

**EVALUACIÓN DE LOS CAMBIOS EN LAS PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DE  
PERFORACIÓN A DIFERENTES INCLINACIONES DE LA CELDA DE ROLADO  
DURANTE UNA SIMULACIÓN CON LA PRUEBA SAG**

**YESID GIOMAR ORJUELA CAMACHO  
ANDRÉS SEBASTIÁN VARGAS PONTÓN**

**Proyecto integral de grado para optar el título de:  
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**Director:  
ARNUL DAVID PAZ ARANGUREN  
Ingeniero de Petróleos**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA  
FACULTAD DE INGENIERÍAS  
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BOGOTÁ D.C.**

**2023**

**NOTA DE ACEPTACION**

---

---

---

---

---

---

---

Nombre  
Firma del director

---

Nombre  
Firma del presidente jurado

---

Nombre  
Firma del jurado

---

Nombre  
Firma del jurado

Bogotá D.C, Junio de 2023

## **DIRECTIVOS DE LA UNIVERSIDAD**

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

**Dr. MARIO POSADA GARCÍA PEÑA**

Consejero Institucional

**Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA PEÑA**

Vicerrectora Académica y de Investigaciones

**Dra. ALEXANDRA MEJÍA GUZMÁN**

Vicerrector Administrativo y Financiero

**Dr. RICARDO ALFONSO PEÑARANDA CASTRO**

Secretario General

**Dr. JOSÉ LUIS MACÍAS RODRÍGUEZ**

Decano Facultad de Ingenierías

**Dra. NALINY PATRICIA GUERRA PRIETO**

Director del Programa de Ingeniería de Petróleos

**Ing. ADRIANGELA CHIQUINQUIRÁ ROMERO SÁNCHEZ**

Las directivas de la Universidad de América, los jurados calificadores y el cuerpo docente no son responsables por los criterios e ideas expuestas en el presente documento. Estos corresponden únicamente a los autores.

## **DEDICATORIAS**

Con gratitud y esfuerzo, dedico esta tesis a mi familia, quienes han sido mi apoyo incondicional en este largo camino como ingeniero de petróleos. A mis profesores y mentores, gracias por su guía y conocimiento compartido. A mis compañeros de estudios, juntos enfrentamos desafíos y celebramos logros. A la industria petrolera, por inspirarme y motivarme a contribuir con mi pasión y conocimientos. ¡A todos ustedes, mi más sincero agradecimiento en este momento de culminación y comienzo hacia un futuro lleno de oportunidades y éxitos!

### ***YESID GIOMAR ORJUELA CAMACHO***

Dedico este logro a Dios, que me dio la fortaleza, sabiduría e inteligencia para culminar esta meta como ingeniero de petróleos.

A mis padres Pedro y Amparo por brindarme su apoyo incondicional, por ser los principales promotores de mis sueños, por confiar y creer en mí, por los consejos, valores y principios que me inculcaron para ser mejor persona y profesional.

A mi hermano Eder por ser un referente y mi hermana Viviana por su cariño y apoyo.

A Sara, amor mío gracias por estar a mi lado, creer en mis capacidades y apoyarme cuando más lo necesitaba. ¡Te Amo!

Y finalmente a mi persona, por qué logré demostrarme que con esfuerzo, dedicación y actitud es posible conseguir lo que me proponga.

### ***ANDRÉS SEBASTIÁN VARGAS PONTÓN***

## **AGRADECIMIENTOS**

Quiero expresar mi profundo agradecimiento a mi madre, quien ha sido mi mayor inspiración y apoyo incondicional a lo largo de mi carrera como ingeniero de petróleos. Su amor, dedicación y sacrificio han sido fundamentales para mi éxito académico.

También quiero agradecer de manera especial a mi profesor Arnul Paz, cuya experiencia y conocimientos compartidos han sido de un valor incalculable para el desarrollo de mi tesis de grado. Gracias a su orientación y mentoría, he podido abordar este proyecto con confianza y rigor científico.

Estos logros no habrían sido posibles sin el apoyo de ambos, quienes siempre creyeron en mí y me impulsaron a superar obstáculos. A ustedes dos, mi más sincero agradecimiento y gratitud por ser parte fundamental de este importante logro en mi vida profesional.

### ***YESID GIOMAR ORJUELA CAMACHO***

Agradezco a todas las personas que hicieron parte de este logro y estuvieron presentes brindándome su ayuda, apoyo y enseñanzas.

A mi suegra, Carmen por brindarme su apoyo en esas largas noches de estudio, por sus palabras de ánimo y aliento.

A mi director de tesis el ingeniero Arnul David Paz, por sus consejos, dedicación, guía y paciencia para el desarrollo de esta tesis. Gracias por brindarnos su experiencia y enseñarnos a ser mejores profesionales.

A todos mis docentes que han compartido su conocimiento y han contribuido para mi desarrollo profesional.

A mis compañeros de estudio y coautor del proyecto Yesid Orjuela, que estuvieron para apoyarme. Gracias por las horas de estudio y trasnochos; esfuerzos que dieron frutos los cuales hoy podemos recoger y decir que somos ingenieros de petróleos.

### ***ANDRÉS SEBASTIÁN VARGAS PONTÓN***

## TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
RESUMEN	13
INTRODUCCIÓN	15
1. MARCO TEÓRICO	18
1.1 Fluidos de perforación	18
1.2 Tipos de fluidos de perforación	18
1.2.1 Base agua	18
1.2.2 Base aceite	19
1.2.3 Base aire	19
1.3 Composición de un fluido de perforación	19
1.3.1 Fase continua	19
1.3.2 Fase inerte	20
1.3.3 Fase coloidal o reactiva	20
1.3.4 Fase química	20
1.4 Funciones de un fluido de perforación	21
1.4.1 Control de las presiones de formación	21
1.4.2 Lubricación de la barrena.	21
1.4.3 Estabilidad en las paredes del agujero	21
1.4.4 Gelatinosidad de los fluidos	22
1.4.5 Soporte del peso de la sarta de perforación.	22
1.4.6 Transmisión de la potencia hidráulica a la barrena	22
1.4.7 Velocidad anular adecuada	23
1.5 Propiedades de los fluidos de perforación	23
1.5.1 Cloruros.	23
1.5.2 Densidad.	24
1.5.3 Revoque.	24
1.5.4 Filtrado o pérdida de agua.	24

1.5.5 <i>Ph, (potencial hidrógeno).</i>	25
1.5.6 <i>Punto cedente.</i>	25
1.5.7 <i>Viscosidad.</i>	25
1.5.8 <i>Gelatinización.</i>	26
1.6 Tipos de fluidos	27
1.6.1 <i>Fluido newtoniano</i>	27
1.6.2 <i>Fluido no newtoniano</i>	28
1.7 Modelos reológicos	29
1.7.1 <i>Modelo de newton</i>	29
1.7.2 <i>Modelo plástico de bingham</i>	29
1.7.3 <i>Ley de la potencia</i>	30
1.7.4 <i>Modelo de herschel - bulkley</i>	30
1.8 Tipos de flujos	31
1.8.1 <i>Flujo laminar</i>	31
1.8.2 <i>Flujo turbulento</i>	31
1.8.3 <i>Flujo transicional</i>	32
1.9 Sedimentación de la barita	32
1.9.1 <i>Sedimentación estática</i>	33
1.9.2 <i>Sedimentación dinámica</i>	35
2. METODOLOGÍA	36
2.1 Diseño metodológico	39
3. PROCEDIMIENTO EXPERIMENTAL	42
3.1 Preparación del fluido de perforación.	43
3.2 Caracterización reológica del fluido de perforación	45
3.3 Montaje realizado de la prueba sag.	48
3.4 Cálculo del factor de asentamiento de material densificante	54
4. RESULTADOS Y ANÁLISIS	55



4.1 Caracterización reológica	55
4.2 Resultados de la simulación con la prueba sag	57
4.2.1 Anàlisis del esfuerzo cortante	58
4.2.2 Anàlisis de la viscosidad plastica	59
4.2.3 Anàlisis del punto cedente	59
4.2.4 Anàlisis de la resistencia del gel	60
4.3 Anàlisis reológico y del factor de asentamiento	61
4.4 Anàlisis de la viscosidad plastica de las pruebas sag	64
4.5 Anàlisis del punto de cedencia de las pruebas SAG	66
4.6 Anàlisis de la densidad de los fluidos	68
4.7 Anàlisis del factor de asentamiento de las pruebas sag	71
5. CONCLUSIONES	75
BIBLIOGRAFÍA	77
GLOSARIO	81
ANEXOS	83

## TABLA DE FIGURAS

	Pag
<b>Figure 1.</b> Zonas del perfil de densidad de los fluidos de perforación	15
<b>Figure 2.</b> Perfil de fluidos newtoniano	28
<b>Figure 3.</b> Efecto Boycott	35
<b>Figure 4.</b> Modelo escalonado del proyecto	36
<b>Figure 5.</b> Diseño metodológico del proyecto con el modelo cascada..	41
<b>Figure 6.</b> Esquema del ensamblado y la celda de rolado.	42
<b>Figure 7.</b> Preparación de fluido de perforación	43
<b>Figure 8.</b> Componentes del viscosímetro Fann 35 A utilizado.	45
<b>Figure 9.</b> Determinación de la viscosidad plástica, punto de cedencia y fuerza gel.	46
<b>Figure 10.</b> Descripción general del montaje.	49
<b>Figure 11.</b> Descripción de la preparación de la celda y del lodo.	50
<b>Figure 12.</b> Curva de esfuerzo de corte del fluido preparado.	57
<b>Figure 13.</b> Curva de esfuerzo de corte a 45°	62
<b>Figure 14.</b> Curva de esfuerzo de corte a 60°	62
<b>Figure 15.</b> Curva de esfuerzo de corte a 90°	63
<b>Figure 16.</b> Comparación de la fuerza del gel a 10 segundos.	67
<b>Figure 17.</b> Comparación de la fuerza del gel a 10 minutos.	68
<b>Figure 18.</b> Comparación del F.A de ambos procedimientos.	72

## LISTA DE TABLAS

	Pag
<b>Tabla 1.</b> Régimen de flujo	32
<b>Tabla 2.</b> Composición del fluido de perforación.	44
<b>Tabla 3.</b> Caracterización básica del fluido.	56
<b>Tabla 4.</b> Viscosidad plástica, punto de cedencia y fuerza de gel 200 °F.	56
<b>Tabla 5.</b> Resultados del factor de asentamiento con la prueba SAG	61
<b>Tabla 6.</b> Viscosidad plastica, punto de cedencia y fuerza de gel 150 °F a 45°	63
<b>Tabla 7.</b> Viscosidad plástica, punto de cedencia y fuerza de gel 150 °F a 60°	64
<b>Tabla 8.</b> Viscosidad plastica, punto de cedencia y fuerza de gel 150 °F a 90°	64
<b>Tabla 9.</b> Comparación resultados de viscosidad plástica	65
<b>Tabla 10.</b> Comparación resultados de punto de cedencia	66
<b>Tabla 11.</b> Comparación de la fuerza del gel	67
<b>Tabla 12.</b> Resultados prueba SAG a un ángulo de 90° (1)	68
<b>Tabla 13.</b> Resultados prueba SAG a un ángulo de 90° (2)	69
<b>Tabla 14.</b> Resultados prueba SAG a un ángulo de 45° (1)	69
<b>Tabla 15.</b> Resultados prueba SAG a un ángulo de 45° (2)	69
<b>Tabla 16.</b> Resultados prueba SAG a un ángulo de 60° (1)	70
<b>Tabla 17.</b> Resultados prueba SAG a un ángulo de 60° (2)	70
<b>Tabla 18.</b> Estadística de las simulaciones del factor de asentamiento	73

## ABREVIATURAS

<b>°C</b>	Grados Celsius.
<b>°F</b>	Grados Fahrenheit.
<b>bbl/año</b>	Barriles por año.
<b>BPD</b>	Barriles por día.
<b>BWPD</b>	Barriles de agua por día.
<b>CAPEX</b>	Gastos de capital.
<b>CHP</b>	Casing hanger pressure.
<b>cP</b>	Centipoise
<b>Ft</b>	Pies.
<b>FWHP</b>	Presión fluyente en cabezal de pozo.
<b>Hp</b>	Caballos de fuerza.
<b>Hz</b>	Hertz.
<b>In</b>	Pulgadas.
<b>Lpg</b>	Libras por galón
<b>M</b>	Metros.
<b>P</b>	Presión.
<b>Ppm</b>	Partes por millón.
<b>Psi</b>	Libras por pulgada cuadrada.
<b>Psig</b>	Libras por pulgada cuadrada manométricas.
<b>Rpm</b>	Revoluciones por minuto.
<b>SIA</b>	Sistema de inyección de alta presión.
<b>SIB</b>	Sistema de inyección de baja presión.
<b>STB/day</b>	Barril estándar por día.
<b>THP</b>	Tubing head pressure.
<b>TVD</b>	Profundidad vertical verdadera.
<b>VLP</b>	Vertical lift performance.
<b>V</b>	Voltios

## RESUMEN

En este estudio, llevado a cabo en el Laboratorio de lodos del Centro de Innovación y Tecnología de Ecopetrol, se realizó el análisis de los efectos causados en el fluido de perforación después de ser sometido a un envejecimiento estático con diferentes ángulos de inclinación y la posterior evaluación de propiedades reológicas y el asentamiento de la barita en diferentes ángulos de inclinación. Después de someter el fluido OBM a condiciones de presión de temperatura durante 16 horas según los procedimientos estándar Api del laboratorio.

Se realizaron pruebas por duplicado para asegurar la repetibilidad de los ensayos. Los resultados obtenidos no presentaron variaciones significativas, lo que permitió mantener las mismas condiciones de trabajo y garantizar la confiabilidad de los resultados.

Los hallazgos determinan que después de someter el fluido de perforación a envejecimiento estático, sus propiedades de tasa/velocidad tienen un efecto de un potencial de sedimentación de sólidos. Además, se encontró que el asentamiento de la barita en el fluido fue eficiente en todos los ángulos evaluados, con valores adimensionales de 0.535, 0.527 y 0.530 (Valores adimensionales) para los ángulos de 45°, 60° y 90°, respectivamente. El factor calculado arrojó valores que indica un comportamiento característico del asentamiento de las partículas de barita en el lodo. Criterio que cumple con los rangos del factor SAG, **0.500<SAG<0.530**. Sin embargo, el comportamiento con el ángulo de 60° presentó mayor eficiencia en la suspensión de las partículas del lodo.

La evaluación adicional de la caracterización reológica del fluido después de la prueba SAG proporcionó información relevante sobre su comportamiento en condiciones simuladas de trabajo. Los resultados encontrados se encuentran respaldados por las pruebas realizadas por duplicado y llevadas a cabo en un laboratorio de renombre, y son relevantes para optimizar las operaciones de perforación y garantizar un buen control del pozo. Se recomienda considerar la implementación del rolado del fluido de perforación en futuras operaciones y también evaluar otros ángulos de inclinación y diferentes composiciones de fluidos para obtener un mayor entendimiento del comportamiento del fluido en diferentes situaciones.

En conclusión, este estudio proporciona evidencia sólida de los beneficios del rolado del fluido de perforación en términos de propiedades reológicas y asentamiento de la barita. Además, destaca la importancia de la repetibilidad de los ensayos y la evaluación de la caracterización reológica del fluido posterior a la prueba SAG. Estos hallazgos contribuyen a la mejora continua de las operaciones de perforación y la optimización del control del pozo.

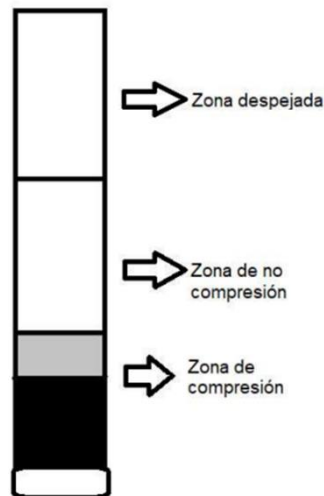
**Palabras clave:** Decantación, barita, viscosidad, densidad, fondo, tope, SAG, fluidos, perforación, ángulos, inclinación.

## INTRODUCCIÓN

El asentamiento de la barita o material densificante es un problema del lodo de perforación y ocurre cuando el material densificante (barita, carbonato de calcio, entre otros) se separa de la fase líquida y se asienta. El método se basa en parte en la medición continua de la densidad del fluido durante la primera circulación después de que el fluido haya estado estático después de tiempo prolongado. Sin embargo, puede ocurrir en una condición dinámica en condiciones de baja velocidad anular [12], [13]. Este proceso puede resultar en grandes variaciones en la densidad del lodo en el pozo y se pueden identificar varias zonas, como se evidencia en la Figura 1.

**Figure 1.**

*Zonas del perfil de densidad de los fluidos de perforación*



**Nota:** Nos muestra las zonas de tope y fondo, donde finalmente se van a tomar las muestras para la evaluación de la prueba SAG, se descarta la zona intermedia o de no compresión. Tomado de: D. Herrera, "Estudio De La Sedimentación Estática Y Dinámica De La Barita En Fluidos De Perforación Base Agua De Densidades Intermedias," Escuela Politécnica Nacional, 2020.

En los pozos verticales, el asentamiento de la barita ocurre cuando se detiene la circulación. Mientras que cuando se presentan desviaciones ocurre un complejo mecanismo de asentamiento llamado “asentamiento de boicot” el cual puede generar un asentamiento rápido, en donde las partículas más pesadas se asientan en el lado inferior del pozo y los fluidos más ligeros se encuentran en el lado superior [12], [13]. Recibe este nombre ya que fue descubierto por primera vez por el médico A.E. Boycott [14], quien con sus estudios encontró que los glóbulos sanguíneos gravitan de 3 a 5 veces más rápido en tubos inclinados que en verticales, lo cual también ayudó a estudios fisicoquímicos posteriores y a la ley de Stokes.

El asentamiento del material densificante en los fluidos de perforación durante las operaciones de perforación y terminación puede causar varios problemas. Estos van desde tener una densidad de fluido de perforación insuficiente para el control del pozo hasta fracturar la formación al volver a suspender un lecho de material densificante. Además de que se dificulta el funcionamiento del revestimiento y una eficiencia de desplazamiento insuficiente durante las operaciones de cementación, sin contar que el material asentado también puede causar problemas durante las operaciones de terminación [1], [9].

Dentro de la industria del petróleo, el estudio sistemático del fenómeno del asentamiento comenzó a fines de la década de 1980. Los primeros en investigar el asentamiento fueron Hanson et al. [10] y Jeferson centrándose específicamente en las pautas prácticas que les permitían prevenir el asentamiento haciendo relevancia en el asentamiento dinámico encontrando que, en comparación con el estático, este es más difícil de prevenir [15]. Así mismo, descubrieron que la tendencia al asentamiento es significativamente mayor en los pozos desviados que en los verticales, por el fenómeno boycott [14]. Este efecto de boicot fue analizado por estos investigadores y como resultado lo establecieron como uno de los principales contribuyentes al asentamiento de los fluidos de perforación, dado que las partículas se asientan en el tubo inclinado o espacio anular, y por lo tanto, el fluido de baja densidad es forzado hacia arriba mientras que el fluido de alta densidad se mueve hacia abajo a lo largo del lado inferior del orificio creando de esta manera un desequilibrio de presión, que acelera el movimiento del fluido y por ende el proceso de



separación [15]. Sin embargo, se creía que este fenómeno era el único causante del asentamiento, pero a lo largo de los años se ha evidenciado como lo muestra [7], que otros factores como lo son el peso molecular del gel a utilizar, la temperatura y el tiempo tienen un efecto en el cambio de la densidad de los fluidos de perforación, y son parámetros que se pueden optimizar para mejorar el procedimiento de perforación y posterior extracción. En consecuencia, el asentamiento de barita ocurre con mayor frecuencia en fluidos de baja viscosidad/baja fuerza de gel en condiciones de baja velocidad de corte, en fluidos recién preparados con un mínimo de sólidos de perforación y en pozos de alta temperatura (donde la viscosidad del fondo de pozo se reduce debido al aumento de la temperatura). Lo que significa que, la optimización del programa de barrido puede ayudar a prevenir o minimizar la aparición del asentamiento. Los resultados de campo recientes indican un éxito significativo en la prevención utilizando barridos ponderados formulados correctamente. Por ejemplo, cuando se usa un fluido sintético a base de emulsión que no contiene arcillas comerciales, los operadores han experimentado poca o ninguna caída de barita detectable, según los datos recuperados de las herramientas de muestreo de presión de fondo de pozo y las mediciones de densidad del fluido de perforación registradas mientras circulaba de fondo hacia arriba [12], [13]. También se ha encontrado que el uso de copolímeros a base de estireno y monómeros acrílico en proporciones adecuadas mejora la densidad de los fluidos de perforación, ayudado de la temperatura y de la inclinación de la perforación [8].

## **1. MARCO TEÓRICO**

### **1.1 Fluidos de perforación**

Los fluidos o lodos de perforación son un elemento fundamental para los procesos de perforación ya que gran parte del éxito de las perforaciones dependerán de estos líquidos que se mueven por el agujero de perforación hasta llegar a la broca y regresan a la superficie por medio de ese espacio anular [1]. Por lo tanto, para asegurar el éxito de las operaciones, estos fluidos deben tener las propiedades físicas y químicas necesarias para satisfacer los requerimientos operativos y trabajar bajo las condiciones de trabajo adecuados [16].

Un fluido o lodo de perforación se define como una mezcla que puede ser líquida o gaseosa, en compañía de aditivos preparados con el objetivo de cumplir ciertas funciones dentro del proceso de perforación [2]. Estos fluidos no pueden ser tóxicos, inflamables ni tampoco corrosivos, además de tener un carácter inerte, es decir, que no reaccionen con el medio circundante, estable a temperaturas altas y mantener sus propiedades de acuerdo con los diseños de la perforación. Como se mencionó anteriormente, estos fluidos son fundamentales para la industria petrolera, razón por la cual la síntesis adecuada o elaboración de estos ha venido en crecimiento dada la importancia de su potencial, por lo que el diseño con diferentes aditivos como los viscosificantes, densificantes, estabilizadores y controladores de pérdida de filtrado o de circulación se han utilizado comúnmente para que sus propiedades sean adecuadas a la hora de su utilización.

### **1.2 Tipos de fluidos de perforación**

Dentro de los fluidos de perforación se encuentran los que están en base agua, aceite o aire, lo cual le dará las características específicas y necesarias para el diseño de perforación. A continuación, se describe cada uno de estos fluidos.

#### **1.2.1 Base agua**

Estos fluidos se conforman por una fase continua en la que el componente mayoritario con un porcentaje entre el 60-90% del volumen total del lodo es el agua. El restante de

la totalidad lo componen la bentonita comercial, barita, dispersantes, polímeros y lubricantes que hacen parte de la fase discontinua [1]. También se puede encontrar que dependiendo de la aplicación se hay fluidos en base con agua dulce y salada, teniendo en cuenta que el agua dulce se utiliza mayormente dado su bajo costo y el agua salada en perforaciones marinas por su fácil obtención. Dentro de la fase continua se encuentra que el agua, que como se mencionó, es el componente de mayor proporción y en la fase discontinua se puede encontrar componentes como lo son la bentonita, polímeros, dispersantes, barita, entre otros [17].

### **1.2.2 Base aceite**

En contraste con el anterior, la fase continua lo compone el aceite, con una pequeña parte de agua (1-15%). Este tipo de fluido tienen como objetivo el reacondicionamiento o terminación de pozos que presentan cierta sensibilidad al agua [18]. Sin embargo, también se presenta el caso de fluidos cuya composición de agua puede variar entre el 15-50% y siguen teniendo base de aceite, a estos se les conoce como lodos de emulsión inversa [1]. En cuanto a su costo, es elevado ya que la síntesis de estos fluidos y el mantenimiento requiere de un mayor cuidado.

Principalmente la fase continua viene integrada por el aceite en composiciones entre 40-70% y la fase discontinua con componentes como lo son emulsificantes, sólidos de y salmueras de calcio y de sodio por la presencia de sus respectivas sales [17].

### **1.2.3 Base aire**

Está compuesto de aire comprimido, espumas o gas natural. Se utilizan en formaciones duras con elevada porosidad, en donde la presencia de agua es mínima. Generalmente el aire comprimido y gas natural son usados para la perforación de pozos petroleros [1].

## **1.3 Composición de un fluido de perforación**

Los fluidos de perforación están constituidos de fases continua, inerte, coloidal y química que trabajan sinérgicamente para conservar las propiedades adecuadas del fluido. A continuación, se explicará brevemente cada una de estas fases.

### **1.3.1 Fase continua**

Esta fase se encuentra constituida por agua dulce con una concentración de 1000 ppm de cloruro de sodio (NaCl) [19]. Básicamente esta fase vendrá compuesta del elemento que sea capaz de mantener la suspensión y que pueda reaccionar con los aditivos que

se encuentran en las demás fases, generalmente vendrá compuesta por agua dulce, pero también se encuentran bases con emulsiones de agua y petróleo o con agua salada [20].

### **1.3.2 Fase inerte**

Está compuesta por un material densificante, que será la barita o sulfato de bario. Este es un material muy utilizado dado que es inerte y por ende no produce ningún tipo de reacción química con el resto de aditivos, además, posee una alta gravedad específica ( $4.3 - 4.6 \text{ g/cm}^3$ ) [20],[21]. La barita es un mineral importado dado que por su mayor peso desciende al fondo de la perforación, de esta manera genera que los lodos más ligeros asciendan y puedan ser extraídos durante la perforación, además de que es barato, limpio, suave y hace parte de alrededor del 40% los constituyentes del lodo de perforación. Además es fácil de reconocer ya que tiene un color claro y alto brillo [21]. Dentro de la fase inerte también se puede encontrar la fase de los sólidos que no son deseables para la industria, dentro de los cuales destaca la arena y los sólidos de perforación.

### **1.3.3 Fase coloidal o reactiva**

Dentro de la fase coloidal se usa principalmente la arcilla ya que este componente da forma al fluido y se pueden aprovechar ciertas características dependiendo de la salinidad del agua. Cuando se tienen fluidos con base de agua dulce se utilizará la bentonita, en el caso contrario para fluidos base agua salada se usará atapulguita [22]. La arcilla también denominada bentonita tiene como componente la montmorillonita que son arcillas con alta capacidad expansiva, que le brindará esa gelatinosidad a los fluidos. Para evaluar que tipo de fluidos son, si de agua salada o agua dulce se determina la concentración de ion cloruro, la cual para el agua salada será mayor a 35.000 ppm, en cuanto a la gravedad específica, esta vendrá dada por valores de 2.5 lo cual será un factor determinante a la hora de evaluar la calidad o el rendimiento que este tipo de arcillas pueden brindar a los fluidos, así si la arcilla es de buena calidad tendrá rendimientos mayores al 90% *Bls/Ton* [20].

### **1.3.4 Fase química**

Para controlar el comportamiento de arcillas y mantener el fluido con las propiedades adecuadas se deben utilizar soluciones con iones y sustancias como lo son los

dispersantes, emulsificantes, reductores de filtrado, sólidos disueltos, entre otras [16]. De esta manera se asegura que se conserven adecuadamente las propiedades de los fluidos durante la operación y no influirán en los valores de densidad final del fluido de perforación [20].

#### **1.4 Funciones de un fluido de perforación**

A continuación se presentan las principales funciones que cumplen los fluidos o lodos de perforación [23]:

##### **1.4.1 Control de las presiones de formación**

Las presiones de formación normales se encuentran alrededor de  $0.107 \text{ kg/cm}^2 * m$ , este valor corresponde al adecuado para el gradiente de presión de formación de manera que la densidad del fluido de perforación debe ser capaz de evitar el flujo de los fluidos de formación hacia el pozo y contener la presión de formación [23]. El fluido disminuye las presiones de la formación; de esta manera cuando la presión aumenta también lo debe hacer la presión del fluido y de esta manera no tener un desbalance que se traduzca en la inestabilidad de la formación, esta presión se denomina hidrostática y se verá influenciada por la densidad del pozo [24].

##### **1.4.2 Lubricación de la barrena.**

El lodo debe contar con la capacidad calorífica y conductividad térmica suficiente para que el calor que se produce dentro del pozo pueda ser transportado hacia la superficie y dispersado, dado que durante el proceso de perforación se produce un calor considerable ya que cuando se somete el pozo a la fricción de la barrena se genera un gradiente geotérmico. Por lo tanto el lodo debe ser capaz de lubricar la barrena gracias a las emulsiones que se le añaden para afectar la tensión superficial [23]. Esta lubricación es fundamental dadas las fuerzas mecánicas e hidráulicas que se presentan durante la perforación, este calor que se genera por fricción es lo que permitirá que la barrera se desgastase más rápidamente, por lo que es una función muy importante a la hora de la perforación [24].

##### **1.4.3 Estabilidad en las paredes del agujero**

El lodo debe ser capaz de formar una película en las paredes del pozo, y esté debe ser flexible, delgado, con baja permeabilidad y liso con el objetivo de que pueda minimizar

problemas de atascamiento de la tubería, derrumbes, filtraciones de agua y la entrada de fluidos contenidos en la formación [23]. La estabilidad del pozo se genera cuando dentro de este se mantiene tanto su forma cilíndrica como su tamaño y dependerá específicamente de los equilibrios físicos- mecánicos y químicos. Las fuerzas mecánicas se equilibrarán solamente si el peso del fluido se encuentra en el rango que permita equilibrar esas fuerzas que actúan [25].

#### **1.4.4 Gelatinosidad de los fluidos**

Esta característica de los recortes suspendidos durante la perforación le permitirá que durante la circulación, los cortes caigan en el fondo del pozo tapando la tubería y generando costos adicionales dado que se tendría que volver a perforar el pozo [23].

#### **1.4.5 Soporte del peso de la sarta de perforación.**

El efecto de flotación o principio de Arquímedes indica que el empuje de los lodos se verá afectado directamente por la profundidad de la tubería y la densidad del fluido. De manera que el peso de la sarta de perforación será fundamental ya que el peso que será capaz de soportar aumentará con la profundidad de la perforación, lo cual es inversamente proporcional a la densidad del fluido, por lo que el aumento de su densidad reflejará que el peso total que el equipo de sarta debe soportar será menor [23]. Como es de esperarse, a medida que la broca avanza por la formación se incrementará el peso de la sarta, por lo que el taladro debe resistir este peso y adicionalmente el fluido debe contar con la capacidad de alivianar el peso de la sarta por la fuerza de flotación de sus componentes [1].

#### **1.4.6 Transmisión de la potencia hidráulica a la barrena**

Las propiedades químicas de los fluidos, como lo son la viscosidad plástica, punto cedente, entre otras permiten que se pueda perforar adecuadamente la formación y limpiar el agujero del pozo, dado que la potencia hidráulica que se requiere transmitir a la barrena será menor evitando un mayor desgaste de las bombas y ayudando con la circulación [23]. Esta transmisión se realiza por medio de las boquillas de la broca, las cuales incrementan la velocidad, limpian la superficie de la broca, restringen el flujo y evitan los cortes retriturados, con esto aseguran que la velocidad de penetración sea menor y por ende la energía hidráulica [25].

#### **1.4.7 Velocidad anular adecuada**

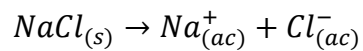
La barrera debe levantar y acarrear al mismo tiempo los recortes que son perforados por la barrera, lo cual dependerá directamente de la velocidad del lodo en el espacio, que a su vez depende de que la bomba esté bombeando correctamente, la velocidad del bombeo, el diámetro exterior de la tubería y del agujero [23]. La velocidad anular del fluido es importante a la hora de determinar el régimen del bombeo, ya que esta requiere de condiciones de volumen y presión específicos para cada pozo, con esto se facilita que el interior del pozo se encuentre limpio y se pueda hacer una mejor perforación [24].

### **1.5 Propiedades de los fluidos de perforación**

Para que un fluido de perforación funcione adecuadamente debe cumplir con ciertas propiedades físicas y químicas, dentro de estas se deben mejorar cuatro propiedades principales, que incluyen la densidad, la viscosidad, la fuerza del gel y la filtración [26]. Las principales características reológicas de un lodo de perforación son: cloruros, densidad, enjarre, filtración, gelatinización, pH, punto cedente, viscosidad aparente y plástica [23]. A continuación se describirán brevemente:

#### **1.5.1 Cloruros.**

La concentración de cloruros es de vital importancia en los lodos de perforación ya que indicando el grado de salinidad, y la cantidad de sales que se han solubilizado en estos, lo cual puede generar que en el entorno se presenten reacciones de precipitación que pueden taponar los agujeros del pozo. Los cloruros por lo tanto se pueden definir como la cantidad de iones cloro presentes en el filtrado del lodo [24]. La alta concentración de este tipo de anión puede provenir de diferentes fuentes como lo son el agua salada de la formación, sales agregadas al lodo, entre otras [23]. Son compuestos que tienen un átomo de cloro como anión, teniendo como estado de oxidación un valor de -1, estos se pueden obtener mediante la reacción de diferentes bases con ácido clorhídrico (HCl), por lo que durante su reacción se produce una disociación electrolítica, como la que se muestra a continuación:



La salinidad de un lodo de perforación se determina mediante una titulación del filtrado obtenido con nitrato de plata a una concentración de 0.028 molar, de esta manera y mediante un indicador que vira en la presencia de cloruros se precipita la solución obteniendo un compuesto de color rojo ladrillo [23].

### **1.5.2 Densidad.**

Es la relación de la masa dividida por unidad de volumen ( $\rho = m/v$ ), que para este caso es importante dado que con la densidad apropiada se puede mantener los fluidos dentro del agujero en el pozo mientras se está realizando la perforación. Las densidades de los fluidos de perforación están en un rango entre 1.07-2.50  $g/cm^3$ , lo cual indica que no se tendrán pérdidas durante la circulación dado que puede contrarrestar los efectos de la presión de formación. Es importante que la densidad se encuentre entre los rangos mencionados anteriormente, dado que un exceso puede ocasionar que se pierda el fluido de control ocasionando una fractura de la formación [23]. La densidad es una propiedad primordial ya que ayuda a controlar las presiones de la formación y también la estabilidad del pozo. Las unidades más comúnmente utilizadas corresponden a libras por galón (*lpg*), libras por pie cúbico (*lb/ft3*) y gramos por mililitro (*gr/mL*) [1].

### **1.5.3 Revoque.**

Es la película delgada de lodo que se forma en las paredes del agujero de perforación, se presenta en las formaciones permeables con un espesor de capa de 1-4 mm. Estos se pueden clasificar de acuerdo con la presión a la que se someten en enjarre comprensibles o incomprensibles y su formación dependerá de la permeabilidad de la roca y por ende de la pérdida de agua, además de que el lodo esté compuesto también de partículas con tamaño pequeño para que ayuden con el cierre de los poros de la formación [23].

### **1.5.4 Filtrado o pérdida de agua.**

Es la cantidad de agua que proviene del lodo que se filtra por las formaciones permeables, el cual para mayor estabilidad del agujero debe mantenerse en la parte final de este. Puede haber dos tipos de filtración, la estática y la dinámica, la primera ocurre cuando el lodo fluye a lo largo de la superficie filtrante y en la estática el flujo de lodo raspa el revoque a la vez que se va formando hasta obtener una velocidad de filtración



constante y el grosor se estabiliza [23]. Se pueden presentar dos tipos de filtrado, el filtrado API que corresponde a la prueba de filtrado que se realiza a una presión de 100 psi y temperatura ambiente y el filtrado PPT que corresponde a la prueba de taponamiento de permeabilidad que se encarga de evaluar la cantidad de taponamiento de poros que tiene un fluido, esta prueba se realiza por 30 minutos y altas temperaturas y presión elevada [24]m.

#### **1.5.5 Ph, (potencial hidrógeno).**

Matemáticamente se define como el logaritmo negativo de la concentración de hidronios, y para este caso en particular es un indicador del grado de acidez o alcalinidad del lodo. Los valores de pH para los lodos se encuentran entre 8.5-10.5, con este valor se asegura que se mantenga estable [23], y como es un pH básico, en caso de no obtener el valor adecuado se agrega hidróxido de sodio (NaOH), el cual es una base fuerte altamente exotérmica.

$$\text{Ecuación 1. } \quad pH = -\log [H^+]$$

Para determinarlo, se usa un método colorimétrico por medio del papel indicador de pH (tornasol) que indica el valor de pH de acuerdo con la variación del color de la solución [23]. Los valores de pH permiten determinar y evitar ambientes con alta corrosión manteniendo las propiedades reológicas adecuadas [24].

#### **1.5.6 Punto cedente.**

El punto cedente o Yield Point hace referencia a la resistencia que tiene el lodo de fluir entre las partículas sólidas por las fuerzas de atracción de carácter electroquímico (atracción entre los iones o partículas cargadas de la superficie de las partículas) [24]. Dependerá de las propiedades de los sólidos que se encuentran en el lodo mientras están circulando, de su concentración y los tipos de iones que lo componen. Si hay una alta concentración de calcio, de carbonatos o de los sólidos provenientes de las arcillas entonces el punto cedente será alto por las contaminaciones presentes, por lo que se deben utilizar dispersantes para evitar la floculación del lodo [23].

#### **1.5.7 Viscosidad.**

Es la resistencia interna que tiene el lodo al desplazarse dado una presión y temperatura determinada en el yacimiento. Las propiedades de un fluido para que este tenga una viscosidad apropiada permiten definir cómo se comportará el fluido durante la

perforación, teniendo en cuenta que los flujos pueden ser no lineales como en el caso de los tixotrópicos y requerirán de varios términos de viscosidad para expresarse. Se requiere de una baja viscosidad para que el lodo pueda desprender los cortes una vez llegue a la superficie, además de contar con una gelatinosidad adecuada para que estos se mantengan en suspensión cuando no haya circulación. Se utiliza un viscosímetro de Marsh para determinar la viscosidad de los fluidos y los valores serán mayores cuando los contaminantes son introducidos o cuando se tiene presencia de sólidos, por lo que la viscosidad aparente también aumentará, en el caso contrario, la viscosidad será menor cuando se aumenta la temperatura y por lo tanto la aparente también tendrá un valor menor [23].

1.5.7.i. Viscosidad aparente. Se define como la medición en centipoises (*cps*) que un fluido Newtoniano debe tener en un viscosímetro rotacional a una velocidad de corte previamente establecida, con los efectos simultáneos de todas las propiedades de flujo [23].

1.5.7.ii. Viscosidad plástica. Es la resistencia del fluido causada por la fricción mecánica, la cual se produce específicamente entre el líquido que rodea a los sólidos que están contenidos en el lodo, o por el esfuerzo cortante del líquido. Cuando aumenta el contenido de sólidos en el lodo, aumentará esta propiedad, de manera que parte del control de los lodos para obtener una adecuada penetración es conocer la viscosidad plástica de los fluidos, de esta manera se mejora la reología [23].

### **1.5.8 Gelatinización.**

Es la resistencia que presenta el gel formado, lo cual es un indicador de la fuerza de floculación del lodo cuando se presenta bajo condiciones estáticas. Los lodos que presentan esta propiedad son los tixotrópicos y el grado de tixotropía se mide con la fuerza del gel. Adicionalmente se puede medir la tasa de gelatinización que indica el tiempo que demora en formarse el gel y cuando se obtienen tasas bajas entonces la gelatinización se forma lentamente después de que el lodo está estático. Conocer la tasa de gelatinización permite evaluar si los sólidos se mantendrán en suspensión durante la perforación cuando no se encuentre en circulación, lograr separar el gas incorporado del lodo, conservar las bombas y la velocidad de circulación, entre otros [23].

## 1.6 Tipos de fluidos

Los fluidos se clasifican en dos categorías según su comportamiento: fluidos newtonianos y no newtonianos.

### 1.6.1 Fluido newtoniano

Los fluidos base utilizados en las composiciones de los fluidos de perforación tales como agua dulce, agua de mar, diesel y aceites minerales se consideran fluidos newtonianos. Se caracterizan por la proporción directa entre el esfuerzo cortante y la velocidad de corte a temperatura y presión constantes [1]. La viscosidad dinámica de estos fluidos se determina mediante el cálculo de la pendiente de la línea de esfuerzo cortante/tasa de corte que se aprecia en la figura 1, además del esfuerzo cortante cero para la velocidad de corte cero debido a la proporcionalidad entre estos dos parámetros que se puede notar en el gráfico de cualquier fluido newtoniano que parte del origen. En condiciones estáticas, la capacidad de los fluidos newtonianos para suspender recortes y materiales densificantes es muy débil [27].

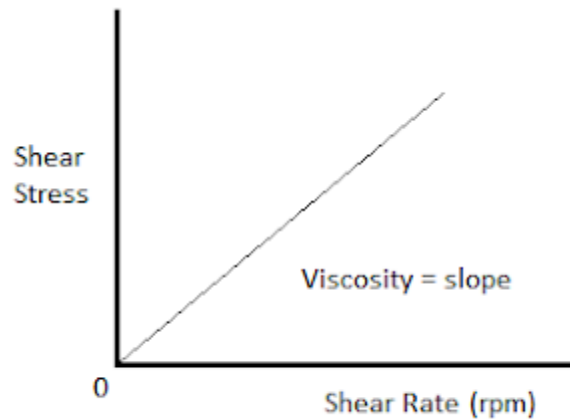
En el caso de este tipo de fluidos, la viscosidad se puede expresar con la siguiente ecuación:

$$\text{Ecuación 2.} \quad \textit{Viscosidad (cp)} = (\textit{Esfuerzo de corte} / \textit{Velocidad de corte})$$

En donde el esfuerzo cortante se expresa en unidades de lb/ 100ft<sup>2</sup> y la tasa de corte en 1/s

**Figure 2.**

*Perfil de fluidos newtoniano*



**Nota:** Esfuerzo cortante es proporcional a la velocidad de corte, y esta relación se representa en la gráfica como una línea recta que pasa por el origen. Cuanto mayor sea la velocidad de corte, mayor será el esfuerzo cortante que el fluido ejerce sobre la superficie. Tomado de: Drilling Course, “Drilling Fluids Rheological Models ,” Apr. 14, 2020.

<https://www.drillingcourse.com/2020/04/drilling-fluids-rheological-models.html> (accessed Mar. 20, 2023).

### **1.6.2 Fluido no newtoniano**

Se caracteriza por la relación no proporcional entre la velocidad de corte y el esfuerzo cortante y no pueden describirse por un valor de viscosidad único [1]. La mayoría de los fluidos de perforación se categorizan en este tipo de fluidos debido a su complejo comportamiento. Los fluidos de perforación se consideran fluidos diluyentes, lo que significa que la viscosidad efectiva disminuye con el aumento de la velocidad de corte. Esta característica tiene muchos beneficios: Dentro de la sarta de perforación, a altas

velocidades de corte, la viscosidad tiende a disminuir, lo que conduce a presiones de circulación reducidas, en el espacio anular, la viscosidad está en un nivel alto debido al bajo nivel de tasas de corte que pueden ayudar en la limpieza del pozo, cuando cesa la circulación o la tasa de circulación es muy baja, los fluidos de perforación desarrollan un gel que ayuda a suspender los recortes y los materiales densos.

Existen muchos modelos que pueden describir la relación entre la velocidad de corte y el esfuerzo cortante para este tipo de fluidos para entender su comportamiento. Los modelos más utilizados son el modelo Bingham, el modelo Power low y el modelo Herschel-Bulkley [26].

## **1.7 Modelos reológicos**

Son las diferentes descripciones de la relación entre el esfuerzo de corte y la velocidad de corte, que permiten describir el comportamiento del fluido de perforación en el sistema de circulación del taladro [1],[28]. A continuación, se describirán cada uno de los modelos establecidos hasta ahora:

### **1.7.1 Modelo de newton**

El modelo de Newton representa el comportamiento de los fluidos en flujo laminar en los que existe una relación lineal entre el esfuerzo de corte ( $\tau$ ) y la velocidad de corte ( $\dot{\gamma}$ ), en donde la constante de proporcionalidad es la viscosidad ( $\mu$ ), la cual permanece constante siempre y cuando las condiciones de presión y temperatura no varíen [28]. La ecuación que representa el modelo se presenta a continuación:

$$\text{Ecuación 3.} \quad \tau = \mu \left( -\frac{dv}{dy} \right)$$

### **1.7.2 Modelo plástico de bingham**

Este tipo de fluidos obedece a una relación lineal entre el esfuerzo cortante y la velocidad de corte y requiere un esfuerzo de fluencia inicial antes de comenzar a fluir, es decir, al trazar la gráfica de esfuerzo-tasa, no pasa por el origen. Se aplica para flujos laminares y supone un comportamiento lineal de la relación entre el esfuerzo de corte y la velocidad de corte, en donde la constante de proporcionalidad será la viscosidad plástica (PV) [27], [28].

El modelo de Bingham se puede modelar matemáticamente mediante:

$$\text{Ecuación 4.} \quad \tau = YP + PV(\gamma)$$

Donde:

$\tau$  es el esfuerzo cortante (lb /100 ft<sup>2</sup>),  $\gamma$  es la velocidad de corte (1/s), YP es el límite elástico o punto cedente y PV es la viscosidad plástica.

### **1.7.3 Ley de la potencia**

Este modelo puede predecir el comportamiento de los fluidos de perforación mejor que el modelo de Bingham, pero puede mostrar alguna desviación para tasas de corte bajas porque este modelo no involucra el límite elástico inicial. Este tipo de fluidos obedecen a una ley de potencia de proporcionalidad entre la velocidad de corte y el esfuerzo cortante [27], además de que no hay un término para el punto cedente, de manera que los fluidos empezarán a fluir una vez la velocidad de corte sea cero[1]. La ecuación que puede definir este comportamiento es:

$$\text{Ecuación 5.} \quad \tau = K(\gamma)^n$$

$$\text{Ecuación 6.} \quad n = 3.32 \log \left( \frac{\theta_{600}}{\theta_{300}} \right)$$

$$\text{Ecuación 7.} \quad K = \frac{\theta_{300}}{(511)^n}$$

En donde K es el índice de consistencia (bombeabilidad del fluido) y n índice bajo de potencia (grado de newtoniano). Estos parámetros definen el comportamiento del fluido y su nivel de No-Newtoniano. El índice bajo de potencia puede definir el nivel del comportamiento no newtoniano y puede tomar tres valores (n = 1 el fluido se considera newtoniano, n<1 el fluido se considera no newtoniano y n>1 el fluido es dilatante). En cuanto al índice de consistencia, este da el nivel de espesor del fluido, cuanto mayor sea el valor de K, más espeso es el fluido [26].

### **1.7.4 Modelo de herschel - bulkley**

Este modelo puede predecir con mayor precisión el comportamiento de los fluidos de perforación que los otros modelos porque puede considerarse como la combinación del modelo de Bingham y el modelo de la Ley de potencia [28]. Toma en consideración la debilidad del modelo de ley de potencia. Se puede modelar de la siguiente manera:

$$\text{Ecuación 8.} \quad \tau = \tau_0 + K(\gamma)^n$$

Este modelo se reduce al modelo de Bingham si  $n = 1$  y a la ley de potencia cuando  $\tau_0 = 0$ .

## **1.8 Tipos de flujos**

La predicción de la transición de flujo laminar a turbulento es un tema de interés para muchas industrias, incluida la industria de procesos químicos, la industria alimentaria y la industria petrolera. La predicción de esta transición es importante tanto durante las fases de operación como de diseño ya que es necesaria una estimación precisa de las pérdidas de presión por fricción durante la perforación para controlar el pozo, optimizar la hidráulica de la broca y preparar un programa de fluido de perforación adecuado. Para predecir las pérdidas de presión por fricción en un sistema, el estado de flujo debe determinarse; es decir, si se presenta flujo laminar, de transición o turbulento. En cada estado de flujo, la predicción de las pérdidas por presión friccional se manejará con los modelos correspondientes [29]. Las características del tipo de flujo y el número de Reynolds asignado sirven para determinar el tipo de flujo de los fluidos de perforación cuando estos pasan por la zona de la sección anular [1]. A continuación, se describirán los tipos de flujos.

### **1.8.1 Flujo laminar**

Cuando un fluido fluye en régimen laminar las partículas de fluido se mueven en línea recta de manera paralela al eje longitudinal del conducto, de esta manera las capas adyacentes del fluido se deslizan unas sobre otras sin mezclarse o generar algún tipo de turbulencia, además de que las capas del fluido se mueven paralelamente [1]. Las caídas de presión por fricción son debidas por el esfuerzo cortante originado por el deslizamiento entre las capas adyacentes del fluido. En cuanto a las expresiones que permiten estudiar este tipo de flujo, se relacionan el gasto de flujo a las pérdidas de presión por fricción a través de modelos reológicos [30].

### **1.8.2 Flujo turbulento**

El flujo turbulento se caracteriza por la fluctuación en los componentes de la velocidad en todas direcciones o caótico, lo que genera que se aumenten las fricciones entre las paredes del pozo lo cual aumenta a su vez la velocidad de corte [1]. Fuera de la región laminar, el análisis teórico de las pérdidas de presión por fricción es complejo. Sin embargo, se ha definido la relación entre los factores que afectan las pérdidas de presión

por fricción en régimen turbulento por medio de la aplicación del análisis dimensional, y el gasto volumétrico de flujo en función del factor de fricción [30].

### 1.8.3 Flujo transicional

Este tipo de régimen se presenta cuando el flujo cambia de laminar a turbulento o viceversa [1]. Por medio del número de Reynolds, el cual es un número adimensional que relaciona la velocidad, viscosidad, densidad, y diámetro de la tubería por donde circula el fluido, se determina el patrón del flujo [31].

$$\text{Ecuación 9.} \quad Re = \frac{\rho V D}{\mu}$$

Donde: Re = número de Reynolds (adimensional)  $\rho$  = densidad del fluido ( $Kg/m^3$ ) V = velocidad del fluido ( $m/seg$ ) D = diámetro de la tubería ( $m$ )  $\mu$  = viscosidad del fluido ( $Kg/m.s$ ).

En la tabla 1 se presentan los valores de número de Reynolds y el flujo asignado.

**Tabla 1.**

*Régimen de flujo*

Número de Reynolds	Régimen de flujo
$Re \leq 21$	Flujo laminar
$2100 < Re \leq 4000$	Flujo turbulento
$Re > 4000$	Flujo transicional

**Nota:** Se enumeran diferentes rangos o valores del número de Reynolds en una columna y, en otra columna, se indica si el flujo es laminar o turbulento en cada rango. Tomado de: J. Hernández, "Análisis De Los Fluidos De Perforación En La Industria Petrolera," Universidad veracruzana, 2010.

### 1.9 Sedimentación de la barita

La sedimentación de barita es causado por el asentamiento de partículas de barita suspendidas, lo que puede conducir a una variación en la densidad del fluido de perforación. Hay diferentes técnicas disponibles en la literatura para detectar tal asentamiento de partículas en fluidos de perforación. Se ha demostrado que varios



métodos que van desde la celda de prueba estática hasta el viscosímetro estándar y los bucles de flujo a escala de laboratorio son prometedores para detectar el potencial de asentamiento en los fluidos de perforación [32].

Una operación de perforación exitosa requiere que el material de peso se disperse uniformemente en el fluido de perforación durante toda la operación, por lo que la barita es el material de peso más común. Por lo tanto, la tendencia del material de peso a separarse de la suspensión se conoce como asentamiento de barita. El asentamiento es un fenómeno que resulta directamente de las propiedades físicas del material de peso, como lo son el tamaño y el peso de cada partícula combinados con la densidad numérica de las partículas y la microestructura del fluido que afectan las propiedades reológicas del fluido de perforación. La microestructura también contribuye a las propiedades viscosas del fluido de perforación, la formación de gel y la viscoelasticidad del fluido. El asentamiento de partículas y el asentamiento de los materiales de peso en los fluidos de perforación es una preocupación importante al perforar y completar un pozo. Algunos de los problemas asociados con el asentamiento en el pozo incluyen problemas relacionados con el control de la presión, fluctuación en las cargas de torque y arrastre, dificultad para correr la tubería de revestimiento, ineficiencia del desplazamiento durante la operación de cementación, pérdida de circulación y tubería atascada, entre otros [7] por lo que encontrar una solución a este problema es de vital importancia antes y durante el desarrollo de la perforación. Dentro del tipo de asentamientos de barita se encuentran la estática y dinámica, la primera generada cuando la circulación del pozo se detiene y la segunda durante la circulación del pozo.

### ***1.9.1 Sedimentación estática***

Este tipo de sedimentación es generada cuando la circulación se interrumpe en determinado tiempo, de manera que las partículas que se encuentran dentro del lodo se asientan por factores como la gravedad [1]. Esto significa que inicialmente el lodo tendrá una densidad homogénea que irá cambiando con el tiempo produciendo tres diferentes áreas de sedimentación, estas corresponden a zonas de compresión, no compresión y despejada, cada una de ellas con características diferentes. Para la zona de compresión se tiene que las partículas se han depositado en el fondo por la gravedad y el líquido se verá desplazado hacia arriba por la diferencia de densidad, en la zona de no compresión

las partículas vecinas influirán considerablemente en la sedimentación de las partículas individuales como un efecto conjunto, de esta manera su velocidad de sedimentación disminuye y por último, para la zona despejada las partículas de barita se depositarán individualmente por cero o nula interferencia tanto con las paredes del agujero y del tubo de perforación, como con las partículas vecinas [7].

## LEY DE STOKES EN EL ASENTAMIENTO DE BARITA

La ley de Stokes permite analizar la sedimentación de partículas de barita durante la perforación partiendo de los siguientes supuestos: La partícula debe ser esférica y debe contar con determinado diámetro, en un flujo laminar y con poca interacción con otras partículas, adicionalmente no pueden deformarse durante la perforación [1]. La ecuación que representa esta ley es la 10, y permitirá calcular la velocidad de la sedimentación de la barita en donde se tienen en cuenta parámetros como lo son:  $V_s$  (Velocidad de sedimentación),  $g_c$  (Gravedad),  $D_s$  (diámetro de la partícula),  $\rho_s$  (densidad de la partícula),  $\rho_L$  (densidad del líquido) y  $\mu$  (viscosidad del líquido). Esta ley define la relación entre los parámetros que controlan la velocidad de sedimentación de las partículas en líquidos viscosos, así una partícula grande y pesada se asienta más rápido que una partícula pequeña y ligera. El proceso de sedimentación se puede incrementar reduciendo la viscosidad del fluido en suspensión, aumentando las fuerzas gravitatorias sobre las partículas o aumentando el tamaño efectivo de las partículas con floculación o coagulación [33].

$$\text{Ecuación 10. } V_s = \frac{g_c D_s^2 (\rho_s - \rho_L)}{46,3 * \mu}$$

## FACTOR DE ASENTAMIENTO DE BARITA O FACTOR SAG

Adicionalmente del cálculo de la velocidad de sedimentación, se puede calcular la capacidad que tiene el material densificante para suspender las partículas de barita durante la detención de la circulación [1]. Este cálculo se realiza mediante la ecuación 11 y se tiene en cuenta que ambos valores de densidad corresponden a la parte inferior del pozo y a la densidad inicial.

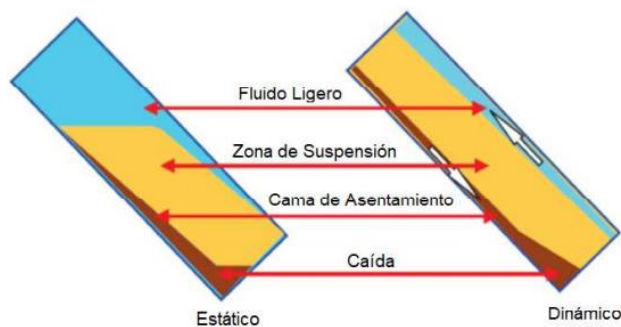
$$\text{Ecuación 11. } SF = \frac{\rho_{fondo}}{\rho_{fondo} + \rho_{inicial}}$$

### 1.9.2 Sedimentación dinámica

Se produce cuando el pozo se encuentra en circulación y con inclinaciones en grados en un rango entre 50-80 con bajas velocidades anulares. Dentro de ambas sedimentaciones se presenta el efecto de Boycott el cual consiste en la sedimentación de sólidos que son arrastrados por las corrientes convectivas, las cuales a su vez se generan por la diferencia de zonas y de densidades en la sección transversal del pozo [7]. Este efecto se puede visualizar de mejor manera en la figura 2. En esta se aprecia que en la parte superior del tubo se forma el fluido de menor densidad en contraste con el de mayor densidad que se ubica en la parte inferior y media del tubo. En cuanto a las partículas de barita, estas se acumulan en el fondo formando un lecho de sedimentos. En la derecha se aprecia la sedimentación dinámica producida por las corrientes convectivas y en la izquierda la sedimentación estática [1].

**Figure 3.**

*Efecto Boycott*



**Nota:** Consiste en la sedimentación de sólidos que son arrastrados por las corrientes convectivas, las cuales a su vez se generan por la diferencia de zonas y de densidades en la sección transversal del pozo. Tomado de: D. Herrera, "Estudio De La Sedimentación Estática Y Dinámica De La Barita En Fluidos De Perforación Base Agua De Densidades Intermedias," Escuela Politécnica Nacional, 2020

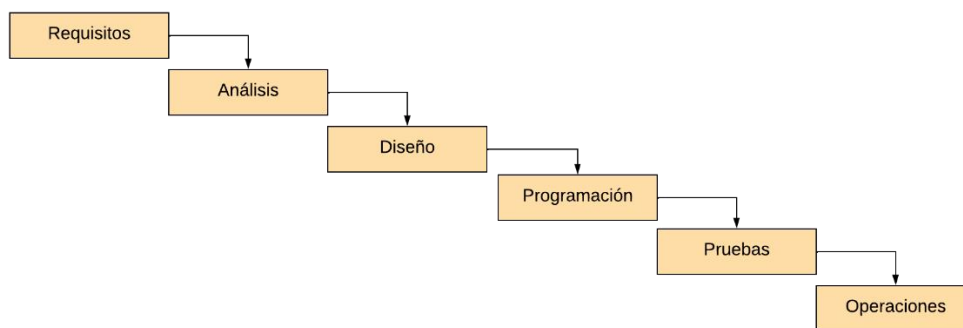
## 2. METODOLOGÍA

La presente investigación se desarrollará bajo el modelo cascada, dado que comprende un sistema de desarrollo basado en la ejecución de pasos de forma escalonada y secuencialmente. Estos pasos comprenden en su ejecución la observación, el planteamiento de la pregunta de investigación, la formulación de la hipótesis, recolección de datos, el análisis de estos para confrontar la hipótesis planteada y estudio de los resultados obtenidos, para finalmente obtener unas conclusiones y recomendaciones para el proyecto [34]. El modelo escalonado permite una mejor gestión del proyecto y una mayor eficiencia en la ejecución de este. A continuación, se presenta un diagrama en donde se ve claramente los pasos que se deben desarrollar para el planteamiento adecuado del proyecto, y más adelante se hará énfasis en el desglose de cada uno de los pasos.

A continuación, se muestran los pasos para realizar el modelo escalonado de un proyecto:

**Figure 4.**

*Modelo escalonado del proyecto*



**Nota:** Representa una fase específica con objetivos y tareas definidas, y el progreso se realiza avanzando de un escalón al siguiente de manera secuencial y ordenada.

- 1) **Requisitos:** En esta etapa se establecen los requisitos del proyecto, lo que incluye la identificación de las necesidades y objetivos del proyecto, así como la definición de las funcionalidades y características que se deben incluir en el producto final.

- 2) **Análisis:** Una vez establecidos los requisitos, se procede a realizar un análisis detallado del proyecto. En esta etapa, se estudian los requisitos y se identifican las posibles soluciones para cumplir con ellos. También se determinan los riesgos y se establecen las restricciones del proyecto.
- 3) **Diseño:** En la etapa de diseño, se crea un plan detallado para el proyecto, incluyendo los diagramas de flujo y los materiales necesarios. Esta etapa se enfoca en la creación de una solución viable y adecuada para el proyecto, teniendo en cuenta los requisitos y las restricciones establecidas en las etapas anteriores.
- 4) **Programación:** Una vez que se ha completado la etapa de diseño, se procede a la programación de las pruebas finales. En esta etapa, se desarrolla y se evalúa la ejecución de las pruebas para la obtención de las bases de datos necesarias. En este punto es importante que se cumplan los requisitos y especificaciones establecidos en las etapas anteriores.
- 5) **Pruebas:** Después de la programación, se realiza la fase de pruebas para verificar que las pruebas se están realizando y que funcionan correctamente. El objetivo de las pruebas es identificar y corregir cualquier error o problema que pueda surgir antes de evaluar los ángulos de inclinación de interés.
- 6) **Operaciones:** Una vez que se ha completado la fase de pruebas, se procede a la implementación de las pruebas con los diferentes ángulos de inclinación. En esta etapa, las pruebas se implementan en el entorno y se asegura que funcione correctamente en condiciones reales.

Como se puede observar, este modelo es dependiente de cada uno de los pasos anteriores, por lo que no se podrá avanzar en la obtención de los resultados sin previamente haber realizado el análisis de las variables a diseñar y del procedimiento a realizar.

Ahora bien, en el diseño metodológico se describirán los pasos que se deben hacer para la ejecución adecuada de este modelo teniendo en cuenta su manera secuencial y escalonada, y adicionalmente se ejemplificará con un diagrama que permita visualizarlo más claramente.

Para lograr el desarrollo de la investigación la empresa soporte Ecopetrol proporcionará el laboratorio de Centro de innovación y tecnología, y un equipo con conocimiento del

campo para apoyo, resolución de dudas y los equipos petrotécnicos que estén a su alcance para realizar la simulación SAG.

Este proyecto está dirigido a la simulación en el laboratorio de la empresa soporte, en donde se realizará la prueba SAG que se realiza para obtener variaciones importantes en la densidad de los fluidos de perforación cuando se realizan las operaciones adecuadas para que el lodo permanezca estático en determinado tiempo (Baker Hughes), lo cual permite cumplir con los objetivos iniciales de “Realizar la simulación con la prueba SAG incidiendo en los ángulos de inclinación de la celda de rolado” y “Comparar los resultados obtenidos de la perforación vertical con los obtenidos cambiando los ángulos de inclinación y su viabilidad técnica”.

En cuanto a la medición de la densidad del fluido para el cumplimiento del tercer objetivo, se parte de que inicialmente, el fluido tiene una densidad homogénea, sin embargo, con el tiempo de maduración del fluido durante el tiempo prolongado se producen tres áreas de sedimentación. Estas corresponden a la zona despejada, de no compresión y de compresión (Figura 1). En la primera, las partículas de barita se depositan individualmente ya que no hay interferencia con las partículas que se encuentran cerca y las paredes del tubo. En la zona de no compresión, las partículas vecinas se acumulan e interfieren con la sedimentación de las partículas individuales causando que la velocidad de asentamiento o de sedimentación disminuya considerablemente. Por último, en la zona de compresión las partículas se depositan al fondo del tubo ya que la gravedad influye en el proceso y el exceso del líquido pasa hacia la parte superior del tubo expulsándose muy lentamente a medida que el lecho se compacta.

Para cumplir con el objetivo de “Evaluar la capacidad de suspensión del material densificante en tiempos específicos de reposo” se calcula el factor de asentamiento, teniendo en cuenta que un valor  $\leq 0,53$  indica que el fluido de perforación tiene poca o nula probabilidad de permitir una sedimentación de la barita hacia el fondo [11]. En contraste, los factores de asentamiento superiores a 0,52 pueden causar problemas operativos. Este método es conveniente para realizar una gran cantidad de pruebas, pero no simula las condiciones operativas a velocidades de cizallamiento bajas, que son las más propensas a provocar pandeo [1], [7]. Este factor de asentamiento se calcula utilizando la ecuación 11.

Finalmente, los resultados obtenidos con sus análisis respectivos permitirán evaluar si existe la posibilidad de que el procedimiento que se desarrolle durante la simulación con esta prueba permita escalar los resultados a una exploración y perforación posterior por parte de la empresa Ecopetrol.

## **2.1 Diseño metodológico**

El diseño metodológico, por lo tanto, se desarrolla teniendo en cuenta el diagrama escalonado que se describió anteriormente y se visualiza en el diagrama los pasos a seguir de manera general para la realización del proyecto, tal como se evidencia en la figura 4.

- **Requisitos y análisis:** Se realiza una búsqueda y recolección de la información concerniente a las temperaturas y tiempos más adecuados de trabajo para la realización de la prueba SAG en el laboratorio, teniendo en cuenta que no se han realizado pruebas por otros investigadores a diferentes ángulos de inclinación, lo que hace que el proyecto sea atractivo como una investigación y evaluación de requerimientos para la posible obtención de resultados prometedores. Así mismo, se realizará una búsqueda del historial de simulaciones que se han realizado, sus respectivos registros y el estado mecánico actual del equipo a utilizar en el Laboratorio.
- **Diseño:** Para realizar la prueba, se utiliza un fluido envejecido estáticamente y se realiza diferentes mediciones manteniendo constante la temperatura, pero variando el ángulo de inclinación de la celda de rolado con el objetivo de analizar cómo cambia la densidad del fluido y los resultados que se obtienen del factor de asentamiento. Para esto, se mide la densidad del fluido envejecido, el cual se homogeniza previamente durante cinco minutos antes de verterlo en la celda, luego se presuriza a la temperatura adecuada en un tiempo entre 16 a 24 horas con nitrógeno por debajo de la presión nominal de la celda. La celda se introduce con los ángulos respectivos de análisis, se retira después del tiempo respectivo, se conserva en la posición de maduración y se enfría a temperatura ambiente hasta que pueda ser manipulado. Luego se despresuriza la celda y se retira la capa sobrenadante del líquido registrando su volumen final y recogiendo el tercio superior de la columna para su posterior decantación [11].

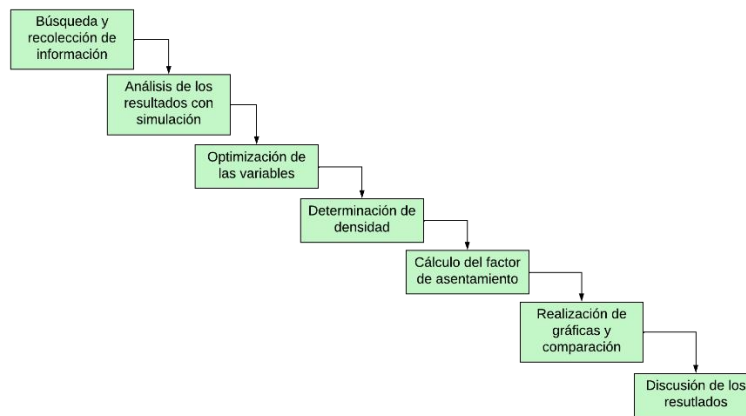
- Programación: Una vez se describieron los pasos a seguir, se procederá a la programación de las pruebas finales. La descripción de este procedimiento se realiza en la sección de pruebas y operaciones.
- Pruebas: Una vez se ha reunido toda la información, se realiza una simulación general del procedimiento habitual utilizando la inserción del tubo o columna vertical para revisar las características y el comportamiento de los resultados en las densidades de los fluidos de perforación, de esta manera se coteja el desempeño de los fluidos con el cambio de temperatura y de tiempo de maduración del fluido. Todas las simulaciones SAG se realizarán mínimo por triplicado garantizando que haya repetibilidad en cada uno de los ensayos y que se pueda analizar con la mínima desviación posible. Es importante mencionar que estas pruebas se realizan primeramente para las condiciones habituales de medición, y luego si se procederá con las variaciones de interés.
- Operaciones: Para medir la densidad de la columna del fluido se usa una espátula para determinar la densidad de las tres zonas de las zonas de la columna, ya que se requieren los valores de densidad superior e inferior. Es importante que en este punto el fluido se encuentre completamente libre de burbujas de aire o gases que puedan encontrarse en el medio, lo cual se logra agitando constantemente la columna. El tercio superior del líquido se retira con una jeringa para ser posteriormente pesado. Luego, se toma la celda de densidad vacía y se registra su peso para llenarla con líquido de la capa superior de la columna y registrar el peso de la celda que contiene el fluido. De igual manera se procede para determinar la densidad de la zona del medio y la del fondo. Se calcula la densidad del lodo recombinado, utilizando las tres zonas de la columna y el sobrenadante y mezclándolas hasta su homogeneización completa para determinar su densidad [11]. Con los datos obtenidos previamente, se puede calcular el factor de asentamiento, haciendo uso de la ecuación 1 [1], [11] y finalmente se comparan los resultados obtenidos por medio de gráficas realizadas con la herramienta excel, que permitan visualizar los cambios generados en la densidad de los fluidos de perforación con los diferentes ángulos con respecto al procedimiento general que es vertical para evaluar la viabilidad de la aplicación de esta investigación a perforaciones posteriores. Así mismo se analizará cada una de las réplicas de las simulaciones para observar si existen factores externos que puedan afectar la medida de la densidad, sino es así se



tendrá en cuenta la desviación de las medidas y se obtendrá los valores de densidad con el promedio de las medidas. Una vez finalizada la investigación se plantearán las conclusiones y las recomendaciones para el proyecto.

**Figure 5.**

*Diseño metodológico del proyecto con el modelo cascada.*



**Nota:** Las etapas incluyen definición de requisitos, diseño, implementación, pruebas y mantenimiento. Cada fase se realiza de manera ordenada y progresiva, lo que facilita el control del proyecto pero puede ser menos flexible ante cambios y ajustes.

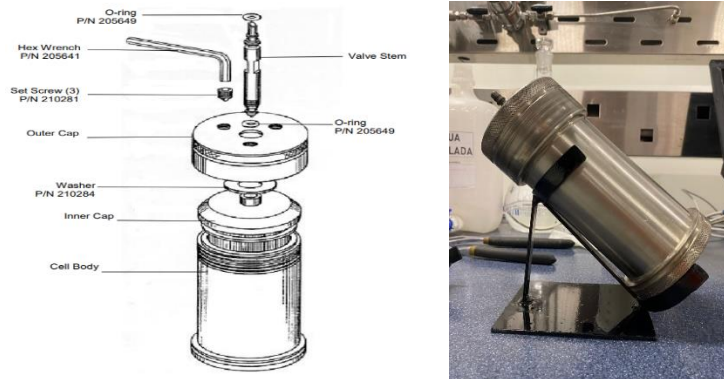
### 3. PROCEDIMIENTO EXPERIMENTAL

El asentamiento del material densificante ocurre cuando el producto densificante, que es la barita se separa del líquido en el lodo de perforación y se deposita en el fondo del pozo, lo cual afecta las propiedades iniciales del fluido de perforación y por ende generan variaciones en la densidad del fluido.

La prueba que se realizó en este proyecto consiste en simular las condiciones del pozo, tanto de presión como de temperatura, para el fluido de perforación a evaluar, utilizando una celda de rolado para así determinar mediante un cálculo sencillo un factor de asentamiento aproximado de este fenómeno en el fluido. La celda de rolado se ejemplifica en la figura 5.

**Figure 6.**

*Esquema del ensamblado y la celda de rolado.*



**Nota:** Ensamble de la celda de rolado y posicionamiento de la misma, con el fin de lograr las condiciones físicas para el análisis SAG. Tomado de: Ecopetrol, “T&I-I Instructivo para la determinación del Asentamiento de Material Densificante - SAG.” Versión 1, pp. 5–17, 2023.

Es pertinente mencionar que se contaron con elementos de protección personal y con el material y equipos adecuados, estos se describirán en el anexo 9.1 y 9.2 respectivamente.

A continuación, se presenta el montaje de la prueba y las etapas importantes de esta simulación.

### 3.1 Preparación del fluido de perforación.

Lo primero que se realizó fue la preparación del fluido de perforación. Para lo cual ya se tienen unas condiciones propias que se determinaron con la evaluación de las condiciones del pozo, estas condiciones son propiamente las características del pozo, como la profundidad, la temperatura, la presión, la composición del suelo y las propiedades del petróleo o gas esperados, lo cual es fundamental para determinar los requisitos específicos del fluido de perforación.

A continuación, se describen los pasos para la preparación del fluido:

**Selección de la base del fluido:** El fluido de perforación generalmente se basa en agua, aceite o una combinación de ambos. La elección depende de las características del pozo y los objetivos de perforación. Para este caso en particular se requiere un fluido en base aceite, para lo cual se optó por la base con FUEL OIL #4.

**Figure 7.**

*Preparación de fluido de perforación*



**Nota:** Preparativos para el fluido de perforación.

**Adición de los aditivos químicos:** Se agregan varios aditivos químicos al fluido base para mejorar sus propiedades. Estos aditivos pueden incluir agentes dispersantes, agentes de filtrado, inhibidores de corrosión, inhibidores de arcilla, agentes espumantes, agentes de control de pH, entre otros. Los aditivos se seleccionan en función de las

necesidades específicas del pozo. En la tabla 2 se puede ver la composición en cantidad de los reactivos y materiales utilizados para esta preparación.

**Mezcla y agitación:** Se mezclan los componentes del fluido de perforación en las proporciones adecuadas. Esto se puede hacer en un sistema de mezcla especializado que agita y mezcla los componentes de manera eficiente. La agitación es necesaria para garantizar una distribución uniforme de los aditivos químicos y evitar la formación de grumos.

**Tabla 2.**

*Composición del fluido de perforación.*

<b>OBM para pruebas SAG inclinados en ICP</b>	
<b>Mud weight, lb/gal</b>	<b>13,00</b>
<b>Oil/Water Ratio</b>	<b>80 / 20</b>
	<b>Product Concentration</b>
<b>Product</b>	<b>lb/bbl</b>
<b>FUEL OIL #4</b>	170,83
<b>Water</b>	52,13
<b>Viscosificante Secundario</b>	4,00
<b>96% CaCl2</b>	6,09
<b>Emulsificante Secundario</b>	3,00
<b>Emulsificante Primario</b>	5,00
<b>Controlador de filtrado 1</b>	5,00
<b>CaCO3 M40-100 (material Puenteo)</b>	15,00
<b>Controlador de filtrado 2</b>	1,50
<b>Viscosificante Primario</b>	4,00
<b>Lime</b>	4,00
<b>CaCO3 M200 (material Puenteo)</b>	20,00
<b>Material de Pérdida de Circulación</b>	3,00
<b>Barita (Densificante)</b>	253,94
<b>Total</b>	<b>546,00</b>

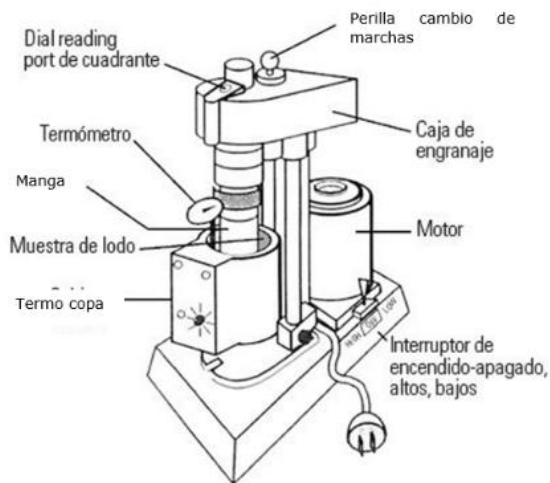
**Nota:** Formulación del fluido OBM de perforación que se empleo en los análisis.

### 3.2 Caracterización reológica del fluido de perforación

Para un estudio más a fondo del fluido de perforación se procedió a realizar una caracterización reológica. El laboratorio de Centro de innovación y tecnología de Ecopetrol cuenta con un viscosímetro modelo 35A que opera a seis velocidades desde 3rpm a 600 rpm. En la figura 9 se evidencian todos los pasos que se realizaron para la realización de esta caracterización.

**Figure 8.**

*Componentes del viscosímetro Fann 35 A utilizado.*

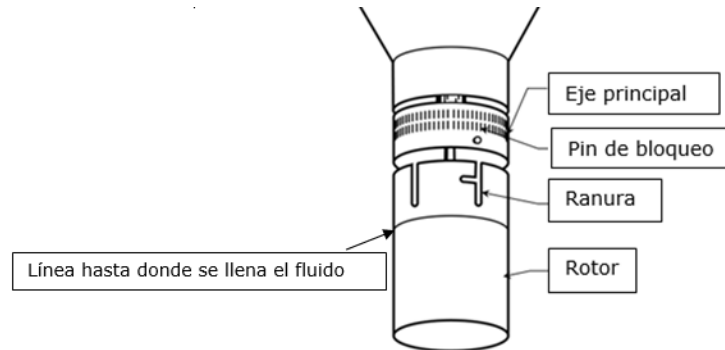


**Nota:** Viscosímetro Fann 35 con sus respectivos componentes. Tomado de: Ecopetrol, “T&I-I-024 Instructivo Para La Determinación De La Viscosidad Plástica Punto De Cedencia Y Fuerza Gel.” pp. 4–7, 2021.

## Figure 9.

### *Determinación de la viscosidad plástica, punto de cedencia y fuerza gel.*

Se ubica la muestra de fluido en la termocopa, dejando un volumen vacío en la termocopa suficiente para que cuando se sumerja el bob y el rotor, el fluido se desplace y ocupe el espacio vacío evitando rebosar. Luego se sumerge el rotor (o manga) hasta



la línea marcada.

Se calienta la muestra a la temperatura seleccionada, teniendo cuidado de no diferir en más de 5°F. Normalmente la temperatura de evaluación para lodos base agua es de 120°F y para los lodos base aceite es de 150°F.

Para obtener una temperatura uniforme de la muestra, se agita la muestra a una velocidad de rotación constante de 600 rpm o 300 rpm (esto para evitar el asentamiento de material sólido) mientras se calienta la muestra. Después de que la termocopa alcance la temperatura, se sumerge el termómetro en el fluido y se continúa mezclando hasta que la muestra alcance la temperatura seleccionada. Reportar la temperatura de la muestra.

Con la manga rotando a 600 rpm se espera a que el dial alcance un valor estable y se reporta la lectura del dial a  $R_{600}$ .

Se reduce la velocidad del rotor a 300 rpm y se espera que el dial alcance un valor estable, reportando la lectura del dial a  $R_{300}$ .

Para tomar las lecturas de  $R_{200}$ ,  $R_{100}$ ,  $R_6$  y  $R_3$  se procede de igual forma que en las lecturas anteriores.

### **Medición de geles en el lodo**

Se acciona el equipo a una rotación de 600 rpm y se espera hasta que la lectura del dial estabilice, moviendo el interruptor rápidamente y ubicando la perilla de cambio de marcha al centro. El equipo se apaga por 10 segundos (esta última maniobra debe realizarse muy rápido).

Después de los 10 segundos se debe activar el interruptor en baja y leer la máxima lectura que alcanza el dial a la lectura de 3rpm; la lectura máxima es la fuerza gel inicial del lodo, este dato se reporta en lbf/100ft<sup>2</sup>.

Se vuelve a mezclar la muestra a 600 rpm hasta que el valor estabilice mover el interruptor rápidamente y ubicando la perilla de cambio de marcha al centro y apagar el equipo por 10 minutos (esta última maniobra debe realizarse muy rápido).

Después de los 10 minutos activar el interruptor en baja y leer la máxima lectura que alcanza el dial a la lectura de 3rpm; la lectura máxima es la fuerza gel del lodo a los 10 min, este dato se reporta en lbf/100ft<sup>2</sup>.

Para determinar el gel a los 30 minutos se procede de igual forma que en los puntos anteriores.

**Nota:** Ubicación del rotor y hasta donde debe ir el fluido en el momento realizar el análisis de reología en equipo Fann 35 Tomado de: Ecopetrol, "T&I-I-024 Instructivo Para La Determinación De La Viscosidad Plástica Punto De Cedencia Y Fuerza Gel." pp. 4–7, 2021.

### **3.3 Montaje realizado de la prueba SAG.**

En la tabla cuatro se encuentra la descripción detallada del procedimiento que se realiza para cualquier simulación SAG, ya sea con orientación vertical o con alguna inclinación. Así mismo se muestran las imágenes que permiten detallar de mejor manera cómo se realiza cada paso.

Es importante mencionar que, como control la celda no se debe llenar completamente con el fluido, esto generaría por el calentamiento una sobre presurización del sistema, para esto, se debe presurizar la celda inicialmente con nitrógeno para evitar la evaporación del fluido y mantener una presión y temperatura segura de trabajo. Más adelante se hará una descripción más detallada de la preparación tanto de montaje para la celda como del proceso de preparación del lodo de perforación.



**Figure 10.**

*Descripción general del montaje.*

		
<p>La celda de rolado se llena con 350 mL de lodo y se ajusta adecuadamente.</p>	<p>La celda se presurizada con nitrógeno a una presión de 100 psi para posterior comprobación de que no existan fugas.</p>	<p>Se ajusta la temperatura del horno para altas temperaturas y se ubica la celda con el ángulo deseado por 24 horas.</p>
		
<p>Después de dejar enfriar y despresurizar la celda, se retira con jeringa el tope o capa superior y se agrega a la probeta (previamente pesada) 100 mL, se pesa la probeta con el volumen.</p>	<p>Se retira con jeringa la capa media y se agrega a la probeta 150 mL, se pesa con la probeta con el volumen.</p>	<p>Se retira con jeringa la base o capa inferior y se agrega a la probeta 100 mL, se pesa la probeta con el volumen, se registran los datos y se realizan los respectivos cálculos.</p>

**Nota:** Procedimiento de análisis SAG, desde que agregamos el fluido a evaluar, pasando por el ensamblaje de la celda, hasta la toma de muestra a revisar. La cual nos dará las variaciones en la densidad, la cual nos arroja el factor SAG. Tomada de: Ecopetrol, “T&I-Instructivo para la determinación del Asentamiento de Material Densificante - SAG.” Versión 1, pp. 5–17, 2023.

Ahora bien, como se mencionó anteriormente el procedimiento general se encuentra más desglosado en la figura 11, desde las verificaciones que se deben realizar previamente como también el desarrollo de las pruebas de este proyecto. Para evaluar repetibilidad se realizarán las pruebas SAG por duplicado.

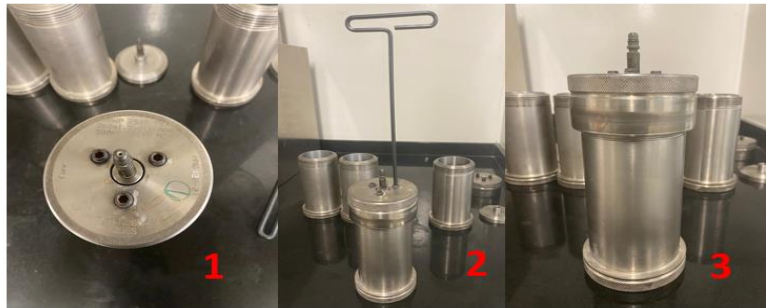
**Figure 11.**

*Descripción de la preparación de la celda y del lodo.*

<b>Preparación de la Celda y el Lodo de Perforación</b>	
Se chequean las partes y o-rings de la celda de rolado, garantizando que estén en buenas condiciones: Cuerpo de la celda, tapa interna y externa, tornillos de ajuste, válvula de vástago y sus o-rings.	
	
Se mezcla el fluido de perforación durante aproximadamente 10 min con ayuda de un Mixer. Una vez mezclado, se realiza el llenado de la celda de rolado con 350 mL del lodo de perforación.	
	

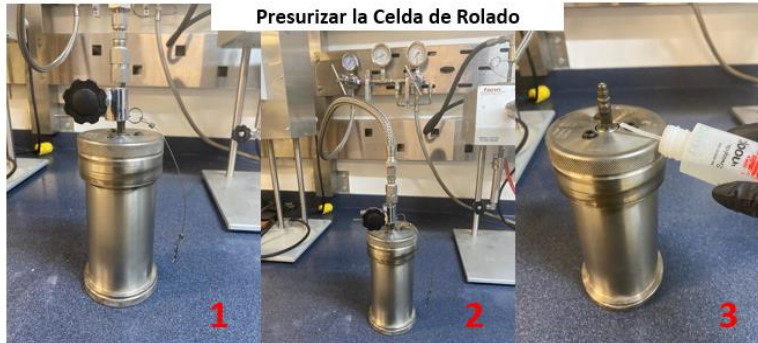
Se instala la tapa interna con válvula de vástago y posteriormente se enrosca la tapa externa, ubicando los tornillos y ajustándolos con la llave Bristol en T.

#### Cierre seguro de la Celda de Rolado



La celda se presuriza con nitrógeno a una presión de 100 psi y se comprueba de que no existan fugas.

#### Presurizar la Celda de Rolado



#### Procedimiento con el horno

Se chequea el horno para altas temperaturas y sus conexiones eléctricas, garantizando que esté en buenas condiciones. En este punto es donde se realizarán las tres pruebas correspondientes, las cuales son a ángulos de inclinación de 45 y 60° y vertical.

Para el caso vertical, se coloca la celda en el horno para altas temperaturas por 24 horas (16 horas según requerimientos para la prueba) a la temperatura seleccionada, se recomienda precalentar el horno antes del montaje de la celda.



En el caso de las posiciones inclinadas ( $45^{\circ}$  y  $60^{\circ}$ ) se procede a colocar la celda en el ángulo de interés en el horno para altas temperaturas por 24 horas (16 horas según requerimientos para la prueba) a la temperatura seleccionada, se recomienda precalentar el horno antes del montaje de la celda. Las celdas deben quedar de tal manera que se asegure la inclinación y tal como se puede apreciar en la siguiente imagen.



De lado izquierdo de la imagen se presenta la celda con inclinación de  $45^{\circ}$  y de lado derecho con inclinación de  $60^{\circ}$ .

Al cumplir el tiempo programado, se deja enfriar la celda en posición estática hasta alcanzar la temperatura ambiente o hasta que la celda pueda ser manipulada sin riesgo de quemaduras.

### **Prueba**

Se despresuriza la celda abriendo lentamente la válvula de vástago. Una vez liberada completamente la presión, se abre la celda y se deja reposar la muestra durante 15 min, permitiendo que el gas residual escape del fluido.



Se pesa una probeta aforada completamente limpia, lavada y secada. Se retira con jeringa el tope o capa superior del lodo de perforación y se agrega a la probeta 100 mL, se pesa nuevamente la probeta con el volumen.



Se repite el paso anterior retirando con jeringa 150 mL de la capa media de la muestra.



Se repite el paso anterior retirando con jeringa los 100 mL que quedan como base o capa inferior de la muestra.

Los tres ángulos de interés con la celda de rolado ubicados se evidencian en la siguiente imagen. Cabe destacar que los tres ensayos se realizaron en las mismas condiciones de presión y temperatura para garantizar repetibilidad en los resultados.



Finalmente se registran los datos obtenidos y se realizan los respectivos cálculos para determinar el factor de asentamiento de material densificante.

**Nota:** Preparación de la celda de rolado, se muestran sus partes para su posterior ensamble. Tomado de: Ecopetrol, “T&I-I-Instructivo para la determinación del Asentamiento de Material Densificante - SAG.” Versión 1, pp. 5–17, 2023.

### **3.4 Cálculo del factor de asentamiento de material densificante**

Se realiza el cálculo de diferencia de pesos hasta peso constante, y luego se hallan las densidades del fluido de la base y del tope. Para esto se utilizó la ecuación 11 que se mostró anteriormente. Para este material, se considera que un factor de asentamiento con resultado entre 0.500 y 0.530 es considerado un valor aceptable. Los valores obtenidos para el factor de asentamiento se encuentran en la tabla 3.

## 4. RESULTADOS Y ANÁLISIS

### 4.1 Caracterización reológica

Se procedió a realizar una caracterización reológica del fluido, para lo cual se parte por definir lo que es la reología, la cual es un conjunto de pruebas que se utilizan para determinar propiedades fundamentales de los fluidos de perforación, como la viscosidad plástica, el punto de cedencia, el punto de cedencia a baja velocidad de corte y los esfuerzos de gel. Estas pruebas se llevan a cabo mediante el uso de un viscosímetro rotativo accionado por un motor eléctrico, en el cual el fluido de perforación se encuentra contenido en el espacio anular entre dos cilindros, tal como se ve en la imagen del procedimiento experimental. Esta caracterización reológica se le realizó al fluido de perforación preparado en el laboratorio antes y después del rolado a 200°F. En adición a los objetivos planteados al inicio del trabajo también se realizó una caracterización reológica a los fluidos después de que se simuló con la prueba SAG, es decir, tomando una porción del fluido del tope y del fondo. Es importante mencionar que solamente se les realizó la caracterización reológica a los fluidos obtenidos con la réplica uno. En cuanto a los cálculos que se realizaron, a continuación se describe como se realizó cada uno de estos:

Para calcular la viscosidad plástica ( $\text{mP}\cdot\text{s}^{-1}$ ) o (cP) se utiliza la ecuación 12.

$$\text{Ecuación 12. } VP = R_{600} - R_{300}$$

Donde:

$R_{600}$ , lectura del dial a 600 rpm, expresado en grados de deflexión.

$R_{300}$ , lectura del dial a 300 rpm, expresado en grados de deflexión.

Para el cálculo del punto de cedencia ( $\text{mP}\cdot\text{s}^{-1}$ ) o (cP) la ecuación 13.

$$\text{Ecuación 13. } YP = R_{300} - VP$$

Donde:

R<sub>300</sub>, lectura del dial a 300 rpm, expresado en grados de deflexión.

VP, viscosidad plástica, expresada en mP.s<sup>-1</sup> o cP.

Y finalmente para el cálculo de la viscosidad aparente (mP.s<sup>-1</sup>) o (cP), la ecuación 14.

$$\text{Ecuación 14. } VA = R_{600}/2$$

Donde:

R<sub>600</sub>, lectura del dial a 600 rpm, expresado en grados de deflexión.

**Tabla 3.**

*Caracterización básica del fluido*

OBM Overburden ρ: 13.0 lpg			
Propiedad	Unidad	Sin rolar	Rolado a 200°F
Densidad	Lpg	13	13,0
Estabilidad eléctrica	V	952,00	757,00

**Nota:** Condiciones iniciales del fluido de perforación empleados en las pruebas SAG.

**Tabla 4.**

*Viscosidad plástica, punto de cedencia y fuerza de gel 200 °F*

Lodo OBM Overburden	Shear Stress (lb./100 ft <sup>2</sup> ) a rpm						Geles			VP	YP	YS
	600	300	200	100	60	30	10 s	10 min	30 Min	(cP)	(lb/100 ft <sup>2</sup> )	(lb/100 ft <sup>2</sup> )
A.R	73	44	34	23	10	9	9	13	13	29	15	8
D.R (200°F)	60	34	25	16	6	5	7	9	9	26	8	4

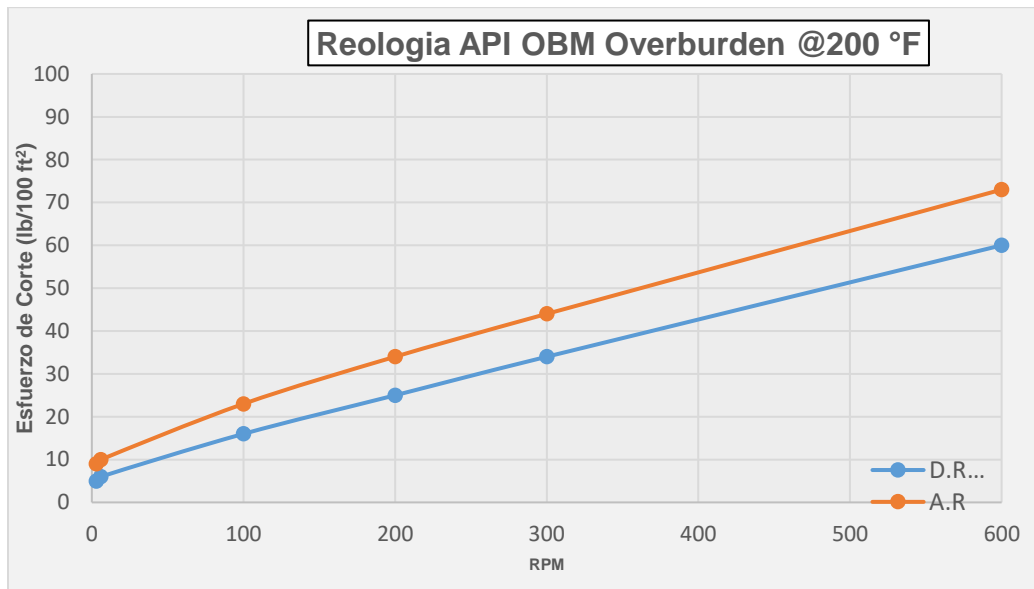
**Nota:** Resultados de análisis de reología del fluido en condiciones iniciales A.R y D.R a 200°F.



En cuanto a los resultados obtenidos para las porciones de fondo y tope del fluido después de la prueba SAG, estos se encuentran en el apartado de análisis reológico y del factor de asentamiento.

**Figure 12.**

*Curva de esfuerzo de corte del fluido preparado.*



**Nota:** Resultados del análisis de reología del fluido inicial con condiciones A.R y D.R

#### 4.2 Resultados de la simulación con la prueba sag

En el siguiente apartado se presentan los resultados que permiten cumplir con objetivo general de “Evaluar los cambios en las propiedades de los fluidos de perforación a diferentes inclinaciones de la celda de rolado durante una simulación con la prueba SAG” y el objetivo específico inicial de “Realizar la simulación con la prueba SAG incidiendo en los ángulos de inclinación de la celda de rolado”. Para lo cual, se realizó la prueba del fluido con un peso de 13,0 lpg en un viscosímetro rotacional Fann a una temperatura de 200°F y se dieron lecturas de 600, 300, 200, 100, 6 y 3 rpm. Con estas lecturas se determinaron propiedades como: viscosidad plástica, punto cedente, punto cedente a

baja velocidad de corte. Adicionalmente se realizó se la lectura directa del viscosímetro de los esfuerzos de gel presentes en los fluidos.

Para todas las variables encontradas se presenta un comportamiento similar, esto es, disminuyen después del rolado. Este comportamiento es de esperarse ya que el proceso de rolado se realizó a una temperatura de 93.3°C, lo cual influirá directamente en las propiedades del fluido ya que se encontrará menos denso y por ende su viscosidad disminuirá.

#### **4.2.1 Análisis del esfuerzo cortante**

La disminución del esfuerzo cortante después del rolado en un fluido de perforación puede deberse a varios factores, dentro de los cuales se podrían encontrar:

**Reestructuración de la microestructura:** Durante el proceso de rolado, las partículas y componentes del fluido de perforación pueden experimentar cambios en su disposición y estructura interna. Esto puede llevar a una reorganización de las partículas y una disminución de las interacciones entre ellas, lo que resulta en una disminución del esfuerzo cortante necesario para que el fluido fluya.

**Reducción de la viscosidad plástica:** El rolado del fluido de perforación puede provocar una reducción en la viscosidad plástica del mismo. La viscosidad plástica es una medida de la resistencia interna de un fluido a fluir cuando se aplica un esfuerzo cortante. Si la viscosidad plástica disminuye, el fluido se volverá más fluido y requerirá menos esfuerzo para fluir, lo que resultará en una disminución del esfuerzo cortante.

**Eliminación de burbujas de gas o inclusiones:** Durante el rolado, es posible que se eliminen burbujas de gas o inclusiones presentes en el fluido de perforación. Estas burbujas o inclusiones pueden actuar como obstáculos para el flujo y aumentar el esfuerzo cortante necesario para mover el fluido. Al eliminar estas obstrucciones, se reduce el esfuerzo cortante requerido.

Es importante tener en cuenta que la disminución del esfuerzo cortante después del rolado puede depender de las características específicas del fluido de perforación y del proceso de rolado utilizado. Los resultados pueden variar en función de la composición del fluido, la técnica de rolado y otros factores relacionados. Es recomendable realizar un análisis detallado y comparativo antes y después del rolado para obtener una

comprensión completa de los cambios observados en el esfuerzo cortante del fluido de perforación.

De acuerdo con la figura 8, después del rolado, se puede observar que los valores de esfuerzo cortante son menores en comparación con los valores antes del rolado en cada punto de medición. La diferencia en el esfuerzo cortante entre diferentes RPM es más pronunciada en la curva antes del rolado en comparación con la curva después del rolado. Esto puede indicar una mayor sensibilidad del fluido antes del rolado a cambios en la velocidad de rotación.

#### ***4.2.2 Análisis de la viscosidad plástica***

La disminución de la viscosidad plástica en un fluido de perforación después del proceso de rolado puede estar relacionada con varios factores. A continuación, se muestran las más importantes:

**Efecto del corte de las moléculas:** Durante el proceso de rolado, el fluido de perforación está sometido a fuerzas de corte significativas debido a la acción mecánica. Este corte puede romper y alinear las cadenas moleculares presentes en el fluido, lo que disminuye la viscosidad plástica. Al alinearse, las moléculas tienen mayor facilidad para deslizarse entre sí, lo que reduce la resistencia interna del fluido y, por lo tanto, su viscosidad plástica.

**Reducción de las interacciones entre partículas:** El rolado puede romper las interacciones entre partículas sólidas o coloidales presentes en el fluido de perforación, como arcillas o aditivos. Estas interacciones pueden contribuir a la viscosidad plástica del fluido al formar estructuras tridimensionales o redes. Al romperse estas interacciones, las partículas se dispersan y la viscosidad plástica disminuye.

**Eliminación de inclusiones y burbujas de gas:** Durante el rolado, es posible que se eliminen inclusiones sólidas o burbujas de gas atrapadas en el fluido de perforación. Estas inclusiones o burbujas pueden aumentar la viscosidad plástica al actuar como obstáculos al flujo. Al eliminar estas obstrucciones, se reduce la viscosidad plástica del fluido.

#### ***4.2.3 Análisis del punto cedente***

El punto de cedencia es la fuerza mínima requerida para iniciar el flujo del fluido. Antes del rolado, el punto de cedencia es de 15 lb/100 ft<sup>2</sup>, mientras que después del rolado

disminuye a 8 lb/100 ft<sup>2</sup>. Esta reducción indica que después del rolado el fluido requiere menos fuerza para comenzar a fluir, lo que indica una menor resistencia al movimiento de las moléculas.

En general, los resultados indican que el rolado del fluido de perforación ha producido una disminución en la viscosidad plástica, el punto de cedencia y el punto de YS. Esto implica que el fluido se vuelve más fluido y menos resistente al flujo después del rolado. Estos cambios pueden ser beneficiosos en la operación de perforación, ya que facilitan el bombeo y la circulación del fluido en el pozo.

#### **4.2.4 Análisis de la resistencia del gel**

Para cumplir con el objetivo de “Evaluar la capacidad de suspensión del material densificante en tiempos específicos de reposo” se calcula el factor de asentamiento, teniendo en cuenta que un valor  $\leq 0,53$  indica que el fluido de perforación tiene poca o nula probabilidad de permitir una sedimentación de la barita hacia el fondo [11]. Adicionalmente se evaluó la resistencia del gel en tres tiempos, a 10 segundos, 10 minutos y 30 minutos. Para lo cual, se puede definir la resistencia de gel como el esfuerzo de corte que tiene el fluido de perforación cuando el fluido se ha mantenido en cierta posición estático en determinado intervalo de tiempo.

La resistencia de gel mantiene valores muy cercanos obtenidos tanto en la primera prueba como en la segunda, y se aprecia que transcurridos 10 y 30 minutos, el valor del esfuerzo es igual, por lo que se puede decir que en este punto ya no hay variación y el gel se mantiene.

En ambas curvas que se muestran en la figura 8, se observa un aumento gradual del esfuerzo cortante a medida que aumenta la velocidad de rotación (RPM). Los resultados de las fuerzas de los geles a diferentes tiempos (10 segundos, 10 minutos y 30 minutos) antes y después del rolado proporcionan información sobre la estabilidad estructural y la capacidad de gelificación del fluido de perforación.

De la estabilidad estructural se puede destacar que antes del rolado, se observa una mayor fuerza de gel en comparación con después del rolado. Esto indica una mayor capacidad del fluido de formar y mantener estructuras gelificadas antes del rolado. Después del rolado, la fuerza de gel disminuye ligeramente, lo que puede indicar una disrupción o debilitamiento de las estructuras gelificadas debido al proceso.

Esta capacidad de gelificación se ve marcada ya que los valores de fuerza del gel se mantienen relativamente estables durante el tiempo de observación tanto antes como después del rolado. Esto sugiere que el fluido de perforación tiene una capacidad razonable de formar y mantener estructuras gelificadas a lo largo del tiempo. En resumen, los resultados indican que el rolado del fluido de perforación produce una disminución en la fuerza de los geles, lo que implica una menor estabilidad estructural y capacidad de gelificación.

#### 4.3 Análisis reológico y del factor de asentamiento

A continuación, se realizará el mismo análisis anterior teniendo en cuenta que una vez se realizó la simulación SAG se procedió a determinar la caracterización reológica de los fluidos del procedimiento 1 tomando una sección de la zona del fondo y del tope en la celda.

**Tabla 5.**

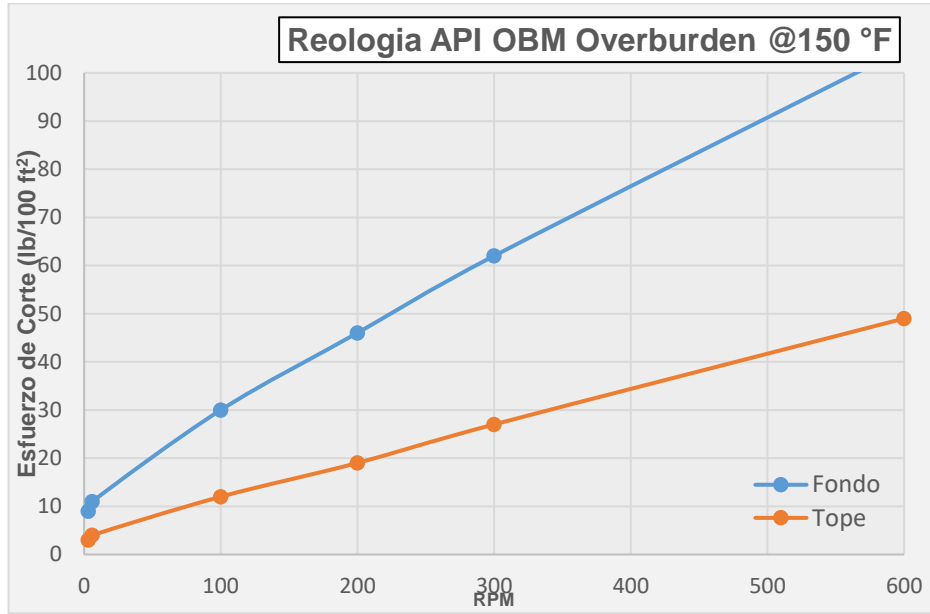
*Resultados del factor de asentamiento con la prueba SAG*

<b>OBM Overburden <math>\rho</math>: 13.0 lpg</b>			
<b>Propiedad</b>	<b>Unidad</b>	<b>Sin rolar</b>	<b>Rolado @200°F</b>
<b>Densidad</b>	Lpg	13	13,0
<b>Estabilidad eléctrica</b>	V	952	757
<b>SAG 60°</b>	--	--	0,5377
<b>SAG 90°</b>		--	0,5460
<b>SAG 45°</b>		--	0,5538
<b>SAG 60° Duplicado</b>		--	0,5170
<b>SAG 90° Duplicado</b>		--	0,5150
<b>SAG 45° Duplicado</b>		--	0,5160

**Nota:** Resultados de análisis SAG en ángulos de 45°, 60° y 90°. Y las condiciones iniciales del fluido que se empleó.

**Figure 13.**

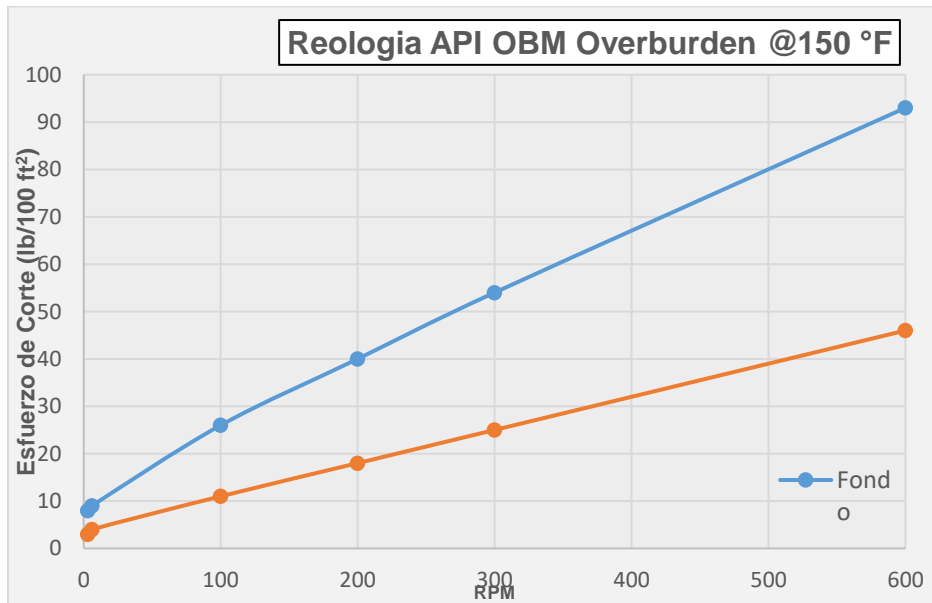
*Curva de esfuerzo de corte a 45°*



**Nota:** Comportamiento reológico del tope y fondo de las muestras recolectadas después del análisis SAG a un ángulo de 45°

**Figure 14.**

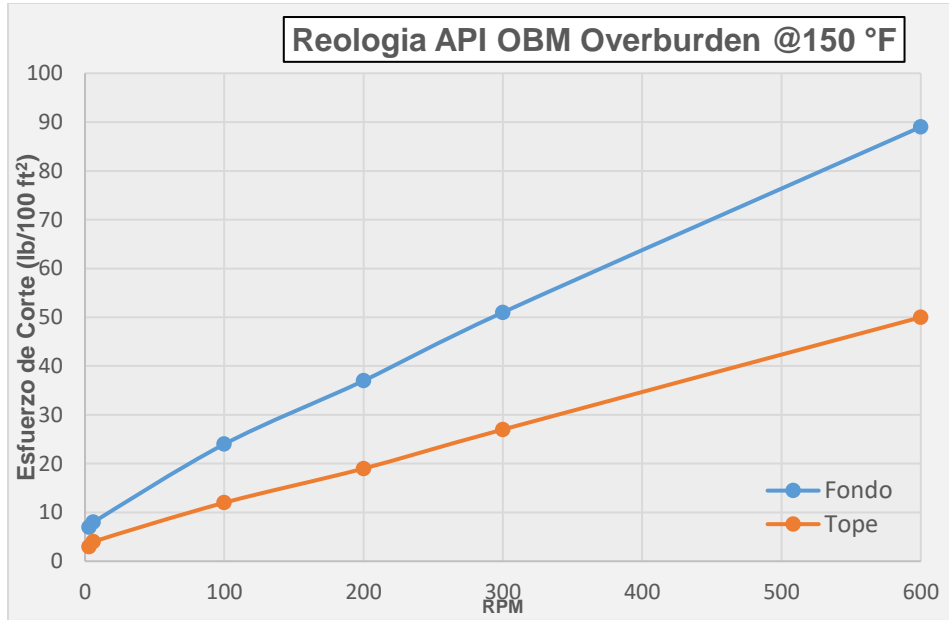
*Curva de esfuerzo de corte a 60°*



**Nota:** Comportamiento reológico del tope y fondo de las muestras recolectadas después del análisis SAG a un ángulo de 60°

**Figure 15.**

*Curva de esfuerzo de corte a 90°*



**Nota:** Comportamiento reológico del tope y fondo de las muestras recolectadas después del análisis SAG a un ángulo de 90°

**Tabla 6.**

*Viscosidad plástica, punto de cedencia y fuerza de gel 150 °F a 45°*

Viscosidad plástica, punto de cedencia y fuerza de gel a 150 °F												
Lodo OBM Overburden 45°	Shear Stress (lb./100 ft <sup>2</sup> ) a RPM						Geles			VP	YP	YS
	600	300	200	100	6	3	10 s	10 min	30 min	(cP)	(lb/100 ft <sup>2</sup> )	(lb/100 ft <sup>2</sup> )
<b>Tope</b>	49	27	19	12	4	3	6	7		22	5	2
<b>Fondo</b>	105	62	46	30	11	9	12	16		43	19	7

**Nota:** Resultados reológicos del comportamiento de viscosidad plástica, punto de cedencia y fuerza de gel 150 °F a 45°.

**Tabla 7.**

*Viscosidad plástica, punto de cedencia y fuerza de gel 150 °F a 60°*

Viscosidad plástica, punto de cedencia y fuerza de gel a 150 °F												
Lodo OBM Overburden n 60°	Shear Stress (lb./100 ft <sup>2</sup> ) a RPM						Geles			VP	YP	YS
	600	300	200	100	6	3	10 s	10 min	30 min	(cP)	(lb/100 ft <sup>2</sup> )	(lb/100 ft <sup>2</sup> )
<b>Tope</b>	46	25	18	11	4	3	5	9		21	4	2
<b>Fondo</b>	93	54	40	26	9	8	10	17		39	15	7

**Nota:** Resultados reológicos del comportamiento de viscosidad plástica, punto de cedencia y fuerza de gel 150 °F a 60°.

**Tabla 8.**

*Viscosidad plástica, punto de cedencia y fuerza de gel 150 °F a 90°*

Viscosidad plástica, punto de cedencia y fuerza de gel a 150 °F												
Lodo OBM Overburden n 90°	Shear Stress (lb./100 ft <sup>2</sup> ) a RPM						Geles			VP	YP	YS
	600	300	200	100	6	3	10 s	10 min	30 min	(cP)	(lb/100 ft <sup>2</sup> )	(lb/100 ft <sup>2</sup> )
<b>Tope</b>	50	27	19	12	4	3	6	8		23	4	2
<b>Fondo</b>	89	51	37	24	8	7	10	14		38	13	6

**Nota:** Resultados reológicos del comportamiento de viscosidad plástica, punto de cedencia y fuerza de gel 150 °F a 90°

#### 4.4 Análisis de la viscosidad plástica de las pruebas sag

Comparando las viscosidades plásticas antes y después del rolado (29 cP antes y 26 cP después), se puede observar que hubo una disminución en la viscosidad plástica después del proceso de rolado (Ver tabla 9). Esto podría indicar que el rolado ha reducido la resistencia al flujo del fluido, lo que puede ser beneficioso para el asentamiento de barita en el fluido de perforación.



En cuanto a las viscosidades plásticas en diferentes ángulos de inclinación, se observan variaciones significativas. En el ángulo de 45°, la viscosidad plástica en el fondo del fluido es de 43 cP, mientras que en el tope es de 22 cP. Esto podría indicar que la viscosidad plástica del fluido varía según la profundidad. En el ángulo de 60°, la viscosidad plástica en el fondo es de 21 cP, mientras que en el tope es de 39 cP. Esta diferencia puede deberse a la distribución de las partículas sólidas en el fluido en diferentes posiciones. En cuanto a la prueba vertical (90°), la viscosidad plástica en el fondo es de 38 cP, mientras que en el tope es de 23 cP.

En general, la variación de la viscosidad plástica en diferentes condiciones puede influir en el asentamiento de la barita en el fluido y, por lo tanto, en su comportamiento durante la perforación. Es importante analizar estos resultados en conjunto con otros parámetros relevantes para obtener una imagen completa y precisa del comportamiento del fluido de perforación. Por lo anterior, también se procedió a realizar el punto de cedencia, cuyos valores se encuentran en la tabla 10.

**Tabla 9.**

*Comparación resultados de viscosidad plástica*

<b>Viscosidad plástica (cP)</b>	<b>Tope</b>	<b>Fondo</b>
Fluido (A.R y D.R)	29	26
45°	22	43
60°	21	39
90°	23	38

**Nota:** Resultados del tope y fondos en ángulos de 45°, 60° y 90°.

**Tabla 10.**

*Comparación resultados de punto de cedencia*

<b>Punto de cedencia (lb/100 ft<sup>2</sup>)</b>	<b>Tope</b>	<b>Fondo</b>
Fluido (A.R y D.R)	15	8
45°	5	19
60°	4	15
90°	4	13

**Nota:** Resultados de comportamiento reológico en fondo y tope de muestras luego de análisis SAG

#### **4.5 Análisis del punto de cedencia de las pruebas SAG**

Comparando los valores del punto de cedencia antes y después del rolado del fluido de perforación (15 lb/100 ft<sup>2</sup> y 8 lb/100 ft<sup>2</sup>), se observa una disminución en el punto de cedencia después del rolado. Esto sugiere que el proceso de rolado ha reducido la resistencia inicial del fluido al flujo, lo que puede facilitar el movimiento del fluido durante la perforación.

En cuanto a los valores del punto de cedencia en diferentes ángulos de inclinación, se observa una variación significativa. En el ángulo de 45°, el valor del punto de cedencia en el fondo es de 15 lb/100 ft<sup>2</sup>, mientras que en el tope es de 9 lb/100 ft<sup>2</sup>. En el ángulo de 60°, el valor del punto de cedencia en el fondo es de 15 lb/100 ft<sup>2</sup>, mientras que en el tope es de 4 lb/100 ft<sup>2</sup>. En la prueba vertical (90°), el valor del punto de cedencia en el fondo es de 13 lb/100 ft<sup>2</sup>, mientras que en el tope es de 4 lb/100 ft<sup>2</sup>. Estos resultados indican que el punto de cedencia del fluido de perforación se ve influenciado por el ángulo de inclinación. La variación en los valores del punto de cedencia en diferentes posiciones del fluido puede deberse a la distribución de las partículas sólidas y a la resistencia al flujo generada por la estructura del fluido.

Es importante considerar estos valores de punto de cedencia en conjunto con los valores de viscosidad plástica mencionados anteriormente para comprender mejor el

comportamiento del fluido de perforación. La viscosidad plástica y el punto de cedencia son propiedades fundamentales para evaluar la capacidad del fluido para transportar y suspender partículas sólidas durante la perforación.

**Tabla 11.**

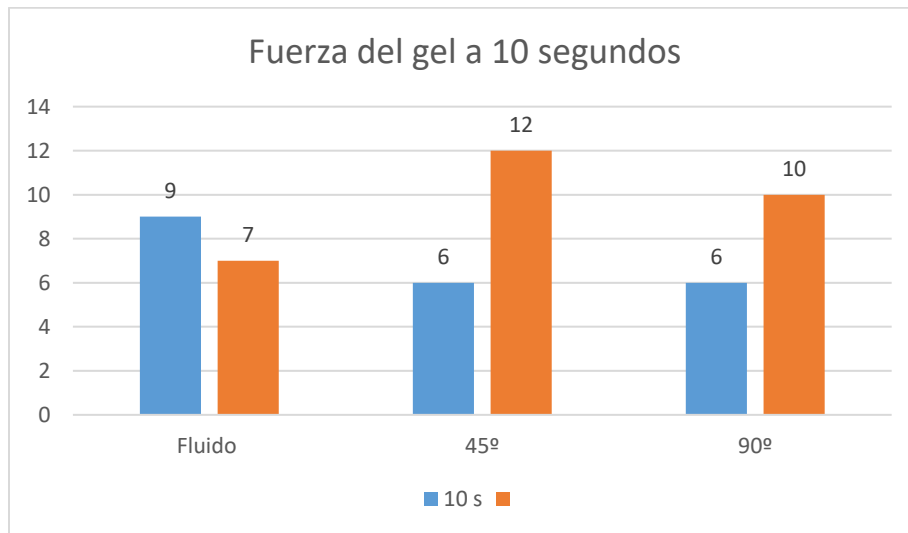
*Comparación de la fuerza del gel*

Tiempo	10 s		10 min	
Fluido	9	7	7	9
45°	6	12	7	16
90°	6	10	8	14

**Nota:** Resultados de comportamiento en geles en fondo y tope de muestras luego de análisis SAG.

**Figure 16.**

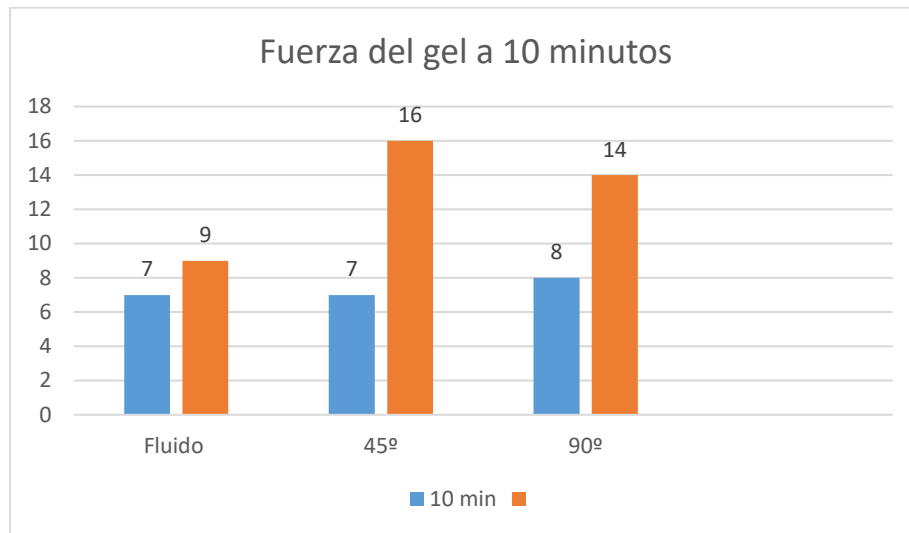
*Comparación de la fuerza del gel a 10 segundos.*



**Nota:** Las barras del fluido corresponde a la fuerza de gel del fluido preparado antes y después del proceso de rolado a los 10 s, en cuanto a las barras de 45° y 90° corresponden a la fuerza del gel determinada del fondo de la celda y del tope de esta.

**Figure 17.**

*Comparación de la fuerza del gel a 10 minutos.*



**Nota:** Las barras del fluido corresponde a la fuerza de gel del fluido preparado antes y después del proceso de rolado a los 10 minutos, en cuanto a las barras de 45° y 90° corresponden a la fuerza del gel determinada del fondo de la celda y del tope de esta.

#### 4.6 Análisis de la densidad de los fluidos

Los resultados que permiten “Estimar el cambio en las densidades de los fluidos y la sedimentación de barita cuando se varían los ángulos de inclinación de la celda de rolado” se muestran en las siguientes tablas:

**Tabla 12.**

*Resultados prueba SAG a un ángulo de 90° (1)*

Tope	Masa (g)	Fondo	Masa (g)
Masa inicial vacío	798,68	Masa inicial vacío	798,32
Masa final tope	900,97	Masa final tope	921,31
Densidad	11,18	Densidad	13,45
Volumen (MI)	76,32	SAG	0,546
<b>Factor de asentamiento a 90°</b>		0,55	

**Nota:** Resultados de análisis SAG y datos para determinar factor SAG a un ángulos de 90°(1)

**Tabla 13.***Resultados prueba SAG a un ángulo de 90° (2)*

Tope	Masa (g)	Fondo	Masa (g)
Masa inicial vacío	798,62	Masa inicial vacío	798,43
Masa final tope	919,99	Masa final tope	919,74
Densidad	12,5	Densidad	13,26
Volumen (MI)	76,32	SAG	0,515
<b>Factor de asentamiento a 90°</b>		0,51	

**Nota:** Resultados de análisis SAG y datos para determinar factor SAG a un ángulos de 90°(2).

**Tabla 14.***Resultados prueba SAG a un ángulo de 45° (1)*

Tope	Masa (g)	Fondo	Masa (g)
Masa inicial vacío	798,55	Masa inicial vacío	798,33
Masa final tope	895,92	Masa final tope	919,17
Densidad	10,64	Densidad	13,21
Volumen (MI)	76,32	SAG	0,5538
<b>Factor de asentamiento a 45°</b>		0,55	

**Nota:** Resultados de análisis SAG y datos para determinar factor SAG a un ángulos de 45°(1).

**Tabla 15.***Resultados prueba SAG a un ángulo de 45° (2)*

Tope	Masa (g)	Fondo	Masa (g)
Masa inicial vacío	798,38	Masa inicial vacío	798,39
Masa final tope	911,77	Masa final tope	919,51
Densidad	12,39	Densidad	13,24
Volumen (MI)	76,32	SAG	0,5538
<b>Factor de asentamiento a 45°</b>		0,52	

**Nota:** Resultados de análisis SAG y datos para determinar factor SAG a un ángulos de 45°(2).

**Tabla 16.***Resultados prueba SAG a un ángulo de 60° (1)*

Tope	Masa (g)	Fondo	Masa (g)
Masa inicial vacío	798,02	Masa inicial vacío	798,34
Masa final tope	897,26	Masa final tope	913,72
Densidad	10,85	Densidad	12,61
Volumen (MI)	76,32	SAG	0,5377
<b>Factor de asentamiento a 60°</b>		0,54	

**Nota:** Resultados de análisis SAG y datos para determinar factor SAG a un ángulos de 60°(1).

**Tabla 17.***Resultados prueba SAG a un ángulo de 60° (2)*

Tope	Masa (g)	Fondo	Masa (g)
Masa inicial vacío	798,55	Masa inicial vacío	798,45
Masa final tope	911,74	Masa final tope	919,54
Densidad	12,37	Densidad	13,24
Volumen (MI)	76,32	SAG	0,517
<b>Factor de asentamiento a 60°</b>		0,52	

**Nota:** Resultados de análisis SAG y datos para determinar factor SAG a un ángulos de 60°(2).

**Nota:** En las tablas se encuentra la información correspondiente a la densidad del fluido antes y después de la prueba SAG, el volumen total, y el respectivo valor del factor de asentamiento. Adicionalmente, se hicieron duplicados de la prueba bajo las mismas condiciones, que se identifican con el número correspondiente de ensayo entre paréntesis.

De manera general, todos los resultados presentan el mismo comportamiento, la densidad del fondo es mayor en comparación con la densidad del tope de la celda de

rolado. Cuando se realiza la prueba SAG, se comienza con una densidad inicial de fluido en la parte superior de la celda, que suele ser menor que la densidad del fluido en el fondo de la celda. Cuando se realiza la simulación de la prueba SAG en el laboratorio con diferentes ángulos de inclinación, la variación en la densidad de los fluidos de perforación puede estar relacionada con el comportamiento de los componentes presentes en el fluido y su distribución dentro de la celda.

Una posible explicación para la variación observada en la densidad es la sedimentación diferencial de los componentes del fluido. En un ángulo de inclinación de  $90^\circ$ , los componentes más pesados o de alta densidad pueden tener más tendencia a acumularse en la parte inferior de la celda de fluido. Esto puede deberse a que estos componentes tienen una mayor gravedad específica y tienden a separarse y asentarse más rápidamente.

Por otro lado, en un ángulo de inclinación de  $45^\circ$ , la sedimentación de los componentes puede ser menos pronunciada en comparación con el ángulo de  $90^\circ$ . Los componentes pueden tener una distribución más uniforme en la celda, lo que resulta en una menor diferencia de densidad.

Con un ángulo de inclinación de  $60^\circ$ , la sedimentación diferencial de los componentes puede estar presente, pero menos notable que en un ángulo de  $90^\circ$ . Es posible que algunos componentes más pesados aún se depositen en la parte inferior de la celda, pero la distribución general de los componentes puede ser más equilibrada.

Además, la viscosidad y la reología del fluido de perforación también pueden influir en la variación de densidad. Un fluido con una mayor viscosidad tiende a tener una mejor capacidad para mantener los componentes suspendidos y evitar una sedimentación rápida, lo que podría contribuir a una menor diferencia de densidad entre diferentes ángulos de inclinación.

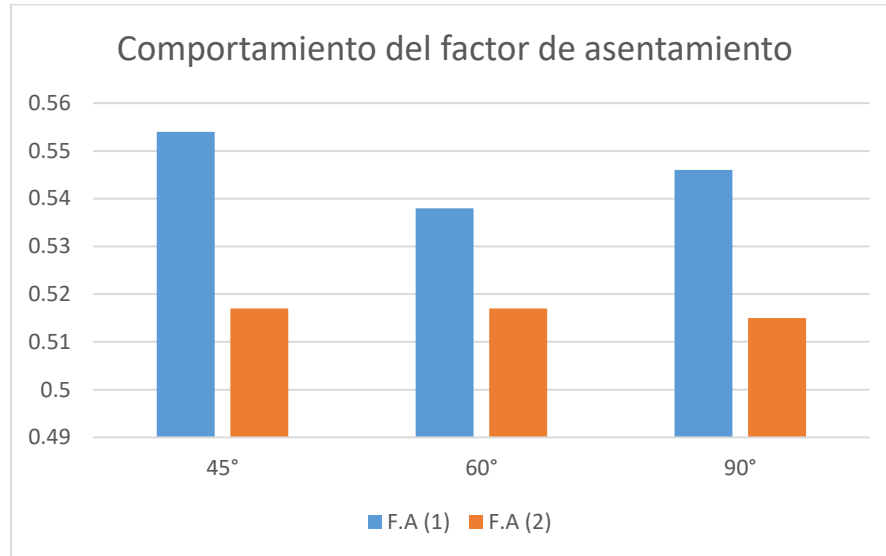
#### **4.7 Análisis del factor de asentamiento de las pruebas sag**

Finalmente, para terminar con los objetivos del trabajo, a continuación, se presentan los resultados que permiten “Comparar los resultados obtenidos de la perforación vertical con los obtenidos cambiando los ángulos de inclinación y su viabilidad técnica”. Los resultados indicaron que, en cuanto al análisis del factor de asentamiento, los valores de

este factor indican la eficiencia del asentamiento de la barita en el fluido de perforación en diferentes ángulos de inclinación (45°, 60° y procedimiento vertical).

**Figure 18.**

*Comparación del F.A de ambos procedimientos.*



**Nota:** Las barras de color azul son el primer procedimiento y la barra naranja el duplicado.

De manera general, un factor de asentamiento cercano a 1 indica un buen asentamiento de la barita en el fluido, lo que significa que las partículas sólidas se están depositando de manera efectiva y formando una suspensión estable. Por otro lado, un valor del factor de asentamiento más cercano a 0 indica un asentamiento insuficiente, lo que puede resultar en una mala suspensión de las partículas sólidas y una mayor probabilidad de problemas durante la perforación. Para este material, se considera que un factor de asentamiento con resultado entre 0.500 y 0.530 es considerado un valor aceptable [11]. Es pertinente mencionar que estos valores son adimensionales.

Para este caso del procedimiento uno, los valores del factor de asentamiento obtenidos son 0.554 para 45°, 0.538 para 60° y 0.546 para 90°. Estos valores indican que el asentamiento de la barita en el fluido de perforación es relativamente eficiente en todos



los ángulos evaluados, ya que los valores del factor de asentamiento se encuentran cercanos a 1.

No hay una gran diferencia en el factor de asentamiento entre los diferentes ángulos. Esto sugiere que el ángulo de inclinación no tiene un impacto significativo en la eficiencia del asentamiento de la barita en el fluido de perforación para este caso específico. Por lo que, los valores del factor de asentamiento obtenidos indican que el asentamiento de la barita en el fluido de perforación es adecuado en los ángulos evaluados (45°, 60° y 90°). Esto es una buena señal, ya que un buen asentamiento de la barita es esencial para mantener el peso del lodo y controlar adecuadamente el pozo durante la perforación.

**Tabla 18.**

*Estadística de las simulaciones del factor de asentamiento*

Procedimiento 1	Procedimiento 2	Estadística		
<b>Inclinación de 45°</b>		<b>Promedio</b>	<b>Desviación</b>	<b>%C.V</b>
0,554	0,517	0,535	0,026	4,93
<b>Inclinación de 60°</b>		<b>Promedio</b>	<b>Desviación</b>	<b>%C.V</b>
0,538	0,517	0,527	0,015	2,75
<b>Vertical 90°</b>		<b>Promedio</b>	<b>Desviación</b>	<b>%C.V</b>
0,546	0,515	0,530	0,022	4,18

**Nota:** Análisis estadísticos de los resultados obtenidos en las pruebas SAG en ángulos de 45°, 60° y 90°.

Para evaluar repetibilidad se procedió a realizar un duplicado de las simulaciones, y en la figura 14 se encuentra el diagrama de barras que permite apreciar más claramente las diferencias entre ambas pruebas. Las diferencias entre ambas pruebas no son significativas, el comportamiento es similar para los tres ángulos evaluados por lo que se puede decir que si se realizan las pruebas bajo las mismas condiciones se puede asegurar la repetibilidad de las mediciones. En el segundo procedimiento, el factor de

asentamiento se considera óptimo ya que entra dentro del rango de eficiencia para el asentamiento de barita.

Se realizó el cálculo del promedio de los valores y del coeficiente de variación y se puede garantizar que los tres ángulos obtienen resultados eficientes para este factor, en mayor proporción es más eficiente el ángulo de 45° y posteriormente el procedimiento vertical (Ver tabla 18).

## 5. CONCLUSIONES

Durante el desarrollo del presente estudio sobre la evaluación de los cambios en las propiedades de los fluidos de perforación a diferentes inclinaciones de la celda de rolado durante una simulación con la prueba SAG. Se identificaron varios parámetros que influyen en dichas propiedades, tales como la viscosidad plástica y el punto de cedencia, que a su vez son críticos para la estabilidad de la suspensión de las partículas del lodo y son evidenciados en el resultado del factor SAG.

Las propiedades reológicas del fluido OBM, después de ser sometidas al análisis SAG en los diferentes ángulos de 45°, 60°, 90° presentaron unas desviaciones significativas con respecto a los resultados obtenidos inicialmente. En el tope los valores obtenidos de viscosidad plástica fueron 22 cP, 21 cP y 23 cP; y el punto de cedente (lb/100ft<sup>2</sup>) 5, 4 y 4 a en los ángulos de inclinación respectivos. En el fondo los valores obtenidos de viscosidad plástica fueron 43 cP, 39 cP y 38 cP; y el punto de cedente (lb/100ft<sup>2</sup>) 19, 15 y 13 en los ángulos respectivos.

El comportamiento reológico presentó una desviación significativa para concluir que el fluido OBM no tiene las condiciones requeridas para mantener los sólidos en suspensión. Por tal razón, se deben garantizar los controles operacionales para el uso del fluido OBM evaluado en este estudio para su uso en pozo.

Los cambios en las propiedades reológicas también se evidenciaron en los esfuerzos de gel evaluados en los tiempos de 10 seg y 10 min para las diferentes inclinaciones (45°, 60° y 90°), antes y después de rolado. Los valores obtenidos en el gel de 10 seg fueron en tope 6, 5 y 6 respectivamente; en fondo 12, 10 y 10 respectivamente. Los valores obtenidos en el gel de 10 min fueron en tope 7, 9 y 8 respectivamente; en fondo 16, 17 y 14 respectivamente. Los resultados obtenidos evidencian un comportamiento de la velocidad de caída de los sólidos al generar un mayor esfuerzo por la restricción de los mismos.

Se obtuvieron valores de densidad promedio en el fondo del fluido de perforación de 13.22, 12.92 y 13.23 lpg. Esta variación en la densidad a los tres ángulos de inclinación evaluados (45°, 60° y 90°). Teniendo en cuenta que la densidad inicial del fluido es de 13 lpg. Se concluye que, la inclinación y la temperatura se consideran factores asociados para el impacto evidenciado en la estabilidad de la densidad del fluido.

El factor de asentamiento calculado para los ángulos de inclinación evaluados (45°, 60° y 90°) indican que el asentamiento de la barita en el fluido de perforación es crítico, debido a que los resultados se encuentran en el límite de los criterios de evaluación  $0.500 < SAG < 0.530$ . Los valores adimensionales obtenidos fueron 0.535, 0.527 y 0.530, siendo un resultado predictivo para el asentamiento de los sólidos.

Teniendo en cuenta los resultados obtenidos, se concluye que la formulación del fluido OBM con una relación de aceite/agua de 80:20 propuesta para este estudio debe ser ajustada para evitar los problemas de asentamiento de sólidos en las operaciones y posteriormente tener un mejor desempeño en pozo.

En este estudio se demostró que, al evaluar un fluido de perforación con diferentes ángulos de inclinación, hay cambios drásticos y significativos en sus propiedades y por ende en la estabilidad del mismo. De tal manera, que es importante siempre en el diseño de una formulación de un fluido OBM tener en cuenta las condiciones técnicas y operacionales a las cuales va a ser sometido.

Teniendo en cuenta los resultados, se evidencia como los ángulos influyen en la prueba y en el cambio de las propiedades del fluido a lo largo de su columna, para lo cual el diseño del fluido a emplear puede recibir ajustes que en su composición busque la mejor propuesta a nivel de consumo de aditivos; que al final del proceso nos puede llegar a mostrar ventajas económicas a la hora de diseñar el fluido.

## BIBLIOGRAFÍA

- [1] D. Herrera, “Estudio De La Sedimentación Estática Y Dinámica De La Barita En Fluidos De Perforación Base Agua De Densidades Intermedias,” Escuela Politécnica Nacional, 2020.
- [2] J. Mellin, “Estudio experimental para la evaluación de hundimiento de barita y acreción en sistemas base no acuosa empleados en la perforación de aguas profundas,” Universidad Nacional Autónoma de México, México, 2012.
- [3] C. Temple, A. Forbes, and C. Duncan, “Method for reducing sag in drilling, completion and workover fluids. United States Patent.,” 2005.
- [4] Zamora Mario and Bell Reginald, “Improved Wellsite Test for Monitoring Barite Sag,” *AADE Drill. Fluids Tech. Conf.*, 2004.
- [5] W. Dye, T. Hemphill, W. Guster, and G. Mullen, “Correlation of ultralow-shear-rate viscosity and dynamic barite sag,” *SPE Drill. Complet.*, vol. 16, no. 1, pp. 27–34, 2001, doi: 10.2118/70128-PA.
- [6] W. Dye, G. Mullen, and W. Gusler, “Drilling Processes: The Other Half of the Barite Sag Equation,” *SPE - Asia Pacific Oil Gas Conf.*, pp. 317–334, 2003, doi: 10.2118/80495-ms.
- [7] T. N. Ofei *et al.*, “Laboratory evaluation of static and dynamic sag in oil-based drilling fluids,” *SPE J.*, vol. 26, no. 3, pp. 1072–1091, 2021, doi: 10.2118/199567-PA.
- [8] S. Elkatatny, “Enhancing the Stability of Invert Emulsion Drilling-Pressure High-Temperature Conditions,” *Energies*, vol. 11, no. 2393, 2018, doi: 10.3390/en11092393.
- [9] J. Munguía, “Estimación estocástica de tiempos y velocidades de perforación,” Universidad Autónoma de México, 2018.
- [10] P. M. Hanson, T. K. Trigg, G. Rachal, and M. Zamora, “Investigation of barite ‘sag’ in weighted drilling fluids in highly deviated wells,” *Proc. - SPE Annu. Tech. Conf. Exhib.*, vol. Delta, pp. 223–230, 1990, doi: 10.2118/20423-ms.
- [11] B. Hughes, “Fluid Facts Engineering Handbook. Fluid Testing Procedures. SAG testing.” .

- [12] A. Patrickis and R. Hsia, "Case History : Zero Whole Mud Losses Achieved during Casing and Cementing Operations on Challenging Deepwater Well Drilled with Clay-Free Synthetic-Based Fluid," vol. 36, 2004.
- [13] K. Burrows, D. Carbajal, J. Kirsner, and B. Owen, "Benchmark Performance: Zero Barite Sag and Significantly Reduced Downhole Losses with the Industry's First Clay-Free Synthetic-Based Fluid," *SPE Int.*, no. 87138, 2004.
- [14] A. Boycott, "Sedimentation of Blood Corpuscles," *Nature*, vol. 104, p. 532, 1920.
- [15] T. H. Omland, A. Saasen, and P. Amund, "Detection Techniques Determining Weighting Material Sag in Drilling Fluid and Relationship to Rheology," *Annu. Trans. Nord. Rheol. Soc.*, vol. 15, 2007.
- [16] L. Moreira and H. Román, "Análisis Del Fluido De Perforación Visplex Para Pozos Horizontales Utilizado En Un Campo Del Oriente Ecuatoriano," 2000.
- [17] J. Robledo, "Análisis De Barrenas Y Los Fluidos De Control Aplicados A La Optimización De La Perforación De Pozos," Universidad Nacional Autónoma de México. Facultad de ingeniería, 2012.
- [18] M. Lozano and R. Santiago, "Control De Calidad De Aditivos Empleados En La Preparación De Un Fluido De Perforación," 2011.
- [19] J. Pérez, "Lodos de-perforacion," 2013. <https://es.slideshare.net/Juan choperezr/lodos-deperforacion> (accessed Mar. 05, 2023).
- [20] D. Araque, H. Briceño, F. Boscán, J. Gómez, and E. Vargas, "Composición De Los Fluidos De Perforación," 2012.
- [21] Secretaría de Economía Dirección General de Desarrollo Minero, "Perfil de Mercado de la Barita," *Dir. Gen. Desarro. Min.*, pp. 1–50, 2020, [Online]. Available: [https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/564110/Barita\\_2020\\_\\_ENE\\_.pdf](https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/564110/Barita_2020__ENE_.pdf)
- [22] R. Pozo and A. Bolívar, "Estudio para mejorar el proceso de tratamiento de aguas y manejo de sólidos de los fluidos de perforación en pozos del oriente ecuatoriano," p. 207, 2015, [Online]. Available: <https://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/10268>.
- [23] E. Garnica, "Capitulo III: importancia de los lodos de perforación.," in *Repositorio intitucional. UNAM*, 2013.
- [24] M. Hernandez and A. Manrique, "Formulacion De Un Fluido De Perforación De Alto

- Rendimiento Polimerico En Base Agua Para El Bloque Cpo-05 De La Cuenca De Los Llanos Orientales Monica,” Fundación Universitaria de América, 2018.
- [25] A. Del Pilar, “Diseño Del Fluido De Perforación Mitigando El Daño De Formación En La Zona De Interés Del Pozo O224 En El Campo Orito Alejandra,” Fundación Universitaria de América, 2017.
- [26] M. Rashidi *et al.*, “Introducing a Rheology Model for Non-Newtonian Drilling Fluids,” *Geofluids*, vol. 2021, 2021, doi: 10.1155/2021/1344776.
- [27] Drilling Course, “Drilling Fluids Rheological Models ,” Apr. 14, 2020. <https://www.drillingcourse.com/2020/04/drilling-fluids-rheological-models.html> (accessed Mar. 20, 2023).
- [28] C. Cárdenas, J. Sánchez, E. Ariza, and W. Machuca, “Vista de Análisis reológico para predecir y mejorar el comportamiento hidráulico durante la perforación de un pozo,” *Revista UIS*, vol. 27, no. 1, pp. 1–10, May 2013. <https://revistas.uis.edu.co/index.php/revistafuentes/article/view/3613/4493> (accessed Mar. 20, 2023).
- [29] O. Erge *et al.*, “Laminar to turbulent transition of yield power law fluids in annuli,” *J. Pet. Sci. Eng.*, vol. 128, pp. 128–139, 2015, doi: 10.1016/j.petrol.2015.02.007.
- [30] J. Hernández, “Análisis De Los Fluidos De Perforación En La Industria Petrolera,” Universidad Veracruzana, 2010.
- [31] O. Pabón, “Desarrollo De Software Para Analizar La Hidráulica De Perforación,” Universidad Central de Ecuador, 2016.
- [32] T. Ntow and A. Saasen, “Effect of particle number density on rheological properties and barite sag in oil-based drilling fluids,” *J. Pet. Sci. Eng.*, no. April, 2021, doi: 10.1016/j.petrol.2021.108908.
- [33] Rig Worker, “Stokes Law - Drilling Fluids ,” Mar. 24, 2023. <https://www.rigworker.com/fluids-3/stokeslaw.html> (accessed Apr. 25, 2023).
- [34] Asana, “Las 12 metodologías más populares para la gestión de proyectos ,” 2022. <https://asana.com/es/resources/project-management-methodologies> (accessed Apr. 23, 2023).
- [35] Ecopetrol, “T&I-I-024 Instructivo Para La Determinación De La Viscosidad Plástica Punto De Cedencia Y Fuerza Gel.” pp. 4–7, 2021.

[36] Ecopetrol, “T&I-I-Instructivo para la determinación del Asentamiento de Material Densificante - SAG.” Versión 1, pp. 5–17, 2023.



## GLOSARIO

**Barita:** es un mineral no metálico ( $BaSO_4$ ) inerte, no tóxico y con alto peso específico. Se encuentra en la naturaleza como masas cristalinas de colores: blanquecino, verdoso, grisáceo o rojizo, en tres formas: globular, fibrosa o laminar.

**CAMPO:** es una acumulación o grupo de acumulaciones de petróleo en el subsuelo.

**CAUDAL:** cantidad de fluido por unidad de tiempo que fluye en un determinado lugar.

**CORRELACIÓN:** correspondencia o relación recíproca entre dos o más acciones o fenómenos que se pueden estudiar.

**ENERGÍA DE LEVANTAMIENTO:** es la presión necesaria para que los fluidos presentes en un yacimiento sean transportados a la superficie, bien sea de forma natural o por medio de mecanismos de levantamiento artificial.

**ESTADO MECÁNICO:** representación gráfica que identifica los componentes principales del diseño de un pozo y su completamiento.

**ETAPAS:** longitud requerida para que una bomba pueda realizar la acción de bombeo.

**GRAVEDAD API:** Escala de gravedad específica del Instituto Estadounidense del Petróleo (American Petroleum Institute), la cual se utiliza para medir la densidad relativa del petróleo o sus derivados, y es expresada en grados.

**FLUIDOS:** en el ámbito de ingeniería de petróleo, los fluidos corresponden a los fluidos que se encuentran constituidos por componentes hidrocarburos y no hidrocarburos, cuyas propiedades dependerán de las condiciones de temperatura, presión y composición del sistema.

**FORMACIÓN:** es una secuencia de rocas, generalmente de características semejantes, en cuanto a litología y edad.

**PAD:** área, con arreglo de varios pozos inyectores, donde concentra la actividad de inyección.

**PERFORACIÓN:** realización del agujero a través de una herramienta denominada barrena a por medio de movimientos giratorios, en las que posteriormente se inyectan fluidos para extraer tierra y recortes de roca para llevarlos a la superficie.

**POZO:** perforación realizada en el suelo que tiene como objeto hallar y extraer hidrocarburos.

**PRESIÓN:** fuerza ejercida por unidad de área, usualmente es medida en unidades de campo en psi.

**PRESIÓN DE FORMACIÓN:** es la presión que ejercen los fluidos intersticiales como aceite, gas, y agua salada dentro del espacio poroso del yacimiento, esta puede ser de carácter normal o anormal.

**SAG:** Hundimiento (Traducción del inglés). Prueba de verificación de decantación solidos en estado estático.

**SCALE:** depósito o recubrimiento formado sobre la superficie de metales, rocas u otros materiales.

**SEDIMENTACIÓN:** desplazamiento vertical hacia abajo de los sólidos presentes en un fluido de perforación.




**SOFTWARE:** programa de cómputo que incluye instrucciones, datos y procedimientos detallados que controlan una operación y permiten realizar tareas en un sistema informático. **SURVEY:** reporte de medición del trayecto de un pozo a medida que es perforado, donde se precisa su inclinación y profundidad total.



**YACIMIENTO:** cuerpo de roca del subsuelo que exhibe un grado suficiente de porosidad y permeabilidad para almacenar y transmitir fluidos

## ANEXOS

**ANEXO 1**  
**EQUIPO PERSONAL DE PROTECCIÓN**

**Descripción de los elementos de protección personal**

Elemento de Protección Personal	Imagen	Características	Indicación de Uso	Recomendación	Criterios de Cambio y Disposición Final
GUANTES		Guantes de nitrilo	Se usan los guantes para la protección de las manos y no entrar en contacto directo con el fluido de perforación o los reactivos usados en la prueba.	Ajustar el guante al tamaño de los dedos.	Desechar después de su uso.
BATA		Diseñada para proteger la piel de las sustancias químicas que pueden derramarse o producir salpicaduras.	Para exposición a riesgo químico use manga larga, con resorte en manga, que brinde protección de la piel de miembros superiores a salpicaduras. Debe usarse cerrada, ya sea botón o cierre de cremallera.	Seleccionar latalla adecuada. Usar cerrada, irá abotonada totalmente. En ningún caso recoger las mangas.	Retirla al terminar la actividad y salir del laboratorio. Se desechan ante deterioro evidente.
GAFAS DE SEGURIDAD		Lente de seguridad, protege contra salpicaduras, impacto y radiación	Seleccionar de acuerdo con el riesgo	Cumple con los requisitos ANSI Z87.1-2003. Aprobación CE	Reemplazar si observa deterioro.



ZAPATOS DE SEGURIDAD		Zapato cerrado con suela antideslizante con refuerzo en la parte frontal, de tal manera que proteja el pie ante caída de objetos pesados.	Diseñado para prevenir heridas producidas por sustancias corrosivas, objetos pesados, descargas eléctricas, así como para evitar deslizamientos en suelos mojados.	Usar la talla indicada. Las agujetas o cordones deben estar tensionados y amarrados.	Se desechanante deterioro evidente de sus características protectoras y antideslizantes.
GUANTES DE CARNAZA		Se utilizan para protección a temperatura, resistencia al uso con materiales de abrasión, seguridad contra cortes y objetos punzantes.	Se utilizan para prevención a contacto con la celda cuando se encuentra caliente y objetos cortopunzantes.	Ajustar los guantes al tamaño de los dedos y verificar que no se encuentren rotos.	Desechar cuando presente desgastes, cuando termine su vida útil o cuando ya no ofrece garantías por el desgaste o saturación por las maniobras realizadas.



**Nota:** Equipo de protección personal para realizar la prueba SAG. Tomado de: Ecopetrol, “T&I-I-Instructivo para la determinación del Asentamiento de Material Densificante - SAG.” Versión 1, pp. 5–17, 2023.

**ANEXO 2**  
**RECURSOS MATERIALES**

Los insumos que se requieren para la determinación del asentamiento de material densificante se listan en la tabla 3.

**Listado de los equipos, materiales e insumos.**

EQUIPOS, MATERIALES E INSUMOS UTILIZADOS EN LA PRUEBA DE FILTRACIÓN DE CRUDO						
Recursos Materiales						
Parte Numero	Nombre e imagen	Especificaciones e instrucciones	Cantidad	Intervalo por unidad de tiempo	Lugar para utilizar	Observaciones
210285	Celda de Rolado	Capacidad 500 mL	1	5 años	Se ubica en el horno de rolado por 16 horas y en el horno para altas temperaturas por 24 horas	Asegurar que la celda se encuentra correctamente tapada y presurizada
						
	Horno para altas temperaturas	Mantiene la celda en posición vertical y en la temperatura constante deseada durante la prueba que va de 16 a 24 horas	1	15 años	La celda con el fluido rolado se ubica en posición vertical dentro del horno	Debe apagarse de forma manual
						
	Jeringas de laboratorio		1			

		Facilita el retiro del fluido de la celda		Un único uso	Se utiliza para retirar el fluido de la celda	Asegurar que la jeringa se encuentre completamente limpia y seca
	<p data-bbox="396 506 477 533">Probeta</p> 	Facilita medir el fluido durante la prueba	2	5 años	Se utiliza para depositar el fluido y medir en ml	Asegurar que la probeta este completamente limpia y seca

**Nota:** Equipos, materiales e insumos para realizar la prueba SAG. Ecopetrol, “T&I-I- Instructivo para la determinación del Asentamiento de Material Densificante - SAG.” Versión 1, pp. 5–17, 2023.

### **ANEXO 3**

## **RECOMENDACIONES**

Para futuras investigaciones, se sugiere ampliar la gama de ángulos de inclinación evaluados, es importante investigar cómo varía el asentamiento de la barita en ángulos intermedios. Esto permitirá obtener una comprensión más completa de cómo el ángulo de inclinación afecta el asentamiento de las partículas y proporcionará información adicional para optimizar el diseño del fluido de perforación.

Realizar pruebas con diferentes composiciones de fluidos de perforación. Dado que los resultados actuales se basan en un solo tipo de fluido, sería beneficioso evaluar el factor de asentamiento en diferentes composiciones de fluidos. Esto proporcionará información sobre cómo las variaciones en la composición del fluido pueden afectar el asentamiento de la barita y permitirá ajustar la formulación del fluido para maximizar su eficiencia en diferentes escenarios de perforación.

Continuar monitoreando y evaluando el comportamiento del fluido de perforación durante las operaciones. Es importante llevar a cabo un seguimiento constante de las propiedades reológicas y el factor de asentamiento del fluido durante la perforación. Esto permitirá identificar cualquier cambio o desviación en el rendimiento del fluido y tomar las medidas correctivas necesarias de manera oportuna.

Durante las operaciones en campo se recomienda compartir los hallazgos y conclusiones obtenidos con el equipo de perforación y otras partes interesadas relevantes. se fomenta la retroalimentación y la colaboración, lo que puede ayudar a mejorar el diseño y la implementación de los fluidos de perforación en futuros proyectos.

Teniendo en cuenta que los fluidos de perforación en la operación son uno de los rublos más costosos a la hora de presupuestar un proyecto, se sugiere que en un futuro estudio se realicen una mayor cantidad de análisis tanto en los ángulos como en los tipos de fluido, donde estadísticamente se pueda concluir con una mayor precisión las ventajas



en determinadas condiciones y que esto finalice en una fórmula para lograr un beneficio económico en el diseño de los fluidos de perforación.

En general, estas recomendaciones buscan optimizar las operaciones de perforación al mejorar el comportamiento del fluido, garantizar un adecuado control del pozo y maximizar la eficiencia del asentamiento de la barita