitan el desplazamiento de las celdas de rolado para simular el comportamiento del fluido. Este horno cuenta con un controlador de temperatura digital y un temporizador programable que permite su funcionamiento sin necesidad de supervisión durante un tiempo indeterminado y a una temperatura de 400°F (Grupocomsurlab, n.d.). El fluido evaluado durante la ejecución de las pruebas fue sometido durante un tiempo de 16 horas y una temperatura de 145°F (62.78 °C).

5.3.4 Celdas de rolado



Figura 9. Celdas de rolado. Elaboración: Fuente propia del autor.

Las celdas de rolado, como se muestran en la **Figura 9**, son recipientes que permiten que las muestras se sometan a temperaturas superiores al punto de ebullición del agua y aún se mantengan en estado líquido. Las celdas pueden usarse para exposición a temperatura estática o en modo dinámico en un horno de rodillos con un tiempo de envejecimiento mínimo predeterminado, cuentan con un volumen máximo de 500 ml, su material es de acero inoxidable, resistiendo una temperatura máxima de 500 °F (260 °C) (Grupocomsurlab, n.d.). Las celdas de rolados para la ejecución y continuidad de las pruebas desarrolladas fueron usadas con un volumen de 350 ml, temperatura de 145°F (62.78 °C) y tiempo de exposición de 16 horas.

6. Resultados y discusión

6.1 Formulaciones diseño del fluido

Para el desarrollo de la investigación, se llevó a cabo mediante una revisión bibliográfica del campo Peñas Blancas, obteniendo información que involucro un análisis detallado de múltiples factores como lo fue los objetivos de perforación donde se involucraron las profundidades e investigaciones geológicas; Propiedades del subsuelo donde se evaluaron las características geológicas y geotécnicas del subsuelo en la zona de perforación incluyendo la composición del suelo, la presión de formación y temperatura, destacando los requisitos de presión y temperatura del pozo, apreciando factores la estabilidad y rendimiento del fluido de perforación; Compatibilidad con el subsuelo, considerando la reología (viscosidad y fluidez) en función de la geología local en el campo así mismo, la inclusión de materiales y disponibilidad en el mercado, cumpliendo con los estándares e impactos ambientales de la operación. Basados en dicha evaluación se presenta a continuación la formulación seleccionada en la **Tabla 9**, que cumple con los criterios y requisitos establecidos como objetivo para el fluido de perforación Dril N.

Tabla 9. Concentraciones formulaciones diseño del fluido. Fuente: Elaboración propia del autor.

Aditivos	Formulación 1	Formulación 2	Formulación 3	Formulación 4
	Concentración	Concentración	Concentración	Concentración
	(lb/bbl)	(lb/bbl)	(lb/bbl)	(lb/bbl)
Agua	252.71	248.18	247.23	246.28
Bactericida	0.5	0.5	0.5	0.5
Polímero celulósico natural modificado	2.5	2.5	2.5	2.5
Almidón	6	6	6	6
Goma Xantica	0.3	0.3	0.3	0.3
Inhibidor tipo amina	1.5	1.5	1.5	1.5
Antiacresión	6	6	6	6
Soda cáustica	0.3	0.3	0.3	0.3
Lignosulfonato	3.5	3.5	3.5	3.5
Nanopartículas de Sílice	-	4	5	6
Material de puenteo	138	138	138	138
Simulación de Sólidos	10	10	10	10
Lubricante tipo Amina	6	6	6	6
Hidróxido de calcio	0.15	0.15	0.15	0.15
Agente de peso	94.29	87.24	87.24	87.24
Sólidos de Perforación	10.0	10.0	10.0	10.0

Como resultado de esta revisión bibliográfica, fueron evaluadas las siguientes condiciones:

1. Parámetros de diseño del fluido: Para la adición del aditivo Lignosulfonato, se llevará a cabo una mezcla previa denominada "Slurry". La cantidad de Slurry debe corresponder al 25% del volumen total de agua y se ajustó a un pH de 10.0 utilizando soda cáustica.
El fluido debe tener una densidad final de 12.2 ppg (libras por galón) y una gravedad específica de 1.46 sg.
2. Parámetros de acondicionamiento de la muestra: El fluido debe someterse a un proceso de envejecimiento dinámico durante un período de 16 horas a una temperatura de 145°F (62.78 °C).

6.2 Pruebas estáticas a condiciones del laboratorio

Las pruebas mencionadas a continuación se llevaron a cabo en el laboratorio bajo estados de ambiente controladas. No obstante, se garantizó que la temperatura y las condiciones de las pruebas se ajustaran a las especificaciones de la norma ANSI/API RECOMMENDED PRACTICE 13B-1 FOURTH EDITION, MARCH 2009 (Gallardo et al., 2018).

6.2.1 Densidad

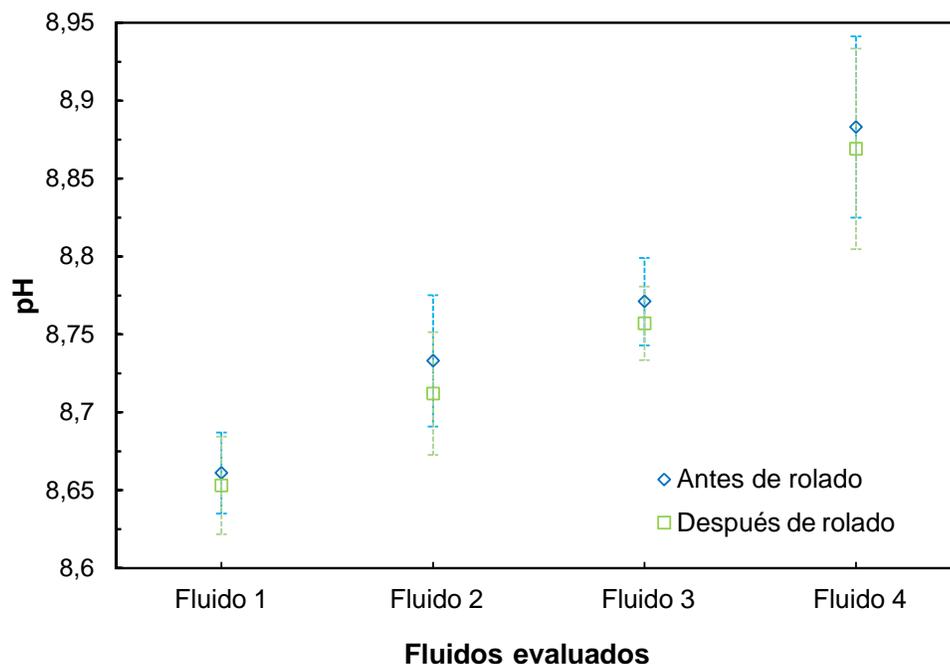
La selección del peso de los fluidos se basó en la comprensión de la presión hidrostática en el campo Peñas Blancas, previa investigación en la revisión bibliográfica. Para cada fluido evaluado, era necesario asegurarse de que cumpliera con el parámetro de densidad de 12.2 ppg (17.82 kg/m³). Teniendo en cuenta este criterio se realizó el análisis respecto a la incorporación de las nanopartículas de sílice mediante tres mecanismos, el primero se debe al aumento de densidad, las nanopartículas de sílice son más densas que el agua y por su incorporación pueden elevar la densidad del fluido; Segundo aumento de la estabilidad, mejoran la estabilidad y fortalecen la estructura del fluido, previniendo la separación de los sólidos, contribuyendo a mantener una densidad uniforme en el fluido y evitando la sedimentación de los sólidos; Tercero mejora las propiedades reológicas, las nanopartículas de sílice pueden modificar la viscosidad y plasticidad, estos cambios pueden tener efectos en la densidad aparente del fluido.

Por tanto, en función de su concentración y tamaño, se realizó el balance de masa y como resultado de ello se puede identificar que con el aumento en la concentración de nanopartículas de sílice el agua libre para la mezcla de fluido es menor, como se logra identificar en la **Tabla 9.**

6.2.2 pH

La prueba fue ejecutada a una temperatura de 75 °F (24 °C) donde fueron tomados diez resultados por cada evaluación de fluido y se compararon con los reportados a distintas concentraciones, respecto a la adición de nanopartículas de sílice. Los resultados se pueden observar en la **Figura 10**.

Figura 10. Variación de pH para los fluidos evaluados. Fuente: Elaboración propia del autor.



Evaluación del efecto de las condiciones de pH con el aumento de la concentración de nanopartículas de sílice. El eje de las abscisas corresponde a los fluidos evaluados.

Considerando los resultados en la **Figura 10**, se puede visualizar que los fluidos antes y después de ser sometidos a un envejecimiento dinámico presentan un comportamiento creciente entre el aumento de pH y el aumento de la concentración de nanopartículas de sílice, por causa de la concentración de iones H^+ en la solución, es decir, disminuye debido a reacciones químicas o absorción de estos iones por parte de las nanopartículas. Esto resultaría en un aumento del pH, ya que el pH se define por la concentración de iones H^+ en una solución. Específicamente el Fluido 1 presentó un promedio menor en los datos estimados durante la evaluación de ambas condiciones y el Fluido 4 presentó un promedio mayor frente a los mismos parámetros. Es importante destacar que la desviación estándar menor para los fluidos en condiciones antes de rolado, esto se debe a la homogeneidad inicial, sensibilidad a la temperatura y expansión térmica.

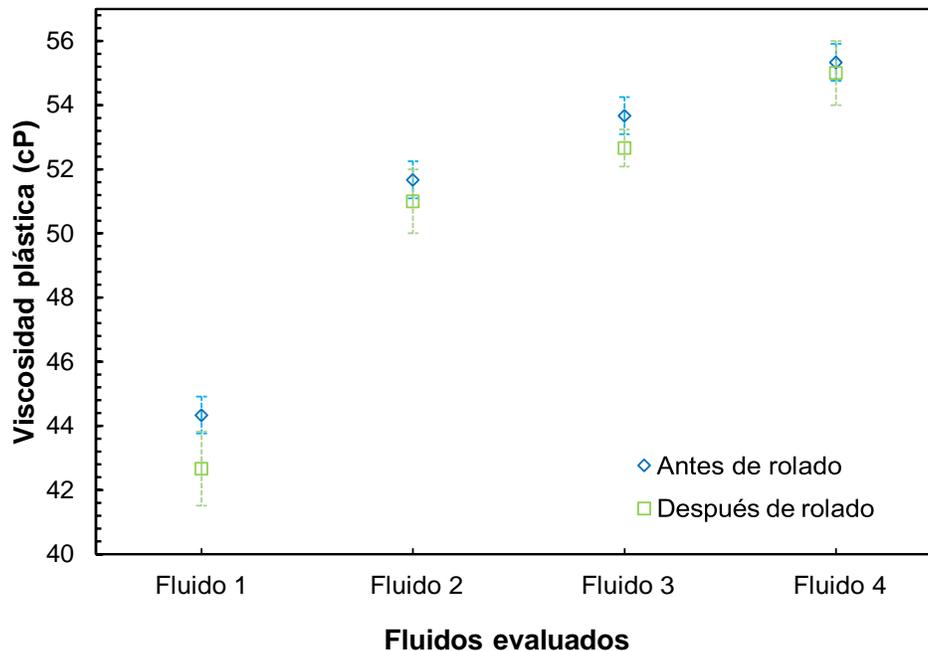
6.3 Pruebas dinámicas a condiciones del laboratorio

Las pruebas mencionadas a continuación se llevaron a cabo siguiendo las pautas establecidas en la revisión bibliográfica sobre el campo de Peñas Blancas. Las condiciones de evaluación para cada uno de los fluidos se aplicaron de acuerdo con los estándares de la norma ANSI/API RECOMMENDED PRACTICE 13B-1 FOURTH EDITION, MARCH 2009 (Gallardo et al., 2018), antes y después de someter los fluidos a un proceso de envejecimiento dinámico durante 16 horas en el horno de rolado a una temperatura de 145°F (62.78 °C).

6.3.1 Viscosidad plástica

Se tomaron tres valores de medida para cada uno de los fluidos evaluados, sometidos manera directa en el viscosímetro a unas velocidades de cizalla de 3 rpm, 6 rpm, 100 rpm, 200 rpm, 300 rpm y 600 rpm a una temperatura de 120 °F (48.88 °C), los resultados se pueden visualizar en la **Figura 11**, para comprender mejor el efecto de la viscosidad en los fluidos de perforación, se realizó un análisis detallado utilizando la ecuación de la viscosidad plástica (American Petroleum Institute, 2017) referenciada en el desarrollo del documento como ecuación (1) de las propiedades físicas de los fluidos de perforación base agua. Calculando el promedio de las viscosidades a la temperatura de referencia, comparando estos resultados con cada fluido, con el objetivo de identificar alguna relación específica que permitiera visualizar cómo las distintas concentraciones de adición de nanopartículas de sílice afectan los fluidos de perforación.

Figura 11. Resultados reológicos en el viscosímetro. Elaboración: Fuente propia del autor.



Evaluación de la viscosidad plástica en función del aumento de concentración de nanopartículas de sílice. El eje de las ordenadas corresponde a los valores aplicados con la ecuación (1) comprendidos en la reología de los fluidos evaluados.

Considerando los resultados del análisis que se presentan en la **Figura 11**, se puede observar que a medida que se agregan más nanopartículas de sílice, se incrementa la concentración de sólidos en el fluido de perforación, esto puede aumentar la resistencia al flujo del fluido, ya que las partículas de sílice ocupan espacio y crean una estructura en la mezcla. Es decir, cuando la concentración es mayor de nanopartículas y se agregan, mayor es esta estructura, por lo tanto, mayor es la viscosidad. Como se puede evidenciar el fluido 4 presenta una mayor resistencia al flujo, debido al aumento de concentración de las nanopartículas de sílice, en comparación con la viscosidad reportada para el fluido 1.

Por otra parte, es importante tener en cuenta que las interacciones entre partículas se presentan a través de fuerzas de Van der Waals, teniendo estructuras más densas y con una mayor viscosidad del fluido. Estas interacciones pueden volverse más significativas a medida que aumenta la concentración de nanopartículas.

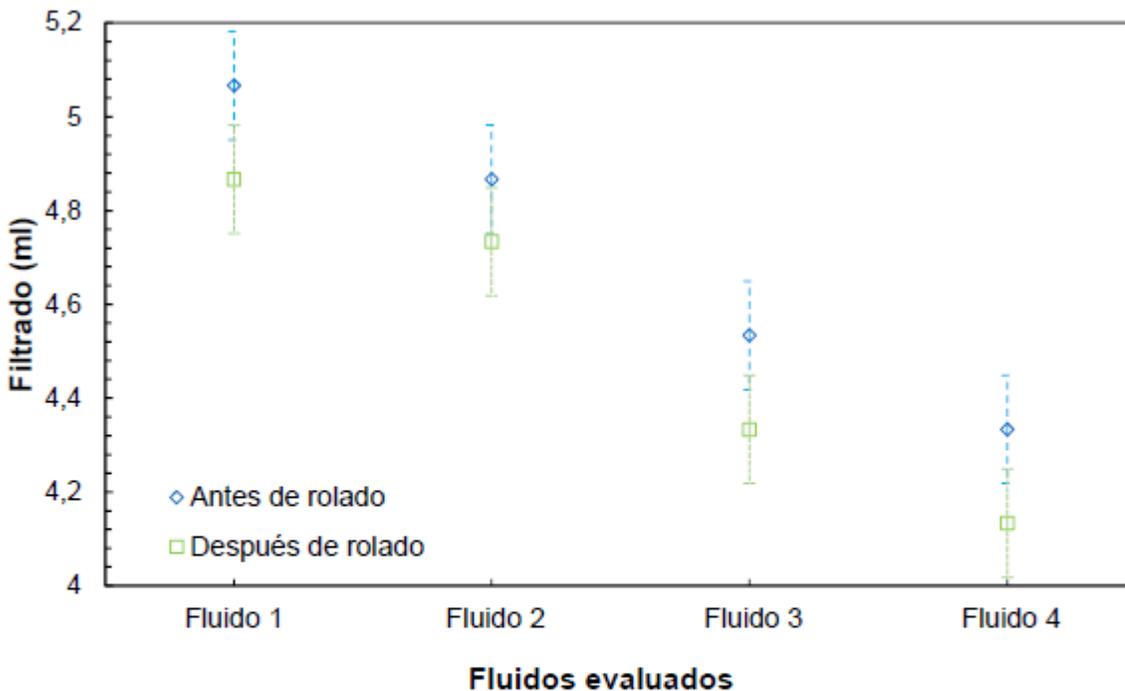
En el contexto de la viscosidad plástica **Figura 11**, se observa un comportamiento favorable para el fluido 4, ya que, con concentraciones más altas de nanopartículas de

sílice, es posible que se forme una matriz tridimensional en la que las partículas actúan como enlaces o puntos de anclaje en la estructura del fluido. Esta matriz tridimensional puede atrapar y retener líquido, lo que dificulta el flujo y aumenta la viscosidad, llegando a reemplazar algunos de los aditivos usados para esta función. Con un valor promedio de 55.3 cP de viscosidad plástica antes de rolar y 55 cP después de rolar. En contraste con el fluido 1 antes y después de ser sometido a condiciones de temperatura y tiempo, con un promedio de 44.3 cP antes de rolar y 42.7 cP después de rolar y una desviación estándar de 0.57 cP antes de rolar y 1.15 después de rolar, en contraste con los otros fluidos presento valores inferiores. En resumen, el comportamiento general de los fluidos al incrementar la concentración de las nanopartículas de sílice aumenta la viscosidad plástica, considerado como una variable óptima para el incremento y desarrollo de reología.

6.3.2 Filtrado

La prueba se llevó a cabo en el equipo multiprensa con una presión de 100 psi (6.9 bar), un papel filtro de 90 mm de diámetro y un área de filtración de 45.8 cm² por cada fluido evaluado. En la **Figura 12**, se podrán observar los resultados de la prueba durante un tiempo de 30 minutos. Para el registro de los resultados se realizó la ejecución del ensayo antes y después de someter los fluidos a un envejecimiento dinámico durante 16 horas y a una temperatura de 145°F (62.78 °C).

Figura 12. Volúmenes de filtrado. Elaboración: Fuente propia del autor.



Evaluación del efecto de las condiciones de filtrado durante un tiempo de 30 minutos. El eje de las ordenadas corresponde a la cantidad de volumen filtrado para cada uno de los fluidos evaluados. Los símbolos representan el promedio de tres medidas, mientras las barras de error corresponden a la desviación estándar.

Como se muestra en la **Figura 12** y realizando un análisis estadístico para cada uno de los volúmenes registrados por filtrado, se denota que su variación respecto a la desviación estándar para todos los fluidos evaluados es menor del 3%, por lo tanto, no se evidencian diferencias significativas antes y después de someter los fluidos a un envejecimiento dinámico.

En cuanto a las pruebas después de rolado en comparación con lo registrado antes de rolado se puede evidenciar la disminución del filtrado para todos los fluidos evaluados, aunque sus valores varían, se sigue un patrón predecible basado en que a mayor cantidad de nanopartículas adicionadas en los fluidos menor será la capacidad de filtrado, oscilando los valores promedio entre 4.1 ml como valor registrado menor y 5 ml como valor registrado mayor.

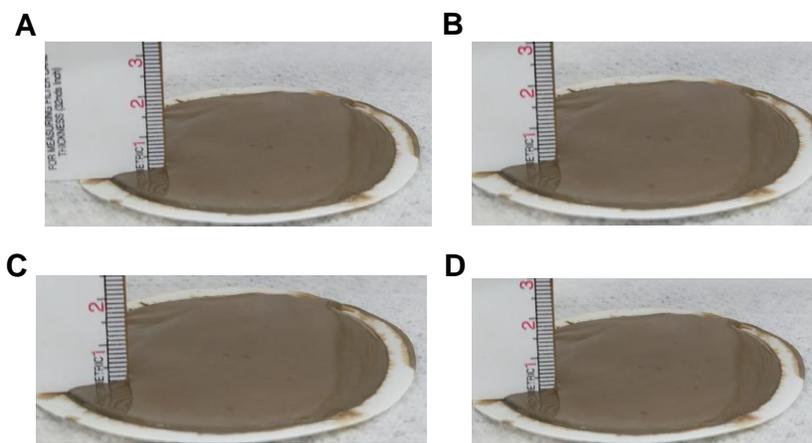
En el valor promedio mínimo de volumen de filtrado reportado para el fluido 4, se logra evidenciar los cambios en las interacciones superficiales, es decir, a temperaturas más altas, las interacciones superficiales entre las nanopartículas de sílice y otros aditivos del fluido logran tener una variación. Afectando la capacidad de las nanopartículas de sílice de mantenerse dispersas y evitando su filtración.

Los resultados presentados de manera experimental fueron comparados con investigaciones previas al mismo (Ferrando, 2020), que obtuvieron valores mayores de

filtrado luego de someter los fluidos a un envejecimiento dinámico, referenciando que a estas condiciones de temperatura no son altamente sensibles los cambios en las propiedades fisicoquímicas. Sin embargo, es importante tener en cuenta que hay diferencias en el compartamiento respecto a la cantidad de filtrado en las pruebas experimentales realizadas, reportando un volumen menor luego de ser sometidas a una temperatura y tiempo de envejecimiento dinámico. Aunque no se aprecia una diferencia significativa en las propiedades de los fluidos, estos resultados favorecen las condiciones en las cuales podrían ser sometidos los lodos de perforación, teniendo en cuenta que las condiciones a altas temperaturas pueden permitir una investigación amplia con los resultados y aplicaciones previamente obtenidos.

Con el fin de evaluar el tamaño del revoque generado en la formación permeable luego de ser sometido a una sobrepresión de 100 psi (6.9 bares) se realizó el registro fotográfico luego de efectuar la prueba durante 30 minutos **Figura 13**, se puede visualizar que el tamaño generado en promedio es menor a 0.2 mm de grosor, lo cual indica una alta eficiencia de filtrado con un menor revestimiento de sólidos.

Figura 13. Tamaño de revoque generado durante el proceso de filtración.
Elaboración: Fuente propia del autor.



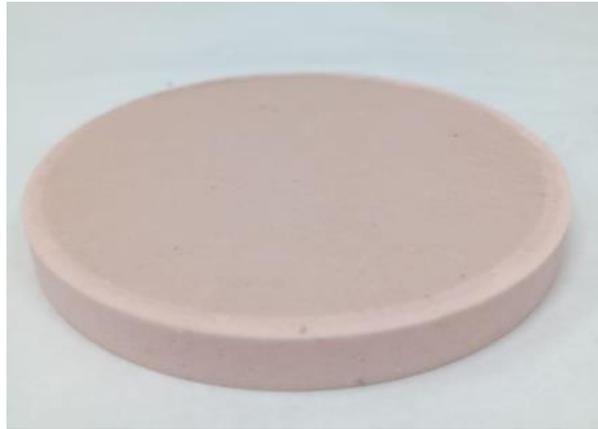
Evaluación del tamaño de revoque generado por la sobrepresión durante 30 minutos. Los símbolos en las figuras representan los distintos fluidos evaluados (A) fluido 1, (B) fluido 2, (C) fluido 3 y (D) fluido 4.

6.3.3 Permeability Plugging Test (PPT)

Se realizaron tres pruebas como referencia para cada uno de los fluidos evaluados luego de ser sometidos a un envejecimiento dinámico durante 16 horas, bajo las condiciones de temperatura: 145°F (62.78 °C), presión: 1000 psi (68.95 bares), tiempo: 30 minutos y disco aloxita de 5 μm al aire. Este tipo de ensayo es relevante durante el desarrollo experimental ya que simula las condiciones por medio del disco aloxita (**Figura 14**) a base de cerámica, permitiendo replicar los parámetros del reservorio. Para determinar el volumen total de filtrado en cada prueba experimental se utilizó el método API (American Petroleum

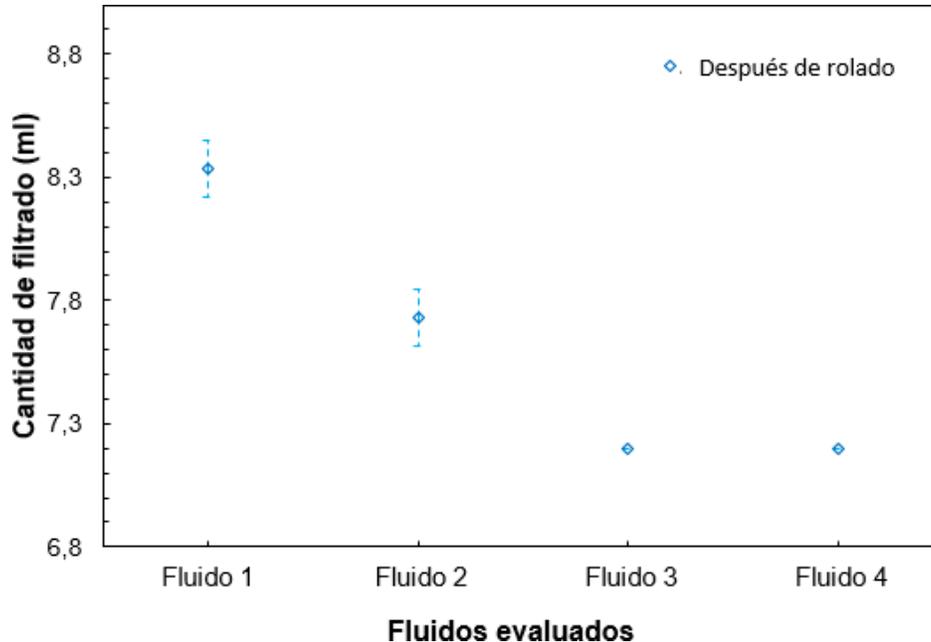
Institute, 2017).

Figura 14. Disco aloxita usado para la prueba de Permeability Plugging Test (PPT).
Elaboración: Fuente propia del autor



Para simular el comportamiento de los fluidos en presencia de un medio con permeabilidad fue usado un disco aloxita diseñado en cerámica con una porosidad y micrones específicos para lograr una similitud entre la permeabilidad deseada como medio filtrante. Los micrones fueron seleccionados según la revisión bibliográfica establecidos por el campo de referencia que en este caso fue Peñas Blancas.

Figura 15. Volumen de filtrado prueba Permeability Plugging Test (PPT).
Elaboración: Fuente propia del autor

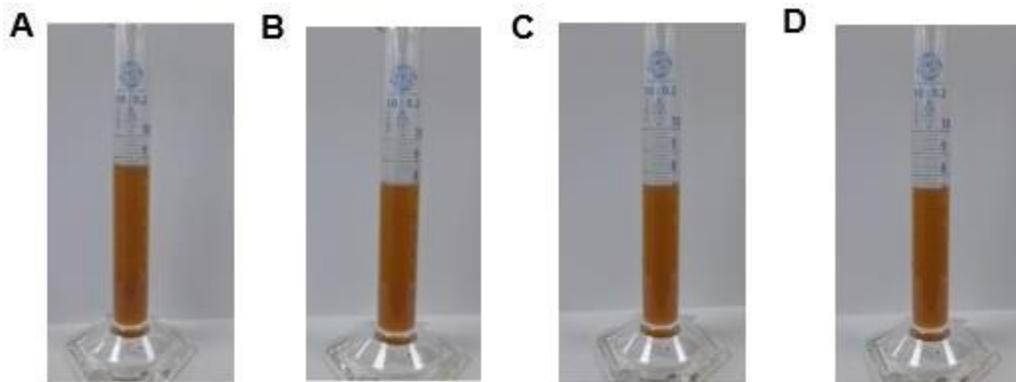


Evaluación del efecto de las condiciones de filtrado luego de 16 horas a una temperatura de 145°F (62.78 °C) durante un tiempo de 30 minutos. El eje de las ordenadas corresponde a la cantidad de volumen filtrado para cada uno de los fluidos evaluados. Los símbolos representan el promedio de tres medidas, mientras las barras de error corresponden a la desviación estándar.

El objetivo de la prueba era evaluar el efecto de la temperatura y presión con el disco aloxita de 5 μm al aire, comparando el sello y revoque para cada uno de los fluidos evaluados a distintas concentraciones de nanopartículas de sílice. Proporcionando información sobre la capacidad de sello para ese diámetro de poro.

Como se puede evidenciar en la **Figura 15** y mediante un análisis estadístico el promedio registrado como desviación estándar es menor al 1% para el fluido 1 y fluido 2. Es importante destacar el comportamiento para el fluido 3 y el fluido 4 donde no hay una diferencia en los resultados, lo cual indica que el cambio de concentración de 5 libras por barril de nanopartículas de sílice a 6 libras por barril de nanopartículas de sílice su tendencia no disminuye. El proveedor informa valores de adición entre 3 libras por barril y 15 libras por barril en su ficha técnica, por tanto, se puede visualizar unos valores inferiores lo cuales pueden deberse al tamaño de poro o saturación de la mezcla llegando a su punto máximo de filtración a las temperaturas en la experimentación.

Figura 16. Recolección volumen de filtrado prueba Permeability Plugging Test (PPT).
Elaboración: Fuente propia del autor

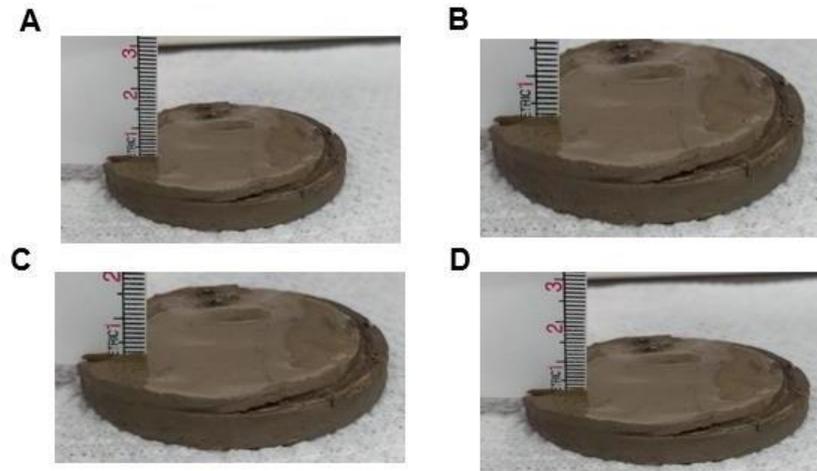


Volumen de filtrado para los fluidos evaluados prueba Permeability Plugging Test, luego de ser sometidos a un envejecimiento dinámico. Los símbolos en las figuras representan los distintos fluidos evaluados (A) fluido 1, (B) fluido 2, (C) fluido 3 y (D) fluido 4.

El mayor valor respecto al volumen de filtrado registrado como se evidencia en la **Figura 16** es para el fluido 1, que no tiene adición de nanopartículas de sílice, lo que indica que las propiedades del fluido pueden obturar los poros de la formación, es decir, que los sólidos suspendidos en el fluido lograron penetrar el poro del disco aloxita. Permitiendo comprender que las condiciones para el fluido 3 y el fluido 4 donde el volumen de filtrado fue menor, tiene una reducción en la obstrucción del disco aloxita, aumentando la velocidad de penetración y generando un revoque en menor tiempo para su sello.

Figura 17. Revoque generado durante la prueba de Permeability Plugging Test (PPT). Elaboración: Fuente propia del autor

Implementación de nanopartículas de sílice en fluido de perforación base agua para el mejoramiento de propiedades fisicoquímicas para el pozo Peñas Blancas 39 ubicado en Casabe, Colombia.



Evaluación del tamaño de revoque generado en la prueba de Permeability Plugging Test. Los símbolos en las figuras representan los distintos fluidos evaluados (A) fluido 1, (B) fluido 2, (C) fluido 3 y (D) fluido 4.

Con el fin de evaluar el tamaño del revoque generado en la formación permeable luego de ser sometido a una sobrepresión de 1000 psi (68.95 bares) se realizó el registro fotográfico luego de efectuar la prueba durante 30 minutos **Figura 17**, se puede visualizar que el tamaño generado en promedio es menor a 0.3 mm de grosor, lo cual indica una alta eficiencia de filtrado con un menor revestimiento de sólidos y un sello en el disco aloxita favorable que no permite una filtración mayor.

7. Conclusiones y recomendaciones

7.1 Conclusiones

- El impacto de la concentración de las nanopartículas de sílice a medida que se tiene un aumento en la concentración de los fluidos evaluados para el campo Peñas Blancas, cuenta con variaciones de cinco centipoise promedio respecto a la reología, teniendo un aumento considerado tras el incremento de la concentración, bajo condiciones de temperatura estable y diferentes velocidades de cizalla.
- Dentro de las condiciones de experimentación evaluadas la concentración que mejor rendimiento tuvo fue el fluido 4, con una adición de 6 libras por barril de nanopartículas de sílice.
- Se logró identificar que existe una relación directa con respecto al incremento de la concentración de nanopartículas de sílice para los fluidos de perforación.
- Para la prueba experimental de Permeability Plugging Test se llega a un punto máximo donde la cantidad de filtrado no genera una disminución significativa en el filtrado.
- Los valores disminuyeron en la reología conforme el fluido fue sometido a un envejecimiento dinámico durante 16 horas y a una temperatura de 145°F (62.78 °C).
- El volumen de filtrado en la prueba experimental filtrado API, se evidencia que los valores disminuyeron en comparación con los reportados al inicio de la prueba, favoreciendo la temperatura durante el desarrollo de la experimentación.
- Con relación a los resultados obtenidos en los ensayos de la prueba experimental Permeability Plugging Test, se evidenció que el filtrado para los fluidos 3 y 4, no hay ninguna variación considerable.

7.2 Recomendaciones

Se recomienda realizar pruebas experimentales con variaciones en las concentraciones de nanopartículas de sílice mayores a 6 libras por barril, con el fin de verificar el comportamiento del volumen de filtrado.

Es importante considerar las pruebas experimentales a distintas temperaturas de envejecimiento dinámico, con el fin de contrastar la evaluación de los resultados obtenidos.

Se sugiere iniciar el proceso investigativo a escala de pozo con el fin de evaluar los rendimientos económicos.

Se requiere un análisis reológico más profundo para determinar el efecto directo de las nanopartículas de sílice en la viscosidad plástica de los fluidos para evaluar determinar un mejor rendimiento del fluido en el pozo.

Implementación de nanopartículas de sílice en fluido de perforación base agua para el mejoramiento de propiedades fisicoquímicas para el pozo Peñas Blancas 39 ubicado en Casabe, Colombia.

Bibliografía

- AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. (n.d.). <https://www.anh.gov.co/es/hidrocarburos/información-geológica-y-geofísica/>
- American Petroleum Institute. (2017). Recommend Practice for Field Testing Water-Based Drilling Fluids - 13B-1. *API Publishing Services, 2008*(March), 121.
- Avila Cordero, N. A. (2010). *Aplicación de Datos de Afloramiento en el Modelo de Facies de las Formaciones Colorado y Mugrosa en el Campo Casabe Sur en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena (V.M.M)*. 1–143.
- Betancur-Márquez, S., & Alzate-Espinosa, G. A. (2014). *Mejoramiento De Los Fluidos De Perforación Usando Nanopartículas Funcionalizadas: Educción De Las Pérdidas De Filtrado Y Del Espesor De La Retorta Optimization of Drilling Fluids Using Functionalized Nanoparticles: Loss Filtration Reduction and Thickness* . 35, 5–14.
- Bianco, V., Manca, O., Nardini, S., & Vafai, K. (2015). Heat transfer enhancement with nanofluids. *Heat Transfer Enhancement with Nanofluids, May*, 1–458. <https://doi.org/10.1201/b18324>
- Carlos, I. J., & Alcántara, S. (2005). *Equipos y Herramientas de Perforación de Pozos Equipos de Perforación: Sistema de Rotación*.
- Comisión Europea. (2012). Comunicación de la comisión al parlamento europeo, al consejo y al comité económico y social. Segunda revisión de la normativa sobre los nanomateriales. *Production*, 1–16.
- Congreso de Colombia. (2023). Ley 2294 de 2023. *Congreso Nacional de La Republica*, mayo-19. https://cdn.actualicese.com/normatividad/2023/Leyes/L2294-23.pdf?_gl=1*8vnzq4*_ga*MTA0NTMwNjY5NC4xNjY1NzY0MzY0*_ga_3ZLYF144TH*MTY4NjQzMDQxMC4xMi4xLjE2ODY0MzA0MjUuNDUuMC4w
- Definición de Definition of nanomateriales para Nanomaterials for Colombia Colombia Definição de nanomateriais para a Colômbia*. (2016).
- ENERDATA. (2023). <https://datos.enerdata.net/productos-petroliferos/estadisticas-consumo-mundial-petroleo-consumo-domestico.html>
- Equidad, L. A. (2022). *Informe 2018-2022*.
- EQUIPOS USO LABORATORIO FLUIDOS. (n.d.).
- Ferrando, M. C. S. (2020). *Estudio de la dispersión de nanopartículas en medio acuoso para su posterior aplicación como fluido térmico*. 361.
- Gallardo, F. E., Erdmann, E., & Abalos, R. (2018). Evaluación reológica de fluidos de perforación base agua con nanosílice. *Revista Materia, 23*(2). <https://doi.org/10.1590/S1517-707620180002.0470>
- Grupocomsurlab*. (n.d.). <http://www.grupocomsurlab.com/horno-de-rolado-de-5-rodillos/#:~:text=Descripción,de forma simultánea o independiente>.
- Guillermo Foladori, Noela Invernizzi, J. F. O. y É. Z. L. (n.d.). *Cadenas de producción de las nanotecnologías en America Latina: Argentina, Brasil, Colombia y México*. Este libro es resultado de una investigación de largo aliento, impulsada por la Red Latinoamericana de Nanotecnología y Sociedad, con el propósito de tener una visión preliminar del estado de avance de las empresas que manipulan con nanotecnologías en Amé
- HandBook. (n.d.). *No Title*.
- Kalstein*. (n.d.).

- Laboratorio de química analítica*. (n.d.). <https://cris.ulima.edu.pe/es/equipments/balanza-digital#:~:text=Las balanzas digitales son instrumentos,deposita el objeto a pesar.>
- Lizarazo Salcedo, C. G., González Jiménez, E. E., Arias Portela, C. Y., & Guarguati Ariza, J. (2018). Nanomateriales: un acercamiento a lo básico. In *Nanomateriales: Artículo especial Med Secur Trab (Internet)* (Vol. 64, Issue 251). https://scielo.isciii.es/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0465-546X2018000200109
- Ludeña, E. V, Cornejo, M., Baykara, H., Iza, P., Arroyo, D., & Corregidor, J. (2018). Nanotechnology and the Oil Industry: Potential Applications in Ecuador Nanotecnología Y La Industria Petrolera: Aplicaciones Potenciales En El Ecuador. *Momento, Revista de Física*, 56, 54–64.
- Marín, R. (2014). Principios para el desarrollo de una industria petrolera nacional con proyección internacional Fundamentals for the Development of a World Class National Oil and Gas Industry. *Revista de Ingeniería* 48, 40, 40–49. <https://ojsrevistaing.uniandes.edu.co/ojs/index.php/revista/article/view/659/846>
- Mendoza Uribe, G., & Rodríguez López, J. L. (2007). La nanociencia y la nanotecnología: una revolución en curso. *Revista Perfiles Latinoamericanos*, 14(29), 161–186. <http://perfilesla.flacso.edu.mx/index.php/perfilesla/article/view/209>
- Schlumberger. (2023). *The Schumberger Energy Glossary*. <https://glossary.slb.com/es/>
- Vera, R., Matteo, C., Candido, P., & Francesca, V. (2012). Current and Future Nanotech Applications in the Oil Industry. *American Journal of Applied Sciences*, 9(6), 784–793. <http://www.magforce.de>
- Williamson, D. (2013). Definición De Fluidos De Perforación. *Oilfield Review*, 1, 67–69. <http://www.paginaspersonales.unam.mx/app/webroot/files/4676/Asignaturas/1458/Archivo2.3223.pdf>