

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS

**DISEÑO DE LODO BASE SILICATO QUE CUMPLA CONDICIONES
OPERATIVAS PARA LA SECCIÓN DE 16”**

**DISEÑO DE LODO BASE SILICATO QUE CUMPLA CONDICIONES
OPERATIVAS PARA LA SECCIÓN DE 16” USANDO COMO
MODIFICADOR REOLÓGICO EL SÍLICE COLOIDAL**

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

ANA YADIRA VIANA GONZÁLEZ

ana.gonzalez@epn.edu.ec

DIRECTOR: Dr. JOHNNY ZAMBRANO

johnny.zambrano@epn.edu.ec

Quito, Febrero 2024

CERTIFICACIONES

Yo, Ana Yadira González Viana declaro que el Trabajo de Integración Curricular aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

Ana Yadira González Viana

Certifico que el presente trabajo de integración curricular fue desarrollado por Ana Yadira González Viana, bajo mi supervisión.

Dr. Johnny Zambrano
DIRECTOR

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

A través de la presente declaración, afirmamos que el trabajo de integración curricular aquí descrito, así como los productos resultantes 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.

ANA_GONZÁLEZ

JOHNNY_ZAMBRANO

AGRADECIMIENTO

En este momento trascendental, deseo expresar mi profundo agradecimiento a todas las personas que han desempeñado un papel crucial en la realización de mi trabajo de investigación, contribuyendo al cumplimiento de uno de mis sueños académicos. Mi reconocimiento se extiende a:

- A Dios, mi fuente de fortaleza y motivación, por guiar cada paso en este camino y ser mi mayor fuente de esperanza.

- A mis queridos padres, quienes han sido el pilar sólido en toda mi vida, inculcándome valores de esfuerzo y dedicación. Su amor incondicional, apoyo constante y sacrificios han sido fundamentales en cada logro alcanzado. Este trabajo es un testimonio de su dedicación y devoción.

- A mi abuelita, cuyo apoyo incondicional, palabras de aliento y sabios consejos han sido una fuente constante de inspiración y motivación en este trayecto académico.

- A mis amigos y compañeros, por su amistad sincera y apoyo inquebrantable. Sus ánimos y palabras alentadoras han sido un sostén emocional invaluable, impulsándome a perseverar y creer en mí mismo.

- A mi tutor, Johnny Zambrano, agradezco su orientación experta y compromiso en la fase final de este Trabajo de Titulación.

- Al Ingeniero Pablo Benalcázar, a quien agradezco por la idea inicial de esta investigación y su colaboración, que marcó el punto de partida fundamental.

- Reconozco la labor de todos mis profesores, cuya enseñanza no solo amplió mi conocimiento, sino que también proporcionó las herramientas esenciales para abordar los desafíos académicos y científicos que implicó esta tesis.

A cada uno de ustedes, gracias por creer en mí, por estar a mi lado en este viaje y por contribuir de manera significativa a mi crecimiento como persona y profesional. Sus aportes han dejado una huella imborrable en este trabajo y en mi vida.

Con todo mi corazón, expreso mi sincero agradecimiento.

[Ana Yadira González].

ÍNDICE DE CONTENIDO

CERTIFICACIONES.....	I
DECLARACIÓN DE AUTORÍA.....	II
AGRADECIMIENTO.....	III
ÍNDICE DE CONTENIDO.....	IV
ÍNDICE DE TABLAS	VI
ÍNDICE DE FIGURAS	VI
RESUMEN	VII
1. DESCRIPCIÓN DEL COMPONENTE DESARROLLADO	1
1.1 Objetivo general	1
1.2 Objetivos específicos	2
1.3 Alcance	2
2. GENERALIDADES	3
2.1. Antecedentes	3
2.2. Sección superficial	3
2.2.1. Composición litológica de las formaciones de la sección superficial	3
2.2.2. Fluido de perforación en la sección superficial	4
2.2.3. Sección superficial.....	5
3. FLUIDO DE PERFORACIÓN	7
3.1. Funciones.....	7
3.1.1. Remoción de recortes.....	7
3.1.2. Control de presiones.....	8
3.1.3. Evaluar la formación	8
3.1.4. Controlar la corrosión.....	8
3.1.5. Mantener la estabilidad del pozo	8
3.1.6. Minimizar los daños al yacimiento.	9
3.1.7. Enfriar, lubricar, ayudar a la broca y al conjunto y perforación	9
3.1.8. Transmisión de potencia hidráulica	9
3.1.9. Reducir el impacto ambiental	9
3.2. Propiedades	10
3.2.1. Propiedades físicas.....	10
3.2.2. Propiedades químicas	11
3.3. Aditivos de los fluidos de perforación	12

3.3.1.	Densificantes.....	12
3.3.2.	Viscosificantes	13
3.3.3.	Controladores de filtrado	13
3.3.4.	Adelgazantes.....	13
3.3.5.	Controlador de pH	13
3.3.6.	Controladores de pérdida de circulación	13
3.3.7.	Lubricante	13
3.3.8.	Floculante	14
3.3.9.	Estabilizador de lutitas.....	14
3.3.10.	Anticorrosivos.....	14
3.3.11.	Bactericidas	14
3.3.12.	Inhibidor de arcillas	14
3.3.13.	Agente de control de fluidos	16
4.	METODOLOGÍA EXPERIMENTAL.....	18
4.1.	Pruebas Realizadas al Fluido de Perforación	18
4.1.1.	Prueba de Viscosidad.....	19
4.1.2.	Prueba de Densidad	19
4.1.3.	Prueba de Filtrado API	20
4.1.4.	Prueba de Viscosidad y resistencia de gel.....	22
4.1.5.	Prueba Azul de Metileno (MBT)	23
4.1.6.	Prueba de Hinchamiento Lineal	24
5.	RESULTADOS, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	27
5.1.	Resultados.....	27
5.2.	Análisis Técnico	32
1.3.	Análisis Económico	35
1.4.	Conclusiones.....	37
1.5.	Recomendaciones.....	39
6.	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	40
7.	ANEXOS.....	41

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Composición litológica de las formaciones de la sección superficial	4
Tabla 2: Parámetros para lodo de perforación convencional para la sección superficial	7
Tabla 3: Composición de un fluido convencional base Nitrato de Calcio	28
Tabla 4: Diseño de lodo usando Silice Coloidal	29
Tabla 5: Propiedades del lodo de perforación para diferentes concentraciones de Silicato de Sodio y Silice Coloidal	29
Tabla 6: Composición del Fluido 1	31
Tabla 7: Propiedades medidas para el Fluido 1	31
Tabla 8: Composición del fluido 2	31
Tabla 9: Propiedades medidas para el Fluido 2.....	32
Tabla 10: Costo de aditivos para Fluido Convencional.....	35
Tabla 11: Costo de aditivos para Fluido 1	36
Tabla 12: Costo de aditivos para Fluido 2	36

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Balanza de lodo	20
Figura 2: Prensa API.....	21
Figura 3: Viscosímetro OFITE 800.....	22
Figura 4: Equipo de Hinchamiento Lineal	25
Figura 5: Prueba MBT para Fluido 1	33
Figura 6: Hinchamiento lineal vs Tiempo	34
Figura 7: Esquema del Pozo Marian 54.....	41

RESUMEN

El Trabajo de Integración Curricular se enfoca en el diseño de un fluido de perforación para abordar los desafíos asociados con la perforación de una sección de 16". El objetivo general es desarrollar un fluido base silicato con sílice coloidal como modificador reológico para mejorar el rendimiento y la eficiencia durante la operación de perforación.

En la investigación se analizó la composición y las propiedades reológicas de diversos fluidos base silicato de sodio, evaluando su comportamiento frente a las condiciones específicas de perforación de la sección de 16". Se realiza una revisión exhaustiva de la literatura para comprender los diferentes aditivos disponibles y su impacto en la modificación de las propiedades reológicas del fluido.

Se realizaron experimentos de laboratorio para la incorporación de sílice coloidal al fluido base silicato de sodio, analizando su influencia en la viscosidad, tixotropía y estabilidad del fluido. Los resultados de estos experimentos fueron cuidadosamente evaluados para determinar las concentraciones óptimas del modificador y su efecto en la capacidad de suspensión de sólidos durante el proceso de perforación.

Se espera que esta formulación de fluido base Silicato de Sodio con Sílice Coloidal como modificador reológico proporcione una mayor eficiencia en la perforación de la sección de 16", reduciendo el tiempo y los costos asociados con la operación.

ABSTRACT

The Curricular Integration Work focuses on designing a drilling fluid to address the challenges associated with drilling a 16" section. The overall goal is to develop a colloidal silica-based silicate fluid as a rheological modifier to enhance performance and efficiency during the drilling operation.

The research analyzed the composition and rheological properties of various sodium silicate-based fluids, evaluating their behavior under the specific drilling conditions of the 16" section. A comprehensive literature review was conducted to understand the different additives available and their impact on modifying the rheological properties of the fluid.

Laboratory experiments were carried out to incorporate colloidal silica into the sodium silicate-based fluid, analyzing its influence on viscosity, thixotropy, and fluid stability. The results of these experiments were carefully evaluated to determine the optimal concentrations of the modifier and its effect on solid suspension capacity during the drilling process.

It is expected that this formulation of sodium silicate-based fluid with colloidal silica as a rheological modifier will provide greater efficiency in drilling the 16" section, reducing time and costs associated with the operation.

1. DESCRIPCIÓN DEL COMPONENTE DESARROLLADO

El componente se centra en diseñar un fluido de perforación que cumpla los parámetros operativos para perforar la sección de 16", se propone la formulación de un lodo de perforación a base de silicato de sodio, reemplazando el modificador reológico convencional por Sílice Coloidal (Huang, et al., 2017).

La propuesta inicial contemplaba la formulación de un lodo de perforación a base de Silicato de sodio, sustituyendo el modificador reológico convencional por Sílice Coloidal, que incluía: Barita, Nitrato de Calcio, Bentonita, Pack R, Sílice Coloidal con la intención de reducir costos y mejorar la eficiencia del fluido.

Sin embargo, debido a la disponibilidad limitada de algunos aditivos, se realizó una modificación en la composición del lodo. La nueva formulación incluye:

- Barita
- Silicato de Sodio
- Bentonita
- Pack LV
- Sílice Coloidal

Las pruebas experimentales que se realizaron en el Laboratorio de Fluidos de Perforación de la EPN fueron: densidad, reología, MBT, filtrado API y hinchamiento lineal. Cabe destacar que, a pesar de la planificación inicial que incluía la viscosidad de embudo, esta prueba no se realizó. En su lugar, se optó por considerar la prueba de hinchamiento lineal, la cual se consideró más relevante para evaluar las propiedades del lodo en el contexto de la sección de 16".

Estas pruebas permiten caracterizar el lodo y verificar su conformidad con los parámetros de operación establecidos para la sección de 16". Tras ajustar las cantidades de los aditivos mencionados, se compararon los resultados obtenidos con el lodo convencional y el lodo base silicato con sílice coloidal como modificador reológico. Este análisis generó conclusiones y recomendaciones que contribuirán al avance de la investigación y al desarrollo de fluidos de perforación más eficientes.

Este proceso de diseño y experimentación refleja el compromiso con la optimización de los fluidos de perforación, adaptándose a las condiciones del laboratorio y asegurando la validez de los resultados obtenidos.

1.1 Objetivo general

Formular lodo Base Silicato para la sección de 16" usando como modificador reológico el Sílice Coloidal.

1.2 Objetivos específicos

- Diseñar un lodo convencional base Silicato de Sodio
- Rediseñar el lodo base Silicato de Sodio cambiando el modificador reológico por Sílice Coloidal.
- Comparar técnica y económicamente el lodo diseñado con el lodo base Nitrato y el lodo base Silicato.

1.3 Alcance

El proyecto se enfoca en diseñar un lodo a base de Silicato de Sodio con Sílice coloidal como modificador reológico, el cual debe cumplir con los parámetros operativos. Se realizará varias pruebas de laboratorio que corroboren que el lodo de perforación es apto para perforar la sección de 16”.

2. GENERALIDADES

2.1. Antecedentes

La Cuenca Oriente Ecuatoriana presenta varios desafíos, tanto operativos como ambientales, para cualquier proyecto de perforación debido a la numerosa cantidad de arcillas en la sección superficial y a las abruptas desviaciones dentro de las formaciones. Estos factores complican la perforación y pueden generar problemas en el pozo (Ramirez, et al., 2006).

Las arcillas son sedimentos finos compuestos principalmente por minerales de arcilla, como la montmorillonita y la illita. Debido a su estructura cristalina y su capacidad para retener agua, las arcillas tienden a hincharse cuando están expuestas a la humedad. Esto puede resultar en un comportamiento pegajoso y deformable de las arcillas durante las operaciones de perforación (Palacios, et al., s.f.).

Por otro lado, las lutitas son rocas sedimentarias compuestas por arcillas muy finas. Estas lutitas pueden experimentar cambios en su estructura y comportamiento en respuesta a la presión y al esfuerzo geológico, lo que puede resultar en inestabilidades y dificultades durante la perforación en la sección superficial (Ramirez, et al., 2006).

Una formulación adecuada de fluido de perforación puede contrarrestar los efectos de las arcillas, manteniéndolas estabilizadas y evitando su expansión. Es importante adaptar el fluido de perforación a las condiciones específicas de la Cuenca Oriente, considerando las arcillas y las desviaciones en las formaciones debido a la topografía montañosa. Al lograr esto, se puede reducir la probabilidad de atascos en el pozo y facilitar la progresión de la perforación (Palacios, et al., s.f.).

2.2. Sección superficial

2.2.1. Composición litológica de las formaciones de la sección superficial

La sección superficial de la Cuenca Oriente presenta una composición dominada por arcillas, lutitas e intercalaciones de lutitas inestables, junto con la presencia de conglomerados en menor medida. Estas arcillas y lutitas inestables son los componentes principales en la zona, lo que significa que tienen una influencia significativa en la geología de la sección superficial (Ramirez et al., 2006).

En la Tabla 1 se describe la composición de las formaciones de la sección superficial.

Tabla 1: Composición litológica de las formaciones de la sección superficial

FORMACIÓN	LITOLOGÍA
CHALCANA SUPERIOR	Rocas arcillosas con algunas capas de conglomerados.
CHALCANA MEDIA	Rocas arcillosas con algunas capas de areniscas.
CHALCANA INFERIOR	Rocas arcillosas.
ORTEGUAZA SUPERIOR	Rocas arcillosas con ciertas intercalaciones inestables de lutitas.
ORTEGUAZA INFERIOR	Rocas arcillosas.

Elaborado por: (González, 2024)

En Ecuador, el diámetro comúnmente utilizado en la sección superficial de perforación es de 16 pulgadas (16"). Esta sección se perfora en algunos casos desde la zapata del casing de 20 pulgadas (20") hasta una profundidad aproximada de 4500 pies, atravesando formaciones del terciario indiferenciado, con un enfoque principal en el aislamiento de la formación Chalcana.

Durante esta etapa de perforación se realiza el trabajo direccional para lograr desviaciones controladas. El punto de desviación, conocido como KOP (Kick-Off Point), se encuentra generalmente alrededor de los 500 o 600 pies de profundidad. A partir de este punto, se inicia la desviación del pozo en la dirección deseada (Chanatásig, 2016). Los fluidos de perforación desempeñan un papel crucial en la perforación de pozos en la sección superficial. Estos fluidos se utilizan para varias funciones, incluyendo la refrigeración de la broca de perforación, la estabilización de las formaciones geológicas y el transporte de los recortes de roca a la superficie.

2.2.2. Fluido de perforación en la sección superficial

En la sección superficial es fundamental contar con una formulación adecuada de fluido de perforación para abordar los desafíos asociados con estas formaciones. El objetivo

principal es inhibir la expansión y pegajosidad de las arcillas y asegurar la estabilidad del pozo.

Para lograr esto, se suelen utilizar fluidos de perforación a base de agua o a base de aceite. Los fluidos a base de agua, como los lodos de agua fresca, contienen aditivos que ayudan a inhibir las arcillas y reducir su capacidad de hincharse. Estos aditivos pueden incluir polímeros, inhibidores de arcillas y agentes dispersantes.

Por otro lado, los fluidos de perforación a base de aceite, como los lodos de aceite o los lodos a base de aceite sintético, son preferidos en ciertos casos debido a su capacidad para minimizar la interacción con las arcillas. Estos fluidos son menos propensos a causar hinchamiento en las formaciones arcillosas, lo que puede mejorar la estabilidad del pozo.

Cada formación precede de un comportamiento totalmente diferente, con ciertos desafíos a la hora de perforar, por ello hay que considerar determinados problemas y riesgos durante la perforación de un pozo.

2.2.3. Sección superficial

La Formación Chalcana Superior plantea desafíos significativos derivados de las tensiones tectónicas y la presencia de formaciones geo-presionadas. Estas formaciones, alineadas con las cordilleras, inducen una inclinación hacia el material sedimentario, generando ángulos variables en distintas áreas geológicas. Este fenómeno impacta la generación del perfil del pozo, provoca variaciones en la presión de poro debido al cambio de buzamiento y aumenta el riesgo de inestabilidad del pozo, especialmente ante inclinaciones excesivas o cambios abruptos en el buzamiento (Ramirez, et al., 2006).

En el caso específico de la arcilla en esta formación, tanto consolidada como no consolidada, surgen diversas problemáticas. La arcilla no consolidada presenta baja permeabilidad al lodo de perforación, con posibles pérdidas de circulación. Además, la expansión y contracción de las arcillas pueden generar inestabilidad del pozo, mientras que el hinchamiento en contacto con fluidos puede causar problemas adicionales, como la retención de fluidos que afectan la eficiencia y rendimiento del pozo (Hossain & Al-Majed, 2015).

En contraste, la arcilla consolidada en la Chalcana Superior enfrenta cambios abruptos en las presiones de poros y actividad tectónica, lo que puede deformar o romper algunas arcillas. Esto se traduce en riesgos tales como el colapso de las paredes del pozo, pérdida de circulación, atascamiento de la tubería de perforación y la transmisión de movimiento o

estrés a través de lutitas, afectando la estabilidad de formaciones adyacentes (Ramirez, et al., 2006).

Al avanzar a las formaciones Chalcana Media, Chalcana Inferior, Orteguzza Superior e Inferior, se intensifican los desafíos, incluyendo problemas asociados con control direccional, inestabilidad del pozo, fractura de formación, pérdida de circulación, adherencia y deslizamiento, problemas de limpieza del pozo, taponamientos y tubería atascada. Cada formación requiere estrategias específicas para abordar los riesgos asociados y garantizar el éxito en las operaciones de perforación. La consideración meticulosa de estos desafíos permitirá una planificación y ejecución efectivas en el desarrollo del pozo (Ramirez, et al., 2006).

3. FLUIDO DE PERFORACIÓN

Es una mezcla de sustancias físico-químicas en un sistema líquido, gaseoso y/o sólido, que 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 físico-químicas necesarias para una eficiente operación, que dependerá de la litología, temperatura, y de los diferentes requerimientos de cada operación, además se adhieren de la litología, temperatura y de los diferentes requerimientos de cada perforación (González & Reyes, 2020).

En la Tabla 2 se presenta un lodo de perforación convencional para la sección superficial.

Tabla 2: Parámetros para lodo de perforación convencional para la sección superficial

Propiedad	Parámetros operativos
Densidad (Lpg)	8.6 – 10.6
Viscosidad Plástica (Cps)	10-14
Punto Cedente (Lbs/100 ft ²)	12 – 18
Geles (Lbs/100 ft ²)	4/6 -12/14
Filtrado (cc)	N.C. – 12
MBT (Lpb)	< 27.5
Ph	7.5 – 9.5

Elaborado por: (González, 2024)

3.1. Funciones

Los fluidos de perforación desempeñan varias funciones que ayudan a perforar, evaluar y completar eficientemente un pozo de gas o petróleo. Las funciones más comunes de los fluidos de perforación son:

3.1.1. Remoción de recortes

El fluido de perforación circula dentro del pozo con el propósito de remover todos los recortes a medida que se perfora. Posteriormente, estos recortes son transportados a la

superficie, permitiendo que la broca continúe operando de manera eficiente (Pedreros & Osorio, 2018).

3.1.2. Control de presiones

Depende de la densidad, y 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 del hueco (Pedreros & Osorio, 2018).

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

3.1.3. Evaluar la formación

La formación se mantiene estable para bajar registros de manera que permita realizar una evaluación general a la formación, es por ello que el fluido de perforación permite recolectar diversa información, ya sea de las propiedades físicas y químicas de la formación; esto se consigue tanto con especialistas o denominados Mud Loggers, o simplemente con registros eléctricos (ASME, 2005).

3.1.4. Controlar la corrosión

Permite el control de la corrosión, que afecta a diversos componentes de la tubería. Esto se debe al contacto directo de la tubería con el lodo de perforación, y la presencia de cualquier gas liberado que acelera este proceso (Palacios, et al., s.f.). En ciertas circunstancias, como la formación de espumas o la presencia de oxígeno en el lodo de perforación, se vuelve especialmente perjudicial para los componentes en contacto. Por esta razón, es crucial realizar un monitoreo periódico de las muestras de corrosión, ya que esto ayuda a controlar el daño y a reducir la velocidad general de corrosión en una tubería (Pedreros & Osorio, 2018).

3.1.5. Mantener la estabilidad del pozo

La estabilización del pozo se logra al controlar las formaciones en crecimiento y desprendimiento, disminuyendo así la probabilidad de que la sarta de perforación quede atascada en el hoyo. Este equilibrio se mantiene al controlar diversos factores mecánicos, como la presión y el esfuerzo, entre otros (Sarmiento, 2012). En estas circunstancias, 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 cuando caigan (Chemwotei, 2011).

3.1.6. Minimizar los daños al yacimiento.

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, no se recomienda utilizar el lodo de perforación para perforar zonas de producción (Chemwotei, 2011).

3.1.7. Enfriar, lubricar, ayudar a la broca y al conjunto y perforación

Las fuerzas mecánicas e hidráulicas generan una cantidad significativa de calor debido a la fricción en la broca y en las áreas donde la sarta de perforación rota contra la tubería de revestimiento y las paredes del pozo. Para contrarrestar este efecto, el fluido de perforación cumple la función de enfriar tanto la broca como la sarta de perforación, disminuyendo la temperatura y distribuyendo el calor de manera uniforme en todo el pozo. Este proceso implica la circulación del fluido de perforación, llevando las temperaturas a niveles inferiores a la temperatura de fondo del pozo (Sarmiento, 2012).

3.1.8. 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).

3.1.9. Reducir el impacto ambiental

Cualquier fluido de perforación debe cumplir con parámetros técnicos establecidos por normativas, con el fin de tomar decisiones sobre su descarte sin afectar la zona de descarga. Así, el fluido se convierte en un desecho que se almacena considerando la ubicación, fuentes de agua, población y el ecosistema en su conjunto (Pedreros & Osorio, 2018).

3.2. Propiedades

3.2.1. Propiedades físicas

Las propiedades físicas permiten evaluar las condiciones en el proceso de perforación rotatoria, reducen la probabilidad de inestabilidad en el pozo, eliminan sólidos de la broca, brindan energía hidráulica en la broca, permite la suspensión y segregación de sólidos, entre otras (Mitchell & Miska, 2011).

3.2.1.1. Densidad

La densidad es fundamental en las operaciones de perforación, ya que representa la cantidad de masa contenida dentro de un volumen específico. Se vuelve especialmente importante cuando se trata de evitar el ingreso de fluidos a la formación, ya que la presión ejercida por toda la columna de lodo de perforación debe superar la presión dentro de los poros de la formación, de acuerdo con las condiciones geológicas. Además, la densidad juega un papel significativo en el transporte de recortes a la superficie mediante el efecto de flotación (Ryen Caenn, 2017).

3.2.1.2. Viscosidad Plástica

Es la viscosidad que se mantiene cuando se aplica una fuerza de corte constante a un fluido y ya ha superado su umbral de fluidez, además es importante porque 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). La viscosidad se expresa en centipoises y se obtiene con el siguiente cálculo:

$$VP(cp) = \theta_{600} - \theta_{300}$$

Ec. 1.1

3.2.1.3. Punto Cedente

Indica 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).

$$YP(cp) = \theta_{300} - VP$$

Ec. 1.2

3.2.1.4. Resistencia de geles

Es la capacidad que tiene un lodo 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).

3.2.1.5. Filtración

Según Chemwotei, (2011) el filtrado indica la cantidad relativa de líquido que se filtra a través de la costra hacia las formaciones permeables, cuando el fluido es sometido a una presión diferencial. Esta característica es afectada por la presión, dispersión, temperatura y tiempo. La formación de la costra de lodo se puede dar en reposo o en movimiento, siendo la primera más gruesa reduciendo la filtración a la formación.

3.2.1.6. pH

Determina si el fluido es ácido o alcalino mediante un rango que va de 0 a 14, siendo 9.5 y 10.5 los valores utilizados para un fluido de perforación. Este rango se determina en función de la concentración de iones de hidrógeno en el fluido. El pH influye en el comportamiento del lodo de perforación en contacto con las paredes del pozo, el rendimiento con las arcillas y el control de la corrosión, entre otros aspectos (Pedreros & Osorio, 2018).

3.2.1.7. 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).

3.2.2. Propiedades químicas

Permiten conocer acerca del daño de formación, cambios en la reología y problemas durante el desplazamiento de los sólidos a superficie (Mitchell & Miska, 2011).

3.2.2.1. Dureza

Identifica la dureza total del lodo de perforación gracias a la presencia de los iones calcio y magnesio, a su vez estas concentraciones se las obtiene por titulación (Mitchell & Miska, 2011). 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).

3.2.2.2. 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 ya que pueden ocasionar efectos adversos en un lodo de perforación base agua (Mitchell & Miska, 2011).

3.2.2.3. Alcalinidad

Es la concentración de iones hidroxilo, bicarbonato y carbonato en exceso en un fluido base agua. Es importante conocer la alcalinidad de un fluido porque permite conocer sus características químicas y verificar si este tiene algún contaminante (Pedreros & Osorio, 2018).

3.2.2.4. Concentración total de arcillas

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

3.3. Aditivos de los fluidos de perforación

3.3.1. Densificantes

Aumentan la densidad del fluido de perforación con el objetivo de controlar las presiones de la formación. Comúnmente se ha utilizado el carbonato de calcio y barita para densidades por debajo de 12 ppg y mayores a la misma, respectivamente (Mitchell & Miska, 2011).

3.3.2. Viscosificantes

Aumentan la viscosidad o espesor del fluido mejorando la capacidad de transportar sólidos que han sido perforados, además de suspender el material densificantes; este puede estar constituido por arcillas o polímeros (González & Reyes, 2020).

3.3.3. Controladores de filtrado

Permite aumentar la viscosidad de la fase líquida, obligando que se adhiera a las partículas de arcilla, generando así un taponamiento mecánico, reduciendo de esta manera que la parte líquida se fuge hacia la formación (González & Reyes, 2020).

3.3.4. Adelgazantes

Reduce la viscosidad del fluido de perforación con el objetivo de facilitar su flujo y mejorar su capacidad de transporte de recortes de perforación, permitiendo una mayor eficiencia en la operación de perforación (González & Reyes, 2020).

3.3.5. Controlador de pH

Permite mantener el rango de pH; estos dependen de los requisitos que tenga el pozo a ser perforado mientras es combinado con más aditivos para encontrar la formulación correcta y asegurar un adecuado desempeño del fluido de perforación. Para variar el pH se utiliza aditivos alcalinos (Pedreros & Osorio, 2018).

3.3.6. Controladores de pérdida de circulación

Permite reducir las pérdidas del lodo de perforación hacia el fondo del hoyo cuando el fluido de perforación se desplaza hacia zonas más permeables, esta a su vez generada por la inducción de presiones elevadas sobre la litología o en fracturas, de manera que un parte del fluido nunca regresará a superficie (Mitchell & Miska, 2011).

3.3.7. Lubricante

Permite solventar varios problemas de torque y arrastre a la hora de perforar un pozo, afectando directamente a la costra de lodo o a las paredes metálicas de la sarta de tubería con una lámina protectora, la cual reduce la fricción mecánica entre las superficies de la sarta y las paredes del hoyo (Sarmiento, 2012).

3.3.8. Floculante

Utilizado en presencia de una excesiva cantidad de sólidos no deseados, permite encapsular a los sólidos de manera que su remoción se facilita a través de equipos mecánicos, además de permitirnos controlar la reología de mejor manera (Sarmiento, 2012).

3.3.9. Estabilizador de lutitas

Permite perforar áreas de lutitas de manera que se reduzcan significativamente los problemas por presencia de arcillas, evitando su hidratación cuando estén próximas de alguna fuente de agua restringiendo su expansión, haciendo que las arcillas se dispersen, lo que reduce la probabilidad de colapso de la formación; los más utilizados son los asfaltos y polímeros de gran peso molecular (Pedreros & Osorio, 2018).

3.3.10. Anticorrosivos

Permiten reducir las concentraciones de oxígeno generadas dentro del pozo. Los más utilizados son las sales solubles de sulfito y cromato, también se utilizan aditivos que provean de una película alrededor de la superficie a tratar, evitando un contacto directo sobre la misma. Para remover el ácido sulfúrico es utilizado productos de zinc, los cuales forman sulfuros insolubles (Pedreros & Osorio, 2018).

3.3.11. Bactericidas

Permiten inhibir la multiplicación y desarrollo de las bacterias, algas y hongos en los lodos de perforación a diferentes condiciones, estos microorganismos degradan paulatinamente los compuestos orgánicos dentro del lodo (Sarmiento, 2012).

3.3.12. Inhibidor de arcillas

La interacción entre el Nitrato de Calcio y la arcilla puede contribuir a la inhibición excesiva durante la perforación de pozos. A continuación, se describen los posibles mecanismos de interacción entre ambos:

1. Intercambio iónico. El nitrato de calcio puede interactuar con la montmorillonita mediante un proceso de intercambio iónico, en el cual los iones de calcio (Ca^{2+}) presentes en el nitrato de calcio pueden reemplazar a otros cationes presentes en la estructura de la montmorillonita, como el sodio (Na^+) o el potasio (K^+). Esta

sustitución de cationes puede resultar en una reducción de la capacidad de hinchamiento de la montmorillonita, lo que lleva a una inhibición de la expansión de la arcilla.

2. Absorción de cationes y formación de complejos. El nitrato de calcio puede adsorberse en la superficie de la montmorillonita. Los iones de calcio pueden formar una capa protectora en la superficie de las partículas de arcilla, evitando así su interacción con el agua y reduciendo la hinchazón excesiva de la montmorillonita.
3. Efecto de la concentración. Cuando la concentración de nitrato de calcio en el fluido de perforación es excesiva, puede haber una mayor cantidad de iones de calcio disponibles para interactuar con la montmorillonita. Esto aumenta la probabilidad de que se forme una inhibición excesiva. Los iones de calcio pueden reemplazar a los cationes intercambiables en la montmorillonita en mayor medida, alterando la estructura y propiedades de expansión de la arcilla.
4. Influencia en la hidratación de la arcilla. La hidratación de la arcilla implica la absorción de agua en las capas de arcilla, lo que provoca su hinchamiento y expansión. Sin embargo, la presencia de iones de calcio puede afectar la hidratación al competir por el agua disponible y reducir la capacidad de hinchamiento de la arcilla. Esto resulta en una disminución de las propiedades de expansión de la montmorillonita.
5. Formación de complejos de calcio. El nitrato de calcio puede formar complejos con los componentes de la arcilla montmorillonita. Estos complejos pueden estabilizar la estructura de la arcilla y reducir su capacidad de hinchamiento y expansión. Los complejos de calcio pueden formar una capa protectora en la superficie de las partículas de arcilla, inhibiendo su interacción con el agua y limitando su capacidad de expansión.

Es importante considerar que la inhibición excesiva puede ocurrir cuando la interacción entre el nitrato de calcio y la montmorillonita es demasiado fuerte o cuando la concentración de nitrato de calcio en el fluido de perforación es excesiva. Esto puede resultar en una reducción significativa de la permeabilidad de la formación y, en último caso, en una disminución de la productividad del pozo.

El Nitrato de Calcio, al interactuar con otros componentes del fluido, puede afectar su viscosidad, densidad y propiedades de flujo. Algunos efectos que el exceso de nitrato de calcio puede tener en la reología del fluido de perforación son:

1. Viscosidad. El nitrato de calcio puede aumentar la viscosidad del fluido de perforación, especialmente en altas concentraciones. Esto se debe a que el nitrato de calcio puede formar agregados o complejos en el fluido, lo que aumenta la resistencia al flujo y la fricción interna. Una mayor viscosidad del fluido puede afectar la capacidad de transporte de recortes de perforación y otros sólidos, lo que puede comprometer la eficiencia de la operación de perforación.
2. Gelificación. El nitrato de calcio también puede contribuir a la gelificación del fluido de perforación. La gelificación se refiere a la formación de una estructura tipo gel en el fluido, lo que puede aumentar su consistencia y dificultar su flujo. El exceso de nitrato de calcio puede promover la formación de geles en el fluido de perforación, lo que puede afectar negativamente la eficiencia de la circulación del fluido y el rendimiento de la operación de perforación.
3. Densidad. El nitrato de calcio tiene una densidad más alta en comparación con otros aditivos utilizados en fluidos de perforación. Un exceso de nitrato de calcio puede aumentar la densidad general del fluido, lo que puede ser problemático en ciertas operaciones de perforación donde se requiere una densidad específica. Además, una alta densidad del fluido puede tener impactos en la presión de formación y en el diseño del pozo.

3.3.13. Agente de control de fluidos

Si bien, la Goma Xantana tiene muchas ventajas y es ampliamente utilizada en la industria de fluidos de perforación, también puede presentar algunos desafíos o problemas potenciales, como:

1. Sensibilidad a la salinidad. La goma xantana puede ser sensible a la salinidad del fluido de perforación. En presencia de altas concentraciones de sales, especialmente sales divalentes como el calcio y el magnesio, la goma xantana puede sufrir una disminución en su capacidad de viscosificación y control de filtrado. Esto puede afectar negativamente la reología del fluido y reducir su eficiencia en la suspensión de sólidos y el control de filtrado.
2. Degradación biológica. La goma xantana es un polisacárido natural, lo que la hace susceptible a la degradación biológica por parte de ciertas bacterias y enzimas presentes en el medio ambiente. Si el fluido de perforación se expone a condiciones favorables para el crecimiento bacteriano, puede ocurrir la degradación de la goma

xantana, lo que resulta en la disminución de sus propiedades reológicas y de control de filtrado.

3. Costo: La goma xantana puede ser relativamente costosa en comparación con otros aditivos utilizados en fluidos de perforación. Su precio puede variar según la calidad y la disponibilidad en el mercado. Esto puede influir en la viabilidad económica de su uso, especialmente en operaciones de perforación a gran escala.
4. Compatibilidad con otros aditivos: La goma xantana puede tener interacciones complejas con otros aditivos presentes en el fluido de perforación. Algunos aditivos o compuestos químicos pueden afectar su rendimiento y estabilidad, lo que puede requerir pruebas de compatibilidad y ajustes en la formulación del fluido.

4. METODOLOGÍA EXPERIMENTAL

Esta metodología detalla el enfoque sistemático aplicado en la evaluación y diseño del fluido de perforación, con el objetivo primordial de garantizar su calidad y rendimiento durante las operaciones de perforación (Carvajal, 2006). Al adherirse a las directrices establecidas por el Instituto Americano del Petróleo (API), se han implementado variadas pruebas de laboratorio, cada una dirigida a examinar aspectos cruciales del fluido. Desde la medición de viscosidad y densidad hasta pruebas específicas como el filtrado API y análisis reológicos, cada paso ha seguido procedimientos estandarizados que proporcionan una base para el análisis detallado de las distintas concentraciones de aditivos en los fluidos de perforación.

La estrategia metodológica adoptada para este Trabajo de Integración se basa en un enfoque de ensayo y error, con un énfasis particular en el diseño de un lodo base silicato que se ajuste a las condiciones operativas requeridas para la perforación en la sección de 16". Al incorporar el Sílice Coloidal como modificador reológico esencial, el proceso de experimentación implica la variación de las concentraciones de los aditivos específicos. Este método dinámico y experimental busca alcanzar una formulación óptima, que no solo integre de manera eficaz el Sílice Coloidal, sino que también cumpla con precisión los exigentes parámetros operativos establecidos para la sección mencionada.

Cada ajuste y cada prueba representan progresos significativos hacia la obtención de un fluido de perforación altamente eficiente y adaptado a las necesidades específicas de este proyecto.

4.1. Pruebas Realizadas al Fluido de Perforación

Las pruebas de laboratorio son esenciales para asegurar la calidad y eficacia del fluido de perforación durante las operaciones de perforación. El Instituto Americano del Petróleo (API) establece estándares para estas pruebas, que se detallan en su publicación "Recommended Practice: Standard Procedure for Field Testing Water-Based (Oil-Based) Drilling Fluids", API RP 13B-1, 13B-2 y API RP-13I.

En la siguiente sección, se detallan las pruebas más habituales realizadas durante la etapa experimental, junto con su procedimiento conforme a las normativas aplicadas en el Laboratorio de Lodos de la Escuela Politécnica Nacional.

4.1.1. Prueba de Viscosidad

El embudo de Marsh se emplea como instrumento para evaluar la viscosidad de diferentes líquidos. Es calibrado a 950 cm^3 agua fresca a $70 \pm 5^\circ F$ en 26 ± 0.5 segundos (API 13 B-1). Consiste en un embudo en forma de cono con un tubo. El embudo está equipado con una escala que permite medir el tiempo que el líquido tarda en pasar a través del tubo.

4.1.1.1. Procedimiento

El procedimiento se sustenta en la norma API 13 B-1:

Para iniciar el procedimiento, se debe tapar el orificio del embudo utilizando un dedo. Luego, se mantiene el embudo en posición vertical y se vierte cuidadosamente la muestra del fluido de perforación a través de la malla hasta que el nivel del fluido alcance la parte inferior de la misma.

Después de verter la muestra, se retira el dedo del orificio y se inicia la medición del tiempo utilizando un cronómetro. Se registra el tiempo necesario para que el lodo llene el vaso receptor hasta alcanzar el nivel correspondiente a un cuarto de galón, que equivale a 950 centímetros cúbicos.

Es importante ajustar el resultado obtenido al segundo entero más cercano, ya que esto proporciona una indicación más precisa de la viscosidad medida mediante el embudo de Marsh.

4.1.2. Prueba de Densidad

La evaluación de la densidad se lleva a cabo para determinar si el fluido de perforación puede desempeñar eficazmente su función de controlar el pozo y prevenir la entrada de fluidos no deseados. La medición de la densidad se realiza mediante una balanza de lodo.

4.1.2.1. Equipo

La balanza para lodo es un instrumento diseñado para medir la densidad de lodos, cemento u otros líquidos. Consiste en una celda con tapa situada en un extremo de una barra graduada, junto con un contrapeso colocado en el otro extremo de la barra. Una pesa que se mueve a lo largo de la barra y una burbuja que muestra cuando está nivelada (ver Figura 1).



Figura 1: Balanza de lodo

4.1.2.2. Procedimiento:

El procedimiento sigue las pautas establecidas por la norma API 13 B-2 y el manual de OFITE para la balanza atmosférica.

Para medir la densidad en la balanza de lodo, primero se debe asegurar la estabilidad del equipo colocando el pedestal o la caja portadora en una superficie nivelada. Luego, se toma una muestra del fluido y se vierte en el vaso de la balanza. Posteriormente, se golpea suavemente el vaso para eliminar burbujas de aire atrapadas. Se coloca la tapa en el vaso, asegurándose de que salga una pequeña cantidad de muestra por el orificio de ventilación, y se limpia la balanza. A continuación, se ajusta el equilibrio de la balanza deslizando el cursor a lo largo del brazo y se registra la densidad indicada en el lado del cursor más cercano al recipiente de la balanza.

4.1.3. Prueba de Filtrado API

La prueba de filtración API cuantifica la cantidad de sólidos que se filtran de un fluido a través de un filtro en un periodo específico de tiempo. El filtrado es el líquido que ingresa a través de filtro luego de aplicar una presión diferencial.

4.1.3.1. Equipo

Para realizar esta prueba, se emplea un dispositivo conocido como "Filtro Prensa API", el cual consiste en una celda de filtración con una capacidad de 500 ml. La prensa API consta de un conjunto de filtros, un portafiltro, una prensa hidráulica y un mecanismo de control

de presión. El equipo está diseñado para mantener condiciones específicas de presión y temperatura durante la prueba (ver Figura 2).



Figura 2: Prensa API

4.1.3.2. Procedimiento

Procedimiento tomado de la norma API 13 B-2.

Para realizar la prueba en la Prensa API, se comienza preparando la celda asegurando que sus partes superior e inferior estén ensambladas correctamente con el papel de filtro. Después, se vierte con cuidado una cantidad específica de lodo, exactamente 350 ml, en la celda ya preparada. Luego, se coloca la celda en el soporte correspondiente y se ajusta la tapa de manera adecuada para asegurar un sellado hermético. Seguidamente, se aplica una presión predefinida de 100 ± 5 psi y se mantiene constante durante 30 minutos. Al finalizar este tiempo, se libera la presión y se retira la celda del soporte. Posteriormente, se desmonta la celda con cuidado para eliminar el lodo contenido en su interior y se extrae meticulosamente el papel de filtro que contiene la capa de lodo. Después, se procede a lavar la capa de lodo con agua para eliminar cualquier residuo restante. Finalmente, se

mide el grosor de la capa de lodo utilizando un calibrador y se verifica el volumen total de filtrado recolectado para garantizar la precisión de los resultados obtenidos.

4.1.4. Prueba de Viscosidad y resistencia de gel

La prueba de resistencia de gel evalúa la habilidad del fluido de perforación para desarrollar una estructura gelatinosa cuando se somete a un esfuerzo cortante. Se utiliza para determinar la capacidad del fluido para suspender los recortes de perforación durante un período específico, como los estándares normalizados de 10 segundos y 10 minutos establecidos por el API.

4.1.4.1. Equipo

Para llevar a cabo la prueba de reología y geles, se emplea un viscosímetro rotatorio, el cual permite medir la viscosidad aparente, viscosidad plástica y punto de cedencia del fluido de perforación (ver figura 3). Se agita la muestra para homogeneizarla y se coloca en el viscosímetro. Los geles se miden mediante la lectura de los valores de la viscosidad en diferentes tiempos de reposo después de la agitación en este caso se tomó de 10 segundos y 10 minutos.



Figura 3: Viscosímetro OFITE 800

4.1.4.2. Procedimiento

El procedimiento sigue las directrices establecidas en la norma API 13 B-1, sección 4.1, para el viscosímetro 800.

Determinar la viscosidad aparente, la viscosidad plástica y el punto de cedencia del fluido de perforación.

1. Poner la muestra agitada en el recipiente del Viscosímetro 800, asegurándose de que la superficie del lodo esté alineada con la marca indicada en el rotor.
2. Mezclar la muestra en la configuración "STIR" durante 10 segundos o ajustar la velocidad a 600 RPM.
3. Esperar a que la lectura del dial y la temperatura se estabilicen y luego registrar los valores.
4. Establecer la velocidad en 300 RPM y repetir el proceso de estabilización y registro de lecturas.
5. Registrar los valores de lectura del dial y la temperatura nuevamente.

Determinación del Esfuerzo de Gel:

1. Mantener el lodo estático por 10 segundos.
2. Ajustar la velocidad a "GEL" y tomar la lectura, o mantener el lodo estático por 10 minutos antes de realizar la medición.
3. Ajustar la velocidad a "GEL" nuevamente y tomar la lectura correspondiente.

4.1.5. Prueba Azul de Metileno (MBT)

El azul de metileno es un indicador químico comúnmente empleado en la determinación de la presencia de arcillas reactivas en un fluido de perforación.

4.1.5.1. Equipo

Incluye un conjunto que comprende un Matraz Erlenmeyer, pipetas, jeringas, un calentador eléctrico, una varilla agitadora, agua destilada, y una solución de azul de metileno. Además, se emplea una solución de peróxido de hidrógeno al 3% y papel filtro.

4.1.5.2. Procedimiento

Preparar una muestra representativa del fluido de perforación que se desea analizar, seguido de la dilución de una cantidad específica de Azul de Metileno en agua destilada según las instrucciones del fabricante. Después de preparar la solución diluida, se añade al matraz Erlenmeyer conteniendo 1 ml de la muestra de fluido, seguido de la adición de

15 ml de solución de peróxido de hidrógeno y 0.5 ml de ácido sulfúrico para acidificar la mezcla. Posteriormente, se coloca el matraz sobre un calentador y se calienta hasta la ebullición durante 10 minutos. Tras enfriar la mezcla, se agrega 0.5 ml de Azul de Metileno y se agita durante 20 segundos para garantizar una distribución uniforme. Finalmente, se toma una gota de la mezcla y se deposita en un papel filtro para observar el cambio de color característico. Este proceso integral permite una completa evaluación de la presencia de arcillas reactivas en el fluido de perforación, proporcionando datos cruciales para ajustar la composición del fluido según sea necesario.

4.1.6. Prueba de Hinchamiento Lineal

Esta evaluación consiste en someter una pastilla a condiciones que incluyen hidratación, hinchamiento y presión osmótica. El método empleado en esta investigación sigue las pautas establecidas por el equipo Fann LSM.

4.1.6.1. Equipo

El equipo de hinchamiento lineal comprende una celda especialmente diseñada para alojar la muestra, que típicamente consiste en una pastilla o cilindro de arcilla. Esta celda se sitúa en un aparato de prueba capaz de aplicar presión, facilitando así la medición precisa de la expansión longitudinal de la muestra.



Figura 4: Equipo de Hinchamiento Lineal

4.1.6.2. Procedimiento

El procedimiento se lleva a cabo en dos fases distintas. En la primera fase, se prepara la muestra de arcilla para su análisis, asegurando su pureza y total sequedad. Esto implica la fabricación de una pastilla de arcilla que cumpla con estos requisitos, garantizando así la precisión de los resultados obtenidos. Posteriormente, la muestra se coloca meticulosamente dentro de una celda diseñada específicamente para esta tarea, asegurando su posición central y un contacto óptimo con la base de la celda.

En la segunda fase del procedimiento, la celda se llena con el fluido a analizar, y se ajustan los parámetros necesarios en el software del dispositivo. La prueba se realiza a una temperatura de 160 °F durante un período de 75 horas para garantizar condiciones óptimas de análisis. Luego, la celda se instala en un dispositivo de prueba capaz de aplicar presión de manera controlada y realizar mediciones precisas de la expansión longitudinal de la muestra.

Una vez en funcionamiento, se inicia la aplicación de una presión inicial al dispositivo y se registra la medida inicial del tamaño de la muestra. A continuación, se incrementa gradualmente la presión sobre la muestra en intervalos regulares, mientras se registran las lecturas correspondientes del tamaño de la muestra en cada incremento de presión. Este proceso continúa hasta alcanzar un punto de corte predeterminado o hasta que se observe una deformación significativa en la muestra.

Finalmente, se registra el tamaño final de la muestra después de aplicar la presión máxima o cuando se alcanza el punto de corte establecido. Los datos obtenidos durante la prueba se analizan y registran cuidadosamente para su posterior interpretación y aplicación en el diseño y control de calidad de los materiales utilizados en operaciones de perforación.

5. RESULTADOS, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1. Resultados

5.1.1. Obtención de Muestras

Para obtener una muestra de la formación Chalcana del pozo Mariann 54, se extrajeron muestras del subsuelo en forma de recortes de roca y fluidos de perforación.

Una vez que se obtienen las muestras de la formación Chalcana se colocan en un horno de secado a 40°C y se dejan allí durante un día. El objetivo es eliminar cualquier rastro de humedad presente en la muestra.

Una vez finalizado el proceso de secado, las muestras se sacan del horno y se dejan enfriar a temperatura ambiente antes de proceder con la siguiente etapa. Las muestras secas se colocan en un tamiz de malla 200, ya que esta es la malla adecuada para hacer las pastillas para las pruebas posteriores.

Los tamices se utilizan para separar las partículas presentes en una muestra según su tamaño. Este proceso puede llevarse a cabo mediante agitación, ya sea de manera mecánica o manual. Las partículas más grandes quedan retenidas en los tamices con mallas más pequeñas, mientras que las partículas más finas logran pasar a través de los tamices con mallas más grandes. Una vez completado el tamizado, se procede a pesar las fracciones de partículas que han sido separadas. Esta medición proporciona información crucial sobre la distribución de tamaños de las partículas presentes en la muestra.

El proceso de secado y tamizado es esencial para preparar las muestras de la formación Chalcana para su posterior análisis y caracterización. Los datos obtenidos de este proceso son fundamentales para entender las propiedades físico-químicas de la formación.

5.1.2. Diseño de Fluido Base para Perforar Sección de 16”

El desarrollo de la investigación se diseña a un fluido base usando Nitrato de Calcio como componente principal, junto con los aditivos presentados en la Tabla 3 que ayudan a cumplir con los parámetros operativos.

Tabla 3: Composición de un fluido convencional base Nitrato de Calcio

Aditivo	Cantidad
Nitrato de Calcio	15 gr
Bentonita	100 gr
Barita	40 gr
Barazán	0.75 gr
Pac LV	1.2 gr

Elaborado por: (González, 2024)

Las proporciones de los aditivos fueron establecidas en función de investigaciones anteriores. Posteriormente, los aditivos fueron pesados y mezclados con agua. Se llevaron a cabo diversas pruebas de laboratorio para evaluar las propiedades del fluido base.

A partir de los resultados obtenidos en estas pruebas, se realizaron ajustes en las proporciones hasta alcanzar la composición óptima del fluido de perforación.

Una vez realizada la formulación óptima, se verificaron las propiedades del fluido comparando nuevamente con los parámetros operativos establecidos para la sección de 16” para asegurar su calidad. Para preparación de los dos lodos adicionales, se empleó un enfoque experimental cuantitativo. El trabajo se realizó en un contexto exploratorio, con el objetivo de investigar y comparar las propiedades y el desempeño de los lodos elaborados con diferentes aditivos.

El diseño experimental se basó en la sustitución del componente principal del fluido base, tanto el Nitrato de Calcio como uno de los aditivos adicionales, para analizar cómo estos cambios afectan las propiedades del lodo resultante.

5.1.3. Diseño de Fluido Base Silicato de Sodio con Silice Coloidal Como Modificador Reológico Para Perforar Sección De 16”

En esta sección, se detallan los resultados obtenidos de los análisis realizados para evaluar las propiedades reológicas, físicas y químicas del lodo diseñado con Silicato de Sodio y Silice Coloidal como modificador. Las pruebas se realizaron siguiendo los procedimientos estándar de laboratorio.

Para el diseño de este lodo se preparó un fluido utilizando Silicato de Sodio como componente principal y Silice Coloidal como modificador reológico; se preparó en 350 ml de agua junto con otros aditivos detallados en la Tabla 4.

Tabla 4: Diseño de lodo usando Silice Coloidal

Aditivo	Cantidad
Silicato de Sodio	10%-15%-20%
Bentonita	20
Barita	40
Silice Coloidal	25-50-75
Pac LV	1.2

Elaborado por: (González,2024)

En particular, se investigaron tres niveles de variación para el Silicato de Sodio: 10%, 15% y 20% en peso con respecto a la composición total del lodo. Asimismo, se evaluaron tres niveles de variación para el Silice Coloidal: 25, 50 y 75 gr. Estas variaciones permitieron analizar cómo afectaban las propiedades reológicas y físico-químicas del lodo.

Sobre la base en los experimentos realizados, se obtuvieron los resultados de la Tabla 5 para las diferentes combinaciones de concentraciones de Silicato de Sodio y Silice Coloidal en el lodo de perforación. Con la referida Tabla 5 que muestra las propiedades del fluido para cada variación.

Tabla 5: Propiedades del lodo de perforación para diferentes concentraciones de Silicato de Sodio y Silice Coloidal.

Concentración De Silicato De Sodio	Concentración De Bentonita (g)	Concentración De Silice Coloidal (g)	Viscosidad (Cp)	Punto Cedente (Yp)	Densidad (g/cm ³)	Filtración (cc)	pH	MBT	Fuerza De Gel
10%	10	25	7	0	-	-	-	-	1
		50	7	2	-	-	-	-	1
		75	10	4	-	-	-	-	4
15%	20	25	7	2	-	-	-	-	2
		50	10	6	-	-	-	-	4
		75	12	15	-	-	-	-	6
20%	30	25	3	14	-	-	-	-	4
		50	10	5	-	-	-	-	6
		75	13	7	-	-	-	-	13
10%	20	25	7	5	-	-	-	-	1
		50	11	3	-	-	-	-	1
		75	14	14	-	-	-	-	16
15%	30	25	9	2	-	-	-	-	2
		50	12	5	-	-	-	-	5
		75	10	23	10	5	11	1.5	30
20%	10	25	5	1	-	-	-	-	1
		50	7	0	-	-	-	-	1

		75	7	2	-	-	-	-	2
10%	30	25	9	2	-	-	-	-	2
		50	11	7	-	-	-	-	7
		75	18	19	10	5	10	1.5	37
15%	10	25	7	0	-	-	-	-	1
		50	6	2	-	-	-	-	2
		75	10	4	-	-	-	-	4
20%	20	25	7	1	-	-	-	-	1
		50	8	2	-	-	-	-	2
		75	10	6	-	-	-	-	6

(Fuente: González, 2024)

Estos resultados muestran los valores medidos de las propiedades del fluido consideradas las más importantes para el lodo de perforación, en función de las diferentes combinaciones de concentraciones de Silicato de Sodio, Silice Coloidal y Bentonita.

Los datos de la tabla permiten realizar una comparación y análisis detallado de las propiedades reológicas y físicas del lodo para cada variación. Esto proporcionará una visión clara de cómo las concentraciones de los componentes afectan las propiedades del lodo y permite identificar las combinaciones óptimas para cumplir con los requisitos específicos de un proyecto de perforación.

Para el fluido diseñado con Silice Coloidal para la sección de 16" evaluado para la formación Chalcana del pozo Mariann 54, se tomó la decisión de no realizar ciertas pruebas a algunos lodos debido a que, reológicamente, los lodos no mostraron un desempeño satisfactorio. Por lo tanto, se consideró que llevar a cabo estas pruebas adicionales sería un trabajo innecesario en esta etapa del estudio.

Después de realizar las pruebas pertinentes en los diferentes fluidos de perforación diseñados, se tomó la decisión de analizar en mayor detalle dos fluidos que muestran un cumplimiento satisfactorio de la mayoría de los parámetros operativos presentados en el Capítulo 4 de este Trabajo Curricular.

Estos dos fluidos presentan propiedades reológicas, físicas y químicas que se ajustan mejor a los requerimientos para la perforación de la sección de 16" probada para la formación Chalcana del pozo Mariann 54.

A continuación, se presentan las composiciones y propiedades medidas de estos dos fluidos de perforación, denominados Fluidos 1 y 2 respectivamente. Estas tablas proporcionan una visión detallada de los componentes utilizados en cada fluido, así como de sus características reológicas y físico-químicas clave, que son esenciales para evaluar

su idoneidad y rendimiento en el contexto de la operación de perforación de la sección de 16".

A.- Fluido 1 - Composición

Tabla 6: Composición del Fluido 1

Silicato de Sodio	15%
Bentonita (g)	30
Concentración de Silice Coloidal (g)	75
Barita (g)	40
Pac LV(g)	1.2

Elaborado por: (González, 2024)

Propiedades del fluido 1

Tabla 7: Propiedades medidas para el Fluido 1

Viscosidad (cP)	10
Punto Cedente (YP)	23
Densidad (g/cm ³)	10
Filtración (cc)	5
Ph	11
MBT	2
Fuerza de gel	30

Elaborado por: (González, 2024)

B.- Fluido 2 – Composición

Tabla 8: Composición del fluido 2

Silicato de Sodio	10%
Bentonita (g)	30
Concentración de Silice Coloidal (g)	75
Barita (g)	40
Pac LV(g)	1.2

Elaborado por: (González, 2024)

Propiedades del fluido 2

Tabla 9: Propiedades medidas para el Fluido 2

Viscosidad (cP)	18
Punto Cedente (YP)	19
Densidad (g/cm ³)	10
Filtración (cc)	5
pH	10
MBT	2
Fuerza de gel	37

Elaborado por: (González, 2024)

5.2. Análisis Técnico

5.2.1. Densidad

Ambas formulaciones de fluido 1 y fluido 2 (A.- Fluido 1- Composición y B.- Fluido 2- Composición, respectivamente) se sitúan en el rango de densidad aceptable, que va desde 8.6 hasta 10.6. Este intervalo garantiza el peso adecuado para gestionar las presiones de formación y evitar posibles inestabilidades del pozo asociadas a la sección de 16" mientras se perfora.

1.2.2. Viscosidad Plástica

Los valores de Viscosidad Plástica para el Fluido 1 se encuentran en el rango deseado de 10 a 14, lo que sugiere un equilibrio óptimo entre su capacidad para suspender recortes durante la rotación y su bombeabilidad. En cambio, para el Fluido 2, estos valores se sitúan fuera de su rango recomendado.

1.2.3. Punto Cedente

Los fluidos (Fluido 1 y Fluido 2) cumplen con el criterio de Punto Cedente, que se encuentra entre 12 y 18 lbs/100ft², lo que asegura una fuerza de gel suficiente para suspender recortes durante la rotación y evitar pérdidas innecesarias de fluido durante la perforación.

1.2.4. Fuerza de Gel

La fuerza de gel del Fluido 1 se encuentra dentro del rango aceptable de 4 a 14 lbs/100ft², proporcionando una resistencia adecuada al movimiento del fluido durante los períodos de no-rotación. Pero, el Fluido 2 exhibe una fuerza de gel más alta, indicando una mejor capacidad para suspender recortes durante las pausas de perforación.

1.2.5. Filtración

Los 2 fluidos cumplen con el requisito de tener una tasa de filtración menor a 12 cc, lo que indica un buen control del fluido y un potencial mínimo de dañar la formación debido a la pérdida de fluido.

1.2.6. pH

El Fluido 1 muestra un pH alcalino de 11, mientras que el Fluido 2 tiene un pH de 10. El pH ligeramente más alto del Fluido 1 puede ser ventajoso para mitigar los riesgos de corrosión y mejorar la estabilidad de ciertas formaciones.

1.2.7. MBT

Los resultados consistentes de MBT de 1.5 mm para ambos fluidos indican que tienen un tiempo de gelificación apropiado, asegurando que los geles se formen a la velocidad deseada durante las pausas de perforación (ver Figura 5).



Figura 5: Prueba MBT para Fluido 1

1.2.8. Hinchamiento Lineal

Para el Hinchamiento Lineal se decidió escoger el Fluido 2 por tener una mejor reología. A continuación, se muestra una gráfica comparativa del Hinchamiento Lineal respecto del Lodo Base Nitrato de Calcio y Silicato de Sodio con Silice Coloidal respecto del agua.

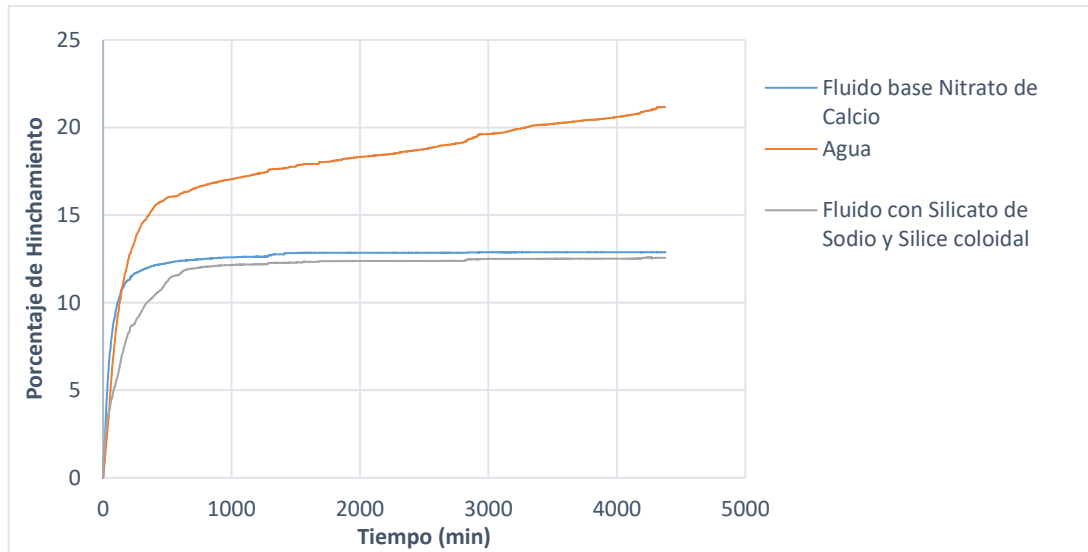


Figura 6: Hinchamiento lineal vs Tiempo

La gráfica de Hinchamiento Lineal revela que el agua presenta el mayor porcentaje de hinchamiento con un 21,2%, lo que resalta su capacidad para provocar una notable expansión en las arcillas presentes.

Por otro lado, el Nitrato de Calcio y el Silice Coloidal exhiben valores de hinchamiento de 12,9% y 12,6%, respectivamente. Estos resultados indican que, aunque ambos aditivos contribuyen al hinchamiento de la arcilla, su efecto es menor en comparación con el agua.

Estos hallazgos son relevantes para el diseño y la formulación de lodos de perforación adecuados. La capacidad de la arcilla para hincharse puede afectar significativamente la estabilidad y el comportamiento del fluido en la perforación.

Asimismo, el Nitrato de Calcio y el Silice Coloidal también contribuyen al hinchamiento de la arcilla, aunque su efecto es menos pronunciado en comparación con el agua. Estos hallazgos proporcionan información valiosa para la selección adecuada de los aditivos del lodo, lo que permite optimizar su desempeño y garantizar una perforación eficiente y segura en el para la muestra de la formación Chalcana del pozo Mariann 54.

1.3. Análisis Económico

En la industria petrolera, la eficiencia operativa y la rentabilidad son aspectos fundamentales que tienen un impacto directo en el éxito de las operaciones de perforación. En este contexto, el análisis económico del lodo de perforación desempeña un papel crucial al evaluar la viabilidad financiera y la eficacia técnica de diferentes formulaciones utilizadas en la perforación de pozos petroleros.

El presente análisis se centra en comparar y evaluar el costo de producción de dos formulaciones innovadoras de fluidos de perforación, denominados Fluido 1 y Fluido 2, con respecto a un Fluido convencional. Estos fluidos han sido desarrollados para mejorar el rendimiento y la eficiencia durante las operaciones de perforación, utilizando aditivos como el Silicato de Sodio y el Silice Coloidal.

A través de este análisis económico, se busca determinar cuál de las formulaciones ofrece una relación costo-beneficio más favorable, considerando los costos directos de los aditivos.

Fluido convencional

Para calcular el costo del fluido convencional, primero multiplicamos la cantidad de cada aditivo por su respectivo costo por unidad de medida. Luego sumamos estos costos individuales para obtener el costo total del lodo para los 350 ml.

Considerando las cantidades y los precios en kg obtenidos de Mercado libre y proveedores químicos locales:

Tabla 10: Costo de aditivos para Fluido Convencional

Aditivo	Cantidad	Precio por kg (\$)	Costo (\$)
Nitrato de Calcio	15 g	6	0.09
<i>Bentonita</i>	100 g	3	0.3
<i>Barita</i>	40 g	0.85	0.034
<i>Barazán</i>	0.75 g	14	0.0105
<i>PAC LV</i>	1.2 g	8.33	0.01

Elaborado por: (González, 2024)

Costo total para 350 ml de fluido de perforación: \$0.45

Mientras que para 1 barril de fluido de perforación es: \$199.92

Fluido 1

Considerando las cantidades y los precios en kg obtenidos de Mercado libre y proveedores químicos locales:

Tabla 11: Costo de aditivos para Fluido 1

Aditivo	Cantidad	Precio por kg (\$)	Costo (\$)
Silicato de Sodio	52.5	2	0.09
<i>Silice Coloidal</i>	30	2	0.3
<i>Bentonita</i>	75	2	0.034
<i>Barita</i>	40	0.85	0.0105
<i>PAC LV</i>	1.2	8.33	0.01

Elaborado por: (González, 2024)

Costo total para 350 ml de fluido de perforación del Fluido 1: \$0.34

Costo total para un barril de fluido de perforación es: \$154.31

Fluido 2

Tabla 12: Costo de aditivos para Fluido 2

Aditivo	Cantidad (g)	Precio por kg (USD)	Costo (USD)
Silicato de Sodio	35	2	0.07
<i>Silice Coloidal</i>	75	2	0.15
<i>Bentonita</i>	30	2	0.06
<i>Barita</i>	40	0.85	0.034
<i>PAC LV</i>	1.2	8.33	0.01

Elaborado por: (González, 2024)

Costo total para 350 ml de fluido de perforación: \$0.33

Costo total para un barril de fluido de perforación: \$146.85.

Estos resultados sugieren que, en términos de costos, el fluido 2 es la opción más económica, seguido por el fluido 1 y luego el fluido convencional. Sin embargo, es importante considerar otros factores además del costo al seleccionar el fluido de perforación adecuado, como su rendimiento, eficacia e impacto ambiental.

1.4. Conclusiones

La investigación se enfocó en diseñar fluidos de perforación para abordar los desafíos asociados con la perforación de una sección de 16". Se desarrollaron dos formulaciones basadas en silicato de sodio y sílice coloidal como modificador reológico, para mejorar el rendimiento y la eficiencia durante la operación de perforación.

Ambos fluidos cumplieron con los parámetros adecuados en términos de densidad, viscosidad plástica, punto cedente, fuerza de gel y filtración, lo que los posiciona como opciones viables para perforar la sección objetivo. La composición del Fluido 1, con un 15% de silicato de sodio, demostró una menor viscosidad plástica y punto cedente, lo que podría facilitar la circulación del fluido durante la perforación. Por otro lado, el Fluido 2 con un 10% de silicato de sodio mostró una viscosidad plástica y fuerza de gel más altas, indicando una mejor capacidad de suspensión de recortes durante las pausas de perforación.

Sin embargo, es importante mencionar que la prueba de hinchamiento no produjo resultados satisfactorios debido a posibles limitaciones experimentales o incompatibilidades entre los componentes del fluido. Es necesario realizar una revisión más detallada para identificar las causas de esta anomalía y abordarla en futuras investigaciones.

En general, ambos fluidos presentan propiedades reológicas adecuadas para la perforación de la sección de 16", pero la selección final se debe sustentar en consideraciones específicas del pozo, las condiciones geológicas y los requisitos operativos. Se recomienda continuar investigando y refinando las formulaciones de fluidos para optimizar aún más su desempeño y adaptarse a las necesidades cambiantes de la industria petrolera.

Los resultados de este estudio evidencian que la prueba de hinchamiento ha sido exitosa, aportando una valiosa comprensión de la capacidad de expansión de las arcillas contenidas en el lodo de perforación. Los porcentajes sobre hinchamiento registrados para el agua, Nitrato de Calcio y Sílice Coloidal, con valores de 21,2%, 12,9% y 12,6% respectivamente, destacan la influencia significativa de estos componentes en el comportamiento reológico del lodo.

A pesar de las limitaciones identificadas en la prueba, estos resultados representan un paso significativo hacia la mejora de las operaciones de perforación. La comprensión adquirida en esta investigación contribuirá al avance y desarrollo continuo en la ciencia de fluidos de perforación, proporcionando conocimientos valiosos para la optimización de futuros diseños de lodo.

Se espera que los resultados de este estudio inspiren y guíen futuros estudios y desarrollos en la industria petrolera. Al impulsar la eficiencia y sostenibilidad en esta área, el trabajo realizado aquí tiene el potencial de impactar positivamente la industria, beneficiando tanto a las operaciones de perforación como al medio ambiente.

1.5. Recomendaciones

1. La prueba de hinchamiento proporcionó información valiosa que contribuirá a optimizar el diseño del lodo de perforación y asegurar una perforación eficiente y segura en el pozo Mariann 54. Los resultados obtenidos abren nuevas oportunidades para futuras investigaciones y mejoras en la caracterización de fluidos de perforación.
2. A pesar de que las 2 formulaciones (Fluido 1 y Fluido 2) cumplieron en su mayor parte los parámetros operativos deseados, es recomendable continuar optimizando las composiciones para obtener el mejor rendimiento posible. Se sugiere realizar pruebas adicionales con diferentes concentraciones de aditivos y modificadores para determinar las combinaciones más efectivas y eficientes.
3. Antes de llevar a cabo pruebas de laboratorio y campo, se aconseja realizar estudios de compatibilidad entre los componentes del fluido. Esto ayudará a prevenir posibles interacciones químicas no deseadas que puedan alterar las propiedades reológicas del lodo y la eficiencia de la perforación.
4. Una vez optimizadas las formulaciones, es importante realizar pruebas de campo para evaluar el desempeño de los fluidos en la perforación. Estas pruebas proporcionarán datos más representativos y validarán la efectividad de los fluidos en situaciones prácticas.
5. En el diseño de fluidos de perforación, se debe considerar el impacto ambiental. Se recomienda explorar opciones más sostenibles y amigables con el medio ambiente, buscando reducir la toxicidad y la generación de desechos.
6. Es fundamental analizar la disponibilidad y el costo de los aditivos para la formulación de los fluidos de perforación. Identificar proveedores confiables y obtener cotizaciones competitivas puede ayudar a reducir los costos de adquisición de los materiales requeridos.

6. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ASME. (2005). *Drilling Fluids Processing Handbook*. 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*. Naivasha, Kenya: Kenya Electricity Generating Company Ltd. – KenGen.
- 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*. Beverly, Massagusetts, USA: Scrivener Publishing LLC. doi:10.1002/9781119100300
- Huang, J., Al-Moshin, A., Bataweel, M., Karadkar, P., Li, W., & Shaikh, A. (2017). Systematic Approach to Develop a Colloidal Silica Based Gel System for Water Shut-Off. *SPE-183942-MS*.
- Mitchell, R. F., & Miska, S. Z. (2011). *Fundamentals of Drilling Engineering* (Doceava ed.). Texas, USA: Society of Petroleum Engineers. doi:https://doi.org/10.2118/9781555632076
- Palacios, A., Ocaña, E., & Vera, I. (s.f.). *Diseño, corrida y cementación de Liner de Producción 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.
- Ramirez, M., Clapper, D., & Kenny, P. (2006). *Drilling- Fluid Design for Challenging Wells in the Andean Mountain Region*. San Antonio, Texas, EEUU, Texas, EE.UU: Sociedad de Ingenieros de Petróleo.
- 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.

7. ANEXOS

7.1. ANEXO I : ESQUEMA DE POZO MARIAN 54

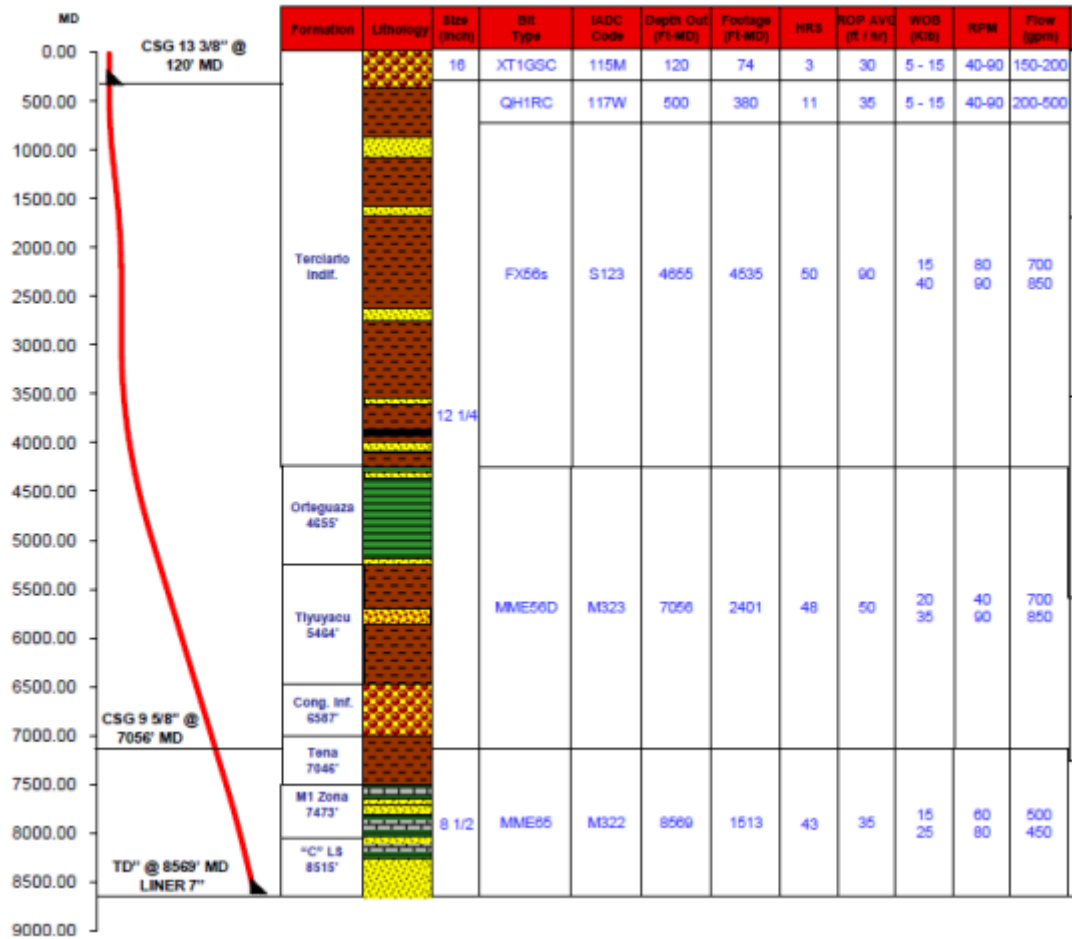


Figura 7: Esquema del Pozo Marian 54