

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

**FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y
PETRÓLEOS**

FORMULACIÓN DE LODO SILICATO EN SECCIÓN DE 16''

**DISEÑO DE LODO EN BASE SILICATO PARA LA SECCIÓN DE
16'' USANDO COMO MODIFICADOR REOLÓGICO LA GOMA
XANTHAN**

**TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR PRESENTADO COMO
REQUISITO PARA LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO EN
PETRÓLEOS**

ANTONY RICARDO GALLARDO CAJAS

antony.gallardo@epn.edu.ec

DIRECTOR: MSC. JOANA SALOMÉ MARTÍNEZ VILLARREAL

joana.martinez@epn.edu.ec

Quito, agosto 2023

CERTIFICACIONES

Yo, Antony Ricardo Gallardo Cajas declaramos que el trabajo de integración curricular aquí descrito es de nuestra autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que hemos consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

ANTONY RICARDO GALLARDO CAJAS

Certifico que el presente trabajo de integración curricular fue desarrollado por Antony Ricardo Gallardo Cajas, bajo mi supervisión.

MSc. JOANA SALOMÉ MARTÍNEZ VILLARREAL
DIRECTOR

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

A través de la presente declaración, afirmamos que el trabajo de integración curricular aquí descrito, así como el (los) producto(s) resultante(s) del mismo, son públicos y estarán a disposición de la comunidad a través del repositorio institucional de la Escuela Politécnica Nacional; sin embargo, la titularidad de los derechos patrimoniales nos corresponde a los autores que hemos contribuido en el desarrollo del presente trabajo; observando para el efecto las disposiciones establecidas por el órgano competente en propiedad intelectual, la normativa interna y demás normas.

ANTONY RICARDO GALLARDO CAJAS

MSc. JOANA SALOMÉ MARTÍNEZ VILLARREAL

DEDICATORIA

Querida familia, amigos y mentores,

Con gran emoción y gratitud, dedico este trabajo de integración curricular a todos aquellos que han sido parte fundamental de este apasionante viaje académico. A mi familia, por su incondicional apoyo, amor y comprensión a lo largo de todo este proceso. A mis amigos, por compartir risas, momentos de alivio y aliento en los momentos más desafiantes.

Agradezco especialmente a mis queridos mentores y profesores, cuyo conocimiento, sabiduría y paciencia han sido pilares fundamentales para mi formación y desarrollo como profesional.

Esta investigación es un reflejo del esfuerzo, la dedicación y el deseo de contribuir al campo del conocimiento. Espero que este trabajo sea un pequeño aporte para la comunidad académica y para aquellos que se dedican al estudio y avance de la ciencia.

A todos ustedes, mi más profundo agradecimiento. Sin su apoyo y aliento, este logro no habría sido posible.

Con cariño y gratitud,

Antony Ricardo Gallardo Cajas

AGRADECIMIENTO

Quiero expresar mi más sincero agradecimiento a quienes posibilitaron la realización de este trabajo de integración curricular. En primer lugar, a mis padres y abuelitos, quienes siempre me brindaron su amor y apoyo incondicional en todo momento. Gracias por estar ahí para mí y por ser mi fuente de inspiración y motivación.

A mis amigos en general, muchas gracias por ser mi apoyo emocional durante todo este proceso y por ayudarme a desconectar en los momentos más estresantes. Vuestra presencia ha sido fundamental para mantener mi energía y motivación.

Finalmente, quiero extender mi agradecimiento a toda mi familia, amigos y profesores en general, que me brindaron su apoyo, paciencia y motivación durante todo el tiempo que duró esta tesis. Sin vuestro aliento y confianza, este logro no habría sido posible.

Gracias de todo corazón.

ÍNDICE DE CONTENIDO

CERTIFICACIONES.....	I
DECLARACIÓN DE AUTORÍA.....	II
DEDICATORIA.....	III
AGRADECIMIENTO.....	IV
ÍNDICE DE CONTENIDO.....	V
ÍNDICE DE TABLAS.....	VII
ÍNDICE DE FIGURAS.....	VIII
RESUMEN.....	IX
ABSTRACT.....	X
1 DESCRIPCIÓN DEL COMPONENTE DESARROLLADO.....	1
1.1 Objetivo general.....	1
1.2 Objetivos específicos.....	1
1.3 Alcance.....	1
2 GENERALIDADES.....	2
2.1 Sección superficial.....	2
2.1.1 Química de las arcillas.....	7
2.1.1.1 Estados asociados de las arcillas.....	7
2.1.1.1.1 Hidratación.....	7
2.1.1.1.2 Agregación.....	7
2.1.1.1.3 Dispersión.....	7
2.1.1.1.4 Floculación.....	7
2.1.1.1.5 Defloculación.....	8
2.1.2 Perforación de la sección superficial.....	8
2.1.2.1 Problemas en la perforación de la sección de 16".....	8
2.1.2.1.1 Tensiones tectónicas.....	8
2.1.2.1.2 Litología.....	8
2.2 FLUIDO DE PERFORACIÓN.....	9
2.2.1 Funciones.....	9
2.2.1.1 Remoción de recortes.....	9
2.2.1.2 Control de presiones.....	9
2.2.1.3 Evaluar la formación.....	10
2.2.1.4 Controlar la corrosión.....	10
2.2.1.5 Mantener la estabilidad del pozo.....	10
2.2.1.6 Minimizar los daños a la formación.....	10

2.2.1.7	Enfriar, lubricar, a la broca y al conjunto de perforación	10
2.2.1.8	Transmisión de potencia hidráulica.....	10
2.2.1.9	Reducir el impacto ambiental.....	11
2.2.2	Propiedades y Aditivos	11
2.2.2.1	Propiedades físicas	11
2.2.2.1.1	Densidad	11
2.2.2.1.2	Reología.....	11
2.2.2.1.3	Filtración.....	12
2.2.2.1.4	Contenido de arena.....	12
2.2.2.2	Propiedades químicas	12
2.2.2.2.1	Dureza.....	12
2.2.2.2.2	Cloruros.....	12
2.2.2.2.3	Alcalinidad.....	13
2.2.2.2.4	Concentración total de arcillas.....	13
2.2.2.2.5	Inhibidor de arcillas.....	13
2.2.2.2.6	PH (acidez o alcalinidad).....	13
3	METODOLOGÍA EXPERIMENTAL.....	16
3.1	Muestras para la evaluación del fluido de perforación	16
3.2	Diseño de los fluidos de perforación para la sección de 16”	16
3.3	Pruebas realizadas a los fluidos de perforación	19
3.3.1	Prueba de Densidad.....	20
3.3.1.1	Equipo	20
3.3.1.2	Procedimiento:.....	20
3.3.2	Prueba de Filtrado API	21
3.3.2.1	Equipo	21
3.3.2.2	Procedimiento.....	21
3.3.3	Viscosidad y resistencia de gel	22
3.3.3.1	Equipo	22
3.3.3.2	Procedimiento.....	23
3.3.4	Prueba Azul de Metileno (MBT)	23
3.3.4.1	Equipo:	23
3.3.4.2	Procedimiento:.....	24
3.3.5	Hinchamiento Lineal	24
3.3.5.1	Equipo	24
3.3.5.2	Procedimiento.....	25
3.3.6	Retorta.....	28

3.3.6.1	Equipo	28
3.3.6.2	Procedimiento.....	28
4	RESULTADOS	29
4.1	Análisis de Resultados	29
4.2	Pruebas básicas realizadas a los fluidos de perforación.....	30
4.3	Prueba de hinchamiento lineal	37
4.4	Capacidad de azul de metileno para fluidos de perforación	40
5	CONCLUSIONES	45
6	RECOMENDACIONES.....	46
7	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	48
	ANEXOS	51
	ANEXO I	52
	ANEXO II	54

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.	<i>Nomenclatura de las litofacies y elementos arquitectónicos de las formaciones fluviales.....</i>	3
Tabla 2.	<i>Clasificación de los aditivos dentro de los fluidos de perforación</i>	14
Tabla 3.	<i>Propiedades del lodo convencional para la sección superficial</i>	16
Tabla 4.	<i>Formulaciones fluido de perforación base nitrato de calcio</i>	17
Tabla 5.	<i>Formulaciones fluido de perforación base silicato de sodio.....</i>	18
Tabla 6.	<i>Formulación lodo base Nitrato de Calcio</i>	29
Tabla 7.	<i>Formulación lodo base Silicato de Sodio</i>	30
Tabla 8.	<i>Resultados de las pruebas básicas realizadas a los fluidos de perforación</i>	30
Tabla 9.	<i>Cambios de las pastillas antes y después del hinchamiento lineal</i>	40
Tabla 10.	<i>Resultados de la prueba de Azul de Metileno para el lodo Base Nitrato de Calcio</i>	41
Tabla 11.	<i>Resultados de la prueba de Azul de Metileno para el lodo Base Silicato de Sodio a diferentes concentraciones de bentonita.....</i>	41

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. <i>Columnas sedimentológicas de las formaciones someras</i>	5
Figura 2. <i>Columna estratigráfica de la cuenca oriente</i>	6
Figura 3. <i>Balanza de lodos</i>	20
Figura 4. <i>Equipo de filtrado API</i>	21
Figura 5. <i>Viscosímetro Rotativo 800</i>	22
Figura 6. <i>Dial Viscosímetro Rotativo 800</i>	22
Figura 7. <i>Instrumentos para la prueba de azul de metileno</i>	23
Figura 8. <i>Compactador</i>	25
Figura 9. <i>Equipo de Hinchamiento Lineal</i>	25
Figura 10. <i>Equipo de Retorta</i>	28
Figura 11. <i>Viscosidad aparente con respecto a los RPM para los fluidos de perforación</i>	32
Figura 12. <i>Variación viscosidad plástica con respecto a inhibidores</i>	33
Figura 14. <i>Punto Cedente de los fluidos de perforación</i>	34
Figura 16. <i>Resultados Filtrado API</i>	35
Figura 17. <i>Porcentaje de sólidos y líquidos de los fluidos de perforación</i>	36
Figura 18. <i>Curvas de hinchamiento lineal de fluidos de perforación a concentraciones de inhibidores bajas</i>	38
Figura 19. <i>Curvas de hinchamiento lineal de fluidos de perforación a concentraciones de inhibidores elevadas</i>	39
Figura 20. <i>Pastillas antes y después de las pruebas de hinchamiento lineal</i>	40
Figura 21. <i>Valores de MBC para el lodo de perforación base Nitrato de Calcio a diferentes concentraciones de bentonita</i>	42
Figura 22. <i>Valores de MBC para cada lodo base Silicato de Sodio a diferentes concentraciones de bentonita</i>	43
Figura 23. <i>Cantidades en ml de azul de metileno utilizado para el viraje de MBT para los diferentes lodos de perforación</i>	44

RESUMEN

En esta investigación, se evaluó la formulación de un fluido de perforación utilizando silicato de sodio como aditivo inhibidor en lugar del nitrato de calcio comúnmente utilizado para la sección de 16". Se llevaron a cabo pruebas de laboratorio para estudiar cómo el silicato de sodio afecta las propiedades del fluido, en particular, su capacidad de inhibición.

Además, se realizaron variaciones en las concentraciones de bentonita en el fluido de perforación para estudiar su impacto en las propiedades del lodo. Estas variaciones permitieron determinar la concentración óptima de bentonita, que proporciona una viscosidad adecuada y una buena capacidad de inhibición sin comprometer el rendimiento del fluido en el pozo.

Las variaciones de bentonita se realizaron en conjunto con las del silicato para alcanzar propiedades óptimas de viscosidad. El silicato de sodio contribuye significativamente a la viscosidad y floculación del fluido de perforación.

El enfoque integral de esta investigación, al evaluar tanto el silicato de sodio como la bentonita, proporciona información valiosa para la formulación y optimización de fluidos de perforación. Los resultados obtenidos brindan una comprensión más profunda de cómo estos aditivos afectan el comportamiento del fluido y su rendimiento dentro de la sección superficial de 16".

ABSTRACT

In this research, the formulation of a drilling fluid using sodium silicate as an inhibiting additive instead of commonly used calcium nitrate was evaluated in the 16" section. Various laboratory tests were conducted to study how sodium silicate affects the fluid's properties, particularly its inhibiting capacity.

Additionally, variations in the concentrations of bentonite in the drilling fluid were performed to study their impact on the mud's properties. These variations allowed for determining the optimal bentonite concentration, providing suitable viscosity and good inhibiting capacity without compromising the fluid's performance in the well.

Also, thanks to the different concentrations of sodium silicate evaluated in each bentonite variation, it was observed that sodium silicate significantly contributes to the viscosity and flocculation of the drilling fluid.

The comprehensive approach of this research, evaluating both sodium silicate and bentonite, provided valuable information for formulating and optimizing drilling fluids. The findings offer a deeper understanding of how these additives affect the fluid's behavior and performance within the 16" surface section.

1 DESCRIPCIÓN DEL COMPONENTE DESARROLLADO

La primera etapa del componente consiste en recolectar información sobre los lodos de perforación que emplean Nitrato de Calcio como aditivo inhibidor. Se busca comprender cómo funciona este aditivo, evaluar su eficiencia y detectar posibles desventajas en su funcionamiento.

Una vez que se disponga de la información necesaria, se procederá a la formulación de un nuevo lodo convencional basado en Nitrato de Calcio junto con los siguientes aditivos: Barita, Bentonita, Pack R, Goma Xantana. El Silicato de Sodio será incorporado en diferentes proporciones con el propósito de experimentar su capacidad de inhibición.

Para evaluar la eficacia de los lodos formulados, se realizarán pruebas experimentales. Entre ellas, se incluyen pruebas de densidad, reología, MBT (Methylene Blue Test), filtrado API y pH.

El enfoque de estas pruebas es comparar los resultados obtenidos del lodo convencional con el lodo modificado con Silicato de Sodio en distintas proporciones. De esta forma, se podrá determinar qué aditivo inhibidor es más eficiente y cuál ofrece mejores características reológicas y de filtrado en el lodo de perforación. La información obtenida a partir de estas pruebas permitirá tomar decisiones fundamentadas en la selección de los aditivos más adecuados para el diseño de fluidos de perforación.

1.1 Objetivo general

Formular un lodo de perforación a base de silicato con Goma Xanthan como modificador reológico.

1.2 Objetivos específicos

1. Diseñar un lodo convencional base nitrato de calcio.
2. Rediseñar el lodo convencional reemplazando nitrato por silicato de sodio.
3. Realizar pruebas de laboratorio y analizar resultados.

1.3 Alcance

El presente proyecto se enfocará en la realización de pruebas de laboratorio que definan porcentajes adecuados de aditivos reológico y silicatos minerales para la formulación de un lodo de perforación en zonas someras. Se realizará el análisis de bibliografía y se diseñará el lodo observando el comportamiento de este. Para este proyecto se usarán

equipos y químicos que se encuentran en el laboratorio de Fluidos de Perforación y Petrofísica.

2 GENERALIDADES

La cuenca ecuatoriana presenta varios desafíos, tanto operativos como ambientales para cualquier proyecto de perforación, principalmente debido a: la cantidad de arcillas en la sección superficial, presencia de tensiones tectónicas sobrepresionadas y abruptas desviaciones dentro de las formaciones, dificultando cualquier tipo de perforación. Para reducir cualquier problema generado dentro del pozo es necesario contar con una formulación de fluido de perforación que disminuya cualquier probabilidad de generar algún riesgo dentro del pozo. (Ramírez et al., 2006, pp. 1-4).

2.1 Sección superficial

La sección somera está compuesta por secuencias de arcilla, lutita y conglomerado, donde las arcillas y algunas intercalaciones inestables de lutitas predominan en la zona. La Tabla 1 presenta la nomenclatura de las diversas facies y elementos arquitectónicos de las formaciones someras, esta información se puede contrastar con la Figura 1. (Ramírez et al., 2006, pp. 30-35).

Tabla 1. Nomenclatura de las litofacies y elementos arquitectónicos de las formaciones fluviales

Litofacies de las formaciones fluviales			Elementos arquitectónicos de las formaciones fluviales		
Código	Facies	Estructuras sedimentarias	Simbología	Asociación de Facies	Geometría y sucesión
Gmg	Conglomerado macizo.	Grano creciente o grano decreciente.	CH	Todos los tipos de facies.	Base erosiva, concavidad hacia el tope. Se encuentra adentro superficies de 3er orden de con
Gh	Conglomerado con matriz de poca estratificación.	Estratificación horizontal e imbricaciones de clastos.	CR	Sr, Fl	Base cóncava, relleno con alternancias de Sr y Fl.
Gt	Conglomerado estratificado	Estratificación cruzada en artesas	GB	Gp, Gt	Lentes o cuerpos tabulares, interestratificada con elementos SB
Gp	Conglomerado estratificado	Estratificación cruzada plana			
St	Arenisca fina a gruesa o conglomerática.	Artesas aisladas cruzada o en estratificación.	SB	St, Sh, Sr	Lenticular, tabular o prismático.
			DA	St, Sh, Sr	Lenticular con base cóncava y tope convexo.
Sr	Arenisca fina a gruesa.	Ripples.			
Sh	Arenisca fina a gruesa o conglomerática.	Estratificación o laminación horizontal.	LA	St, Sh	Cuerpo prismático con superficies cóncavas.

Fl	Areniscas, limolitas o arcillolitas.	Laminación delgada.	HO	Gh, Gt, St	Base cóncava hacia el tope, relleno asimétrico.
Fr	Limolita, arcillolitas.	Macizo, trazas de raíces, bioturbación.	SG	Gmmg	Base cóncava hacia la tope clásticamente asociada con elementos GB.
P	Paleosuelos, concreciones carbonatadas, niveles de óxidos de hierro.	Trazas de pedogénesis: nódulos, cortezas.	FF	Fl	Cuerpos isópacos de gran extensión lateral, llanura de inundación asociados con elementos SB.

Fuente: *La nomenclatura de las litofacies y elementos arquitectónicos de las formaciones fluviales, fue modificado de Baby et al. (2004, pp. 98-99)*

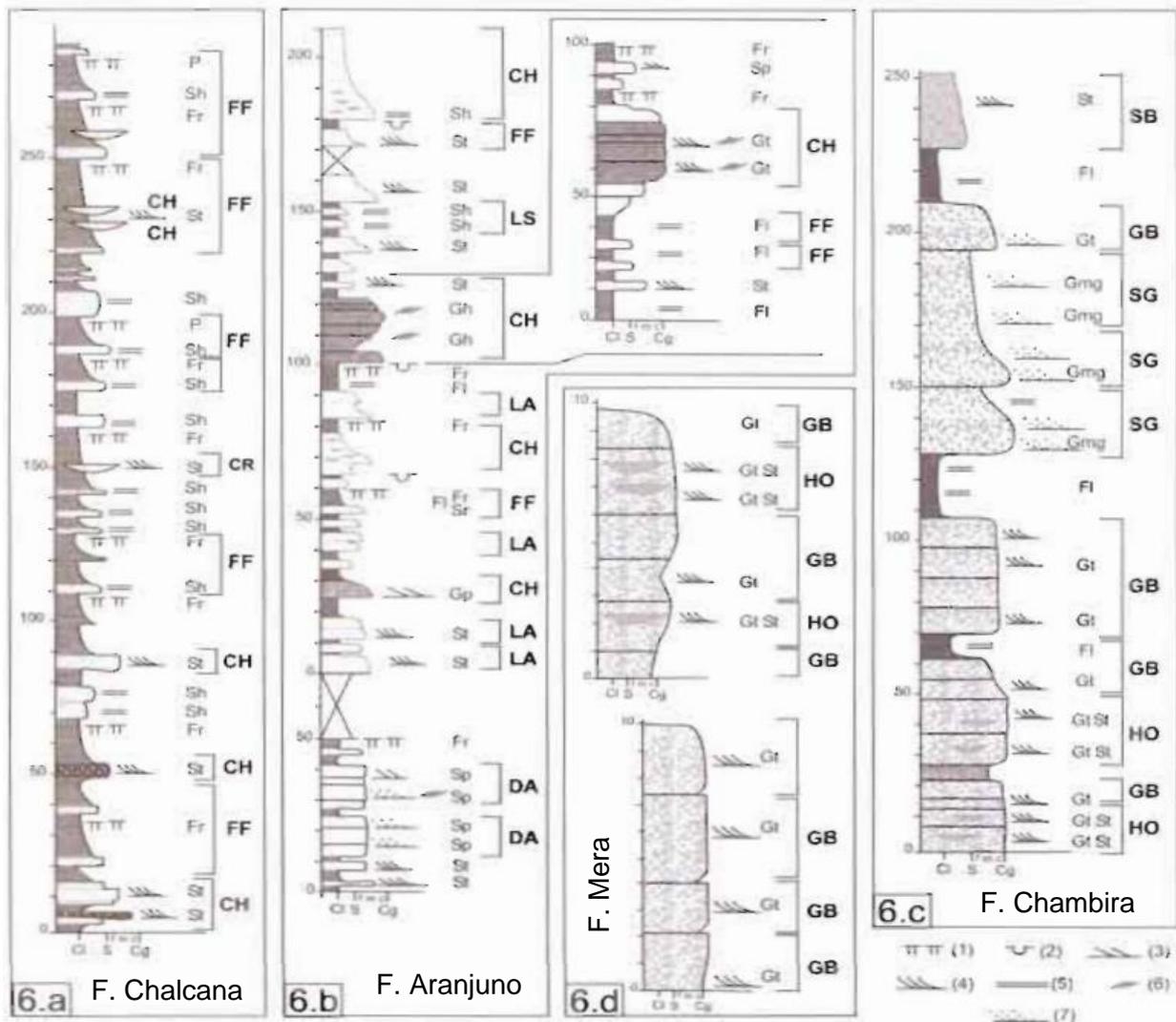


Figura 1. Columnas sedimentológicas de las formaciones someras

Fuente: Modificado de (Baby et al., 2004).

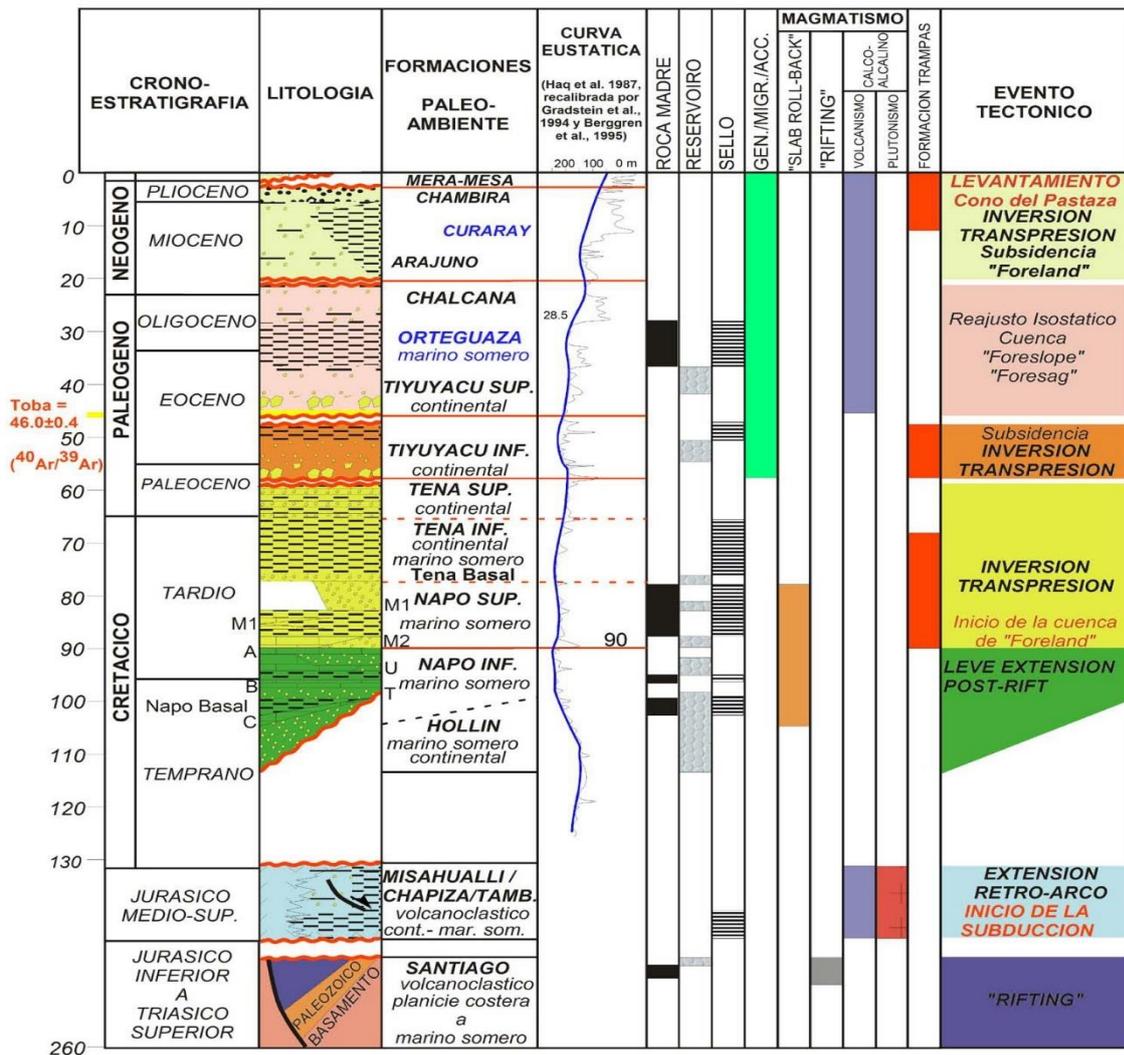


Figura 2. Columna estratigráfica de la cuenca oriente

Fuente: Tomado de (Baby et al., 2004).

Las formaciones Mera, Mesa, Chambira, Curaray, Aranjuno, Chalcana y una parte de Orteguzza, visibles en la Figura 2, son consideradas formaciones someras debido a su amplia exposición en la capa superficial de la Tierra. Estas formaciones se caracterizan por su composición de depósitos fluviales, típicos de ambientes sedimentarios cercanos a la superficie terrestre, como ríos, lagos, llanuras aluviales y piedemontes. Estos ambientes no se encuentran a grandes profundidades geológicas. Dado que estas formaciones se describen como depósitos fluviales y abanicos aluviales, es razonable inferir que se localizan en entornos someros de la cuenca oriente durante el periodo neógeno, lo que las clasificaría como formaciones superficiales (Baby et al., 2004).

Este carácter somero de las formaciones se relaciona con el proceso geológico del intemperismo, que combina procesos físicos y químicos para descomponer y desgastar las rocas, generando el material de origen del sedimento. La erosión, a su vez, transporta y deposita este sedimento, cabe mencionar que estos procesos tienen lugar principalmente cerca de la superficie terrestre. Sin embargo, si el sedimento o las rocas sedimentarias son desplazados a mayores profundidades debido a factores como el aumento de temperatura y presión, sufren metamorfismo o fusión, lo que los excluye efectivamente de la capa de rocas sedimentarias superficiales (Prothero & Schwab, 2014, p. 14).

2.1.1 Química de las arcillas

Las arcillas interactúan de varias maneras con los fluidos de perforación, y dado a su tamaño coloidal no permiten separarse físicamente de un líquido. Su gran superficie hace que sean altamente reactivas, mientras que, en presencia de iones, altera su estructura. (Mitchell & Miska, 2011, pág. 95).

2.1.1.1 Estados asociados de las arcillas

Estos fenómenos son muy importantes en el proceso de formación de fluidos de perforación, dado que tanto la floculación y defloculación afectan a la viscosidad y estabilidad del lodo, por otro lado, la dispersión y agregación tienen efectos diferentes en la reología de las suspensiones (Ryen Caenn, 2017).

2.1.1.1.1 Hidratación

Se presenta cuando las láminas de las arcillas absorben agua, lo que hace que se hinchen. (Mitchell & Miska, 2011, p. 95).

2.1.1.1.2 Agregación

Es el resultado de interacción iónica o térmica, lo que altera la hidratación de las láminas de arcilla, lo que forma agregados de láminas paralelas espaciadas. (Ryen Caenn, 2017, p. 121).

2.1.1.1.3 Dispersión

Este fenómeno hace que las arcillas se separen y se dispersen en el agua, esto debido a la pérdida de fuerzas de atracción entre las láminas por medios mecánicos o efectos electroquímicos. (Ryen Caenn, 2017, p. 121)

2.1.1.1.4 Floculación

Sucede cuando se agrega un electrolito a las partículas coloidales, haciendo que las láminas que se encontraban dispersas se unan debido a la fuerza atractiva de las cargas superficiales de las láminas. (Ryen Caenn, 2017, p. 117)

2.1.1.1.5 Defloculación

Cuando las cargas de borde positivo se ven cubiertas de ciertas sales de sodio, lo cual reduce las fuerzas de atracción por intercambio de aniones en la doble capa del borde del cristal. (Ryen Caenn, 2017, p. 119).

2.1.2 Perforación de la sección superficial

El diámetro común de la sección de perforación en Ecuador para la sección superficial es de 16", cuya sección se perfora aproximadamente en ciertos casos desde la zapata del casing de 20" hasta aproximadamente los 4500 ft en la formación Chalcana, atravesando formaciones del terciario indiferenciado, principalmente aislando la formación Chalcana. En esta sección se realiza el trabajo direccional ya que alrededor de los 500 o 600 ft se encuentra el punto de desviación (KOP) (Chintasing, 2016).

2.1.2.1 Problemas en la perforación de la sección de 16"

2.1.2.1.1 Tensiones tectónicas

Debido a la variabilidad de las formaciones durante la perforación, no es común tener un perfil vertical, de tal manera que exista un ángulo diferente en cada área de las formaciones geológicas, esto repercute en la limpieza del pozo, pérdida de circulación y aumento de esfuerzos a los que son sometidas la sarta de perforación. (Ryen Caenn, 2017). Esto tiene varias implicaciones durante la perforación de un pozo:

- Gran acumulación de recortes en la parte inferior del pozo, lo que generaría adherencia excesiva en la costra de lodo, generando inestabilidad en el pozo y dificultad para perforar. (Ryen Caenn, 2017, pp. 226-227).
- Cambios en las presiones de poro, afectando a la interacción del fluido de perforación en dichas formaciones. (Ramírez et al., 2006).

2.1.2.1.2 Litología

La arcilla, genera varios problemas cuando está consolidada o sedimentada. (Pedreros & Osorio, 2018). Dentro de la arcilla no consolidada se presentan los siguientes problemas:

- Baja permeabilidad para con el lodo de perforación generando una posible pérdida de circulación. (Chemwotei, 2011).
- Inestabilidad del pozo por expansión y contracción de las arcillas en presencia de los fluidos de perforación o fuentes de agua próximas. (Chemwotei, 2011).

En la arcilla consolidada, los cambios abruptos en las presiones de poros y actividad tectónica deforman e incluso rompen algunas de ellas, perjudicando en cualquier operación

de perforación. (Ramírez et al., 2006, pp. 1-4). Existen varios problemas asociados a este fenómeno:

- Restricción del flujo de fluidos por la baja permeabilidad de las arcillas consolidadas. (Ryen Caenn, 2017, p. 312).
- Generación de formaciones inestables debido a la expansión de estas arcillas compactas durante presiones anormales. (Ryen Caenn, 2017, p. 312).

Los fluidos de perforación con una gran densidad pueden ser la solución a las presiones anormales en arcillas geopresurizadas, reduciendo la inestabilidad del pozo y reduciendo la pérdida de circulación. (Ryen Caenn, 2017, p. 312).

2.2 FLUIDO DE PERFORACIÓN

Se desplaza por la sarta de perforación, llegando a la broca y regresando a superficie por el espacio anular, la composición del fluido de perforación tiene propiedades fisicoquímicas necesarias para una eficiente operación, que dependerá de la litología, temperatura, y de los diferentes requerimientos de cada operación. (González & Reyes, 2020, p. 23).

2.2.1 Funciones

2.2.1.1 Remoción de recortes

El fluido de perforación es circulado dentro de pozo con el objetivo de remover todos los recortes provenientes del mismo a medida que es perforado, las mismas que son transportadas a superficie para permitir que la broca siga operando de manera eficiente. (Pedreros & Osorio, 2018, pp. 47-48).

2.2.1.2 Control de presiones

Controla la presión de la formación y depende de la densidad, a medida que la presión de la formación aumenta, es necesario aumentar el peso al fluido de perforación con la ayuda de la agregación de barita u otros aditivos, para proveer de estabilidad al hueco. (Pedreros & Osorio, 2018, p. 46).

En presiones anormales, donde se requiera un mayor peso nos centramos en la cabeza hidrostática, sin aumentar demasiado esta carga debido a que podemos generar una fractura en la formación, dando paso a la pérdida de fluido de perforación. (Chemwotei, 2011, p. 157).

2.2.1.3 Evaluar la formación

La formación se mantiene estable para bajar registros eléctricos de manera que permita realizar una evaluación general a la formación, ya sea de las propiedades físicas, químicas de la formación. (Pedreros & Osorio, 2018, p. 49).

2.2.1.4 Controlar la corrosión

Son sustancias que permiten prevenir o ralentizar el proceso de corrosión sobre las superficies de las tuberías. Esto se debe a la interacción directa entre la tubería y el lodo de perforación. Además, la presencia de gases liberados puede intensificar este proceso corrosivo. Por esta razón, es de vital importancia llevar a cabo un monitoreo periódico de las muestras de corrosión. Esta práctica desempeña un rol crucial en la administración de los daños y en la disminución de la velocidad de corrosión en las tuberías en su conjunto (Pedreros & Osorio, 2018, pág. 48).

2.2.1.5 Mantener la estabilidad del pozo

Reduce la probabilidad de un atasco de la sarta de perforación dentro del hoyo, de manera que todos los recortes tienen que encontrarse suspendidos cuando se detenga la circulación, para que estos no se aglomeren alrededor de la broca y del fondo del pozo. (Chemwotei, 2011, p. 157). Esto se consigue manteniendo en equilibrio de diversos factores mecánicos, como presión, esfuerzo, entre otros. (Sarmiento, 2012).

2.2.1.6 Minimizar los daños a la formación

El fluido de perforación tiene el objetivo de proteger la zona de producción contra cualquier daño, de esta manera el lodo genera una costra protectora en la pared de la formación perforada (Chemwotei, 2011, p. 158).

2.2.1.7 Enfriar, lubricar, a la broca y al conjunto de perforación

Disminuye el calor al distribuirlo a lo largo de todo el pozo, logrando temperaturas inferiores a las del fondo. También contribuye a la disminución de la vida útil de dichas herramientas (Sarmiento, 2012, p. 24).

2.2.1.8 Transmisión de potencia hidráulica

A través del lodo de perforación se transfiere la potencia hidráulica desde la superficie a la barrena y provee de energía para que los motores del fondo del pozo funcionen, de manera que trabajen a una capacidad óptima para que puedan limpiar la cara del pozo. (Chemwotei, 2011, p. 158).

2.2.1.9 Reducir el impacto ambiental

Todo fluido de perforación tiene que cumplir con parámetros técnicos, basadas en normativas establecidas las cuales permiten tomar la decisión de desechar estos fluidos sin ninguna afección a la zona donde se descargarán los mismos, de manera que el fluido se convertirá en un desecho que pasará a ser almacenado acorde la ubicación, fuentes de agua, población y ecosistema en general. (Pedreros & Osorio, 2018, p. 50).

2.2.2 Propiedades y Aditivos

2.2.2.1 Propiedades físicas

2.2.2.1.1 Densidad

La densidad del fluido de perforación se refiere al peso por unidad de volumen del fluido. Su función primordial radica en prevenir la infiltración de fluidos desde la formación hacia el pozo, lo cual se logra superando la presión de la formación, asegurando así la seguridad, estabilidad y eficacia del proceso. Además, la densidad del lodo incide en el transporte de los recortes de perforación debido al efecto de flotación (Ryen Caenn, 2017, pp. 13-15).

En la práctica, se han empleado comúnmente compuestos como el carbonato de calcio y la barita para ajustar la densidad del fluido. El carbonato de calcio se utiliza en densidades inferiores a 12 ppg, mientras que la barita se emplea en densidades superiores (Mitchell & Miska, 2011, p. 94).

2.2.2.1.2 Reología

La reología es una propiedad fundamental que influye en el rendimiento del fluido de perforación. En las pruebas de reología, se determinan las propiedades aparentes de flujo como: viscosidad plástica, punto cedente, y fuerza de geles. (Hossain & Al-Majed, 2015).

La viscosidad plástica es la cantidad mínima de fuerza que se requiere para que el fluido pase de un estado estacionario a un estado de flujo, además permite evaluar la capacidad de un fluido para iniciar el movimiento de recortes manteniendo una circulación adecuada durante las operaciones. (Sarmiento, 2012, p. 25).

El punto cedente es la resistencia al flujo del fluido de perforación debido a la fricción de las partículas suspendidas por la viscosidad de la fase líquida. (Mitchell & Miska, 2011). Determina la capacidad para transportar los recortes de perforación, y asegura una adecuada limpieza del pozo y ayuda a prevenir problemas como el atascamiento de la tubería de perforación. (Pedreros & Osorio, 2018, pp. 52-53).

Por otro lado, tenemos a la resistencia o fuerza de geles, es la capacidad de un gel para mantener su forma y resistirse a la deformación de flujo en diferentes condiciones. Mide la

capacidad que tiene un fluido de perforación para mantener las partículas en suspensión posterior al cese del flujo. Durante el flujo las partículas se rompen, mientras que durante el cese éstas son atraídas por partículas de arcillas, originando la floculación, y suspendiendo los recortes cuando el flujo es estático. (Chemwotei, 2011, p. 159).

Estas propiedades reológicas por lo general son controladas con viscosificantes principalmente: Bentonita y Goma Xantana. (Cevallos, 2018).

2.2.2.1.3 Filtración

La filtración en el lodo de perforación mide la capacidad que tiene el fluido de perforación de generar una membrana o capa impermeable cuando existe diferencia entre las presiones producidas por el fluido del pozo y las presiones dentro de la formación. (Chemwotei, 2011, pp. 159-160). Entre los más utilizados para el control de filtrado se tiene los polímeros como PAC Iv, resinas, CMC. (Cevallos, 2018).

2.2.2.1.4 Contenido de arena

Determina la cantidad de material sólido mayor de 74 micrones contenido en el fluido de perforación, durante la perforación de un pozo el porcentaje de arena considerado es menor al 2 % del volumen, esto por varios motivos, siendo la primera para evitar: cualquier daño a los equipos, generación de una costra de lodo muy gruesa, mayor densidad del fluido, entre otros. (Chemwotei, 2011, p. 160).

2.2.2.2 Propiedades químicas

2.2.2.2.1 Dureza

Identifica la dureza total del lodo de perforación gracias a la presencia de los iones calcio y magnesio. (Mitchell & Miska, 2011, p. 124). Cuando el fluido de perforación tiene una dureza muy elevada afecta a las propiedades de suspensión y sellado de las arcillas bentoníticas, además de presentar un bajo rendimiento a la hora de producir un lodo con criterios de geles aceptables, debido a que mientras más dureza tenga el fluido más bentonita se requiere. (Chemwotei, 2011, p. 160).

2.2.2.2.2 Cloruros

Determina la concentración de iones cloro que se encuentran en el lodo de perforación, en áreas donde abunda la sal, o en presencia de agua salada al momento de iniciar operaciones de perforación, es importante reducirlas dado que puede ocasionar efectos adversos en un lodo de perforación base agua. (Mitchell & Miska, 2011, p. 123).

2.2.2.2.3 Alcalinidad

Determina la concentración de iones hidroxilo, bicarbonato y carbonato en exceso en un fluido base agua. Es importante conocer la alcalinidad de un fluido dado que nos permite conocer las características químicas del mismo, y verificar si este tiene algún contaminante. (Pedreros & Osorio, 2018, p. 59).

2.2.2.2.4 Concentración total de arcillas

Permite determinar la concentración total de todos los sólidos arcillosos que son reactivos dentro del lodo perforación, cabe mencionar que también se puede realizar esta prueba a los recortes en superficie para obtener el intercambio de cationes de la formación. (Pedreros & Osorio, 2018, p. 60).

2.2.2.2.5 Inhibidor de arcillas

Permite alterar el comportamiento de las arcillas, de manera que reduce la velocidad de hidratación, y el hinchamiento cuando entra en contacto con cualquier fase acuosa. (Vallejo Romero, 2015).

Dentro de los inhibidores, el Silicato de Sodio se lo ha utilizado en formaciones inestables, como en Cuba, en los pozos de petróleo de la Franja Norte de Crudos Pesados del archipiélago cubano, donde ofreció resultados satisfactorios para la minimización de la hidratación de arcillas como para su dispersión en el fluido, y que en conjunto con el glicol aumentó la eficiencia de dispersión. (Armas et al., 2014, pp. 27-28)

Por otro lado, en la industria petrolera norteamericana, se lo ha utilizado en operaciones de pozos geotérmicos, de gas y petróleo, en estimulación de yacimientos, perforación, y cementación. (Liu & Ott, 2020, p. 1).

2.2.2.2.6 PH (acidez o alcalinidad)

Define si el fluido es ácido o alcalino, basado en un rango de entre 0-14, siendo de 9.5 y 10.5 la utilizada para un fluido de perforación, el rango se depende de la concentración de iones de hidrógeno en el fluido. El PH afecta en el comportamiento del lodo de perforación con las paredes el pozo, rendimiento con las arcillas y con el control de corrosión, entre otros (Pedreros & Osorio, 2018, p. 56).

A continuación, en la Tabla 2 se puede observar los diferentes aditivos utilizados en la industria petrolera.

Tabla 2. Clasificación de los aditivos dentro de los fluidos de perforación

Clasificación de los aditivos de perforación según sus funciones	Definición	Aditivo	Función
Densificantes	Controlar presión y prevenir reventones	Barita	Aumentar la densidad
		Carbonato de Calcio	Densificante
		Hematita	Densificante
Viscosificantes	Aumentar viscosidad de los fluidos y ayuda a la suspensión de recortes de formación	Bentonita	Control de Viscosidad y pérdida de filtrado
		Atapulguita	Aumentar la viscosidad
		Goma Xantana	Aumentar la viscosidad
		Sepiolita	Aumentar la viscosidad
		Fosfatos	Reductor de Viscosidad
Geltone 11/V	Viscosificador		
Dispersantes y defloculantes	Evita formación de láminas y paquetes más gruesos de las partículas	Lignitos	Dispersantes
Controladores de alcalinidad y Ph		cal	Fuente de alcalinidad
Emulsificantes		Arcillas especiales	Emulsionante principal
Antiespumantes y espumantes		Estearato de aluminio	Antiespumígeno
		Quebracho	Proporciona dilución y control del filtrado
Controladores de filtrado		Resinas	Control de filtrado

	Controlar la pérdida relativa del fluido a través de membranas o formaciones permeables	CMC	Control de pérdida de filtrado
		Grafito	Reducir el arrastre y la torsión
		Duratone HT (polímeros)	Agente de control de pérdida de fluido
Inhibidores de corrosión	Previene reacción química o corrosión	Aminas catiónicas	Inhibidor de corrosión
		Secuestrantes de oxígeno	Inhibidor de corrosión
Material para pérdida de circulación	Controlar pérdida de circulación	Cáscara de nuez triturada	Controlar pérdida de circulación
		Escamas de celofán	Controlar pérdida de circulación
Floculantes	Producen el espesamiento de la consistencia del fluido	Baroid Barodense ó Baracarb	Agente densificador
Lubricantes	Lubricar contacto entre sarta y paredes del pozo	Agua	Fase discontinua
		Aceite	Fase continua
		Diesel	Fase continua

Fuente: *La clasificación de los aditivos dentro de los fluidos de perforación fué modificada de Méndez Cevallos (2018, p. 12).*

3 METODOLOGÍA EXPERIMENTAL

3.1 Muestras para la evaluación del fluido de perforación

Las muestras recolectadas provienen de formaciones superficiales en general y se estudiarán y analizarán en conjunto con el fluido de perforación para observar su comportamiento con respecto a la composición de arcillas presentes en su interior.

En la Tabla 3 se presentan las propiedades de un lodo de perforación convencional, el cual ha sido ampliamente utilizado en esta sección y aplicado en entornos superficiales.

Tabla 3. *Propiedades del lodo convencional para la sección superficial*

Propiedad	Unidades	Rango permisible
Densidad del lodo	ppg	8.6 – 10.2
Viscosidad Plástica	cP	5-18
Punto Cedente	Lbs/100 ft ²	6 – 18
Geles	Lbs/100 ft ²	6/19
Filtrado API	Cc/30 min	< 12
MBT	Lpb	< 27.5
pH	Adimensional	7.5 – 9.5
MBT	Lpb equivalente	< 35

Fuente: *Las propiedades del lodo convencional para la sección superficial fue modificada de Cuzco Yamasca y Ortiz Bonilla (2013, p. 177)*

3.2 Diseño de los fluidos de perforación para la sección de 16”

Para formular el fluido de perforación, se consideran los valores presentados en la Tabla 3, que muestra los rangos válidos para la sección bajo estudio. Estos rangos constituyen un punto de referencia para las demás formulaciones de fluidos de perforación que serán analizadas.

En este experimento, se emplearon las unidades de campo, teniendo en cuenta que una libra-masa (lb-m) de producto por cada barril (bbl) de líquido es equivalente a un gramo de producto por cada 350 mililitros (ml) de líquido, según lo establecido por el Instituto Americano del Petróleo en 2001.

La formulación se desarrolla a través de un proceso de ensayo y error. Inicialmente, se incorporan cantidades reducidas de aditivos y se realizan evaluaciones cualitativas y análisis en el laboratorio para observar los resultados obtenidos. A medida que se avanza, se incrementan gradualmente las cantidades de aditivos, como la bentonita, el barazán, el

nitrato de calcio y el silicato de sodio, de acuerdo con las necesidades específicas de cada propiedad que se busca alcanzar.

A medida que aumentan las concentraciones de los aditivos, el fluido adquiere una mayor viscosidad, lo que a su vez conlleva a la formación de una masa más consistente. Este fenómeno resulta fundamental para alcanzar las propiedades requeridas en los fluidos de perforación. Conforme nos acercamos a las propiedades deseadas, nos concentramos en ajustar las concentraciones de los demás aditivos para refinar aún más la formulación y lograr obtener un fluido óptimo.

Este proceso iterativo permite la identificación precisa de las combinaciones y proporciones adecuadas de aditivos necesarias para obtener las propiedades requeridas en las formulaciones finales. A lo largo de este proceso, se realizan ajustes continuos en las concentraciones de los aditivos basados en los resultados obtenidos en las evaluaciones y análisis. Cada iteración implica un análisis minucioso de cómo las variaciones en las cantidades de aditivos influyen en la viscosidad, la consistencia y otras propiedades del fluido. Mediante esta revisión constante, se refina la formulación hasta lograr los valores óptimos que se traducen en las propiedades deseadas para los fluidos de perforación

Tabla 4. *Formulaciones fluido de perforación base nitrato de calcio*

Aditivos	Formulación 1	Formulación 2	Formulación 3
	Cantidad (gr)	Cantidad (gr)	Cantidad (gr)
Nitrato de Calcio	8	8	15
Bentonita	15	22	30
Barita	80	80	80
Barazán	0.8	0.8	0.8
PAC Iv	1.2	1.2	1.2

Fuente: *Realizado por Antony Gallardo (2023)*

La metodología aplicada se fundamenta en un enfoque de prueba y error para desarrollar una formulación óptima de lodo a base de nitrato de calcio, tal como se expone detalladamente en la Tabla 4. El proceso comienza con la medición de 350 ml de agua, que se coloca en un recipiente de mezcla. Una vez iniciada la agitación, se procede a incorporar los distintos aditivos en un orden específico. Primeramente, se añade la barita y la bentonita para regular el peso del lodo. Luego, se introduce el barazán con el fin de conferirle viscosidad y mejorar las propiedades reológicas del fluido. A continuación, se

incorpora PAC Iv para intensificar el control de filtrado. Por último, se agrega nitrato de calcio. Es importante mencionar que este último no ejerce una influencia notable en el peso ni en la viscosidad del fluido, tal como se ilustra en la formulación 1.

Para la concepción de la formulación 2, se ajusta la cantidad de bentonita con el propósito de optimizar la viscosidad del fluido. En lo que respecta a la formulación 3, nuevamente se adiciona una cantidad mayor de bentonita y se incrementa la concentración de nitrato de calcio para fortalecer la inhibición del fluido de perforación. Esta última formulación se identifica como la más adecuada, ya que sus concentraciones permiten una aproximación satisfactoria a las propiedades de referencia.

Tabla 5. *Formulaciones fluido de perforación base silicato de sodio*

Aditivos	Formulación 1	Formulación 2	Formulación 3
Bentonita	10	20	30
Silicato de sodio	35	52,5	70
Barita	40		
Barazán	0,75		
PAC LV	1,2		

Fuente: *Realizado por Antony Gallardo (2023)*

En la Tabla 5, se presentan las diversas formulaciones desarrolladas tanto para el fluido base Silicato de Sodio como para el fluido base Nitrato de Calcio. En ambos casos, el proceso inicia con concentraciones bajas de todos los aditivos, iniciando la primera formulación. Esta etapa implica la creación de una serie de combinaciones entre bentonita y silicato de sodio, lo que resulta en un total de nueve combinaciones. El objetivo principal es determinar las concentraciones óptimas de estos aditivos.

El proceso comienza llenando un vaso con 350 ml de agua para mezclar. Durante la agitación, se añade primero el silicato de sodio, debido a su composición que tiende a afectar notablemente la viscosidad y densidad del fluido. Posteriormente, se incorpora la bentonita, seguida de cantidades constantes de barita, barazán y PAC Iv. Estos componentes tienen un impacto menor en las propiedades de viscosidad y densidad del fluido. Este procedimiento se repite para cada una de las nueve combinaciones. Los incrementos graduales en estos valores se deben a la relación entre la potenciación del inhibidor y la cantidad de bentonita o arcilla presente en el fluido.

La formulación óptima para el fluido base Silicato de Sodio se identifica en la segunda formulación, en la que se emplearon 20 gramos de bentonita y una cantidad de 35 ml de silicato de sodio. Esta elección se basa en su mayor aproximación a los valores experimentales. Además, la formulación 3 también se considera significativa, ya que mejora la viscosidad del fluido en función de la cantidad de bentonita, utilizando 30 gramos de bentonita y 35 ml de silicato de sodio.

3.3 Pruebas realizadas a los fluidos de perforación

Las decisiones sobre las pruebas realizadas en esta investigación se basaron en una cuidadosa consideración de las necesidades y objetivos del estudio. Mientras que es cierto que se contaban con valores de referencia, las pruebas se seleccionaron de manera estratégica para ofrecer una evaluación exhaustiva y completa de las propiedades de los fluidos de perforación.

Por ejemplo, las pruebas de densidad, reología, filtrado API y contenido de sólidos se eligieron porque son indicadores esenciales de la calidad y el rendimiento de los fluidos en condiciones de perforación. Estas pruebas proporcionan una base cuantitativa para comprender cómo los fluidos se comportan y reaccionan bajo estrés y presión.

Además, la inclusión de pruebas adicionales como el Mud Balance Test (MBT) y el análisis de hinchamiento lineal se justifica por la necesidad de comprender las interacciones más sutiles entre los componentes, especialmente las arcillas en las formulaciones. Estas pruebas ofrecen información más detallada sobre cómo los componentes individuales interactúan y afectan las propiedades globales del fluido.

El Instituto Americano del Petróleo (API) ha emitido directrices estándar para llevar a cabo pruebas de campo y de laboratorio en los fluidos de perforación. Estos procedimientos detallados se encuentran disponibles en la publicación del API llamada "Recommended Practice: Standard Procedure for Field Testing Water-Based (Oil-Based) Drilling Fluids", API RP 13B-1, 13B-2, y API RP-13I. A continuación, se mencionan algunas de las pruebas más comunes, que se realizarán en la fase de experimentación y su procedimiento con las normas mencionadas:

3.3.1 Prueba de Densidad

3.3.1.1 Equipo

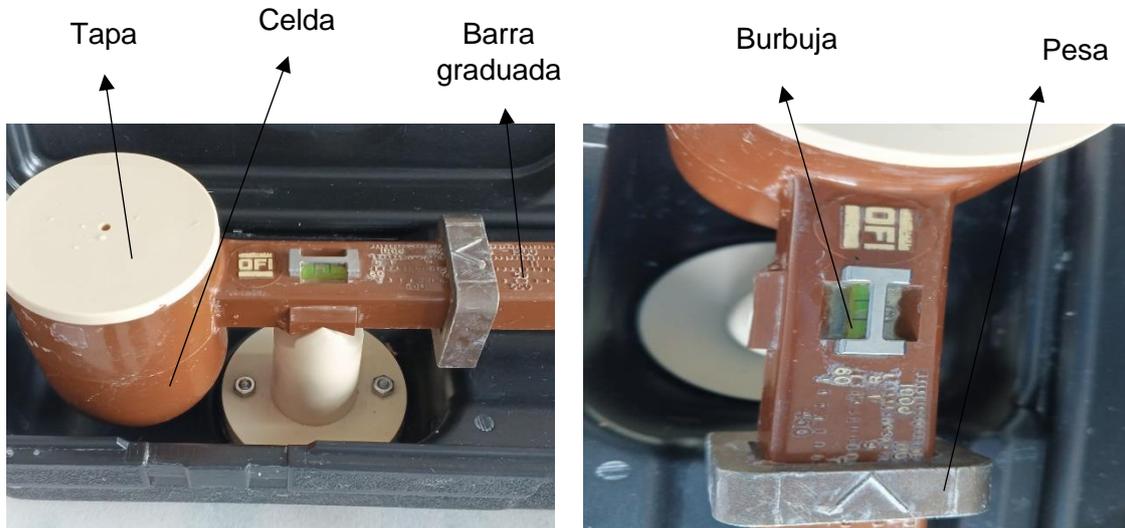


Figura 3. Balanza de lodos

3.3.1.2 Procedimiento:

1. Colocar el pedestal de base sobre una superficie plana y a nivel.
2. Tomar una muestra de fluido.
3. Transferir la muestra al vaso de la balanza de lodo.
4. Golpear suavemente el costado del vaso de la balanza de lodo sin la tapa para sacar el aire o gas atrapado.
5. Colocar la tapa en el vaso de la balanza de lodo con un movimiento de torsión y asegurarse de que una parte de la muestra de prueba sea expulsada por el agujero de ventilación de la tapa.
6. Tapar con un dedo el agujero de ventilación y limpiar la balanza con agua. Limpiar cualquier exceso de agua.
7. Calzar el borde agudo de la balanza en el apoyo y equilibrar la balanza haciendo correr la pesa deslizante a lo largo del brazo. El equilibrio debe constatarse utilizando la burbuja en la balanza.
8. Registrar la medición del valor más próximo a la flecha.

3.3.2 Prueba de Filtrado API

Consiste en aplicar presión a una muestra de fluido de perforación en el interior de una celda, para posterior medir el volumen de filtrado que fluye a través de un papel filtro en un tiempo determinado.

3.3.2.1 Equipo

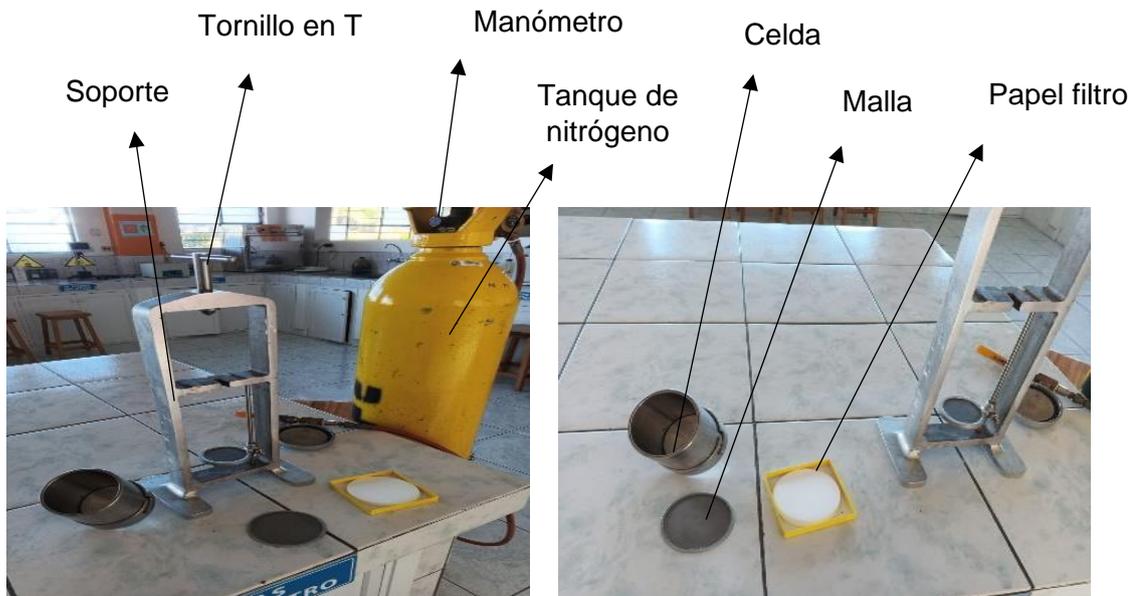


Figura 4. Equipo de filtrado API

3.3.2.2 Procedimiento

1. Armar la parte inferior de la celda con el papel de filtro.
2. Llenar la celda con 350 ml del lodo.
3. Armar la parte superior de la celda, colocarla dentro del soporte y ajustar la tapa superior con el tornillo T.
4. Colocar una probeta debajo del tubo de filtrado de la celda.
5. Cerrar la válvula de alivio y ajustar el regulador para que sea aplicada una presión de 100 ± 5 Psi.
6. Mantener la presión durante 7 minutos, registrando el tiempo que demora en llenarse cada ml de filtrado en la probeta.
7. Cerrar el flujo con el regulador de presión y abrir con cuidado la válvula de alivio.
8. Después de que la presión ha sido descargada, retirar la celda del soporte.
9. Desarmar la celda y quitar el lodo.
10. Sacar con cuidado el papel filtro, el mismo que contiene la costra de lodo.
11. Dejar la costra de lodo sobre el papel y lavar ligeramente con agua para quitar todo exceso de lodo.
12. Medir y registrar el espesor de la costra de lodo con el calibrador.

13. Verificar el volumen total de filtrado recolectado.

3.3.3 Viscosidad y resistencia de gel

Mide la capacidad del fluido de perforación generar una estructura gelificante mientras se somete a un esfuerzo de corte, adicionalmente mide la capacidad de suspensión de recortes durante un periodo de tiempo, de 10 segundos a 10 minutos, normalizados del API.

3.3.3.1 Equipo

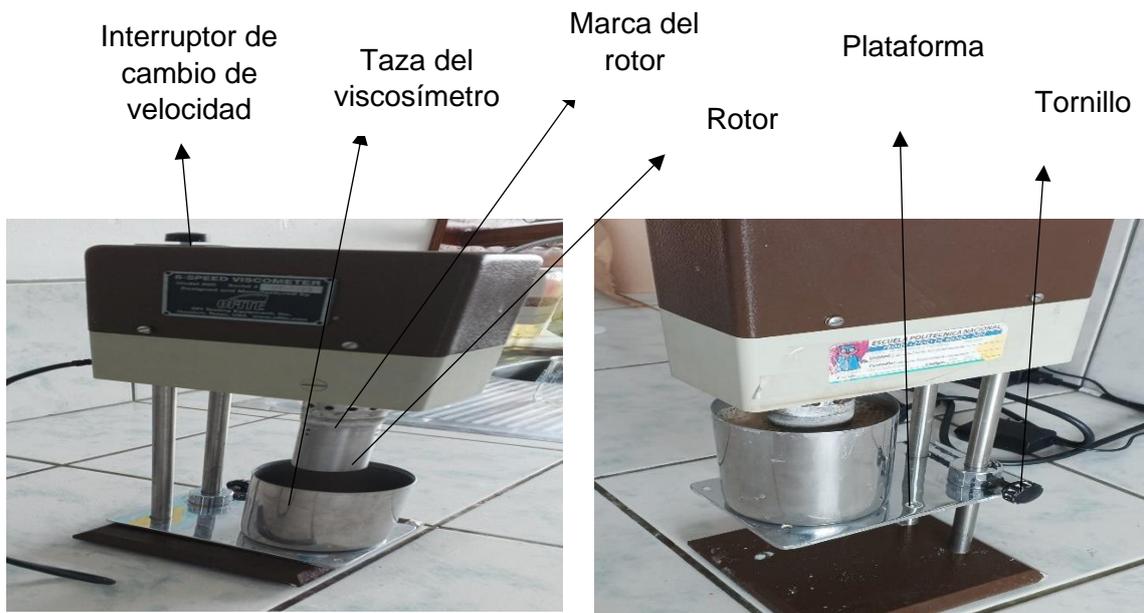


Figura 5. Viscosímetro Rotativo 800

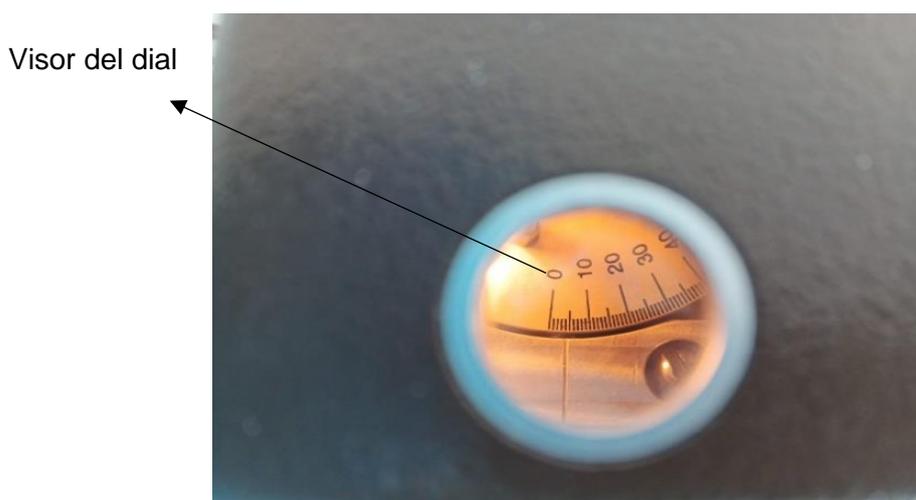


Figura 6. Dial Viscosímetro Rotativo 800

3.3.3.2 Procedimiento

1. Colocar la muestra recién agitada dentro del vaso y ajustar la superficie del lodo al nivel de la línea trazada en el manguito del rotor.
2. Mezclar la muestra en la configuración "STIR" durante 10 segundos. o Ajustar la velocidad a 600 RPM. Esperar a que la lectura se estabilice y luego registre la lectura del dial.
3. Establecer la velocidad en 300 RPM. Esperar a que la lectura se estabilice y luego registre la lectura del dial.

Procedimiento para la determinación del esfuerzo de gel

1. Mantener estático al lodo por 10 segundos.
2. Ajustar la velocidad a "GEL" y tomas la lectura. o Mantener estático al lodo por 10 minutos.
3. Ajustar la velocidad a "GEL" y tomas la lectura

3.3.4 Prueba Azul de Metileno (MBT)

Esto se realiza con la solución de azul de metileno aplicada a una muestra del fluido que ha sido acidificado y tratado con peróxido de hidrógeno, para finalmente tomar una gota de la mezcla y sobre un papel filtro se registrar la cantidad de azul de metileno utilizada.

3.3.4.1 Equipo:

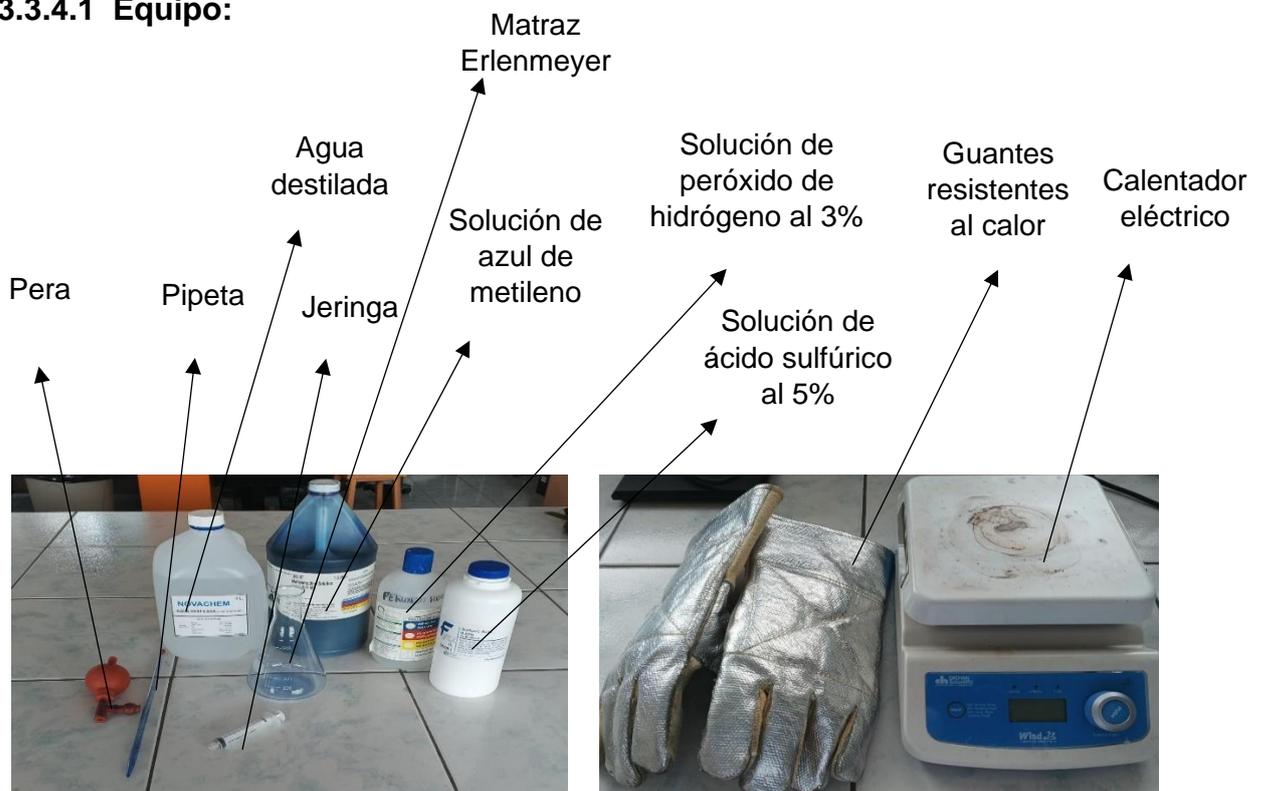


Figura 7. Instrumentos para la prueba de azul de metileno

3.3.4.2 Procedimiento:

El siguiente procedimiento se encuentra en base a la norma API 13 B-1.

1. Poner 1 ml de la muestra de fluido en el Erlenmeyer 54
2. Agregar 10 ml de agua destilada en el frasco
3. Agitar para que disperse la muestra
4. Agregar 15 ml de la solución de peróxido de hidrógeno
5. Agregar 0,5 ml de ácido sulfúrico a la mezcla
6. Colocar el frasco sobre el calentador hasta que la mezcla hierva, dejar a calor bajo durante 10 minutos
7. Retirar el Erlenmeyer del calentador y diluir la mezcla a 50 ml con agua destilada
8. Dejar enfriar
9. Agregar 0,5 ml de azul de metileno.
10. Agitar el frasco durante 20 segundos
11. Tomar una gota de la mezcla y ponerla en el papel filtro
12. Si la gota forma un aro azul, habremos determinado la cantidad ml de azul de metileno, caso contrario repetir los 3 pasos anteriores.

3.3.5 Hinchamiento Lineal

Se lleva a cabo utilizando un compactador para preparar las pastillas a ser evaluadas, como se muestra en la Figura 7. El procedimiento utilizado en este estudio se basa en las recomendaciones del equipo Fann LSM y en el manual instructivo de medición de hinchamiento lineal de Expotech USA ISO 9001 Certified.

3.3.5.1 Equipo

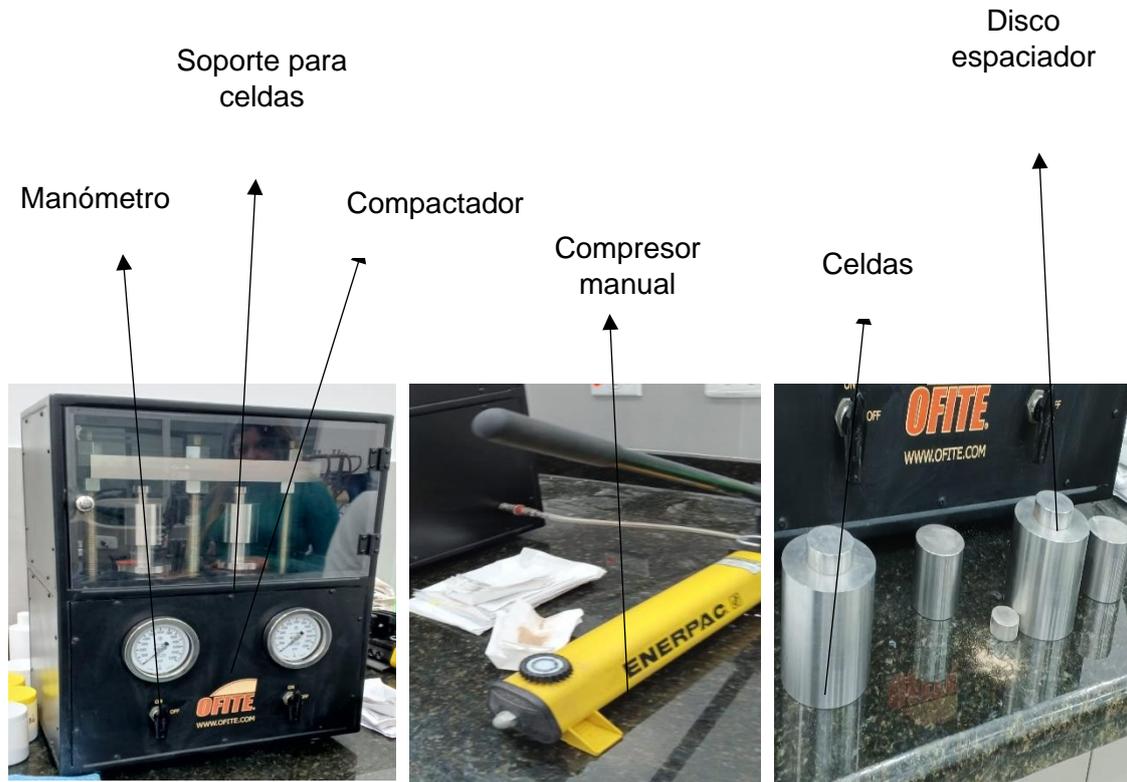


Figura 8. Compactador

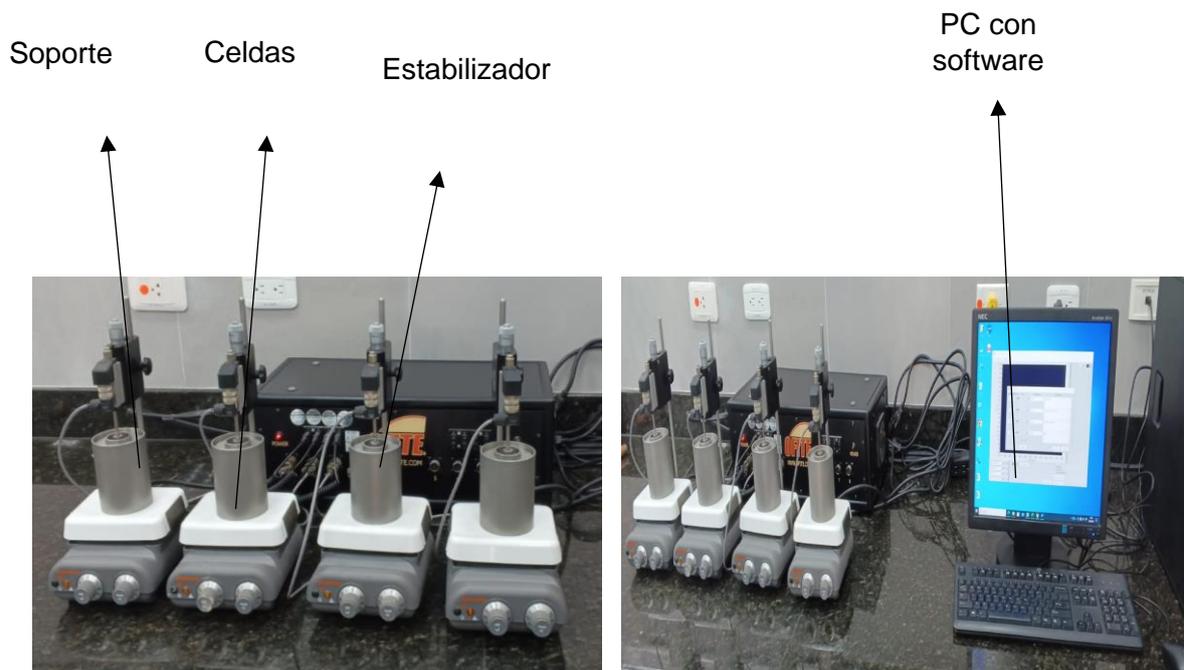


Figura 9. Equipo de Hinchamiento Lineal

3.3.5.2 Procedimiento

Procedimiento preparación de la muestra

1. Determinar la muestra de núcleos a ser evaluada
2. Lavar recortes con agua en un tamiz de malla 60
3. Secar la muestra a 220 °F (105 °C) durante 4 horas

4. Almacene los recortes limpios en un desecador al vacío que contenga una solución saturada de cloruro de calcio
5. Obtenga aproximadamente 25 gramos del material de la muestra
6. Triture la muestra de esquisto hasta que pase a través de un tamiz de malla 200 (abertura de 75 micrómetros). Repita este paso hasta que toda la muestra pase por el tamiz.
7. Transfiera la mezcla del mortero a un recipiente con tapa hermética para su almacenamiento hasta que sea necesario para la compactación.

Procedimiento compactador

1. Ensamble la tapa de la cámara de núcleo en la cámara de núcleo.
2. Coloque el tope del núcleo en la tapa, con la punta hacia abajo, y luego coloque el disco espaciador de acrílico encima del tope del núcleo.
3. Vierta 25.0 gramos de la muestra de polvo de esquisto preparada en la celda. Coloque el segundo disco espaciador de acrílico encima de la muestra y presione firmemente.
4. Fije el conjunto de la cámara de núcleo al cilindro de la unidad compactadora.
5. Cierre la válvula de liberación de presión en la bomba hidráulica y abra la válvula del panel de la celda para que se presurice la celda.
6. Operando la bomba hidráulica manual, aplique presión hidráulica hasta que la presión alcance 10,000 psi (69,850 kPa) en la muestra. A intervalos de aproximadamente 10 minutos, ajuste nuevamente la presión a 10,000 psi (69,850 kPa) hasta que se mantenga constante. Cierre la válvula del panel para evitar posibles fugas hacia la bomba.
7. Mantenga la presión durante 1.5 horas. Ajuste la presión cada diez minutos si es necesario.
8. Libere la presión abriendo primero la válvula del panel y luego la válvula de LIBERACIÓN en la bomba manual.
9. Rosquee la herramienta de extracción en la parte inferior de la tapa de la celda y ajústala lo suficiente para que el núcleo se eleve ligeramente y libere la presión en la tapa de la celda.
10. Retire la tapa inferior de la celda.

11. Cierre la válvula de liberación de la bomba y abra la válvula del panel para desarmar la celda.
12. Pese inmediatamente el núcleo reconstituido y colóquelo en el desecador al vacío, que contenga una solución de cloruro de calcio saturada para mantener una humedad específica del 29.5%.
13. Aplique vacío al desecador durante 5 minutos.
14. Permita que el núcleo se equilibre en el desecador durante un mínimo de 24 horas antes de utilizarlo para la prueba de hinchamiento.

Procedimiento prueba hinchamiento lineal

1. Tome un núcleo reconstituido y equilibrado del desecador.
2. Pese el núcleo y mida con precisión su longitud en pulgadas con un calibrador. Registre el peso y la longitud en la hoja de datos.
3. Mida la dureza del núcleo y registre la dureza en la hoja de datos.
4. Apile un disco espaciador de acrílico, luego envuelva el soporte del núcleo alrededor del conjunto y asegúrelo con el seguro del soporte del núcleo.
5. Conecte el conjunto del paso 4 al émbolo de desplazamiento deslizando el conjunto hacia arriba hasta que se bloquee en su lugar.
6. Coloque una bandeja de evaporación de Pyrex sobre la mesa de LSM debajo de la cabeza de medición que se utilizará.
7. Baje esta cabeza de medición presionando y manteniendo presionado el interruptor basculante para el canal correspondiente hacia abajo y al mismo tiempo presionando el interruptor de LIBERACIÓN en el extremo derecho del LSM.
8. Encienda la computadora e inicie el programa LSM:
9. Siga las instrucciones en pantalla e ingrese el número de canal y la longitud del núcleo (en pulgadas).
 - Escriba el número de canal seleccionado y presione "enter".
 - Escriba la longitud del núcleo (en pulgadas) y presione "enter".
10. Baje o levante la cabeza de medición cuando se le solicite, presionando y manteniendo presionado el interruptor basculante del canal apropiado y el

interruptor rojo "POSITION RELEASE" en el extremo derecho del LSM al mismo tiempo, hasta que la barra roja en el monitor esté en la línea central del rango de hinchamiento.

11. Responda a las preguntas solicitadas por la computadora para programar la frecuencia de registro, descripción de la prueba y condiciones de esta.
12. Permita que la computadora registre el primer punto de datos.
13. Vierta el fluido de prueba a ser probado en la bandeja de evaporación. Llene la bandeja hasta el nivel del mango del seguro del núcleo.
14. La prueba se ejecuta generalmente hasta que la curva de hinchamiento alcanza una meseta, lo que indica muy poco o ningún hinchamiento adicional se espera.

3.3.6 Retorta

Separa y mide los volúmenes de agua, petróleo y sólidos. Esto se consigue calentando una muestra del fluido en la retorta, y a través de ecuaciones, se restan los pesos medidos de la celda que contiene al fluido.

3.3.6.1 Equipo

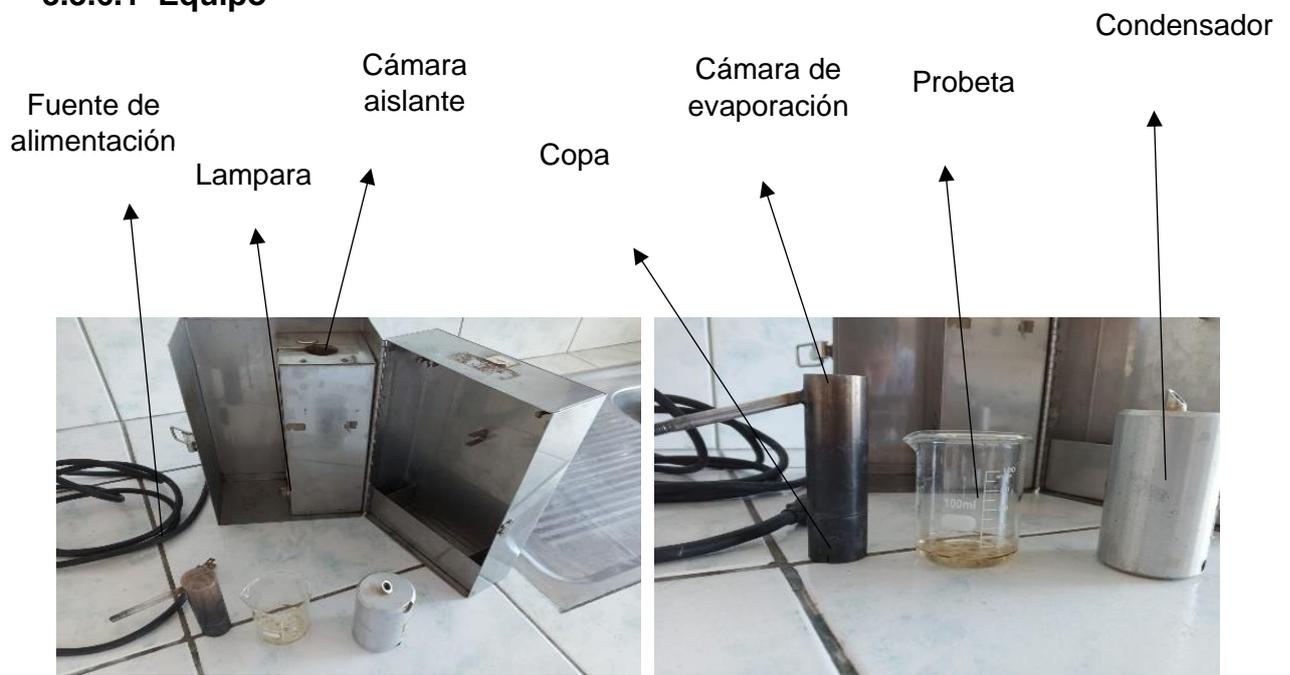


Figura 10. Equipo de Retorta

3.3.6.2 Procedimiento

1. Limpie y seque el conjunto de retorta y el condensador.
2. Recoja y prepare la muestra de lodo de aceite de la siguiente manera:

3. Usando una jeringa limpia, llene la taza de la retorta lentamente para evitar atrapamiento de aire. Golpee ligeramente el lado de la taza para expulsar el aire. Coloque la tapa en la taza. Gire la tapa para obtener un ajuste adecuado. Asegúrese de que un pequeño exceso de lodo salga del orificio de la tapa. Limpie el exceso de barro de la tapa.
4. Recubrir por dentro de la copa de retorta con lana de acero.
5. Aplique lubricante/sellador a los hilos de la copa de retorta.
6. Con la tapa en su lugar, apriete la taza de la réplica a mano sobre el cuerpo.
7. Coloque el receptor de líquido limpio y seco debajo de la salida del condensador.
8. Encienda la réplica.
9. Deje que funcione un mínimo de 45 minutos.
10. Retire el recipiente de líquido y deje que se enfríe.
11. Lea y registre: (a) volumen total de líquido, (b) volumen de aceite y (c) volumen de agua en la recepción.
12. Desactive la réplica. Deje que se enfríe antes de limpiar.

4 RESULTADOS

4.1 Análisis de Resultados

A continuación, se muestran los análisis de los resultados de la investigación, centrándose en las formulaciones ideales de fluidos de perforación de la Tabla 6 y la Tabla 7 respectivamente. Estas formulaciones buscan mejorar el rendimiento de los fluidos en la perforación, adaptándolos a condiciones referenciales. Se examinarán pruebas estándar, como densidad, reología, contenido de sólidos, filtración API y pH, así como pruebas especiales que exploran reacciones frente a formaciones arcillosas.

Tabla 6. *Formulación lodo base Nitrato de Calcio*

Aditivos	Cantidad (gr)
Nitrato de Calcio	15
Bentonita	25
Barita	80
Barazán	0.8
Pac LV	1.2

Fuente: *Realizado por Antony Gallardo (2023)*

Tabla 7. Formulación lodo base Silicato de Sodio

Aditivos	Cantidad
Silicato de Sodio	35 mL
Bentonita	30 gr
Barita	40 gr
Barazán	0.75 gr
Pac LV	1.2 gr

Fuente: Realizado por Antony Gallardo (2023)

4.2 Pruebas básicas realizadas a los fluidos de perforación

Tabla 8. Resultados de las pruebas básicas realizadas a los fluidos de perforación

Fluidos a condiciones de ambiente			
Pruebas	Formulación 3 (Fluido Base Nitrato de Calcio)	Formulación 2 (Fluido Base Silicato de Sodio 35 ml)	Formulación 3 (Fluido Base Silicato de Sodio 35 ml)
Densidad (lb/g)	10.5	9.4	9.5
Filtrado API (ml)	10	2.1	2.1
Ø600	33	36	44
Ø300	23	25	31
Ø200	16	19	25
Ø100	11	13	17
Ø60	8	10	14
Ø30	5	7	10
Ø6	2	4	5
Viscosidad Plástica (cP)	10	11	13
Punto Cedente (lb/100ft ²)	13	14	18
Esfuerzo Gel 10'/10"	6/7	4/5	6/6
PH	9.3	12.28	12.3
% de sólidos y líquidos	8	7	9

Fuente: Realizado por Antony Gallardo (2023)

En la Tabla 8. se muestran la selección a las mejores formulaciones de los fluidos de perforación obtenidas en base a las propiedades evaluadas, y se realiza una comparación entre la composición del lodo base nitrato de calcio y silicato de sodio a dos distintas concentraciones de bentonita. Las demás propiedades obtenidas en base a concentraciones de estos aditivos se adjuntan en el ANEXO II.

Los valores de densidad presentados en la Tabla 8 reflejan de manera concreta el efecto de la incorporación del silicato de sodio en las formulaciones de fluidos base. En el caso del fluido base nitrato de calcio, la densidad se muestra notablemente elevada debido a la presencia significativa de barita y bentonita, lo que resulta en una densidad medida de 10.5 lb/g unidades (por ejemplo, en gramos por centímetro cúbico).

Por otro lado, el silicato de sodio ha demostrado tener un impacto significativo en la reducción de la cantidad requerida de barita en la formulación. Esto se refleja en una disminución sustancial en la densidad general del fluido base silicato de sodio, con un valor medido de 9.4 lb/g 9.5 lb/g. Esta reducción se traduce en una diferencia notoria en la densidad entre los dos fluidos base.

La densidad alta, como la exhibida por el fluido base nitrato de calcio, puede indicar un mayor peso en la columna del fluido, que puede ser ventajoso para el control de la presión en el pozo y la prevención de filtraciones. Sin embargo, también puede aumentar el riesgo de fracturaamiento de las formaciones y ejercer presión adicional en los componentes del equipo de perforación.

Por otro lado, la densidad más baja, como en el caso del fluido base silicato de sodio, puede ofrecer beneficios al reducir la presión en las formaciones y minimizar el riesgo de dañarlas. Sin embargo, es importante considerar que una densidad baja podría afectar la capacidad del fluido para suspender recortes y limpiar el pozo de manera efectiva. Considerando que no existe gran diferencia y que los valores están dentro del rango de propiedades, es conveniente analizar la parte reológica de los fluidos. A continuación, se dará paso a un análisis reológico de los fluidos formulados:

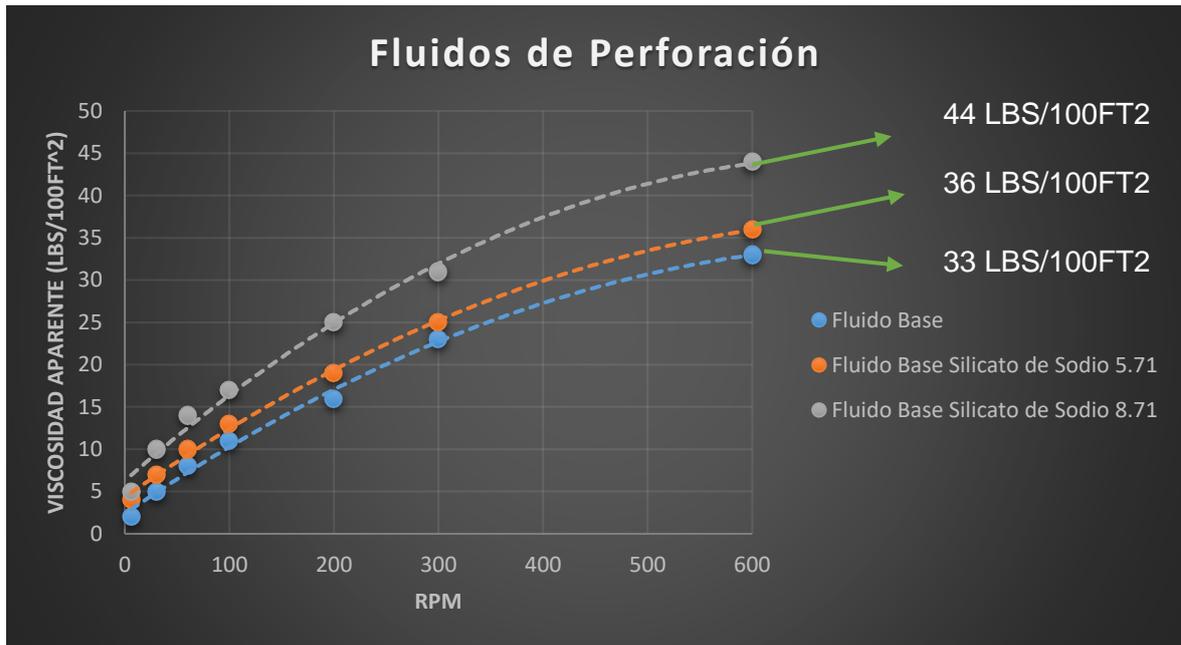


Figura 11. Viscosidad aparente con respecto a los RPM para los fluidos de perforación

Fuente: Realizado por Antony Gallardo (2023)

La Figura 11 ilustra cómo los valores de viscosidad obtenidos a través de la lectura del viscosímetro aumentan gradualmente a medida que aumenta la velocidad de rotación con respecto al aumento de las concentraciones de inhibidores y bentonita. Es interesante notar que la formulación del fluido base Nitrato de Calcio presenta la menor viscosidad en mayores revoluciones con valores de hasta 33 lbs/100ft² comparación con las demás. Mientras que los fluidos base silicato de sodio llegan de valores desde 36 lbs/100ft² a 44 lbs/100ft², este aumento en la viscosidad refleja una mayor resistencia del fluido al flujo,

una mayor capacidad de transporte y un requerimiento de energía adicional para su movimiento.

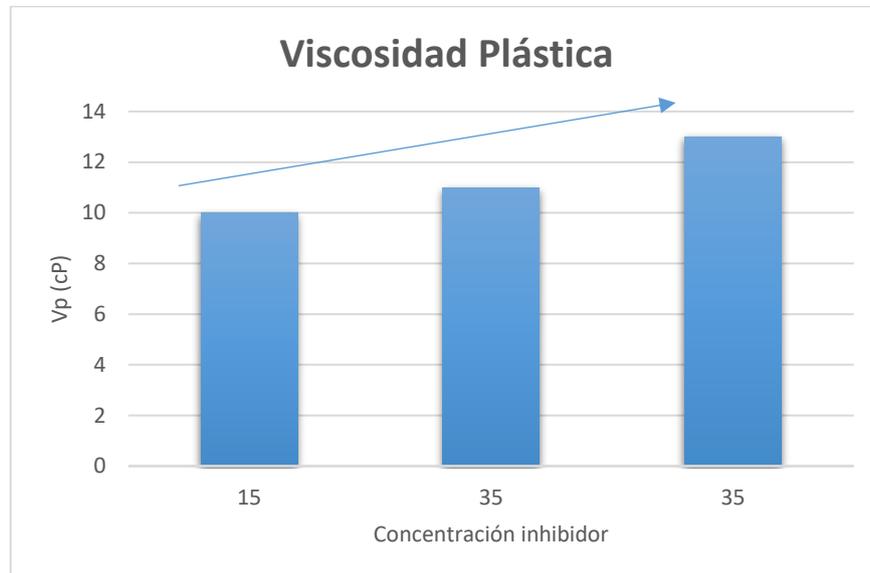


Figura 12. Variación viscosidad plástica con respecto a inhibidores

Fuente: Realizado por Antony Gallardo (2023)

La Figura 12 presenta los resultados de la viscosidad plástica en función de las concentraciones de bentonita e inhibidor. Estos hallazgos permiten establecer un rango óptimo de concentraciones de bentonita, que varía entre 20 gramos y 30 gramos, y de silicato de sodio, aproximadamente 35 ml. Esto resulta fundamental para definir la resistencia del flujo del fluido de perforación de manera precisa.

Los datos de la Tabla 8 reflejan las viscosidades plásticas correspondientes a diferentes formulaciones. Concretamente, se observa un valor de 10 cP para la formulación base de fluido. Por otro lado, la segunda formulación que contiene lodo de silicato de sodio registra un valor de 11 cP. En la formulación con silicato de sodio y una concentración más elevada de bentonita, se obtiene un valor de 13 cP. Estos resultados resaltan que el lodo base, en comparación con la última formulación, exhibe una resistencia de flujo inferior. Estos datos nos indican que a medida que aumenta la concentración tanto de bentonita como de silicato de sodio, se incrementa la resistencia al flujo.

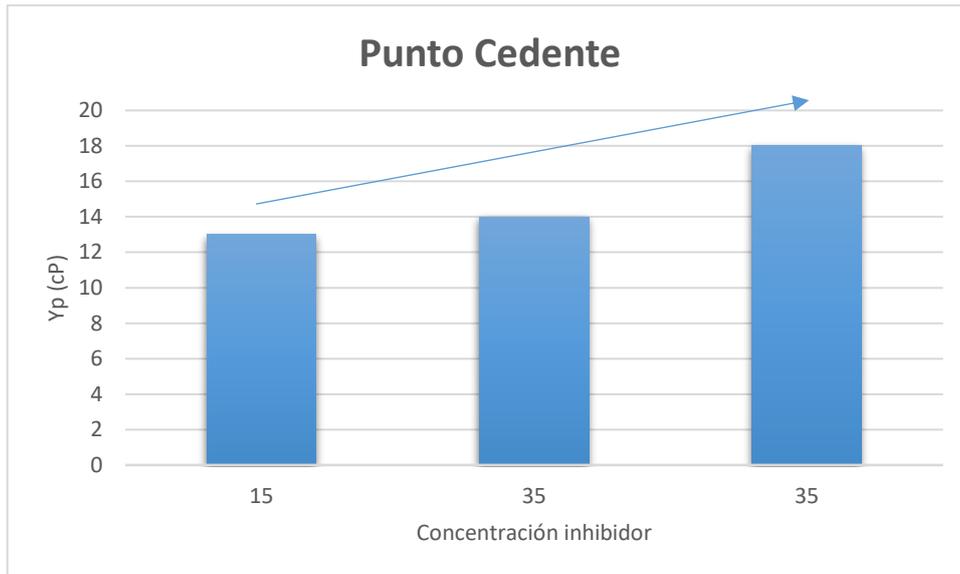


Figura 13. *Punto Cedente de los fluidos de perforación*

Fuente: *Realizado por Antony Gallardo (2023)*

La Figura 13 muestra los puntos cedentes obtenidos de los fluidos de perforación en diferentes concentraciones. Para las formulaciones primera, segunda y tercera, se registraron los siguientes valores: 13 lb/100ft², 14 lb/100ft² y 18 lb/100ft², respectivamente. A partir de estos resultados, es evidente que, a concentraciones de bentonita más elevadas, los fluidos presentan una mayor resistencia inicial al flujo antes de ceder.

Para los valores de fuerza de gel mencionados en la Tabla 8, se tiene que para el fluido base nitrato de calcio, los valores de 6 lb/100ft² a 7 lb/100ft² indican una mayor resistencia al flujo antes de que el fluido empiece a ceder. Esto significa que el fluido tiene una consistencia más sólida y requiere una fuerza significativa para que comience a fluir. En contraste, en la formulación de silicato de sodio, los valores de 4 lb/100ft² a 5 lb/100ft² reflejan una resistencia ligeramente menor antes del cedimiento, lo que podría indicar que el fluido es un poco más fluido en comparación con el fluido base nitrato de calcio.

En la tercera formulación con valores de 6 lb/100ft² a 6 lb/100ft², se mantiene una resistencia similar a la del fluido base nitrato de calcio. Esto podría sugerir que, a pesar de las concentraciones diferentes de aditivos, la fuerza de gel se mantiene en un rango similar al fluido base nitrato de calcio.

En algunos casos, un valor más alto puede ser beneficioso para evitar problemas de circulación y pérdida de lodo, mientras que un valor más bajo podría ser más eficiente en términos de bombeo y transporte del lodo.

Un aspecto interesante por considerar es la comparación entre los datos de los puntos cedentes (VP), los valores de viscosidad plástica (YP) y de fuerza de gel en la Tabla 8. Estos resultados revelan que las formulaciones cumplen con las propiedades reológicas esperadas, respaldando la consistencia en la respuesta de los fluidos ante diferentes concentraciones de bentonita.

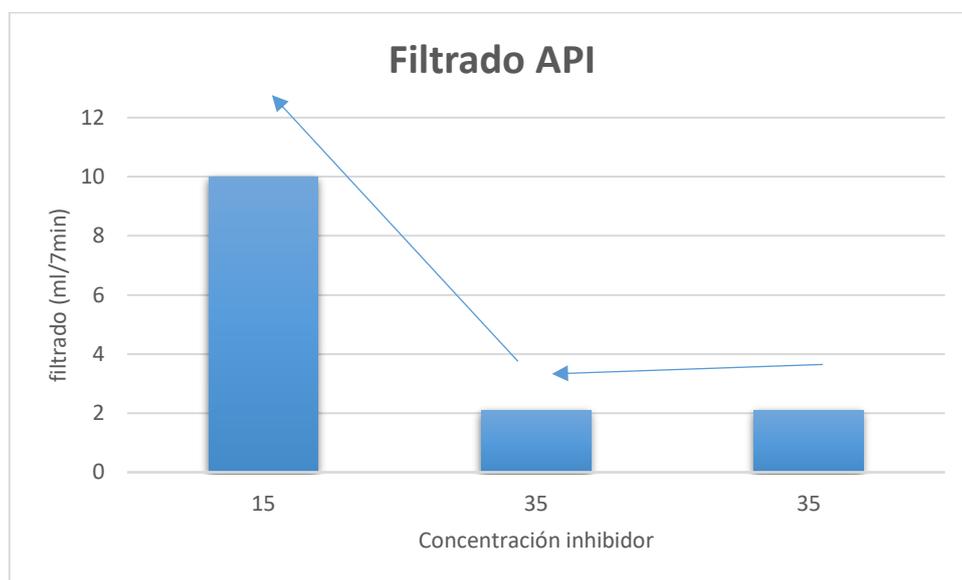


Figura 14. Resultados Filtrado API

Fuente: Realizado por Antony Gallardo (2023)

En lo que concierne a filtrado de sólidos y líquidos, la Figura 14. muestran los diferentes volúmenes de filtrado que se obtuvieron de los fluidos de perforación, para la primera formulación se observa que el filtrado es muy elevado con respecto a las dos últimas formulaciones, con valores de 10 ml/7min, 2.1 ml/7min, y 2.1 ml/7min respectivamente.

Esto indica que la primera formulación es menos efectiva para retener los componentes del lodo, lo que podría resultar en una menor estabilidad del lodo y posiblemente en problemas operativos durante la perforación. Por otro lado, las dos últimas formulaciones presentan volúmenes de filtrado más bajos, lo que sugiere una mejor capacidad de

retención de líquidos y sólidos en el lodo. Esto podría traducirse en un lodo más estable y adecuado para las operaciones de perforación.

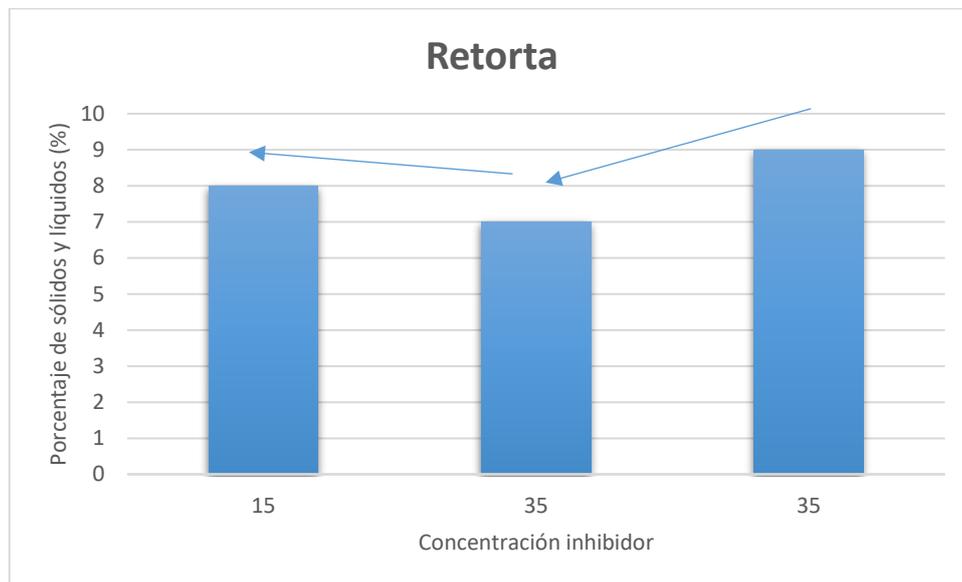


Figura 15. *Porcentaje de sólidos y líquidos de los fluidos de perforación*

Fuente: *Realizado por Antony Gallardo (2023)*

Para la evaluación de los sólidos, se presentan los resultados en la Figura 15, que refleja los valores extraídos de las tres formulaciones propuestas. Estos valores corresponden a contenidos de sólidos del 8%, 7% y 9%, respectivamente. Es importante destacar que estos valores muestran una concentración relativamente baja de sólidos en los fluidos analizados.

Esta condición de baja concentración de sólidos sugiere que los lodos presentan una viscosidad reducida y fluyen de manera más fluida. En otras palabras, estos fluidos exhiben una propiedad de baja viscosidad y tienen una mayor facilidad para fluir. La cantidad limitada de sólidos en la formulación contribuye a esta característica, permitiendo que los fluidos se desplacen con menor resistencia y mayor fluidez.

En resumen, los valores presentados en la Figura 15 revelan que las formulaciones de fluidos se caracterizan por su baja concentración de sólidos, lo que se traduce en una viscosidad reducida y en la capacidad de fluir con facilidad. Este aspecto es esencial para comprender cómo los lodos se comportarán en situaciones de perforación reales y cómo influirá su capacidad de flujo en el proceso general.

4.3 Prueba de hinchamiento lineal

La Figura 16 ilustra uno de los cuatro ensayos de hinchamiento lineal, aplicado individualmente a la celda contenedora de agua. Esta curva se establece como referencia para las demás, es decir, todas las curvas generadas deben mantenerse por debajo o en proximidad a esta curva para cumplir su función como inhibidor. La curva azul representa el proceso de expansión de la pastilla, mientras que la curva verde refleja la variación o diferencia en cada punto de la pastilla a medida que cambia su tamaño. Por otro lado, la curva roja refleja las fluctuaciones de temperatura experimentadas por la pastilla durante la realización del ensayo.

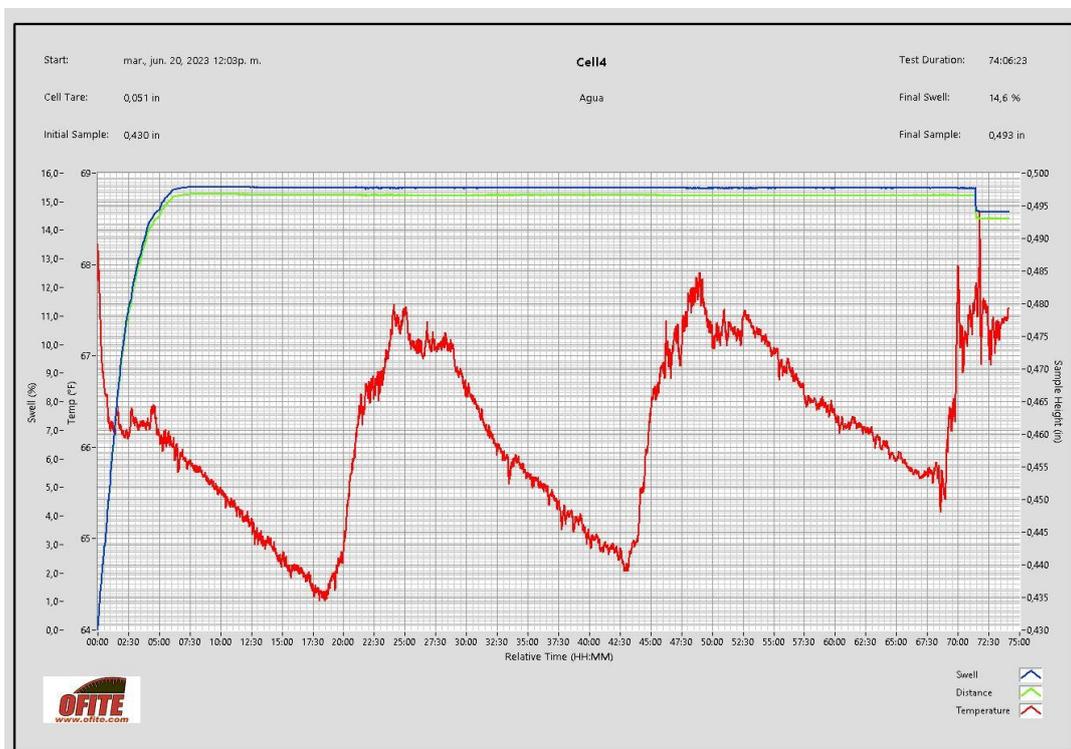


Figura 16. Prueba de hinchamiento lineal celda 4 agua

Fuente: Realizado por Antony Gallardo (2023)

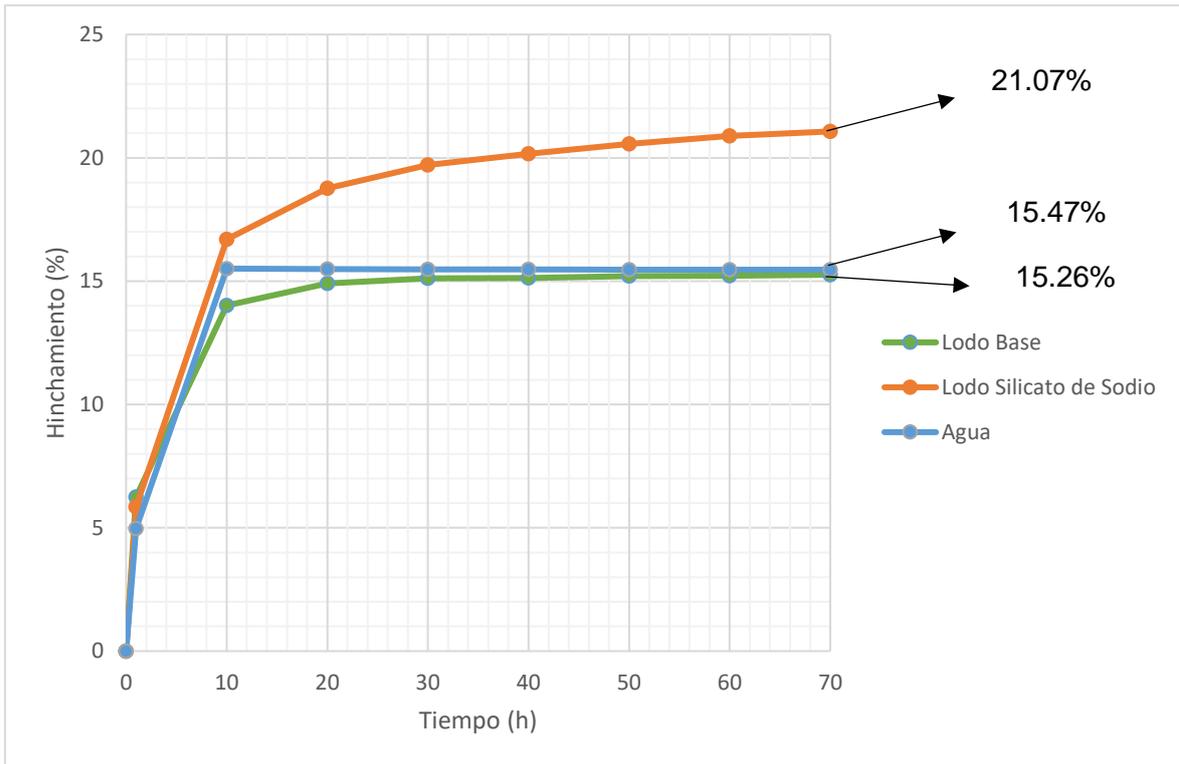


Figura 17. Curvas de hinchamiento lineal de fluidos de perforación a concentraciones de inhibidores bajas

Fuente: Realizado por Antony Gallardo (2023)

En la Figura 17. se observa el hinchamiento de las pastillas de las muestras seleccionadas en función del tiempo, el porcentaje de hinchamiento del agua alcanza valores máximos de 15.47 %, la misma que sirve de referencia para el máximo hinchamiento posible.

Se obtuvieron valores para el lodo base y lodo silicato de sodio de: 15.26% y 21.07% respectivamente, siendo el lodo base, el único por debajo y muy cercano al agua, esto puede deberse a las concentraciones de los inhibidores, pero en el caso del lodo silicato de sodio sobrepasa esta limitante demostrando que no actúa como inhibidor.

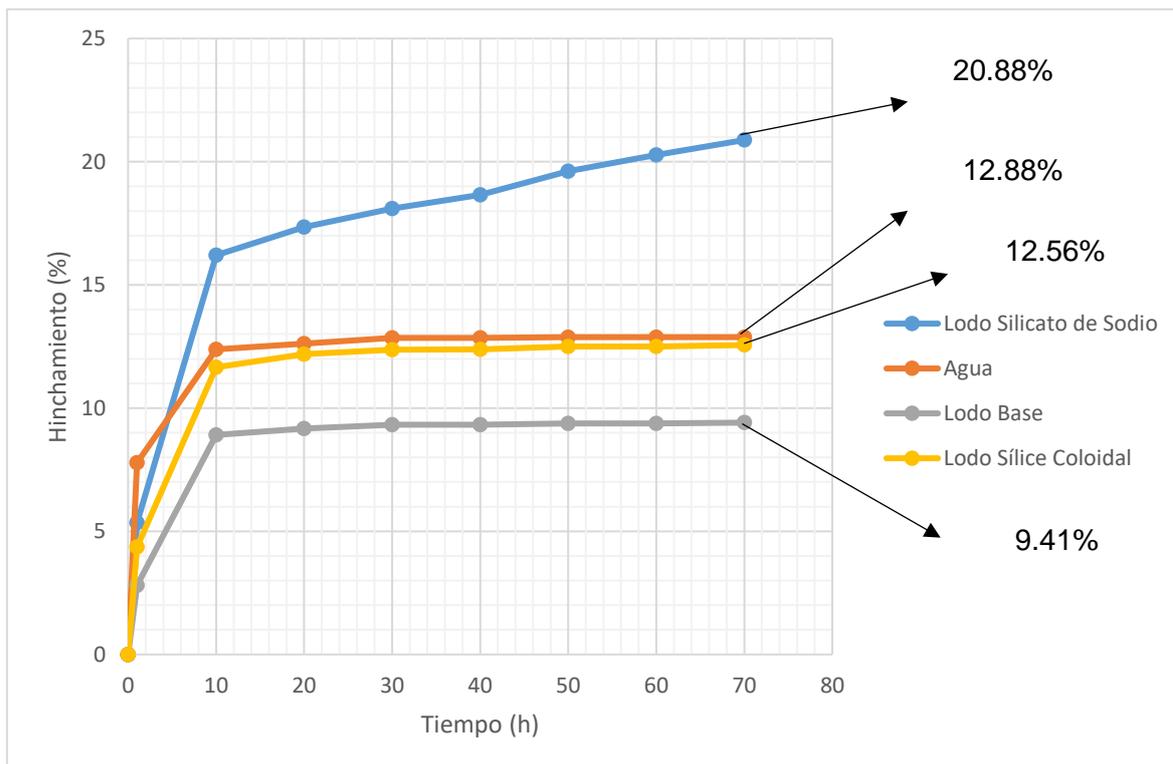


Figura 18. *Curvas de hinchamiento lineal de fluidos de perforación a concentraciones de inhibidores elevadas*

Fuente: *Realizado por Antony Gallardo (2023)*

En la Figura 18. se observa el hinchamiento de las pastillas de las muestras seleccionadas en función del tiempo, el porcentaje de hinchamiento del agua alcanza valores máximos de 12.88 %, la misma que sirve de referencia para el máximo hinchamiento posible.

Se obtuvieron valores para el lodo base, lodo silicato de sodio, y para un lodo combinado con sílice coloidal de: 9.41%, 20.88% y 12.56% respectivamente. En esta segunda prueba se evidencia que a mayores concentraciones de inhibidores mayor es su efectividad con respecto al lodo base, por otro lado, el lodo sílice coloidal también actúa como inhibidor con una baja efectividad, y por último el lodo silicato de sodio, que a pesar de sus altas concentraciones no funciona como agente inhibidor de arcillas.



Figura 19. *Pastillas antes y después de las pruebas de hinchamiento lineal*

La Figura 19. hace una comparativa al estado inicial y final de las pastillas de las muestras sometidas a estos fluidos de perforación por más de 70 horas, además la Tabla 9 muestran los cambios de tamaño en cada una de las pruebas realizadas, siendo la de mayor tamaño la del silicato de sodio con respecto al valor referencial del agua, esto indica que el aditivo reacciona de tal manera que promueve el incremento de tamaño en contacto con las arcillas y el agua.

Tabla 9. *Cambios de las pastillas antes y después del hinchamiento lineal*

Fluido de perforación	Tamaño inicial (in)	Tamaño final (in)
Agua	0.430	0.493
Fluido Base Nitrato de Calcio	0.434	0.500
Fluido Base Silicato de Sodio	0.392	0.475
Fluido Base Sílice Coloidal	0.425	0.500

Fuente: *Realizado por Antony Gallardo (2023)*

4.4 Capacidad de azul de metileno para fluidos de perforación

Para este análisis se realizó una comparación entre el lodo base y el lodo silicato de sodio utilizando dos concentraciones entre sí de bentonita, como de agente inhibidor, esto con el fin de evaluar la fuerza inhibitoria del sistema de los fluidos en contacto con la arcilla.

Cabe mencionar que ciertos inhibidores funcionan a condiciones de PH de entre 9 a 9.5, por lo que se procedió a tomar el PH de cada lodo para decidir si la eficiencia del lodo de perforación es buena o mala.

Tabla 10. Resultados de la prueba de Azul de Metileno para el lodo Base Nitrato de Calcio

Concentración nitrato de calcio (ppb)	Concentración de Bentonita (ppb)	Azul de Metileno (ml)	CEC (lb/bbl)	MBC (lb/bbl)	PH
8	15	2	2	10	8.9
8	22	2.5	2.5	12.5	9
15	30	3	3	15	9.3

Fuente: Realizado por Antony Gallardo (2023)

Se puede observar en la Tabla 10. que los valores de azul de metileno utilizados sobre cada concentración de nitrato de calcio y bentonita fueron disminuyendo a medida que estos aumentaban, de esta manera se obtiene un mayor CEC, pasando de 2 lb/bbl a 3lb/bbl y MBC desde 10 lb/bbl a 15lb/bbl, lo que nos indica una mayor capacidad de intercambio catiónica y afinidad del azul de metileno en las partículas de bentonita respectivamente. Además, se evidencia la medida de PH de cada formulación, las mismas que son óptimos para el funcionamiento del inhibidor. De esta selección de resultados la mejor formulación es la primera, pero seleccionaremos la última debido a que cuenta con una mayor concentración de inhibidor.

Tabla 11. Resultados de la prueba de Azul de Metileno para el lodo Base Silicato de Sodio a diferentes concentraciones de bentonita

Concentración de silicato de sodio (ml)	Concentración de Bentonita (ppb)	Azul de Metileno (ml)	CEC (lb/bbl)	MBC (lb/bbl)	PH
8	13	3	3	15	11
35	20	2.5	2.5	12.5	12.28
35	30	3.5	3.5	17.5	12.3

Fuente: Realizado por Antony Gallardo (2023)

Se puede observar en la Tabla 11. que los valores de azul de metileno utilizados en la primera y tercera prueba aumentaron, pero en el caso de la segunda lectura disminuyó por efecto de variación de bentonita, de manera que el CEC pasa de 3 lb/bbl a 3.5 lb/bbl y MBC desde 15 lb/bbl a 17.5 lb/bbl, lo que significa que tiene una mayor capacidad de intercambio catiónico y afinidad por el azul de metileno.

El PH medido para el lodo silicato de sodio es muy elevado lo que reduce la eficiencia de inhibición dentro del lodo para con las arcillas. De esta selección se evidencia que el fluido mejor formulado es el segundo, sin embargo, se utilizará las dos últimas formulaciones para observar el comportamiento de la variación de concentración de bentonita con respecto a cada inhibidor dentro del fluido.

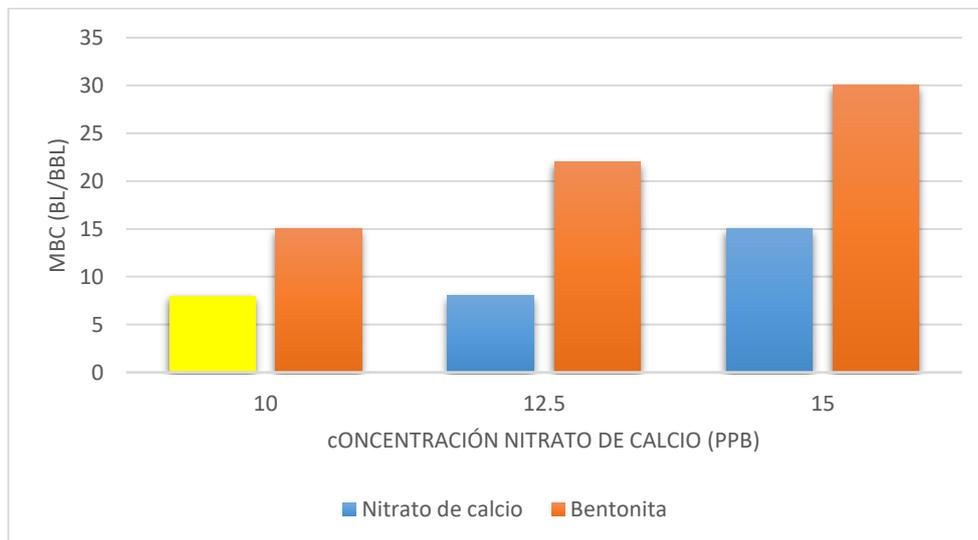


Figura 20. Valores de MBC para el lodo de perforación base Nitrato de Calcio a diferentes concentraciones de bentonita

Fuente: Realizado por Antony Gallardo (2023)

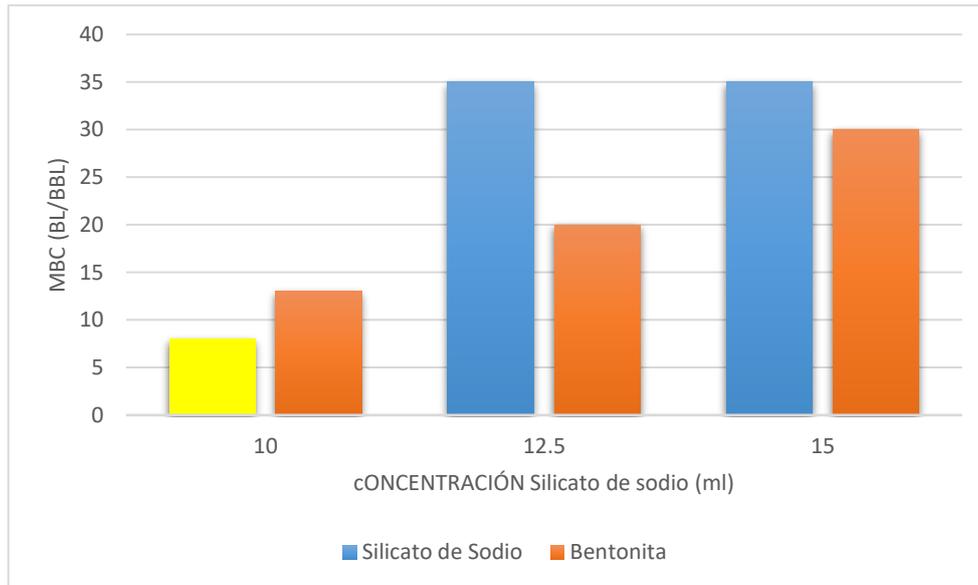


Figura 21. Valores de MBC para cada lodo base Silicato de Sodio a diferentes concentraciones de bentonita

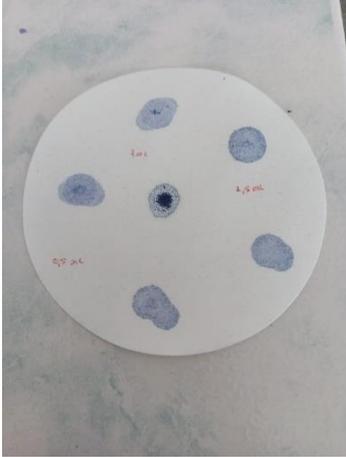
Fuente: Realizado por Antony Gallardo (2023)

A través de la observación de la Figura 20 y la Figura 21, se destaca una tendencia clara: los valores de MBC (Methylene Blue Capacity) tienden a incrementar a medida que aumenta la concentración tanto de bentonita como de inhibidor. Este aumento en los valores de MBC refleja una mayor afinidad del fluido por el azul de metileno, un indicador clave de la capacidad de interacción entre el fluido y los componentes.

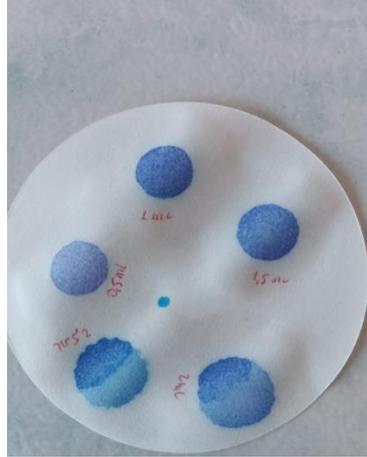
Estos resultados encuentran su fundamento en la Figura 22, donde se evidencia que la cantidad de azul de metileno en ml utilizada en los fluidos fue reducida. Esta disminución es congruente con la elevación en los valores de MBC. En otras palabras, los incrementos en las concentraciones de bentonita e inhibidor promueven una mayor absorción del azul de metileno por parte del fluido, lo cual es coherente con los resultados de la prueba.

En resumen, a partir de la observación y análisis de las figuras pertinentes, se puede deducir que el incremento en las concentraciones de bentonita e inhibidor conduce a una mayor capacidad de absorción del azul de metileno por parte del fluido de perforación. Estos hallazgos subrayan la influencia de los aditivos en la afinidad y capacidad de interacción del fluido con componentes específicos.

Concentración de nitrato de calcio al 2.3% y bentonita al 7.14%



Concentración del silicato de sodio al 10% y bentonita al 5.71%



Concentración de nitrato de calcio al 10% y bentonita al 8.57%

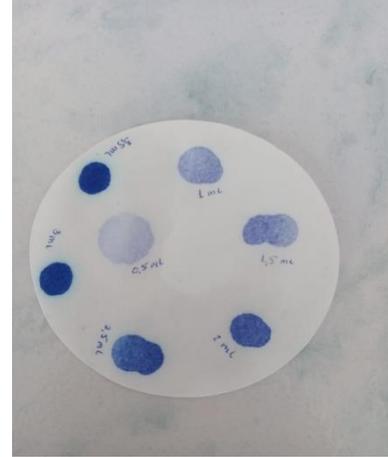


Figura 22. *Cantidades en ml de azul de metileno utilizado para el viraje de MBT para los diferentes lodos de perforación*

Fuente: *Realizado por Antony Gallardo (2023)*

5 CONCLUSIONES

1. Los resultados demostraron que el fluido de perforación basado en Silicato de Sodio se hinchó un 21.07%, y un 20.88% en la primera y segunda prueba respectivamente, sobrepasando al fluido referencial (agua) con valores de 15.26% y 12.56% en cada una de las pruebas, no logrando pasar las pruebas de hinchamiento lineal como un inhibidor efectivo.
2. En la pastilla con Silicato de Sodio, se evidenció que el espesor fue el mayor de todos, donde pasó de 0.392 in a 0.475 in, causando un exceso de hinchamiento, lo que lo hace inadecuado como inhibidor de arcillas.
3. La selección de las formulaciones se basó en análisis bibliográficos de las propiedades requeridas para la sección superficial de 16". A través de un enfoque de prueba y error, se buscó alcanzar una concentración óptima de cada aditivo, permitiendo obtener propiedades similares y adecuadas para las condiciones específicas de perforación en dicha sección.
4. Con un CEC de 3.5 y un MBC de 17.5, la bentonita muestra una capacidad significativa de intercambio catiónico y una mayor afinidad para adsorber azul de metileno en comparación con los valores de referencia del fluido base, que son de 3 y 15, respectivamente. Estos resultados demuestran que la bentonita permite al fluido de perforación mejorar su capacidad para retener cationes y adsorber sustancias adicionales, lo que puede tener un impacto positivo en la estabilidad y eficiencia del lodo durante la operación de perforación.
5. Los resultados obtenidos muestran que a medida que se incrementaron las concentraciones de bentonita y de Silicato de Sodio, la viscosidad aparente aumentaba significativamente pasando de valores entre 36 lbs/100ft² a 44 lbs/100ft² con respecto al lodo base siendo este 33 lbs/100ft², haciendo al fluido mucho más espeso y pegajoso dificultando su movilidad.
6. A mayor cantidad de bentonita y de Silicato de Sodio, se evidencia un pequeño incremento en la viscosidad plástica con valores de 11 cP a 13 cP, con respecto al fluido base, con un valor de 10 cP, indicando que a medida que aumentemos las concentraciones, la resistencia inicial del flujo inicial será mucho mayor, requiriendo un mayor esfuerzo cortante.
7. El esfuerzo de gel no varía mucho, siendo valores de entre 4 (lb/100ft²) y 6 (lb/100ft²), para el lodo base y el lodo Silicato de Sodio respectivamente, indicando

que la fuerza requerida para que el fluido se mueva posterior a salir de un grado de gelificación no tiene un aumento significativo.

8. En los resultados del filtrado API se obtuvieron valores de 2.1 ml para los fluidos base Silicato de Sodio en comparación con el fluido base con un valor de 10 ml, siendo el primero más efectivo para reducir la cantidad de líquido que se filtre a la formación, reduciendo así la probabilidad de una pérdida de circulación.
9. La prueba de Retorta, nos indica que el porcentaje de sólidos retenidos en parte dependerá en parte de la cantidad de bentonita en el fluido, además los valores indican que el lodo base retiene una mayor cantidad de sólidos en comparación con el fluido base silicato con mayor concentración de bentonita, pasando de 8% a 9% respectivamente.
10. Los valores de pH varían desde 9.3 en el caso de un fluido base hasta 12.3 en los fluidos a base de Silicato de Sodio, debido a que este aditivo es corrosivo y aumenta naturalmente el pH. Esta alta alcalinidad puede tener un impacto perjudicial en el rendimiento óptimo de ciertos aditivos utilizados en el fluido de perforación.

6 RECOMENDACIONES

1. Continuar la investigación sobre el Silicato de Sodio, explorando su potencial como floculante o viscosificante en lugar de un inhibidor. Esta nueva perspectiva puede abrir oportunidades para su aplicación en la formulación de fluidos de perforación más eficientes y con mejores propiedades reológicas.
2. Realizar pruebas adicionales utilizando diferentes concentraciones y estados del Silicato de Sodio, con el propósito de evaluar su comportamiento y rendimiento en comparación con otros aditivos disponibles en el mercado. Estas pruebas permitirán determinar las combinaciones óptimas para obtener lodos con características mejoradas.
3. Evaluar el comportamiento del fluido basado en Silicato de Sodio en secciones de perforación más profundas, lo que proporcionará una visión más completa de su comportamiento bajo condiciones más desafiantes. Esto permitirá obtener información relevante para su aplicación en operaciones a mayor profundidad.
4. Realizar pruebas a mayor escala en condiciones de laboratorio más realistas que simulen de manera más precisa las condiciones de campo. Estas pruebas

proporcionarán resultados más precisos y confiables para la evaluación del desempeño del fluido de perforación a base de Silicato de Sodio.

5. Evaluar otras propiedades del Silicato de Sodio, como su efecto en la estabilidad térmica y su compatibilidad con otros aditivos, para determinar su viabilidad y aplicabilidad en diversas condiciones operativas.

7 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Armas, E. G., Cremé, A., & Guerra, S. (3 de Junio de 2014). Elección de sistema de alto poder inhibidor para la perforación de formaciones arcillosas inestables. Cuba: Revista CENIC Ciencias Químicas.
- ASME. (2005). *Drilling Fluids Processing Handbook*. En A. S. Committee. USA Linacre House, Jordan Hill, Oxford OX2 8DP, UK: Elsevier, Gulf Professional Pub. 0750677759, 9780750677752.
- Carvajal, L. (2006). *Metodología de la Investigación Científica. Curso general y aplicado* (28 ed.). Santiago de Cali: U.S.C.
- Chanatásig, H. (2016). *ANÁLISIS TÉCNICO DE PROBLEMAS DURANTE LA PERFORACIÓN DE POZOS DIRECCIONALES UBICADOS EN EL CAMPO SACHA*. Quito: ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL.
- Chemwotei, S. C. (2011). Geothermal Training Programme. En S. C. Chemwotei, *Geothermal Drilling Fluids* (pág. 177). Naivasha, Kenya: Kenya Electricity Generating Company Ltd. – KenGen.
- Ferrekret. (2023). *Ferrekret*. Obtenido de Nitrato de Calcio. : <https://www.ferrekret.com/product-page/nitrato-de-calcio-sal%C3%B3n-de-20-libras-importado-agro>
- González, M. S., & Reyes, K. S. (2020). Evaluación del desempeño de un fluido de perforación base agua utilizando como densificante un aditivo no convencional mediante pruebas de laboratorio. Bogotá, Colombia: Fundación Universidad de América.
- Hossain, E., & Al-Majed, A. (2015). Fundamentals of Sustainable Drilling Engineering. En E. Hossain, & A. Al-Majed, *Fundamentals of Sustainable Drilling Engineering* (pág. 755). Beverly, Massacgussets, USA: Scrivener Publishing LLC. doi:10.1002/9781119100300
- Instituto Americano del Petróleo. (2001). Manual de Fluidos de Perforacion. *Procedimiento Estándar para las Pruebas de Fluidos de Perforación*. Dallas, Texas: API.
- Liu, S., & Ott, W. k. (29 de Junio de 2020). *Sodium silicate applications in oil, gas and geothermal well operations*. Houston, Texas, USA: Elseiver B.V.

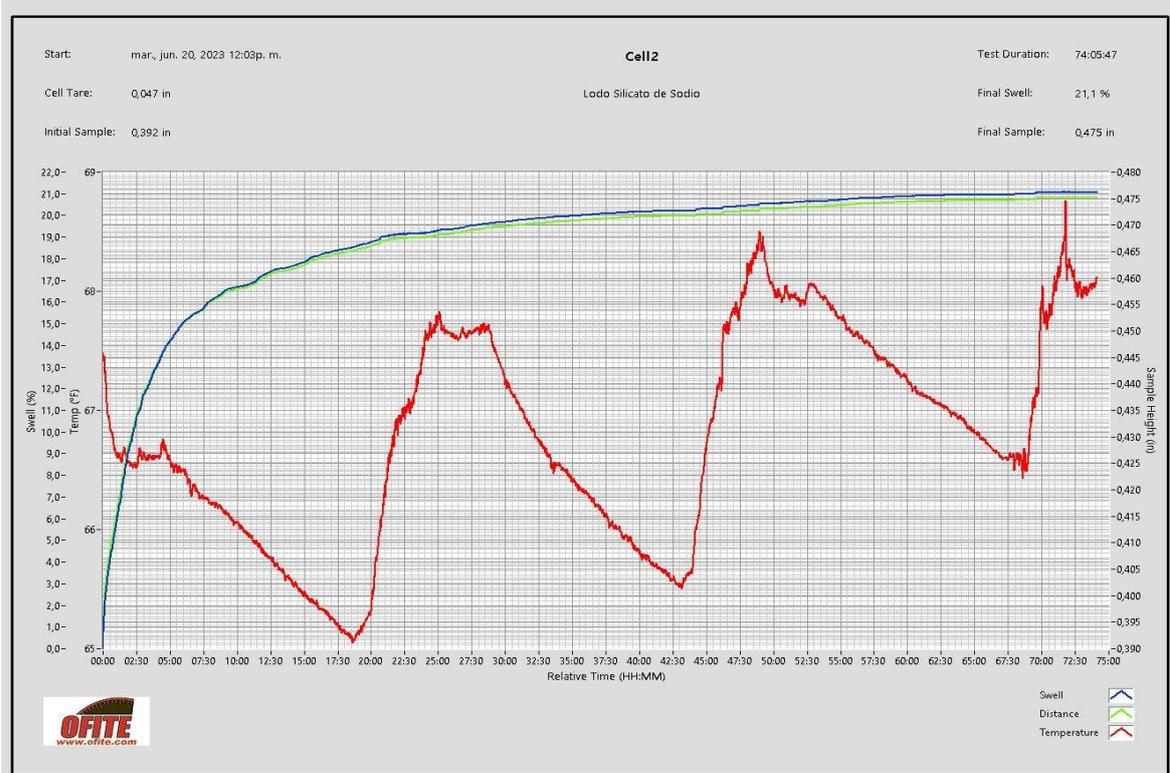
- Méndez Cevallos, D. M. (Noviembre de 2018). Evaluación de arcilla organófilica gastaa como aditivo reológico del lodo base aceite. Quito, Ecuador.
- Mitchell, R. F., & Miska, S. Z. (2011). Fundamentals of Drilling Engineering. En R. F. Mitcchell, *Fundamentals of Drilling Engineering* (Doceava ed., pág. 696). Texas, USA: Society of Petroleum Engineers. doi:<https://doi.org/10.2118/9781555632076>
- NearChem. (2023). *NearChem*. Obtenido de Calcium Nitrate, Calcium Salt with Best Price: <https://nearchem.en.made-in-china.com/product/MFDTXxvIZzRq/China-CAS-10124-37-5-Calcium-Nitrate-Calcium-Salt-with-Best-Price.html>
- OEC World. (2020). *Trade data - Calcium ammonium nitrate mix, double salts or mixtures of calcium nitrate and ammonium nitrate*. . Obtenido de <https://oec.world/es/profile/hs/calcium-ammonium-nitrate-mix-double-salts-pack-10kg?countryComparisonFlowSelector=Imports&countryComparisonGeoSelector=sa&yearSelector2=2020>
- Palacios, A., Ocaña, E., & Vera, I. (s.f.). *Diseño, corrida y cementación de Liner de Produccion de pozo ESPOL X6D*. Guayaquil: ESPOL.
- Pedrerros, M. M., & Osorio, A. M. (8 de Febrero de 2018). *Formulación de un fluido de perforación de alto rendimiento polimérico en base agua para el bloque CPO-05 e la cuenta e los Llanos Orientales*. Bogotá, Colombia.
- Prothero, D., & Schwab, F. (2014). Sedimentary Geology. En *An Introduction to Sedimentary Rock and Stratigraphy* (pág. 593). New York: W. H. Freeman and Company .
- Ramírez, M., Clapper, D., Kenny, P., & Fluidos de perforación Baker Huges. (2006). En *Drilling-Fluid Design for Challenging Wells in the Andean Mountain Region* (pág. 11). San Antonio, Texas, EE.UU: Sociedad de Ingenieros de Petróleo.
- Rivadeneira, M. M., Baby, P., & Barragán, T. R. (2004). *La cuenca oriente: geología y petróleo*. Ecuador: Cámara Ecuatoriana del Libro - Núcleo de Pichincha.
- Ryen Caenn, H. D. (2017). *Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids*. Houston, Texas, USA: Gulf Professional Publishing Elsevier, ISBN: 978-0-12-804751-4.
- Sarmiento, L. D. (29 de Mayo de 2012). Evaluación y desarrollo del programa de fluidos d perforación para un pozo exploratorio ubicado n la cuenca del piedemonte llanero

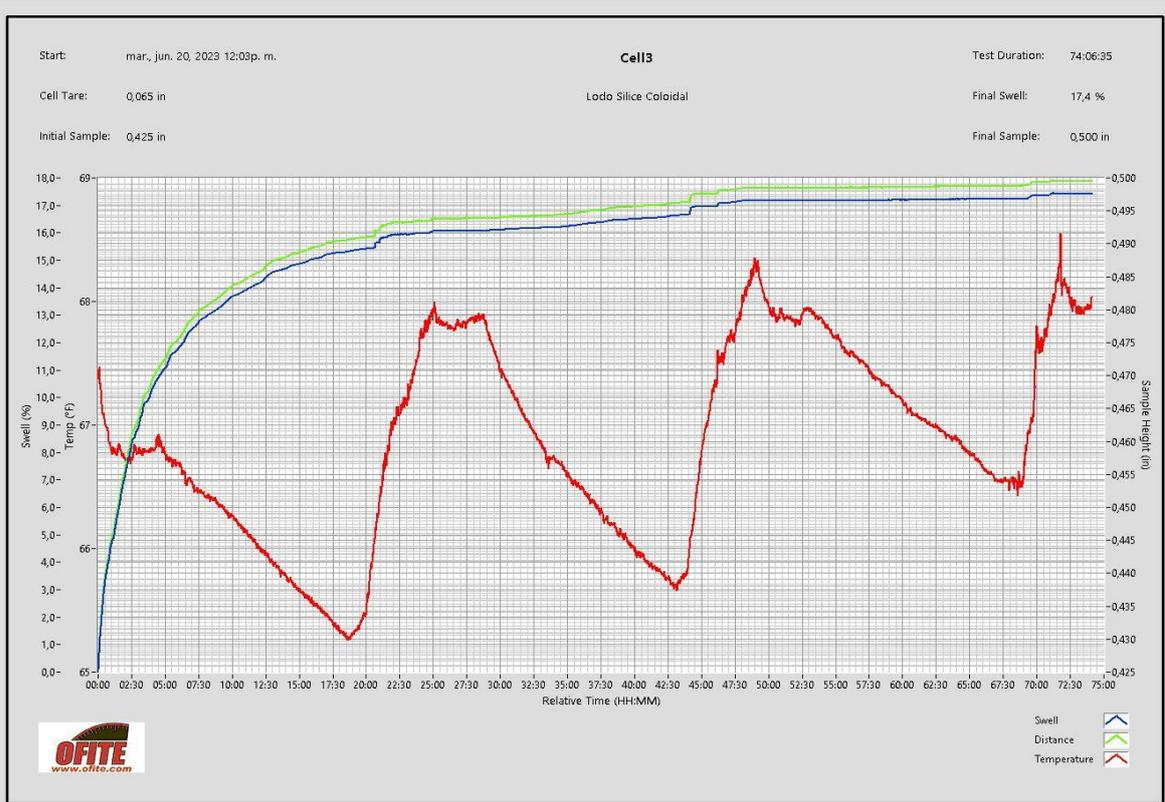
en el departamento de casanare aplicano el manual de procedimientos técnicos de Halliburton Baroid Drilling Fluids. Bucaramanga, Colombia.

Vallejo Romero, D. A. (Marzo de 2015). *Análisis y formulacion de un fluido de perforación base agua de la compañía CCDC aplicado a la perforación en el pozo DV 101 del campo Sacha, del PAD 290 de la cuenca oriente ecuatoriana*. Quito, Ecuador: Universidad Tecnológica Equinoccial.

ANEXOS

ANEXO I. Gráficas de hinchamiento lineal de los diferentes fluidos de formación evaluados





ANEXO II. *Propiedades del fluido base silicato de sodio a diferentes concentraciones de bentonita y de silicato de sodio*

Bentonita	10		
Silicato	35	52,5	70
Densidad ppg	9,3	9,3	9,5
Filtrado API mL	3	2,1	2,1
PH	12,1	12,2	12,22
Tita600	33	33	31
Tita300	23	23	21
Tita200	19	17	17
Tita100	13	13	12
Tita60	11	10	9
Tita30	8	7	7
Tita6	4	4	4
VP	10	10	10
YP	13	13	11
GS10seg	4	4	4
GS10min	4	4	4

Bentonita	20		
Silicato	35	52,5	70
Densidad ppg	9,4	9,6	9,7
Filtrado API mL	2,1	2,1	2,1
PH	12,28	12,3	12,3
Tita600	36	35	34
Tita300	25	23	22
Tita200	19	18	17
Tita100	13	13	12
Tita60	10	9	8
Tita30	7	7	7
Tita6	4	4	4
VP	11	12	12
YP	14	11	10
GS10seg	4	6	6

GS10min	4	6	6
---------	---	---	---

Bentonita	30		
Silicato	35	52,5	70
Densidad ppg	9,5	9,6	9,7
Filtrado API mL	2,1	2	2
PH	12,3	12,3	12,3
Tita600	44	40	42
Tita300	31	27	28
Tita200	25	21	22
Tita100	17	15	15
Tita60	14	12	12
Tita30	10	9	9
Tita6	5	5	4
VP	13	13	14
YP	18	14	14
GS10seg	6	6	6
GS10min	6	6	6