



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA DE PETRÓLEOS**

TEMA:

“DISEÑO DE UN PROGRAMA DE FLUIDOS DE PERFORACION POR SECCIONES PARA UN POZO (SCHAQ-603) EN DESARROLLO DEL CAMPO SACHA DEL ORIENTE ECUATORIANO”

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

AUTOR:

XIMENA ARACELY PERERO FIGUEROA

TUTOR:

ING. CARLOS ALBERTO PORTILLA LAZO, Mg.

LA LIBERTAD, ECUADOR

2025

UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA

**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA DE PETRÓLEOS**

TEMA:

**“DISEÑO DE UN PROGRAMA DE FLUIDOS DE PERFORACION
POR SECCIONES PARA UN POZO (SCHAQ-603) EN
DESARROLLO DEL CAMPO SACHA DEL ORIENTE
ECUATORIANO”**

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

AUTOR:

XIMENA ARACELY PERERO FIGUEROA

TUTOR:

ING. CARLOS ALBERTO PORTILLA LAZO, Mg.

LA LIBERTAD – ECUADOR

2025

UPSE

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN

ING. MARLLELIS GUTIÉRREZ, PhD.
DIRECTORA DE CARRERA

ING. CARLOS MALAVÉ, MSC
DOCENTE ESPECIALISTA

ING. CARLOS PORTILLA LAZO,
MSC.
DOCENTE TUTOR

ING. SADI ITURRALDE KURE, MSC
DOCENTE DELEGADO DE LA UIC

ING. DAVID VEGA GONZÁLEZ
SECRETARIO

DEDICATORIA

Dedico este trabajo y mi carrera profesional en primer lugar a **Dios**, porque es quien me ha llenado de bendiciones y sabiduría en este largo camino lleno de obstáculos. Sin él, nada de esto habría sido posible.

A ti, padre, **Germán Perero**, eres la persona más importante de mi vida, quien siempre creyó en mí, en mis capacidades y en mis anhelos más profundos, no tengo palabras suficientes para honrar todo lo que me has enseñado y has hecho por mí. Esta meta también es tuya papá, porque sin tu ayuda jamás habría llegado hasta aquí. Gracias a ti, soy quien soy.

A ti, hija amada, **Samay Vera**, eres mi mayor inspiración y mi razón más profunda de seguir adelante. Este logro lo di pensando en ti, en el futuro que mereces y el ejemplo de perseverancia, amor y esfuerzo que deseo dejarte. Tu sonrisa me dio fuerzas en los días difíciles y tu llegada a mi vida hizo que todo valiera la pena.

A ti, madre, **Silvia Figueroa**, por traerme a este mundo, aunque no creíste en mí, este logro demuestra que sí se podía. Hoy, en vez de rencor, solo siento gratitud porque por ti aprendí a creer en mis capacidades y persistir en mis sueños. Gracias, porque incluso tu duda me dio fuerza.

A mis hermanas, **Katherine y Ginger**, ustedes son parte esencial en mi vida, gracias por sus palabras de aliento y por recordarme siempre quién soy.

A quien camina a mi lado, **Sebastián Vera**, a ti, quien llego a mi vida y me ha enseñado que mis dudas se hagan esperanzas, que mi cansancio se haga fuerzas. Gracias por tu amor y apoyo incondicional para poder lograr esta meta. Por todo lo que eres y todo lo que somos, gracias.

Finalmente, dedico este logro al cielo, a mi abuelito, quien me acompaña siempre.

Aunque ya no estes a mi lado, tu recuerdo ha sido mi guía en los momentos más difíciles de este camino. Te extraño cada día, pero sé que estarías orgulloso.

CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO

En calidad de tutor del trabajo de investigación para titulación del tema “**DISEÑO DE UN PROGRAMA DE FLUIDOS DE PERFORACION POR SECCIONES PARA UN POZO (SCHAQ-603) EN DESARROLO DEL CAMPO SACHA DEL ORIENTE ECUATORIANO**” elaborado por la estudiante **PERERO FIGUEROA XIMENA ARACELY**, egresada de la carrera de Petróleos, de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, me permito declarar que una vez analizado en el sistema antiplagio **COMPILATIO**, luego de haber cumplido con los requerimientos exigidos de valoración, la presente tesis, se encuentra con un 8% de la valoración permitida.

The screenshot shows the COMPILATIO antiplagiarism report interface. At the top left, there is a logo for 'INFORME DE ANÁLISIS' with a 'registrar' button. The main title of the report is 'TESIS FINAL XIMENA PERERO examinar'. To the right, a circular progress indicator shows '8%' in green, with the text 'Textos sospechosos' below it. Further right, a list of similarity statistics is displayed: '3% Similitudes' (with sub-points: '<1% similitudes entre comillas' and '0% entre las fuentes mencionadas'), '5% Idiomas no reconocidos', and '32% Textos potencialmente generados por la IA (ignorados)'. Below this, a table provides document details:

Nombre del documento: TESIS FINAL XIMENA PERERO examinar.docx	Depositante: CARLOS ALBERTO PORTILLA LAZO	Número de palabras: 10.618
ID del documento: 61605ae2e614bf3404301dd84d5d83ba3c17173	Fecha de depósito: 25/6/2025	Número de caracteres: 68.139
Tamaño del documento original: 144,59 kB	Tipo de carga: interface	
	Fecha de fin de análisis: 25/6/2025	



Firmado electrónicamente por:
**CARLOS ALBERTO
PORTILLA LAZO**
Validar únicamente con FirmaEC

FIRMA DEL TUTOR

Ing. Carlos Portilla

C.I.: 0913412367

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Yo, Ximena Aracelly Perero Figueroa, declaro bajo juramento que el presente trabajo de titulación denominado **“Diseño de un programa de fluidos de perforación por secciones para un pozo (Schaq-603) en desarrollo del campo sachá del oriente ecuatoriano”**, no tiene antecedentes de haber sido elaborado en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, Carrera de Ingeniería en Petróleos, lo cual es un trabajo exclusivamente inédito y perteneciente de mi autoría.

Por medio de la presente declaración cedo los derechos de autoría y propiedad intelectual, correspondientes a este trabajo, a la Universidad Estatal Península de Santa Elena, según lo establecido por la ley de propiedad intelectual, por su reglamento y por la normativa institucional vigente.

Atentamente,



XIMENA PERERO FIGUEROA

CI. 2400213449

CERTIFICACIÓN DEL TUTOR

Ing. Carlos Portilla Lazo, Mg.

TUTOR DE PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

Universidad Estatal Península de Santa Elena

En mi calidad de Tutor del presente trabajo "**Diseño de un programa de fluidos de perforación por secciones para un pozo (SCHAQ-603) en desarrollo del campo sachá del oriente ecuatoriano**", previo a la obtención del Título de Ingeniero de la Srta. Perero Figueroa Ximena Aracely-, egresados de la carrera de Ingeniería en Petróleos, Facultad Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, me permito declarar que luego de haber orientado, estudiado y revisado, lo apruebo en todas sus partes.

FIRMA DEL TUTOR



Ing. Carlos Portilla Lazo

C.I.: 0913412367

CERTIFICACIÓN DE GRAMATOLOGÍA

CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA

La Libertad, 15 de junio de 2025

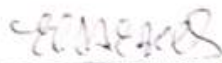
CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA

Yo, Elsa Esmeralda Del Pezo Reyes, Master de escritura creativa en español, con cédula de ciudadanía 0910001007, certifico haber revisado el trabajo de integración curricular titulado **“Diseño de un programa de fluidos de perforación por secciones para un pozo (SCHAQ-603) en desarrollo del campo Sacha del oriente ecuatoriano”**, elaborado por **Ximena Aracely Perero Figueroa**, como requisito para optar al título de **Ingeniero en Petróleo** en la facultad de **Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Estatal Península de Santa Elena**.

En el contexto general el mencionado trabajo satisface los requisitos de redacción, estilo y ortografía para el uso del idioma español

La presente certificación se otorga para los fines académicos pertinentes, en la ciudad de La Libertad, a los quince días del mes de junio de dos mil veinticinco.

Atentamente



Elsa Esmeralda Del Pezo Reyes

“MAGISTER DE ESCRITURA CREATIVA EN ESPAÑOL”

Número de cédula: 0910001007

Número de celular: 0963908010

Número de registro de SENESCYT: 7241181623

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar, agradezco a **Dios**, fuente de toda razón y justicia, por permitirme llegar hasta aquí. Su presencia me ha brindado claridad en el pensamiento y serenidad en los momentos de incertidumbre. Este trabajo no habría sido posible sin la bendición de su guía constante.

Gracias a cada uno de los **miembros de mi familia**, por estar presentes, por creer en mí y por ser mi refugio en los días de cansancio y frustración. Esta tesis no solo refleja mi esfuerzo, sino también el de ustedes, que siempre han estado a mi lado.

Gracias a **mis amigas y amigos** del alma, los que estuvieron en los días buenos y también en los difíciles. Su cariño, comprensión y palabras oportunas hicieron más ligero el peso de este camino. Cada abrazo, cada mensaje sincero, fue parte de este logro. A ustedes, les dedico también este triunfo.

Quiero expresar mi más sincero agradecimiento a mi tutor, el **Ing. Carlos Portilla**, por su guía experta, paciencia y dedicación durante todo el desarrollo de esta tesis. Su apoyo constante, valiosas observaciones y consejos enriquecieron profundamente este trabajo y me motivaron a superarme en cada etapa.

Al **Ing. Carlos Malavé**, docente de nuestra carrera, por sus enseñanzas y aportes que aportaron en mi formación académica y profesional.

Mi gratitud a la **Universidad Estatal Península de Santa Elena**, institución que me abrió las puertas del conocimiento y la investigación, y que durante estos años fue el escenario principal de mi crecimiento profesional y personal. Gracias por fomentar el aprendizaje, la innovación y el espíritu crítico que me impulsaron a culminar esta tesis.

Agradezco especialmente a aquellos **docentes** que no solo compartieron su conocimiento, sino también su tiempo, paciencia y consejos. Gracias por inspirarme a superarme, por motivarme a cuestionar y por enseñarme con pasión y compromiso.

En resumen, mi gratitud es infinita hacia todas las personas que contribuyeron de alguna manera a esta tesis. Sin su apoyo y guía, este logro no habría sido posible. A todos ustedes, mi más sincero agradecimiento por su generosidad, sabiduría y apoyo incondicional.

¡Muchas Bendiciones!

ÍNDICE

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN	iii
DEDICATORIA.....	iv
CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO	v
DECLARACIÓN DE AUTORÍA.....	vi
CERTIFICACIÓN DEL TUTOR.....	vii
CERTIFICACIÓN DE GRAMATOLOGÍA	viii
AGRADECIMIENTOS	ix
RESUMEN.....	xiv
ABSTRACT.....	xv
CAPITULO I: INTRODUCCIÓN	1
1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	1
1.2. JUSTIFICACIÓN	1
1.3. ANTECEDENTES	1
1.4. HIPÓTESIS DEL TRABAJO	3
1.5. OBJETIVOS	3
1.5.1. Objetivo General.....	3
1.5.2. Objetivos Específicos.....	3
1.6. ALCANCE	4
1.7. VARIABLES.....	4
1.7.1. Variable Dependiente.....	4
1.7.2. Variable Independiente.....	4
1.8. DESCRIPCIÓN DEL CAMPO SACHA	4
1.8.1. Campo Sacha.....	4
1.8.2. Geología del campo.....	5
CAPITULO II: MARCO TEÓRICO	8
2.1. POZO PETROLERO.....	8
2.2. TIPOS DE POZOS.....	8
2.2.1. Pozo de exploración o wild cat.....	8
2.2.2. Pozos de evaluación.....	8
2.2.3. Pozos de desarrollo.....	9
2.3. DESCRIPCIÓN DE UN POZO DE DESARROLLO	9
2.3.1. Objetivos.....	9
2.3.2. Características de los pozos de desarrollo.....	10
2.3.3. Ventajas de los pozos de desarrollo.....	11
2.3.4. Desventajas de un pozo petrolero.....	12
a) Impacto ambiental	12

2.4.	FLUIDOS DE PERFORACIÓN	14
2.4.1.	Funciones del fluido.	15
2.4.2.	Clasificación de los fluidos de perforación.	16
2.4.3.	Propiedades de los fluidos de perforación.	17
2.4.4.	Ciclo de los fluidos de perforación.	19
CAPITULO III: METODOLOGÍA		22
3.1.	METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN	22
3.1.1.	Tipo de investigación.	22
3.1.2.	Técnicas de recolección de datos.	22
3.2.	FLUIDOS DE PERFORACIÓN	23
3.2.1.	Funciones esenciales de los fluidos de perforación.	23
3.2.2.	Tipos de fluidos de perforación.	24
3.2.3.	Propiedades de los fluidos de perforación.	25
3.3.	CURVA DE DENSIDAD	26
3.3.1.	La densidad del fluido puede variar con la profundidad.	26
3.3.2.	Importancia de la Curva de Densidad.	26
CAPITULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS		28
4.1.	FLUIDOS DE PERFORACIÓN POR SECCIONES	28
4.1.1.	Sección 26" - sistema nativo disperso.	28
4.1.2.	Sección 16" - sistema nativo disperso/nitrato de calcio/polímero.	29
4.1.3.	Sección 12 ¼" sistema polímero.	33
4.1.4.	Sección 8 3/8" sistema s-drill-in.	36
4.2.	CURVA DE DENSIDAD REAL VS PROGRAMADA	39
4.3.	EVENTOS OPERACIONALES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN	40
4.3.1.	Sección 26".	40
4.3.2.	Sección 16".	40
4.3.3.	Sección 12 ¼".	41
4.3.4.	Sección 8 3/8".	42
CAPITULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES		43
5.1.	CONCLUSIONES	43
5.2.	RECOMENDACIONES	44
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS		46

LISTA DE FIGURAS

Figura. - 1. Ubicación del Campo Sacha (Torres, s. f.)	5
Figura. - 2. Cuenca estratigráfica del oriente ecuatoriano - (Ángulo et al., 2018).....	7
Figura. - 3. Esquema del fluido de perforación em el pozo - (Pinzón, s. f.).....	14
<i>Figura. - 4. Funciones del fluido de perforación</i> - (Martínez, 2014).....	16
<i>Figura. - 5. Ciclo del fluido de perforación</i> - (Lodos de perforación, s. f.).....	21
Figura. - 6. Curva de densidades y sistemas de fluidos	39

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Concentración de productos químicos – 26´´, sistema Nativo Disperso	29
Tabla 2. Primer Intervalo - Pozo de 26 pulg. - Programado vs Real.....	29
Tabla 3. Concentración de productos químicos 16´´, sistema Nativo Disperso/Nitrato de Calcio	31
Tabla 4. Concentración de productos químicos 16´´, sistema Polimérico	32
Tabla 5. Segundo Intervalo - Pozo de 16 pulg - Programado vs Real	32
Tabla 6. Segundo Intervalo – Pozo de 16 pulg – Programado vs Real	33
Tabla 7. Concentración de productos, Intervalo de 12 1/4´´	36
Tabla 8. Tercer Intervalo, Pozo de 12 1/4 pulg. Programado vs Real	36
Tabla 9. Concentración de productos químicos de 8 3/8´´, sistema Drill In.....	38
Tabla 10. Cuarto Intervalo, Pozo de 8 3/8 pulg. Programado vs Real	38

DISEÑO DE UN PROGRAMA DE FLUIDOS DE PERFORACION POR SECCIONES PARA UN POZO (SCHAQ-603) EN DESARROLLO DEL CAMPO SACHA DEL ORIENTE ECUATORIANO

AUTORES: Perero Figueroa Ximena Aracely

TUTOR: Ing. Portilla Lazo Carlos, Msc.

RESUMEN

Este trabajo de investigación se centrará en la evaluación de la información disponible sobre las operaciones de perforación de un pozo que se realicen dentro del campo, así como de los parámetros y variables tomados para cada sección del pozo petrolero en ese campo. Tiene objetivo principal diseñar un fluido de perforación para las diferentes secciones mediante un programa de fluidos para mejorar la eficiencia al perforar un pozo (SCHAQ-603) que está en desarrollo en el campo Sacha del Oriente Ecuatoriano. La investigación bibliográfica o documental consiste en la revisión de material bibliográfico existente con respecto al tema a estudiar. Se trata de uno de los principales pasos para cualquier investigación e incluye la selección de fuentes de información. Los resultados obtenidos donde se preparó 100 *bbl* de fluido con 15 *lb/bbl* de Bentonita prehidratada para sellar formaciones no consolidadas durante la perforación de la sección de 26". Trabajó con circuito corto en tanques del sistema activo. A 127 *ft* bombeó 60 *bbl* de píldora viscosa ($8,8 \text{ lpg} \times 120 \text{ }^{seg}/qt$) con $LCM + Ca CO_3$. A 187 *ft*, bombeó 80 *bbl* de píldora viscosa con $LCM + Ca CO_3$ ($9,2 \text{ lpg} \times 120 \text{ }^{seg}/qt$) y circuló hasta retornos limpios previo a gyro survey y viaje con *BHA* #1. Realizó viaje hasta superficie y de retorno a fondo, bombeó 80 *bbl* de píldora viscosa con $LCM + Ca CO_3$ ($9,4 \text{ lpg} \times 120 \text{ }^{seg}/qt$). Se recomendó determinar la concentración del S-PHPA en solución dentro de las canecas, ya que su eficiencia fue modesta. Tener centrífugas decantadoras con variación de velocidad para poder eliminar LGS's y no material densificante. Previo a perforar la sección de $8\frac{3}{8}$ pulgadas, se recomienda solicitar los datos petrofísicos del campo para poder realizar un diseño de puenteo acorde a la real necesidad.

PALABRAS CLAVES: (Diseño de un programa, fluidos de perforación)

DISEÑO DE UN PROGRAMA DE FLUIDOS DE PERFORACION POR SECCIONES PARA UN POZO (SCHAQ-603) EN DESARROLLO DEL CAMPO SACHA DEL ORIENTE ECUATORIANO

AUTORES: Perero Figueroa Ximena Aracely

TUTOR: Eng. Portilla Lazo Carlos, Mg.

ABSTRACT

This research will focus on evaluating available information on the drilling operations carried out within the field, as well as the parameters and variables used for each section of the oil well in that field. Its main objective is to design a drilling fluid for the different sections using a fluid program to improve drilling efficiency in a well (Schaq-603) under development in the Sacha field in eastern Ecuador. Bibliographic or documentary research consists of reviewing existing bibliographic material related to the topic under study. This is one of the main steps in any research and includes the selection of information sources. The results obtained where 100 *bbl* of fluid was prepared with 15 *lb/bbl* of prehydrated Bentonite to seal unconsolidated formations during the drilling of the 26" section. It worked with a short circuit in tanks of the active system. At 127 *ft*, 60 *bbl* of viscous pill ($8,8 \text{ lpg} \times 120 \text{ }^{seg}/qt$) with *LCM* + *Ca CO₃* was pumped. At 187 *ft*, 80 *bbl* of viscous pill with *LCM* + *Ca CO₃* ($9,2 \text{ lpg} \times 120 \text{ }^{seg}/qt$) were pumped and circulated to clean returns prior to gyro survey and trip with *BHA* #1. A trip was made to the surface and back to the bottom, 80 *bbl* of viscous pill with *LCM* + *Ca CO₃* ($9,4 \text{ lpg} \times 120 \text{ }^{seg}/qt$) were pumped. It was recommended to determine the concentration of S-PHPA in solution inside the cans. that its efficiency was modest. Variable-speed decanter centrifuges were used to remove LGS and not densifying material. Before drilling the 8³/₈ inch section, it is recommended to request petrophysical data from the field in order to design a bridging system tailored to the actual needs.

KEY WORDS: (Program design, drilling fluids)

CAPITULO I: INTRODUCCIÓN

1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La problemática abordada en este estudio consiste en diseñar de manera eficaz un fluido de perforación para el pozo SCHAQ-603, ubicado en el campo Sacha, con el objetivo de optimizar el desempeño durante la perforación de sus distintas secciones, considerando los posibles desafíos que puedan surgir a lo largo del proceso.

La investigación se enfocará en analizar la información existente sobre las operaciones de perforación realizadas en el campo, así como en examinar los parámetros y variables aplicados en cada sección del pozo petrolero correspondiente.

1.2. JUSTIFICACIÓN

Para este trabajo de carácter bibliográfico, se diseñará un programa de fluidos de perforación para analizar el comportamiento que tiene dentro de un pozo (SCHAQ-603) con el fin de mejorar la eficiencia al momento de perforar dicho pozo.

1.3. ANTECEDENTES

En su trabajo de grado, Lisbeth Villarroel indica que los lodos de perforación son componentes clave en la perforación de pozos de petróleo y gas, ya que cumplen funciones importantes en la extracción de detritos, el acondicionamiento del pozo, la lubricación de la broca y el control de la presión del reservorio. De manera demostrable, estos fluidos son de origen acuoso u oleoso. Pero desde hace unos años existen formulaciones sintéticas, ésteres, éteres e incluso polialfaolefinas, que ofrecen alternativas más ecológicas. Según el mejor conocimiento de la solicitante, estos lodos sintéticos no son tóxicos para las ecologías marinas y se biodegradan bien (Villarroel, 2014).

Eddy Colala Troya describe el lodo de perforación como un fluido especializado con características físicas y químicas distintivas, específicamente formulado y adaptado al pozo que se está perforando. Dicho fluido puede ser aire, gas, agua, petróleo o mezclas de agua y petróleo con varios porcentajes de sólidos. Para ser aceptable, el medio debe ser no tóxico, no corrosivo, no inflamable, y debe ser inmune a la contaminación por sales o minerales, y no debe verse afectado por altas temperaturas. Además, debe conservar sus propiedades durante el curso de la perforación y prevenir cualquier proliferación bacteriológica. Su propósito principal es facilitar y asegurar una perforación segura y efectiva, y realiza múltiples funciones durante la operación. Las cualidades del lodo se verifican en un laboratorio de manera regular, donde el ingeniero de lodo compara los resultados de las pruebas al inicio y al final del pozo para realizar las modificaciones necesarias para un rendimiento óptimo. (Colala, 2020).

Tasinchano J., Anguasha I. prepararon un lodo de perforación a base de agua en su trabajo de integración, el cual podía modificarse con la adición de diferentes inhibidores químicos que incluyen sulfato de potasio, nitrato de potasio, formiato de sodio, y en varias concentraciones hasta lograr las propiedades reológicas deseadas. El pH y la conductividad eléctrica también se determinaron según los estándares de la industria del petróleo para comparar y analizar el rendimiento de la mezcla. A partir de los datos, encontramos que la formulación óptima estaba compuesta por almidón, goma xantana, carbonato de calcio, bentonita y sulfato de potasio.

Los autores informaron que el uso de sales inorgánicas como inhibidores tiene la ventaja de que se preserva la estabilidad reológica del lodo y habrá una disminución en la contaminación del suelo. (Tasinchano y Anguasha, 2024).

Algunos de los factores que se analizaron fueron el tipo de lodo (base salina, base de petróleo y sintético), tal como lo propusieron (Rosales y Briones, 2023), en un estudio llamado "Optimización en la Perforación de Dos Pozos Horizontales mediante la Evaluación de Programas de Fluidos de Perforación en el Campo Tambococha, Oriente Ecuatoriano". En todos los casos, la tensión del pozo TM 01 se mantuvo por debajo de 75,000 psi. Se encontró que la velocidad de rotación recomendada oscilaba entre 40 y 76 rpm. El lodo a base de petróleo exhibió un nivel de estrés de menos de 55,000 psi, con tasas de penetración (ROP) entre 40-74, mientras que el lodo sintético estaba incluso por

debajo del límite inferior de 75,000 psi, con rpm similares, pero con cargas de estrés reducidas a menos de 600 psi. Se observó que la tensión en los tres fluidos era aproximadamente un 40% mayor en el segundo KOP en comparación con el primero.

Héctor Castellano, en su tesis de 2022 titulada menciona en el primer capítulo que es necesario "adaptar el fluido de perforación a la litología de los diferentes estratos encontrados durante la perforación". Para llevar a cabo su investigación, se diseñó de manera efectiva un lodo a base de agua, basado en un programa de lodos previamente utilizado en el área de interés. El plan era perforar el intervalo medio hasta 8,422 pies, incluyendo las formaciones Chalcana, Orteguaza, Tiyuyacu y Tena. El fluido estaba compuesto de 100% Carbonato de Calcio Tipo A, Celulosa Polianiónica PAC H y PAC L de julio 1, Goma Xantana como su principal componente." (Castellano Proaño, 2022).

1.4. HIPÓTESIS DEL TRABAJO

Con el fin de disminuir los tiempos no operacionales y gastos innecesarios en cada uno de los trabajos que conlleva la perforación, así como los procesos de creación de un fluido de perforación y a su vez de no tener problemas durante la operación.

1.5. OBJETIVOS

1.5.1. Objetivo General.

- Diseñar un fluido de perforación para las diferentes secciones mediante un programa de fluidos para mejorar la eficiencia al perforar un pozo (SCHAQ-603) que está en desarrollo en el campo Sacha del oriente ecuatoriano.

1.5.2. Objetivos Específicos.

- Analizar el sistema de fluidos de perforación por secciones.
- Realizar la curva de densidad real vs programada.
- Detallar los eventos operacionales del fluido de perforación por secciones

1.6. ALCANCE

Este estudio tiene como propósito desarrollar un fluido de perforación adaptado a cada tramo de un pozo situado en el campo Sacha, en la provincia de Orellana. La finalidad es lograr un desempeño eficiente que sirva como referencia útil para futuras perforaciones en esa área o en zonas aledañas, optimizando también los costos operativos.

1.7. VARIABLES

1.7.1. Variable Dependiente.

- Características de los fluidos de perforación
- Propiedades del fluido
- Concentraciones del fluido

1.7.2. Variable Independiente.

- Fluidos de perforación.

1.8. DESCRIPCIÓN DEL CAMPO SACHA

1.8.1. Campo Sacha.

El campo Sacha, operado por Petroecuador, está situado en el Amazonas, en Las Joyas de los Sachas, un cantón de la provincia de Orellana en Ecuador. Su superficie es de aproximadamente 300 km², con coordenadas de latitud sur 00°11'00" a 00°24'30" y longitud occidental 76°49'40" a 76°54'16". Se encuentra a aproximadamente 50 km al sur de Lago Agrio. Alrededor de 100 km² de esta área total están ocupados por el reservorio Hollín con áreas desarrolladas. Geológicamente, el campo se encuentra en la tendencia axial de la subcuenca Napo y es parte de una tendencia estructural de norte a sur. (EP Petroecuador, s. f.).

1.8.2. Geología del campo.

Desde un enfoque geológico, el campo Sacha se sitúa al oeste del eje principal de la cuenca sedimentaria del Cretácico en Napo, dentro del corredor estructural conocido como Sacha-Shushufindi. Este campo presenta un cierre estructural y abarca aproximadamente 41,000 acres de terreno con relieve, una característica que también es común en otros yacimientos de la zona oriental de Ecuador. (Cisneros Loachamín, 2006).

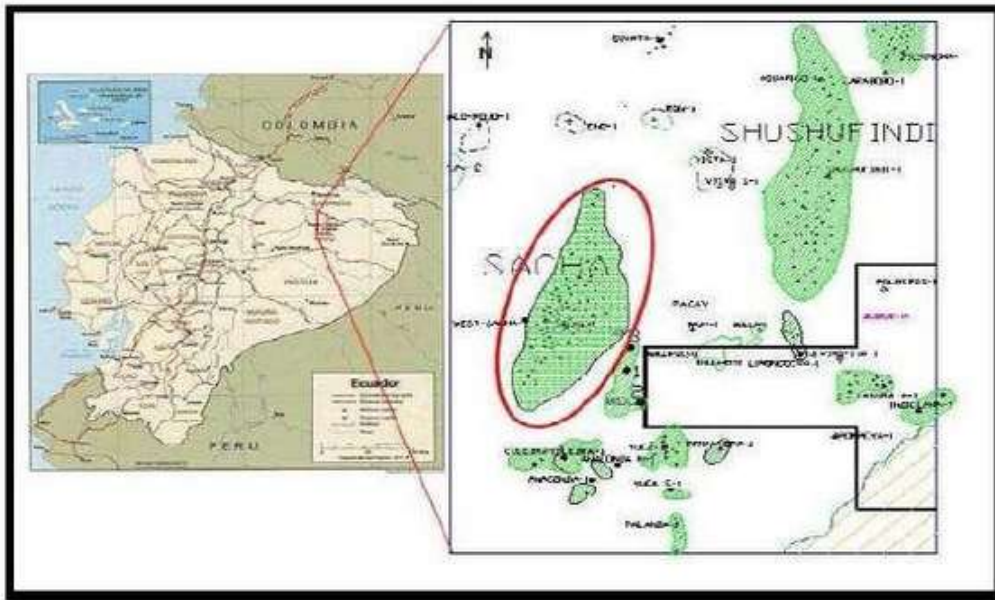


Figura. - 1. Ubicación del Campo Sacha (Torres, n.d.)

- a) **Estructura.** La configuración del campo Sacha se describe como un anticlinal de baja altitud, influenciado por un sistema de fallas en su flanco occidental. Su eje principal se orienta en dirección noreste-suroeste y está asociado con un conjunto de fallas que se disponen de manera norte-sur. Se plantea que estas fallas eran inicialmente normales, pero experimentaron una inversión posteriormente, tras el Cretácico Superior, debido a un régimen tectónico transpresivo. En cuanto a sus dimensiones, la estructura tiene un ancho aproximado de 4 km en la zona norte, se amplía a 7 km en la sección centro-sur y se extiende a lo largo de cerca de 33 km. Estas características respaldan la teoría de que su origen se remonta a una fase temprana de inversión tectónica (Baby et al., 2004)
- b) **Estratigrafía.** En el área de Sacha, las formaciones de arena más relevantes, que presentan un potencial para la extracción de hidrocarburos, se encuentran

dispuestas desde las más profundas hasta las más cercanas a la superficie. Estas incluyen las formaciones Hollín Inferior, Hollín Superior, T Inferior, T Superior, U Inferior, U Superior y la base de la formación Tena. Considerar esta secuencia es crucial para llevar a cabo las actividades petroleras en la región. (Baby et al., 2004).

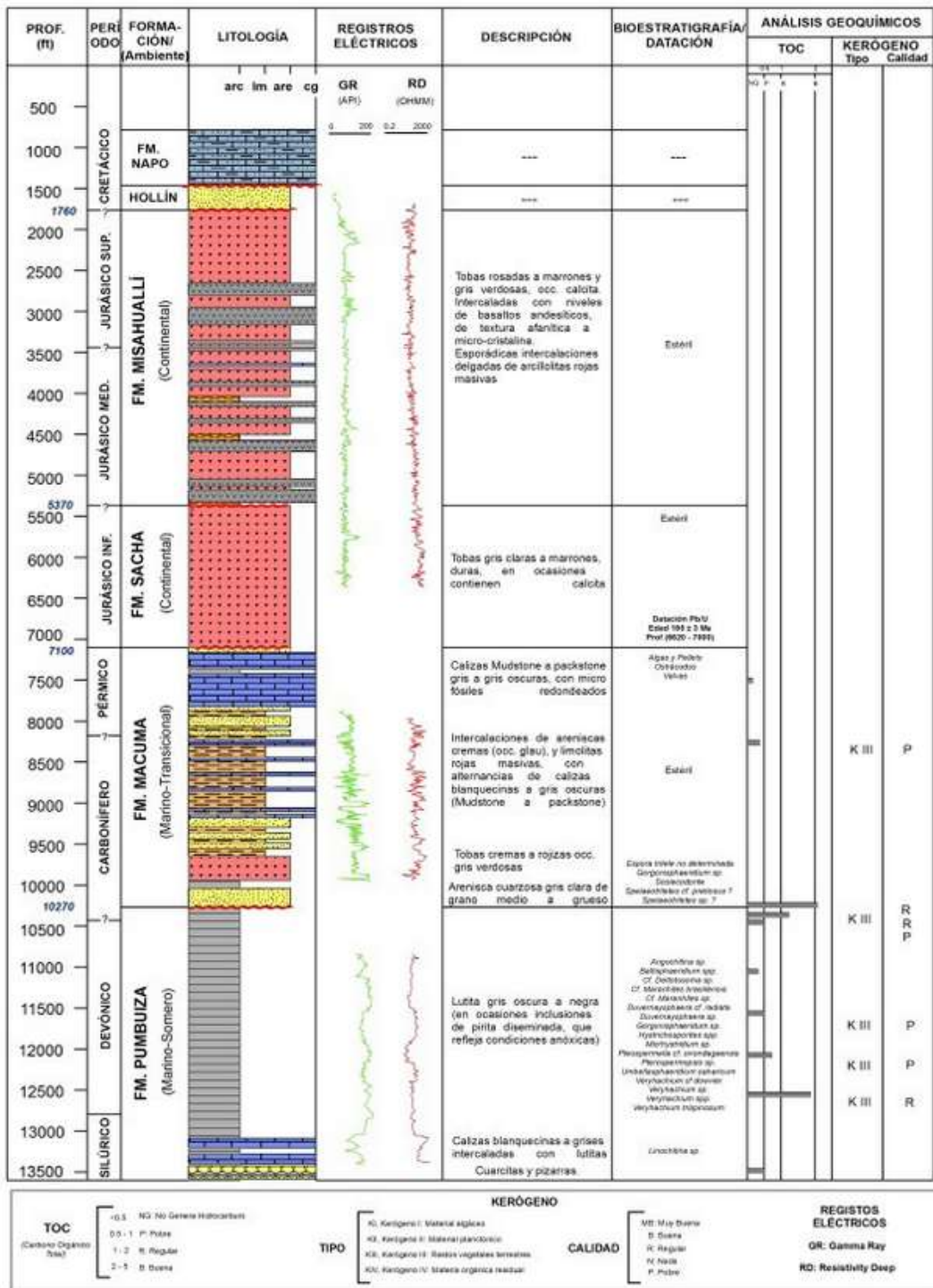


Figura. - 2. Cuenca estratigráfica del oriente ecuatoriano - (Ángulo et al., 2018).

CAPITULO II: MARCO TEÓRICO

2.1. POZO PETROLERO

Un pozo petrolero se describe como una estructura diseñada para conectar un reservorio de hidrocarburos con la superficie. Esta conexión se lleva a cabo a través de una perforación en el subsuelo, realizada con diferentes tipos y tamaños de barrenas, y que incorpora un revestimiento tubular para asegurar su integridad. (Méndez Castro, 2013).

2.2. TIPOS DE POZOS

2.2.1. Pozo de exploración o wild cat.

Este tipo de pozos se realiza en zonas sin historial de yacimientos petroleros, es decir, en formaciones o áreas que aún no han sido exploradas. Su objetivo primordial es iniciar un proyecto de perforación para verificar la presencia de hidrocarburos, ya sea petróleo o gas, con el fin de reducir al mínimo los costos relacionados (Structuralia, 2021).

2.2.2. Pozos de evaluación.

Estos pozos, comúnmente denominados delimitadores, de evaluación o de avance, tienen como objetivo establecer las dimensiones y los límites del yacimiento, así como sus características y la capacidad de producción de hidrocarburos a lo largo del tiempo. Representan una fase esencial tras la perforación exploratoria, ya que ofrecen información clave para planificar un desarrollo que minimice los impactos en el yacimiento y en el medio ambiente, además de facilitar una estimación más precisa de la duración y producción del campo petrolero (Structuralia, 2021).

2.2.3. Pozos de desarrollo.

Estos pozos de petróleo operan de manera continua y generalmente forman parte de grandes plataformas, como la unidad Berkut. Su función principal es la extracción de petróleo y gas del subsuelo, buscando optimizar la producción del yacimiento. Una estrategia fundamental es perforar en áreas donde ya se ha verificado la existencia de reservas, lo que conlleva una significativa disminución en los costos operativos (Structuralia, 2021).

Dentro de estos pozos se pueden identificar diferentes tipos asociados(Structuralia, 2021):

- a) Pozos de producción:* Su propósito es maximizar y optimizar la extracción de hidrocarburos del yacimiento.
- b) Pozos de alivio:* Se emplean para recuperar el control en situaciones de fugas o expulsiones incontroladas de petróleo.
- c) Pozos de inyección:* Son fundamentales para mantener la presión subterránea, lo que facilita la extracción de petróleo o gas. También se utilizan para inyectar o extraer líquidos que no son hidrocarburos.
- d) Pozos de observación:* Su objetivo es monitorear y registrar los cambios en los parámetros físicos, geológicos y químicos que ocurren dentro del yacimiento.

También se pueden localizar los denominados pozos secos, los cuales han sido clausurados debido a que ya no generan petróleo en las cantidades suficientes para resultar rentables (Structuralia, 2021).

2.3. DESCRIPCIÓN DE UN POZO DE DESARROLLO

2.3.1. Objetivos.

Cuando una compañía petrolera lleva a cabo la perforación de pozos de desarrollo, su objetivo principal es extraer la máxima cantidad de petróleo y gas de las reservas que ya han identificado, buscando asegurar la rentabilidad. Por otro lado, un pozo exploratorio se asemeja a una búsqueda, ya que su propósito es verificar la existencia de petróleo y gas en áreas donde se sospecha que podrían encontrarse. Dado que en estas regiones la

geología y las condiciones del subsuelo son inciertas, la perforación de un pozo exploratorio implica siempre mayores riesgos y la posibilidad de enfrentar problemas imprevistos (Chen, 2022).

Dado que la perforación de un pozo que no produce resultados representa una inversión significativa sin retorno, las compañías del sector energético dedican numerosos recursos a determinar con exactitud las ubicaciones más óptimas para llevar a cabo las perforaciones. Los pozos de exploración tienen como finalidad confirmar la existencia y el potencial de las reservas, mientras que los pozos de desarrollo se perforan para diversos objetivos operativos, tales como la producción mediante flujo natural, la extracción a través de técnicas de levantamiento artificial, la inyección de fluidos como agua o gas, o el monitoreo del rendimiento del pozo (Chen, 2022).

Desde una perspectiva contable, existe una distinción crucial entre los pozos de desarrollo y los exploratorios, incluso si ninguno de ellos produce hidrocarburos. Conforme a las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) y a los Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados (PCGA), los costos asociados a los pozos de desarrollo que resultan secos son considerados inversiones y se registran como activos en el balance general de la empresa. En contraste, los gastos relacionados con pozos exploratorios que no producen se contabilizan directamente como un gasto en el estado de resultados (Chen, 2022).

2.3.2. Características de los pozos de desarrollo.

- a)* **Ubicación.** Se llevan a cabo perforaciones en áreas donde la producción ha sido verificada.
- b)* **Objetivo.** Su finalidad es la extracción de petróleo o gas de un campo previamente establecido.
- c)* **Riesgo reducido.** Tienen una menor probabilidad de resultar en pozos secos en comparación con los pozos exploratorios.
- d)* **Mejora de la producción.** Se perforan a profundidades que optimizan el rendimiento de la producción.

En resumen, los pozos de desarrollo marcan la etapa de extracción en un yacimiento petrolero, que comienza una vez que se ha verificado la presencia de

reservas. Su propósito fundamental es obtener la mayor cantidad posible de petróleo o gas de forma eficiente. (Vázquez Dols, 2017).

2.3.3. Ventajas de los pozos de desarrollo.

Entre las principales ventajas que ofrecen los pozos de desarrollo, se destacan las siguientes (Gallo, n.d.):

- a)* **Mayor producción:** A diferencia de los pozos de exploración, que tienen como objetivo localizar hidrocarburos, los pozos de desarrollo están diseñados para extraer la máxima cantidad de petróleo y gas del yacimiento.
- b)* **Gestión de la presión del yacimiento:** Dentro de los distintos tipos de pozos de desarrollo, los pozos inyectoros juegan un papel crucial al mantener la presión en el yacimiento. Este control de presión facilita el movimiento del petróleo y gas hacia los pozos productores, lo que incrementa la eficiencia del proceso de extracción.
- c)* **Monitoreo del rendimiento:** Los pozos de observación son un tipo de pozo de desarrollo que permiten a los ingenieros evaluar el comportamiento del yacimiento. A través de estos pozos, se pueden medir variables como la presión, la temperatura y el flujo de fluidos, información que es esencial para ajustar y optimizar las estrategias de producción.
- d)* **Aumento de la recuperación:** Los pozos de desarrollo, especialmente los multilaterales que se ramifican desde un único punto, permiten un contacto más extenso con el yacimiento. Esto mejora considerablemente la eficiencia de extracción, ya que se puede acceder a un mayor volumen de hidrocarburos desde una sola estructura de pozo.
- e)* **Optimización de la producción:** La implementación de pozos de desarrollo permite maximizar la producción a lo largo de la vida útil del campo. Esto se logra ajustando estratégicamente tanto la ubicación como el tipo de pozo, de acuerdo a los cambios y el comportamiento del yacimiento a lo largo del tiempo.
- f)* **Eficiencia en la perforación:** La perforación de pozos de desarrollo en tierra, utilizando métodos similares a los empleados en operaciones offshore, puede reducir el impacto ambiental. Esta estrategia favorece un uso más eficiente de los recursos y contribuye a disminuir la huella de carbono del proyecto.
- g)* Los pozos de desarrollo son esenciales en la producción de petróleo, ya que son cruciales para maximizar la extracción de hidrocarburos, gestionar la

presión del yacimiento y garantizar una producción óptima durante la explotación del campo (Gallo, n.d.)

2.3.4. Desventajas de un pozo petrolero.

Las desventajas pueden manifestarse en diversas áreas, como se señala a continuación (Ondarse, 2017).

a) Impacto ambiental

- **Contaminación del agua y suelo:** La extracción y el procesamiento del petróleo pueden generar contaminación en fuentes de agua, tanto subterráneas como superficiales, así como afectar negativamente la calidad del suelo. Estos efectos tienen un impacto adverso en los ecosistemas, tanto acuáticos como terrestres.
- **Derrames de petróleo:** Las fugas de petróleo, ya sea en tierra o en aguas profundas, ocasionan daños a los ecosistemas acuáticos y terrestres, afectando a diversas especies de animales y plantas, y deteriorando la calidad del agua y del suelo (Ondarse, 2017).
- **Emisiones de gases de efecto invernadero:** La extracción y combustión de petróleo generan significativas emisiones de CO₂, lo que agrava el cambio climático.
- **Alteración de los ecosistemas:** Las actividades de perforación y exploración de petróleo pueden modificar los ecosistemas, tanto en tierra como en el mar, con efectos perjudiciales en la vida marina. (Ondarse, 2017)
- **Deforestación:** La creación de infraestructuras viales y la perforación pueden resultar en la pérdida de bosques en ecosistemas naturales.
- **Contaminación de aguas subterráneas:** La extracción de agua durante el fracking tiene el potencial de contaminar los acuíferos. (Ondarse, 2017)

a) Riesgos para la salud:

- **Irritación y toxicidad:** El contacto con el petróleo y sus derivados puede provocar irritación en la piel, los ojos y las vías respiratorias. Una

exposición continua o prolongada a estas sustancias puede tener efectos adversos significativos sobre la salud.

- **Contaminación del agua potable:** La presencia de petróleo en el agua subterránea puede amenazar la salud pública al contaminar las fuentes de agua potable.(Ondarse, 2017)

b) Efectos económicos:

- **Vulnerabilidad a precios inestables:** La economía de naciones que dependen de la producción petrolera está sujeta a la variabilidad de los precios del petróleo.
- **Inversiones con alto grado de riesgo:** El sector petrolero enfrenta un alto nivel de incertidumbre laboral debido a las oscilaciones en los precios y a la feroz competencia que predominan en el mercado (Ondarse, 2017).

c) Riesgos en la perforación:

- **Derrames de petróleo y explosiones:** Los incidentes en los pozos petroleros, como el caso del derrame de petróleo de Deepwater Horizon, pueden provocar daños significativos tanto al medio ambiente como a la salud humana. (Ondarse, 2017)
- **Riesgo sísmico:** Las actividades de perforación y fracking pueden estar vinculadas a la ocurrencia de terremotos, tal como señala Endesa.
- **Impacto en el terreno:** Las plataformas de perforación direccional tienen el potencial de perjudicar el suelo y la vegetación circundante (Ondarse, 2017)

d) Otros:

- **Consumo de agua:** La extracción de petróleo mediante fracking requiere una considerable cantidad de agua.
- **Producción de desechos:** Este método de extracción produce una gran cantidad de lodos contaminados que necesitan ser tratados adecuadamente.
- **Alteración del paisaje:** Las actividades de extracción y procesamiento de petróleo modifican el entorno visualmente, lo que puede tener efectos adversos tanto en los ecosistemas como en la estética del área (Ondarse, 2017)

2.4. FLUIDOS DE PERFORACIÓN

El fluido de perforación se refiere a cualquier tipo de sustancia líquida, gas o combinación que contenga sólidos en suspensión, emulsiones o mezclas, las cuales son empleadas durante la perforación de pozos en tierra. Aunque comúnmente se les denomina "lodo de perforación", hay quienes prefieren utilizar el término "fluido de perforación" para referirse a aquellas mezclas que poseen una composición más técnica o especializada.

Existen múltiples métodos para clasificar estos fluidos, lo que puede ocasionar cierta confusión. En este contexto, la clasificación se realiza exclusivamente en base a su composición, dividiéndolos en tres categorías principales según el componente que determina su comportamiento y aplicación: (1) fluidos acuosos, (2) fluidos no acuosos y (3) fluidos gaseosos o neumáticos. Cada una de estas categorías comprende diversos subtipos, y en muchos casos, pueden compartir características o funciones similares entre ellas (Energy Glossary, s. f.).

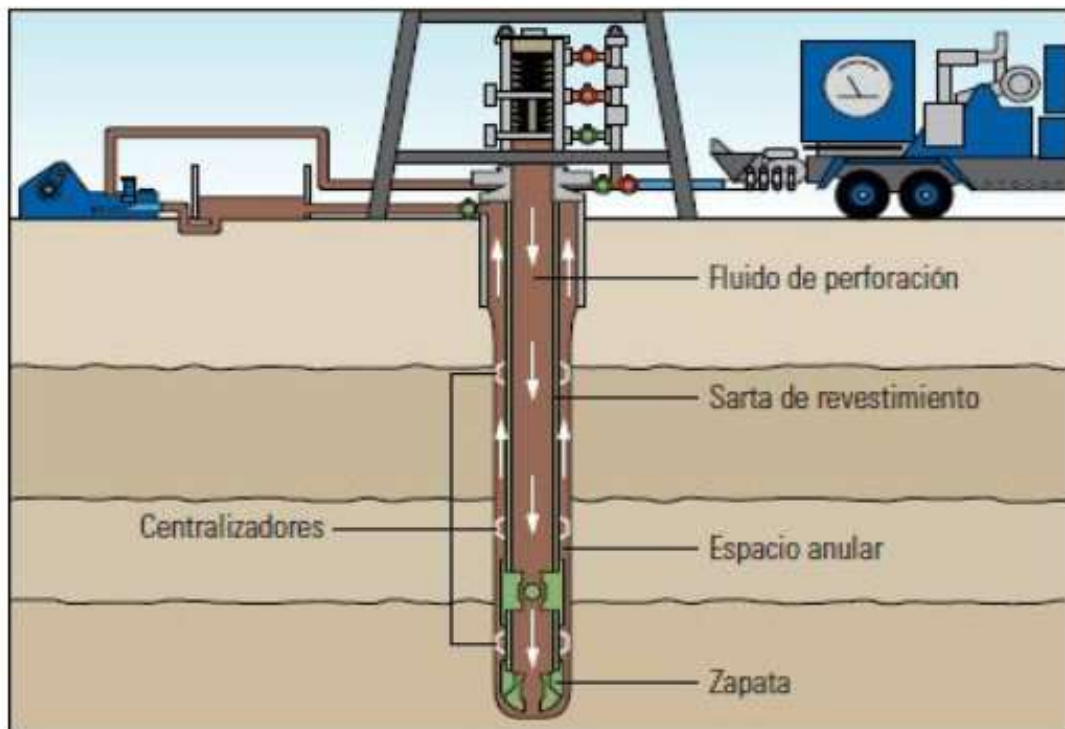


Figura. - 3. Esquema del fluido de perforación en el pozo - (Pinzón, n.d.)

2.4.1. Funciones del fluido.

El fluido de perforación desempeña múltiples funciones cruciales, entre las cuales se incluyen la remoción de los recortes generados en el pozo, la regulación de la presión en las formaciones subterráneas y la estabilización del equipo de perforación. La importancia de cada una de estas funciones varía según las condiciones específicas del pozo y las actividades que se estén realizando. Sin embargo, en términos generales, sus funciones principales son las siguientes (Gómez, 2016).

- Eliminar los recortes del pozo.
- Monitoreo de las presiones.
- Suspensión y disposición de los recortes.
- Proteger la formación geológica.
- Asegurar la estabilidad del hueco.
- Reducir el daño a la formación.
- Refrigerar, lubricar y suspender la broca y el equipo de perforación.
- Garantizar una hidráulica adecuada.
- Asegurar la evaluación de la formación.
- Control de la corrosión.
- Facilitar el desarrollo del pozo.
- Minimizar el impacto ambiental.

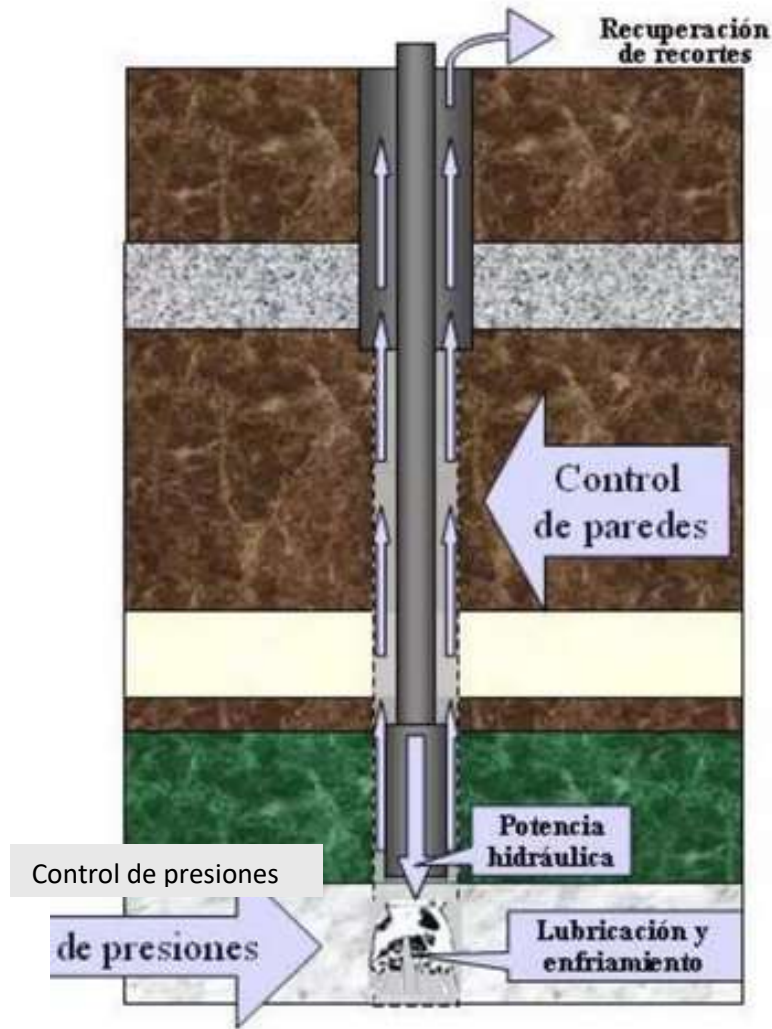


Figura. - 4. Funciones del fluido de perforación - (Martínez, 2014)

2.4.2. Clasificación de los fluidos de perforación.

- a) **Lodo base agua (WBM).** La mayoría de los fluidos de perforación a base de agua (WBM) se elaboran mediante la combinación de agua con arcillas y diversos productos químicos, resultando en una mezcla uniforme con una textura que recuerda a la leche chocolatada o a una malta. Las arcillas pueden ser extraídas del mismo sitio de perforación o pueden tratarse de materiales especiales que se procesan y comercializan como aditivos. La bentonita es la arcilla más utilizada y en la industria se la denomina "gel" debido a una característica particular: el fluido es altamente líquido y se bombea con facilidad, pero al cesar el bombeo, adquiere una consistencia gelatinosa que dificulta su flujo. Al aplicar suficiente presión para romper este gel, el fluido vuelve a fluir de manera normal. Además de las

arcillas, se incorporan diversos productos químicos, como el formiato de potasio, con el fin de regular propiedades específicas como la viscosidad, estabilizar las lutitas, acelerar el proceso de perforación y proporcionar refrigeración y lubricación a los equipos (Wikipedia, 2023).

- b) Lodo a base de aceite (OBM).** Los fluidos de perforación que utilizan aceite como base son compuestos derivados del petróleo, como el diésel. Su propósito principal es mejorar la lubricidad, incrementar la capacidad de inhibición ante la formación de lutitas y facilitar una limpieza más efectiva del pozo, incluso con viscosidades reducidas. Estos fluidos son capaces de soportar altas temperaturas sin sufrir degradación. No obstante, su implementación presenta ciertas desventajas, como costos más elevados y preocupaciones medioambientales, especialmente en relación con la gestión adecuada de los residuos generados (recortes). Además, durante la fase de exploración, estos fluidos presentan limitaciones, ya que dificultan el análisis geoquímico de los recortes y núcleos, y complican la medición de la gravedad API, debido a que el fluido de base es difícil de diferenciar del petróleo extraído del yacimiento. (Wikipedia, 2023).
- c) El fluido de perforación de base sintética:** conocido también como lodo de baja toxicidad a base de aceite (LTOBM), es un tipo de lodo que emplea aceites sintéticos como su principal componente. Este tipo de fluido es frecuentemente utilizado en plataformas marinas, ya que combina muchas de las ventajas de los fluidos a base de aceite, pero con el plus de generar vapores menos nocivos. Esta propiedad es particularmente significativa en entornos cerrados, como las plataformas offshore, donde el personal está en contacto directo con el fluido. No obstante, al igual que los fluidos oleosos, los sintéticos presentan desafíos ambientales y complican el análisis durante la etapa de exploración. (Wikipedia, 2023).

2.4.3. Propiedades de los fluidos de perforación.

Las características de los fluidos de perforación dependen del tipo de fluido utilizado, aunque generalmente se pueden clasificar en las siguientes categorías (Romero, 2019)

- a) Para Lodos a Base de Agua (Water Base Mud).**

- Densidad del Lodo (Mud Weight)
- Viscosidad de Embudo (Marsh Funnel Viscosity)
- Características Reológicas (Rheological Properties):
 - Viscosidad Plástica (Plastic Viscosity)
 - Punto de tránsito (Yield Point)
 - Resistencia de Gel (Gel Strength)
- Características de Filtración (Filtration Characteristics)
 - Filtrado API (API Fluid Loss)
 - Compresibilidad del Revoque (Filter-Cake Compresibility)
- Contenido de Arena (Sand Content)
- Contenido de Líquidos y Sólidos (Liquid and Solid Content)
 - Retorta (Retort)
 - MBT (Methylene Blue Capacity)
- Concentración Iónica de Hidrógeno (pH) / Hydrogen Ion Concentration (pH)
 - Papel pH (Indicator Sticks)
 - Medidor de pH (pH Meter)
- Análisis Químico
 - Alcalinidad (Pf, Mf, Pm y Contenido de Cal) / Alkalinity (Pf, Mf, Pm y Lime Content)
 - Cloruros (Cl-) / Chloride (Cl-)
 - Dureza Total (Total Hardness)

b) Para Lodos a Base de Aceite (Oil Base Mud).

- Densidad del Lodo (Mud Weight)
- Viscosidad de Embudo (Marsh Funnel Viscosity)
- Propiedades Reológicas (Rheological Properties)
 - Viscosidad Plástica (Plastic Viscosity)
 - Punto Cedente (Yield Point)
 - Resistencia de Gel (Gel Strength)
- Características de Filtración (Filtration Characteristics)
 - Filtrado HT-HP (HT-HP Filtration)
 - Compresibilidad del Revoque (Filter-Cake Compresibility)
- Contenido de Líquidos y Sólidos (Liquid and Solid Content)
 - a.- Retorta (Retort)

- Estabilidad Eléctrica (Electrical Stability)
- Análisis Químico
 - Alcalinidad (Pom y Contenido de Cal) / Alkalinity (Pom y Lime Content)
 - Cloruros (Cl-) / Chlorides (Cl-)
 - Contenido de Calcio (Calcium Content)

2.4.4. Ciclo de los fluidos de perforación.

El diseño y la gestión de los fluidos de perforación son procesos en constante evolución, ya que dependen de las condiciones tanto en la superficie como en el fondo del pozo. A medida que se desciende hacia formaciones más profundas, estas condiciones experimentan variaciones, incluyendo incrementos progresivos de temperatura y presión, así como transformaciones químicas en el fluido debido a su interacción con diferentes tipos de rocas y fluidos presentes en la formación. Los expertos en fluidos que operan en el lugar, en colaboración con ingenieros en tierra, implementan técnicas de ingeniería de procesos continuos para adaptar el fluido a estas condiciones cambiantes. Posteriormente, analizan su rendimiento y efectúan los ajustes necesarios en un ciclo constante y repetitivo (Williamson, 2013).

- a) Diseño inicial.** En la etapa de planificación, los expertos en fluidos seleccionan los tipos y formulaciones más apropiados para cada sección del pozo. Este diseño considera varios factores, incluyendo la densidad necesaria, la estabilidad del pozo, las condiciones térmicas, aspectos logísticos y criterios ambientales. Generalmente, la perforación se inicia con un fluido básico —como el agua— que se emplea para alcanzar la profundidad requerida para la instalación de la primera tubería. A medida que la perforación avanza, el aumento de presión en las formaciones, el incremento de temperatura y la aparición de rocas más complejas demandan un control mecánico más riguroso y una mejora en la capacidad de limpieza del pozo. Por esta razón, los fluidos simples suelen ser sustituidos o modificados, convirtiéndose en lodos inhibidores a base de agua más espesos, y en los estratos más profundos puede ser necesario recurrir a fluidos de perforación no acuosos.

- b) Circulación.** La composición del fluido de perforación experimenta cambios continuos a lo largo del proceso. En cada ciclo de circulación, el fluido utiliza energía para transportar los recortes hasta la superficie, enfriar tanto la broca como el pozo, y eliminar los residuos. Por lo tanto, los ingenieros y especialistas en fluidos deben realizar un monitoreo constante del estado del sistema, así como reponerlo con fluidos frescos y los aditivos necesarios.
- c) Medición y rediseño.** El especialista en fluidos de perforación examina diversas propiedades del lodo que retorna del pozo. Aunque las mediciones varían según el tipo de fluido, comúnmente se evalúan la densidad, la reología, la tasa de filtración, la composición y el contenido de la fase continua, así como la cantidad y tipo de sólidos presentes. También se llevan a cabo pruebas para determinar el pH, la dureza, la alcalinidad, los niveles de cloruros, la presencia de gases ácidos y otros parámetros específicos del fluido. Con esta información, el especialista formula un plan de tratamiento para las siguientes 12 a 24 horas. Durante la operación, el perforador, el enganchador y el especialista en fluidos mantienen una vigilancia constante sobre las condiciones del pozo y las características del lodo de retorno, realizando ajustes conforme a las circunstancias y al avance de la perforación.

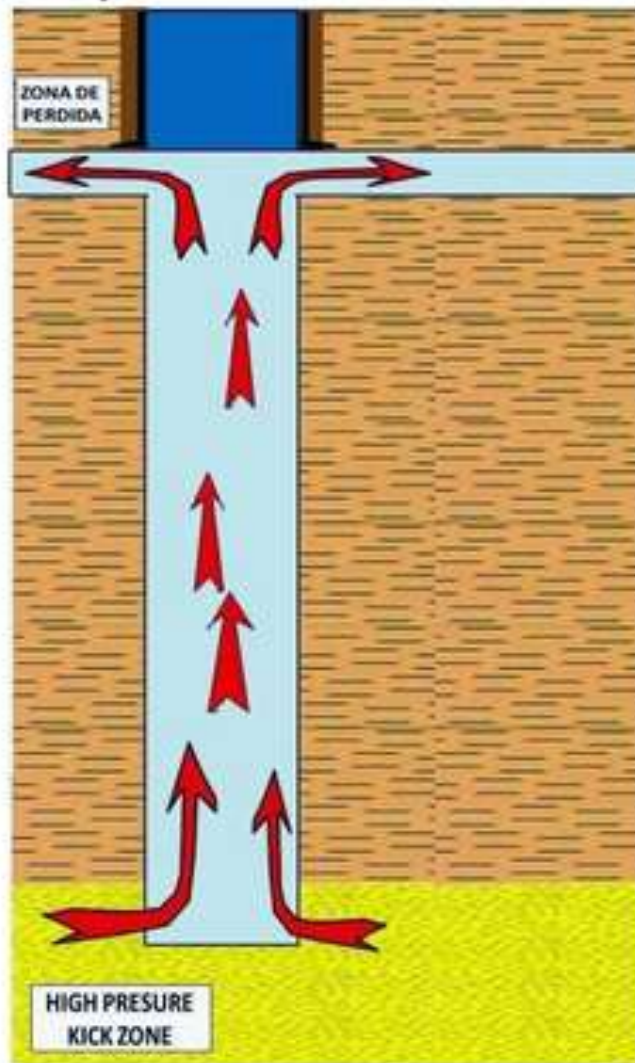


Figura. - 5. Ciclo del fluido de perforación - (Lodos de perforación, s. f.).

CAPITULO III: METODOLOGÍA

3.1. METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN

3.1.1. Tipo de investigación.

Este estudio se basa en una metodología de tipo bibliográfica con el propósito de plantear un diseño adecuado de fluido de perforación para las distintas fases de un pozo ubicado en el campo Sacha, en el oriente ecuatoriano. Para ello, se empleará información extraída de los reportes diarios de perforación correspondientes a un pozo específico de la Cuenca Oriente. Es importante señalar que el tratamiento de los datos técnicos y demás información recopilada se realizará con total confidencialidad, conforme a las políticas establecidas por la empresa responsable.

La investigación bibliográfica o documental consiste en la revisión y análisis de materiales e información previamente publicados sobre un tema en particular. Esta metodología representa una etapa clave en cualquier investigación, ya que implica procesos como observación, indagación, interpretación, reflexión y análisis, los cuales son fundamentales para construir los fundamentos teóricos y conceptuales que sustentan el desarrollo del estudio (Parrales, 2023).

3.1.2. Técnicas de recolección de datos.

Procesamiento de la información, recopilación bibliográfica, análisis de variables, comparación mediante cuadros comparativos de los parámetros químicos, reológicos y litológicos del campo y del fluido de perforación.

3.2. FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Los fluidos de perforación, conocidos también como lodos de perforación, son formulaciones complejas que incluyen líquidos, sólidos y diversos aditivos. Se inyectan a través de la tubería de perforación hasta llegar a la broca, y posteriormente regresan a la superficie mediante la circulación por el espacio existente entre la tubería y el revestimiento del pozo. Estos fluidos son esenciales para asegurar que el proceso de perforación se realice de manera segura y eficiente (García Bolaños, 2007).

3.2.1. Funciones esenciales de los fluidos de perforación.

- a) **Eliminación de los recortes de roca:** Una de las principales funciones del fluido es transportar los desechos de roca generados durante la perforación hacia la superficie para su análisis y disposición adecuada.
- b) **Gestión de la presión de formación:** La presión ejercida por la columna de fluido, denominada presión hidrostática, contrarresta la presión de los fluidos que se encuentran en las formaciones rocosas subterráneas. Esto previene la entrada de dichos fluidos al pozo, un fenómeno conocido como influjo o kick, y ayuda a evitar posibles reventones (García Bolaños, 2007)
- c) **Aseguramiento de la estabilidad del pozo:** El fluido juega un papel crucial en la prevención del colapso de las paredes del pozo, especialmente en formaciones inestables como las arcillas.
- d) **Sellado de formaciones permeables:** Los sólidos presentes en el fluido, junto con ciertos aditivos, crean una delgada capa impermeable en las paredes del pozo, conocida como revoque o filtración. Esta capa es fundamental para sellar las formaciones porosas y reducir la pérdida de fluido hacia ellas (García Bolaños, 2007)
- e) **Suspensión de recortes y agentes densificantes:** Cuando la circulación del fluido se detiene, es esencial que mantenga los sólidos en suspensión para evitar su asentamiento y las complicaciones que esto podría acarrear.
- f) **Enfriamiento y lubricación de la barrena y la sarta de perforación:** La circulación del fluido es fundamental para disipar el calor generado por la fricción de la broca con la roca, además de reducir la fricción entre la sarta de perforación y las paredes del pozo. (García Bolaños, 2007)
- g) **Transmisión de potencia hidráulica a la barrena y herramientas de fondo:** El fluido se utiliza para operar herramientas especiales situadas en el fondo del pozo,

como los motores de fondo.

- h) **Obtención de información sobre las formaciones atravesadas:** El análisis de los recortes y la monitorización de las propiedades del fluido brindan información valiosa sobre las formaciones geológicas.
- i) **Minimización del daño a las formaciones productoras:** Para proteger las zonas porosas donde se espera encontrar hidrocarburos, se utilizan fluidos especiales que previenen el bloqueo de los poros de la roca. (García Bolaños, 2007)
- j) **Control de la corrosión:** Se incorporan inhibidores de corrosión al fluido con el fin de resguardar la sarta de perforación y otros equipos metálicos.

3.2.2. Tipos de fluidos de perforación.

- **Fluidos a base de agua (WBM - Water-Based Muds):** Estos fluidos, que son los más comunes, utilizan agua como la fase continua y se modifican con la adición de arcillas, sales, polímeros y otros aditivos. Son apropiados para diversas formaciones y situaciones. (García Bolaños, 2007)
- **Fluidos a base de aceite (OBM - Oil-Based Muds):** Los fluidos que utilizan aceite mineral o diésel como fase continua son especialmente eficaces para trabajar en formaciones que son sensibles al agua, como ciertas arcillas. Son ideales en condiciones de alta temperatura y cuando se requiere una lubricación superior.
- **Fluidos a base sintética (SBM - Synthetic-Based Muds):** Estos fluidos emplean como fase continua sustancias sintéticas, tales como ésteres, olefinas o parafinas. Su rendimiento es comparable al de los fluidos a base de aceite, pero generalmente son más respetuosos con el medio ambiente gracias a su mayor biodegradabilidad. (García Bolaños, 2007)
- **Fluidos gaseosos:** Estos sistemas utilizan aire, gas natural o nitrógeno como medio de circulación, siendo su aplicación principal en formaciones de baja presión o en situaciones donde se desea incrementar la velocidad de perforación. Pueden manifestarse como aire seco, neblina (una mezcla de aire con una pequeña cantidad de líquido) o espumas (gas disperso en un líquido). (García Bolaños, 2007)

3.2.3. Propiedades de los fluidos de perforación.

El rendimiento óptimo de los fluidos de perforación se asegura mediante el control y la modificación constante de sus características. Entre los aspectos más significativos se destacan (Guayes Sandoya, 2023):

- a) **Densidad:** La densidad, que representa el peso del fluido por unidad de volumen, es crucial para regular la presión en el pozo. Se puede modificar incorporando materiales que aumentan la densidad, tales como barita o hematita.
- b) **Viscosidad:** La viscosidad se refiere a la resistencia del fluido al movimiento y debe mantenerse en niveles apropiados para facilitar el transporte de los residuos de perforación hacia la superficie y mantener los sólidos en suspensión (Guayes Sandoya, 2023)
- c) **Reología:** Este término describe el comportamiento del fluido al fluir bajo diferentes fuerzas de corte, abarcando propiedades como la viscosidad plástica, el punto de cedencia y la resistencia del gel, todos ellos factores que influyen en la capacidad del fluido para limpiar y suspender partículas sólidas.
- d) **Filtración:** Este parámetro evalúa la cantidad de líquido que se filtra hacia la formación rocosa y la calidad de la capa que se genera; una delgada y selladora cobertura ayuda a reducir la pérdida de fluido y a mejorar la estabilidad del pozo.
- e) **pH:** Este valor refleja el grado de acidez o alcalinidad del fluido, siendo relevante para controlar la corrosión y la eficacia de los aditivos (Guayes Sandoya, 2023)
- f) **Contenido de sólidos:** La cantidad y el tipo de sólidos presentes influyen en las propiedades del fluido, tales como su densidad, viscosidad y capacidad de filtración.
- g) **Salinidad:** La concentración de sales disueltas en la fase acuosa puede impactar la estabilidad de las arcillas y la densidad del fluido.
- h) **Estabilidad eléctrica:** Esta medición se aplica a fluidos a base de aceite y sintéticos, y está directamente relacionada con la estabilidad de la emulsión (Guayes Sandoya, 2023)

3.3. CURVA DE DENSIDAD

La curva de densidad representa un gráfico que ilustra la variación de la densidad del fluido de perforación en función de la profundidad del pozo. En un contexto ideal y homogéneo, se esperaría que la densidad del fluido se mantuviera constante a lo largo de toda la extensión del pozo, lo que daría como resultado una curva vertical. No obstante, en la realidad, la densidad experimenta cambios influenciados por varios factores al perforar diferentes formaciones a diversas profundidades. (De Brujin y Whitton, 2020)

3.3.1. La densidad del fluido puede variar con la profundidad.

- a) **Incorporación de sólidos:** Los recortes de roca generados durante el proceso de perforación pueden integrarse en el fluido, lo que podría incrementar su densidad si no se manejan adecuadamente.
- b) **Fuga de fluidos:** Cuando el líquido del fluido se filtra en la roca, los sólidos quedan atrapados en el pozo, lo que resulta en un aumento de la densidad del fluido remanente (De Brujin y Whitton, 2020)
- c) **Entrada de fluidos de formaciones (Kicks):** La llegada de agua salina, petróleo o gas desde las formaciones puede modificar la densidad del fluido. **Incorporación deliberada de aditivos:** Se pueden añadir densificantes (como la barita) en las secciones del pozo donde se presentan presiones de formación elevadas (De Brujin y Whitton, 2020)
- d) **Variaciones de temperatura y presión:** Las condiciones de temperatura y presión en el fondo del pozo pueden influir ligeramente en la densidad del fluido. **Sedimentación de sólidos (SAG):** En situaciones de baja o nula circulación, los sólidos más pesados tienden a asentarse en el fondo del pozo, causando un incremento de la densidad en las áreas inferiores. (De Brujin y Whitton, 2020)

3.3.2. Importancia de la Curva de Densidad.

Aunque el concepto de "curva de densidad" no se considera un estándar formal en la industria, es vital entender cómo la densidad del fluido varía con la profundidad por

diversas razones (De Brujin y Whitton, 2020):

- a) **Control de presión del pozo:** La densidad del fluido es esencial para calcular la presión hidrostática en la columna de fluido. Es importante supervisar su variación a diferentes profundidades para prevenir entradas inesperadas de fluidos y posibles explosiones (De Brujin y Whitton, 2020).
- b) **Estabilidad del pozo:** Una densidad inapropiada en ciertas áreas puede contribuir a la inestabilidad de las paredes del pozo.
- c) **Eficiencia de limpieza:** La capacidad del fluido para transportar recortes hacia la superficie depende de su densidad y viscosidad, las cuales pueden variar a diferentes profundidades.
- d) **Prevención de problemas operacionales:** Cambios significativos en la densidad pueden indicar problemas como la acumulación de sólidos o la entrada inesperada de fluidos (influjos), lo que permite la implementación de medidas preventivas de manera oportuna (De Brujin y Whitton, 2020).
- e) **Diseño del programa de fluidos:** Para crear un programa de fluidos efectivo, es crucial anticipar las variaciones de densidad que se presentarán en cada tramo del pozo.

En la práctica, los ingenieros no elaboran una "curva de densidad" de forma formal; en su lugar, monitorean y ajustan la densidad del fluido en la superficie y calculan la densidad equivalente de circulación (ECD) a diversas profundidades, teniendo en cuenta las pérdidas de presión en el espacio anular. Sin embargo, el objetivo principal es comprender y gestionar cómo varía la densidad del fluido a lo largo del pozo para garantizar una operación segura y eficiente (De Brujin y Whitton, 2020).

CAPITULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

4.1. FLUIDOS DE PERFORACIÓN POR SECCIONES

4.1.1. Sección 26" - sistema nativo disperso.

Se preparó 100 *bbl* de fluido con 15 lb/bbl de Bentonita prehidratada para sellar formaciones no consolidadas durante la perforación de la sección de 26". Trabajó con circuito corto en tanques del sistema activo. A 127 ft bombeó 60 *bbl* de píldora viscosa ($8,8 \text{ lpg} \times 120 \text{ seg/qt}$) con $LCM + Ca CO_3$. A 187 ft, bombeó 80 *bbl* de píldora viscosa con $LCM + Ca CO_3$ ($9,2 \text{ lpg} \times 120 \text{ seg/qt}$) y circuló hasta retornos limpios previo a gyro survey y viaje con BHA#1. Realizó viaje hasta superficie y de retorno a fondo bombeó 80 *bbl* de píldora viscosa con $LCM + Ca CO_3$ ($9,4 \text{ lpg} \times 120 \text{ seg/qt}$). Espoteó 100 *bbl* de píldora viscosa con 3 lpb de asfalto ($9,4 \text{ lpg} \times 120 \text{ seg/qt}$), previo a viaje a superficie con BHA#1. Limpió bolsillo y trampa periódicamente. Bajó Casing 20" hasta 184 ft (Punto de Casing 20"). Bajó Stinger con tubería para realizar cementación y, durante la cementación del Casing de 20", chequeó retornos en el cellar. Peso máximo observado de cemento 14 ppg, back Flow 0,5 *bbl*. Alineó circuito corto en tanques del sistema, para realizar Drill Out de zapato de 20" y cemento. Realizó limpieza de canaletas, bolsillo y trampa de arena.

Tabla 1. Concentración de productos químicos – 26”, sistema Nativo Disperso

CONCENTRACIÓN DE PRODUCTOS QUÍMICOS – 26”						
SISTEMA- NATIVO DISPERSO						
MATERIAL	PROGRAMADA			REAL		
	Min (lb/bbl)	Max (lb/bbl)	Cantidad Unidad	Min (lb/bbl)	Max (lb/bbl)	Cantidad Unidad
Asfalto	0,1	0,4	6	0,69	0,69	6
Carbonato de calcio 200	NA	NA	NA	0	0	0
Carbonato de calcio 100	1	4	20	3,44	3,44	15
Bentonita	3	8	88	7,33	7,33	64
S-Gum	0,3	1,2	16	1,95	1,95	17
Nitrato de Calcio	0,3	4	48	2,29	2,29	20
S-Seal	NA	NA	NA	0,83	0,83	10
Q-Stop	NA	NA	NA	0,52	0,52	10
Wallnut	NA	NA	NA	0,57	0,57	5
Super Sweep	NA	NA	NA	0,03	0,03	1

Tabla 2. Primer Intervalo - Pozo de 26 pulg. - Programado vs Real

PRIMER INTERVALO - HOYO DE 26 PULG.					
VOLÚMENES PROGRAMADO VS REAL					
		PROGRAMADO		REAL	
Diámetro del Hoyo	pulg	26"		26"	
Intervalo	pies	0	150	46	183
Sistema de Fluidos:		NATIVO DISPERSO		NATIVO DISPERSO	
Volumen de Superf.	bbl	200		420	
Vol Hoyo 26"	bbl	99		90,42	
Vol Wash out	bbl	10		-	
Dilución:	bbl	100		-	
Volumen Total;	bbl	409		510,42	

4.1.2. Sección 16”- sistema nativo disperso/nitrato de calcio/polímero.

Alineó circuito completo para continuar perforando sección de 16”. Bombeó 60 bbl de pílora viscosa con $LCM\left(8,9\text{ lpg} \times 120\frac{\text{seg}}{\text{qt}}\right)$ cada parada perforada o previo a tomar gyro. Limpió bolsillo y trampa periódicamente. Utilizó centrífugas en modo Dewatering para controlar densidad del fluido. A 550 ft bombeó 60 bbl de pílora viscosa con $LCM\left(8,9\text{ lpg} \times 120\frac{\text{seg}}{\text{qt}}\right)$ y circuló hasta retornos limpios en zarandas

previo a tomar gyro y sacar tubería. Monitoreó niveles del sistema activo de tanques y propiedades del fluido Nativo Disperso durante el viaje a superficie de BHA#2. Monitoreó niveles del sistema activo de tanques y propiedades del fluido nativo disperso durante la bajada de BHA#3. A 550 ft realizó conversión del fluido NATIVO DISPERSO a NITRATO DE CALCIO. Durante la perforación se bombeó 60 bbl de píldora dispersa $(8,4 \text{ lpg} \times 27 \text{ seg/qt})$ cada parada perforada y 60 bbl de píldora viscosa $(8,9 \text{ lpg} \times 120 \text{ seg/qt})$ cada $2/3$ paradas perforadas. Se incrementa la concentración de Ión Calcio. Utilizó centrífugas en modo Dewatering para controlar la densidad del fluido. Realizó limpieza de bolsillo y trampa de arena para evitar acumulación de sólidos no deseados en el sistema. Continuó con el plan de píldoras para la sección de 16" bombeando 60 bbl de píldora dispersa $(8,4 \text{ lpg} \times 27 \text{ seg/qt})$ cada parada perforada y 60 bbl de píldora viscosa $(9,3 - 9,8 \text{ lpg} \times 120 \text{ seg/qt})$ cada $2/3$ paradas perforadas. Mantuvo concentración de Ión Calcio. Utilizó centrífugas en modo Dewatering para controlar densidad del fluido. Realizó limpieza de bolsillo y trampa de arena para evitar acumulación de sólidos no deseados en el sistema. A 3530 ft se realizó estación de circulación, bombeó 60 bbl de píldora dispersa $(8,4 \text{ lpg} \times 27 \text{ seg/qt})$ + 80 bbl de píldora viscosa pesada $(11,0 \text{ lpg} \times 140 \text{ seg/qt})$. Strokes totales: 8900. En zarandas #2 y #3 realizó cambio de mallas 100 por mallas 120. Continuó con el plan de píldoras para la sección de 16" bombeando 60 bbl de píldora dispersa $(8,4 \text{ lpg} \times 27 \text{ seg/qt})$ cada parada perforada y 60 bbl de píldora viscosa $(9,8 \text{ lpg} \times 120 \text{ seg/qt})$ cada $2/3$ paradas perforadas. Mantuvo concentración de Ión Calcio. Utilizó centrífugas en modo Dewatering para controlar densidad del fluido. Realizó limpieza de bolsillo y trampa de arena para evitar acumulación de sólidos no deseados en el sistema. A 5528 ft se realizó estación de circulación con set de píldoras: 100 bbl de píldora dispersa con Walnut $(8,4 \text{ lpg} \times 27 \text{ seg/qt})$ + 100 bbl de píldora viscosa pesada $(11,5 \text{ lpg} \times 140 \text{ seg/qt})$ y circuló hasta retornos limpios. A 5528 ft se realizó conversión de fluido NITRATO DE CALCIO 10 lpg por fluido POLIMÉRICO 10 lpg para perforar la formación Ortegua, agregó ALCATROL para regular alcalinidad, S- GUM como modificador reológico, PAK-H/L como controladores de filtrado, ASFALTO como estabilizador mecánico, S-TAB como inhibidor, CaCO_3 como material de sello y puenteo, S-BAR como material densificante. Strokes totales: 23000. Durante la perforación de Ortegua

bombeó 60 bbl de píldora viscosa con 5 lbp de Asfalto y $CaCO_3$ ($10,1 \text{ lpg} \times 120 \text{ }^{seg}/qt$) cada 2 paradas perforadas. Trabajó con centrífugas en modo LGS para mantener densidad del fluido según programa. Realizó limpieza de bolsillo y trampa de arena para evitar incorporación de sólidos no deseados. A 6760 ft (punto de Casing de $13 \frac{3}{8}$ ") bombeó 100 bbl de píldora viscosa pesada ($11,5 \text{ lpg} \times 140 \text{ }^{seg}/qt$) y circuló hasta retornos limpios en zarandas. Retornando a fondo con BHA#3 a 6760 ft, bombeó 100 bbl de píldora viscosa pesada ($11,5 \text{ lpg} \times 140 \text{ }^{seg}/qt$) y circuló hasta retornos limpios en zarandas. Utilizó centrífugas en modo LGS para mantener densidad del fluido, agregó DESCO CF para controlar la reología del fluido. Homogenizó densidad en 10,4 lpg IN/OUT. Monitoreó niveles y propiedades del fluido POLIMÉRICO durante el viaje a superficie con BHA#3. A 2005 ft realizó estación de circulación con set de píldoras: 100 bbl de píldora dispersa con Walnut ($8,4 \text{ lpg} \times 27 \text{ }^{seg}/qt$) + 100 bbl de píldora viscosa ($10,4 \text{ lpg} \times 120 \text{ }^{seg}/qt$) y circuló hasta retornos limpios. Monitoreó niveles y propiedades del fluido POLIMÉRICO durante la corrida de Casing $13 \frac{3}{8}$ ". Trabajó con centrífugas en modo LGS/Dewatering para mantener densidad del fluido. Durante la cementación, chequeó retornos en el bolsillo.

Tabla 3. Concentración de productos químicos 16'', sistema Nativo Disperso/Nitrato de Calcio

CONCENTRACIÓN DE PRODUCTOS QUÍMICOS – 16''						
SISTEMA- NATIVO DISPERSO/NITRATO DE CALCIO						
MATERIAL	PROGRAMADA			REAL		
	Min (lb/bbl)	Max (lb/bbl)	Cantidad Unidad	Min (lb/bbl)	Max (lb/bbl)	Cantidad Unidad
Barita	1	1,4	33	1,90	1,90	33
Nitrato de Calcio	5	10	423	9,00	9,00	344
S-Gum	0,02	0,7	32	1,08	1,08	34
Defoam X	0,01	0,25	NA	-	-	-
Desco Cf	0,25	0,75	NA	-	-	-
Super Sweep	0,2	NA	NA	0,01	0,01	1
Walnut	0,1	0,2	12	0,16	0,16	5
Q-Stop	NA	NA	NA	0,12	0,12	8
Carbonato de Calcio 100	NA	NA	NA	1,90	1,90	30
Asfalto	NA	NA	NA	-	-	-

Tabla 4. Concentración de productos químicos 16'', sistema Polimérico

CONCENTRACIÓN DE PRODUCTOS QUÍMICOS – 16'' SISTEMA - POLIMÉRICO						
Material	PROGRAMADO			REAL		
	Min (lb/bbl)	Max (lb/bbl)	Cantidad Unidad	Min (lb/bbl)	Max (lb/bbl)	Cantidad Unidad
<i>Carbonato de calcio 100</i>	1	2	30	-	-	-
<i>Carbonato de calcio 325</i>	1	2	30	6,14	6,14	120
<i>Barita</i>	20	32	656	8,95	8,95	198
<i>S-Gum</i>	0,2	1	32	0,70	0,70	28
<i>Defoam X</i>	NA	NA	NA	-	-	-
<i>Desco Cf</i>	NA	NA	NA	0,05	0,05	4
<i>Super Sweep</i>	NA	NA	NA	-	-	-
<i>S-Tab</i>	0.35 % V/V	0.7% V/V	6	0,43	0,43	7
<i>Pack L</i>	0,2	0,8	30	0,23	0,23	9
<i>Pack H</i>	0,1	0,4	12	0,15	0,15	6
<i>Alcatrol Pro</i>	0,04	0,25	3	0,205	0,205	8
<i>Asfalto</i>	1	2	80	2,38	2,38	93
<i>Wallnut</i>	NA	NA	NA	0,17	0,17	7

Tabla 5. Segundo Intervalo - Pozo de 16 pulg - Programado vs Real

SEGUNDO INTERVALO - HOYO DE 16 PULG. VOLÚMENES PROGRAMADO VS REAL					
		PROGRAMADO		REAL	
Diámetro del Hoyo	pulg	16"		16"	
Intervalo	pies	150'	5700'	187	5528
Sistema de Fluidos:		NATIVO DISPERSO/NITRATO DE CALCIO		NATIVO DISPERSO/NITRATO DE CALCIO	
Volumen de Superf:	bbl	500		420	
Volumen de Csg	bbl	53		71,5	
Vol Hoyo 16"	bbl	1380		1328	
Vol Wash out	bbl	165		27	
Dilución:	bbl	200		0	
Volumen Reutilizado sec anterior	bbl	-400		0	
Volumen Total;	bbl	2298		1846,5	

Tabla 6. Segundo Intervalo – Pozo de 16 pulg – Programado vs Real

SEGUNDO INTERVALO - HOYO DE 16 PULG.					
VOLÚMENES PROGRAMADO VS REAL					
		PROGRAMADO		REAL	
Diámetro del Hoyo	pulg	16"		16"	
Intervalo	pies	5700´	6735´	5528´	6760´
Sistema de Fluidos:		POLIMÉRICO		POLIMÉRICO	
Volumen de Superf.	bbl	600		420	
Volumen de Csg 20"	bbl	53		71,5	
Vol Hoyo 16"	bbl	1637		1635	
Vol Wash out	bbl	196		49	
Dilución:	bbl	224		0	
Volumen Reutilizado sec anterior	bbl	-650		0	
Volumen Total;	bbl	2060		2175,5	

4.1.3. Sección 12 ¼” sistema polímero.

Realizó limpieza de tanques del Sistema activo, alineó circuito corto: zarandas-canaleta-intermedio#3. Preparó y mantiene en reserva 1500 bbl de fluido POLIMÉRICO de 9,6 lpg para perforar la sección de 12,25. A 6765 ft, desplazó fluido POLIMÉRICO de 10,4 lpg (hacia tanques verticales para su disposición final) por fluido POLIMÉRICO de 9,6 lpg. Alineó circuito completo en tanques del sistema activo. Agregó ALCATROL como regulador de alcalinidad, S-CIDE como bactericida, S-GUM como modificador reológico, PAK-H/L como controladores de filtrado, S PHPA como encapsulador de arcilla, S-CLAY/S-TAB como inhibidores, Barita como densificante, $CaCO_3$ como densificante y material de sello y puenteo, S-LUBE para arrancar con 1 % V/V de lubricidad en el sistema. Durante la perforación de Conglomerado Superior bombeó 60 bbl de píldora viscosa cada 2 paradas perforadas $(9,6 \text{ lpg} \times 120 \text{ seg}/qt)$; con 10 lpb de $CaCO_3$ y 5 lpb de Asfalto. Continuó con el plan de píldoras bombeando 60 bbl de píldora dispersa $(8,4 \text{ lpg} \times 27 \text{ seg}/qt)$ cada parada perforada y 60 bbl de píldora viscosa $(9,6 \text{ lpg} \times 120 \text{ seg}/qt)$ cada 3 paradas perforadas. Perforando la formación Tiyuyacu bombeó 60 bbl de píldora dispersa $(8,4 \text{ lpg} \times 27 \text{ seg}/qt)$ (zona de arcillolita) cada parada perforada y 60 bbl de píldora viscosa cada 2 paradas perforadas

($9,6 \text{ lpg} \times 120 \text{ }^{seg}/qt$) con 10 lpb de $CaCO_3$ y 5 lpb de Asfalto (zona de conglomerados). Agregó S-PHPA como encapsulador de arcilla, Asfalto como estabilizador mecánico. Adicionó Lubricante hasta llegar al 2% en el sistema. Trabajó con centrífugas en modo LGS para mantener densidad del fluido según el programa. Drenó trampa y bolsillo periódicamente. Continuó con el plan de píldoras bombeando 60 bbl de píldora viscosa ($9,6 \text{ lpg} \times 120 \text{ }^{seg}/qt$) cada dos paradas perforadas. Agregó S-PHPA como encapsulador de arcilla, Asfalto como estabilizador mecánico. Por requerimiento de PEC, agregó S-LUBE para incrementar a 3 % V/V la lubricidad del sistema (valores altos de torque). A 8644 ft, bombeó set de píldoras: 100 bbl de píldora dispersa con Walnut ($8,4 \text{ lpg} \times 27 \text{ }^{seg}/qt$) + 100 bbl de píldora viscosa pesada ($11,5 \text{ lpg} \times 120 \text{ }^{seg}/qt$), y circuló hasta retornos limpios en zarandas. Monitoreó niveles del sistema activo y propiedades del fluido Polimérico durante el viaje a superficie del BHA#4. A 6750 ft bombeó 60 bbl de píldora dispersa ($8,4 \text{ lpg} \times 27 \text{ }^{seg}/qt$). A 6500 ft bombeó 100 bbl de píldora dispersa ($8,4 \text{ lpg} \times 27 \text{ }^{seg}/qt$) + 80 bbl de píldora viscosa ($9,7 \text{ lpg} \times 120 \text{ }^{seg}/qt$). A la profundidad de 6023ft bombeó 40 bbl de píldora pesada ($12,0 \text{ lpg} \times 50 \text{ }^{seg}/qt$) para sacar tubería seca. Monitoreó niveles del sistema activo y propiedades del fluido Polimérico durante la bajada de BHA#5. Previo a retomar perforación a la profundidad de 8644 ft, bombeó 100 bbl de píldora Dispersa ($8,4 \text{ lpg} \times 27 \text{ }^{seg}/qt$) + 80 bbl de píldora Viscosa ($9,8 \text{ lpg} \times 120 \text{ }^{seg}/qt$). Durante la perforación de la formación Tena bombeó 80 bbl de píldora Dispersa ($8,4 \text{ lpg} \times 27 \text{ }^{seg}/qt$) cada parada perforada y 80 bbl de píldora Viscosa ($9,8 \text{ lpg} \times 120 \text{ }^{seg}/qt$) cada tres paradas perforadas. Drenó trampa y limpió bolsillo esporádicamente para evitar incorporación de sólidos no deseados. Acondicionó propiedades reológicas del fluido previo a perforar las formaciones Basal Tena y Napo, agregó S-GUM como modificador reológico, PAK-L/H como controladores de filtrado, S-TAB/S-CLAY como inhibidores, S-PHPA como encapsulador, ALCATROL para regular alcalinidad. En la formación Napo bombeó 60-80 bbl de píldora viscosa ($9,8 - 9,9 \text{ lpg} \times 120 \text{ }^{seg}/qt$) con 5 lpb de Asfalto y 10 lpb de $CaCO_3$ cada 2 paradas perforadas. A la profundidad de 9937 ft se realizó refrescamiento de 300 bbl de fluido nuevo POLIMÉRICO para disminuir valores de MBT. A la profundidad de 10060 ft (TD)

bombeó 100 bbl de píldora Viscosa Pesada $(11,5 \text{ lpg} \times 140 \text{ }^{seg}/qt)$ + circuló hasta retornos limpios en zarandas. Retornando a fondo con BHA #5, a 10060 ft bombeó 100 bbl de píldora viscosa pesada $(11,5 \text{ lpg} \times 140 \text{ }^{seg}/qt)$ con 5 lpb de Asfalto y 10 lpb $CaCO_3$, circuló hasta retornos limpios, y 80 bbl de píldora viscosa $(10,2 \text{ lpg} \times 120 \text{ }^{seg}/qt)$ con 5 lpb de Asfalto y 10 lpb $CaCO_3$, y circuló hasta retornos limpios en zarandas. A la profundidad de 8625 ft bombeó 60 bbl de píldora Viscosa $(10,2 \text{ lpg} \times 120 \text{ }^{seg}/qt)$ + circuló hasta retornos limpios. A la profundidad de 6615 ft (Zapato) bombeó 100 bbl de píldora Dispersa $(8,4 \text{ lpg} \times 27 \text{ }^{seg}/qt)$ + 80 bbl de píldora Viscosa $(10,2 \text{ lpg} \times 120 \text{ }^{seg}/qt)$ + circuló hasta retornos limpios. A la profundidad de 6238 ft bombeó 40 bbl de píldora pesada $(12,6 \text{ lpg} \times 50 \text{ }^{seg}/qt)$ para sacar tubería seca. A 10052 ft bombeó 40 bbl de píldora viscosa $(10,2 \text{ lpg} \times 120 \text{ }^{seg}/qt)$ hasta retornos en zarandas. Durante viajes, corrida de casing 9 5/8", y cementación monitoreó niveles y propiedades del fluido POLIMÉRICO. Trabajó con centrífugas en modo LGS para controlar peso del fluido según programa. Durante la cementación, chequeó retornos en el bolsillo, desplazó fluido Polimérico hacia tanques verticales para su disposición final.

Tabla 7. Concentración de productos, Intervalo de 12 1/4"

CONCENTRACIÓN DE PRODUCTOS INTERVALO DE 12 1/4"						
Material	PROGRAMADO			REAL		
	lb/unidad	Mínimo lb/bbl	Máximo lb/bbl	lb/unidad	Mínimo lb/bbl	Máximo lb/bbl
Alcatrol	55	0,5	1,5	55	1,08	1,08
Asfalto Sulfonado	55	1	3	55	3,00	3,00
asfalteg (Latex)	42	0,05	0,25	42	-	-
Barita	100	30	60	100	76,47	76,47
Carbonato de Calcio 100/200/325	110	10	30	110	56,08	56,08
Pak LV	55	0,3	1	55	0,96	0,96
Pak HV	55	0,2	1	55	1,64	1,64
S-Tab	388	0,35%	0,7%	388	0,40%	0,40%
S-Gum	55	0,3	1,5	55	2,27	2,27
S-Clay	353	0,35%	0,7%	353	0,40%	0,40%
S-PHPA	42	0,2	0,4	42	0,28%	0,28%
S-Lube	388	1%	3%	388	3,30%	3,30%
Walnut	55	0,1	0,5	55	0,14	0,14
Alcatrol L	%	-	-	%	0,29%	0,29%
S-Foam	%	-	-	%	0,02%	0,02%
Desco CF	25	-	-	25	0,06	0,06
Hina-X	55	-	-	55	0,28	0,28
S-Cide	%	-	-	%	0,10%	0,10%
Desco líquido	%	-	-	%	0,20%	0,20%

Tabla 8. Tercer Intervalo, Pozo de 12 1/4 pulg. Programado vs Real

TERCER INTERVALO - HOYO DE 12-1/4 PULG.			
VOLÚMENES PROGRAMADO VS REAL			
		PROGRAMADO	REAL
Diámetro del HOYO	pulg	12-1/4"	
Intervalo	pies	6735'	10037'
Sistema de Fluidos:		POLIMÉRICO	POLIMÉRICO
Volumen de Superf:	bbl	500	420
Volumen de Csg 13-3/8"	bbl	1008	1012
Vol Hoyo 12-1/4"	Bbl	481	481
Vol Wash out	bbl	58	44
Dilución;	bbl	102	300
Volumen Total;	bbl	2149	2257

4.1.4. Sección 8 3/8" sistema s-drill-in.

Alineó circuito corto: zarandas-canaleta-intermedio # 3 para realizar drillout. A 10070 ft bombeó 80 bbl de píldora viscosa $(8,4 \text{ lpg} \times 140 \text{ seg/qt})$. A 10070 ft, realizó desplazamiento de fluido POLIMÉRICO (hacia tanques verticales para su disposición final) por fluido DRILL-IN. Alineó circuito completo en tanques del sistema. Agregó ALCATROL L/HINA X como regulador de alcalinidad, S-CIDE como bactericida, S-GUM como modificador reológico, STARCH/PAK-H/L como controladores de filtrado, S-TAB como inhibidor, CaCO_3 100/200/325 como material densificante y de puenteo. Bombeó 40 bbl de píldora viscosa puenteante $(9,1 \text{ lpg} \times 120 \text{ seg/qt})$ cada dos paradas. Por requerimiento direccional y de PEC, agregó S-LUBE para llevar la lubricidad al 2 % V/V en el sistema. A 10848 ft (PT del pozo), bombeó 60 bbl de píldora viscosa puenteante $(9,2 \text{ lpg} \times 120 \text{ seg/qt})$ hasta retornos limpios en zarandas. De regreso a fondo, en viaje de calibración con BHA #6, bombeó 60 bbl de píldora viscosa puenteante $(9,2 \text{ lpg} \times 120 \text{ seg/qt})$. En fondo espoteó 60 bbl de píldora lubricante al 5 % V/V $(9,2 \text{ lpg} \times 52 \text{ seg/qt})$ para cubrir hoyo abierto. A 9958 ft (dentro del casing de 9 5/8") bombeó 50 bbl de píldora pesada $(11,7 \text{ lpg} \times 54 \text{ seg/qt})$ para sacar tubería seca. Durante la cementación, chequeó retornos en el bolsillo. Después de liberar setting tool circuló un fondo arriba, descartó al catch tank: 80 bbl de espaciador, 30 bbl de lechada scavenger (13,5 lpg) y 5 bbl de lechada Lead (16 lpg). Desplazó fluido DRILL-IN (hacia tanques verticales para su disposición final), por agua fresca. Realizó limpieza de tanques del sistema activo. Monitoreó niveles y propiedades del fluido DRILL-IN durante viajes de BHA #6 y corrida de liner 7". Utilizó centrífuga en modo LGS para mantener densidad del fluido.

Tabla 9. Concentración de productos químicos de 8 3/8", sistema Drill In

CONCENTRACIÓN DE PRODUCTOS QUÍMICOS 8-3/8"						
SISTEMA DRILL-IN						
MATERIAL	PROGRAMADA			REAL		
	Min (lb/bbl)	Max (lb/bbl)	Cantidad Unidad	Min (lb/bbl)	Max (lb/bbl)	Cantidad Unidad
Alcatrol Pro	0,5	1,5	30	0,23	0,23	5
Carbonato de Calcio 100	5	10	77	5,50	5,50	60
Carbonato de Calcio 200	5	15	150	22,00	22,00	240
Carbonato de Calcio 325	20	50	490	38,50	38,50	420
Pak LV	0,5	5	90	3,53	3,53	77
Pak HV	0,2	1,3	28	1,51	1,51	33
S-Tab	1	3,5	4	0,44%	0,44%	4
S-Gum	0,5	2,5	43	1,47	1,47	32
S-Foam	0,1	0,5	4			
S-Cide	0,2	0,8	12	0,16%	0,16%	16
S-Lube	0,30%	1,00%	10	2,2%	2,2%	20
T-loss/ Starch	4	10	190	9,35	9,35	204
Alcatrol L	-	-	-	0,12%	0,12%	12
Defoam-X	-	-	-	0,02%	0,02%	2
Hina-X	-	-	-	1,15	1,15	25

Tabla 10. Cuarto Intervalo, Pozo de 8 3/8 pulg. Programado vs Real

CUARTO INTERVALO - HUECO DE 8-3/8 PULG.					
VOLÚMENES PROGRAMADO VS REAL					
		PROGRAMADO		REAL	
Diámetro del Hueco	pulg	8-3/8"		8-3/8"	
Intervalo	pies	10037'	10808'	10060'	10847'
Sistema de Fluidos:		DRILL- IN		DRILL- IN	
Volumen de Superf.	bbl	400		430	
Volumen de Csg 9-5/8"	bbl	734		757	
Vol Hueco 8-3/8"	bbl	73		54	
Vol Wash out	bbl	5		4	
Dilución:	bbl	0		0	
Volumen Total:	bbl	1212		1245	

mayor o menor que la programada debido a las condiciones encontradas en el pozo. La información sobre las formaciones y las profundidades de las tuberías de revestimiento ayuda a contextualizar los cambios en la densidad del fluido con las diferentes etapas de la perforación y las características geológicas atravesadas.

4.3. EVENTOS OPERACIONALES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN

4.3.1. Sección 26”.

- Se pre hidrató 15 lb/bbl de bentonita para sellar depósitos superficiales y niveles formacionales no consolidados durante la perforación de la sección de 26”.
- Alineó circuito completo en tanques del sistema activo, colocó mallas en zarandas y Mud Cleaner para la limpieza del fluido. Utilizó centrífugas en modo Dewatering para mantener la densidad del fluido.
- A 187 ft (Punto de Casing de 20”) se bombearon píldoras de 60 bbl Viscosa con LCM.
- Previo a viaje a superficie con BHA #1, espoteó 100 barriles de píldora viscosa con 3 lpb de asfalto.
- Durante la cementación del Conductor de 20”, chequeó retornos en el sellar y bolsillo, descartó fluido contaminado hacia el catch tank.

4.3.2. Sección 16”.

- Realizó conversiones de fluido: de Nativo Disperso a fluido Nitrato de Calcio a 550 ft; de Nitrato de Calcio a Polimérico a 5528 ft, previo a perforar la formación Orteguaza.
- Trabajó con centrífugas en modo Dewatering al sistema mientras se estuvo perforando con fluido Nativo Disperso y Nitrato de Calcio para mantener la densidad del fluido de acuerdo con la curva programada de densidades a lo largo de la sección.
- Se monitoreó el retorno de píldoras viscosas en superficie. Trabajó con centrífugas en modo LGS para mantener la densidad del fluido, mientras se perforó con fluido

Polimérico.

- Se monitoreó tamaño y forma de cortes en zarandas, verificando el comportamiento del pozo (limpieza), comparando con los resultados del software Hydpro.
- Después de perforar cada parada, se realizaron tres repasos en un tiempo adecuado para descargar los recortes producidos por las altas ROP, permitiendo evacuar de manera correcta los cortes, además de calibrar el hoyo.
- La secuencia de bombeo de píldoras, dispersas y viscosas fue la adecuada a lo largo de la sección, garantizando la limpieza y la estabilidad de las paredes del hoyo.
- Se utilizaron mallas 140,120 y 100 API en las zarandas primarias, y 200 API en la zaranda del mud cleaner, con el objetivo de minimizar la filtración de sólidos finos hacia el sistema activo de fluido.
- Se chequeó constantemente el nivel de tanques, para evidenciar alguna pérdida de circulación o problema de influjo, especialmente en cada conexión de tubería realizada.

4.3.3. Sección 12 ¼”.

- Se inició con una concentración del 1 % V/V de lubricante al sistema, y se incrementó paulatinamente al 3 % V/V con S-LUBE tanto por requerimiento de PEC como por requerimiento direccional.
- La concentración del asfalto fue de 3 lb/bbl , amina e inhibidor (S-TAB y S-CLAY) se mantuvieron dentro de los valores del programa, S-PHPA (encapsulante) se utilizó una concentración mayor para controlar valores de MBT programados.
- En las Formaciones Tiyuyacu y Tena, bombeó píldoras dispersas y viscosas en los intervalos de arcilla y limolita, y viscosas sellantes con material de puenteo y Asfalto dentro de los Conglomerados, mientras que en basal Tena y Napo se bombearon píldoras viscosas, con Asfalto y material de puenteo, únicamente para no desestabilizar la lutita.
- Mantuvo una reología óptima con un punto cedente de 9 a 22, dependiendo la formación, tanto para erosionar el hoyo como para acarrear de una manera

adecuada los cortes.

- Se realizó drenaje de bolsillo y trampa de arena periódicamente, para reducir la incorporación de sólidos al sistema del tanque activo y precautelar el funcionamiento de las bombas de lodo y herramientas de fondo.
- Se bombearon sets de píldoras y circularon hasta retornos limpios para garantizar la limpieza del hoyo y mantener en rango el ECD, obteniendo excesos de cortes entre el 2-10 %.
- La configuración de las mallas 140-140-120-120 API y 200 API en la zaranda del Mud Cleaner, redujo la incorporación de sólidos al sistema, se utilizaron las centrífugas en modo LGS intermitentemente para controlar la densidad del sistema activo.

4.3.4. Sección 8 3/8”.

- Las píldoras viscosas con material de puenteo (granulometría variada) ayudaron a optimizar la limpieza del hoyo y sellar los diferentes niveles formacionales encontrados a lo largo de la sección, tanto para la Formación Napo como para la Formación Hollín (lutitas y areniscas).
- El galonaje, rpm, reología y ROP aplicados y manejados durante la perforación de la sección, ayudaron a tener una limpieza más efectiva del pozo. Además, se lo complementó con el bombeo de píldoras viscosas puenteantes.
- Se monitoreó constantemente la limpieza del hoyo con apoyo del software virtual HydPro.
- Durante la circulación y bombeo de píldoras de limpieza, se observó alrededor del 5% de exceso de material sobre las zarandas sin observar presencia de cavings por tener un pozo limpio y estable. Se mantuvo el punto cedente entre $18-33 \text{ lb}/100 \text{ ft}^2$ lo cual ayudó a la limpieza del hoyo y previno la erosión excesiva de las paredes del mismo.

CAPITULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1. CONCLUSIONES

- Durante los primeros pies, se perforó con parámetros de GPM y ROP controlados, para evitar inducir pérdidas de fluido hacia la formación, lo que dio resultado favorable. Comenzó con un fluido nativo Disperso con las concentraciones adecuadas de Bentonita y LCM para sellar fisuras superficiales en la formación y así evitó pérdidas. Se trabajó en circuito corto durante la sección de 26 pulgadas (trampa de arena-succión de bombas), lo que obligó a trabajar con porcentajes altos de arena. Incrementó la concentración de ion calcio a través de la adición en solución de nitrato de calcio a medida que el porcentaje de arcillolita aumentó.
- Bombeo píldoras con nitrato de calcio y cascara de nuez para sellar posibles pérdidas de circulación. En sección de 12 ¼ pulgadas se trabajó con lubricidad 3 % V/v. En las mediciones realizadas en retorta la medición difirió de la concentración v/v lo que conllevó al incremento de volumen de lubricante. No evidenció cambio significativo en parámetros de torque. Uso S-PHPA para encapsular LGS's lo que funcionó parcialmente.
- Usó además centrifugas decantadoras en modo LGS para control de MBT, lo que se salió ligeramente sobre el límite superior de la programación para la sección. Durante la sección de 8 3/8 pulgadas se formuló el fluido con una mezcla de carbonatos malla 325/200/100. No se tuvo claro datos petrofísicos del campo por lo que se realizó un plan de puenteo diferente al inicialmente plasmado en el programa.

- Se evidencia una buena correspondencia entre la densidad prevista (representada por la línea azul) y la densidad registrada en campo (línea roja) en la mayor parte del pozo, lo que indica que la planificación inicial del fluido de perforación fue, en términos generales, adecuada para las condiciones reales. No obstante, se identifican algunas diferencias en puntos específicos. Por ejemplo, cerca de los 6500 pies de profundidad, la densidad medida presenta un leve aumento respecto a la esperada. Además, se observan variaciones en las secciones intermedia y de producción.

5.2. RECOMENDACIONES

- En sección de 26 pulgadas se recomienda perforar incrementando al sistema de circulación el tanque del desander para poder tener el control de arena y así evitar desgastes de las partes metálicas del sistema de circulación. En la sección de 26 y 16 pulgadas hasta los 800 pies aproximadamente, se recomienda añadir carbonatos de granulometría mayor al usado (malla 30/40/60) además de bentonita para controlar pérdidas superficiales. Recomienda realizar pruebas de lubricidad con la formulación del fluido usado para determinar el factor de fricción.
- Determinar la concentración del S-PHPA en solución dentro de las canecas, ya que su eficiencia fue modesta. Tener centrífugas decantadoras con variación de velocidad para poder eliminar LGS's y no material densificante. Previo a perforar la sección de 8^{3/8} pulgadas, se recomienda solicitar los datos petrofísicos del campo para poder realizar un diseño de puenteo acorde a la real necesidad.
- Se sugiere realizar un análisis del tamaño de las partículas (PSD) de los carbonatos que se emplearán en el pozo de producción para asegurar un adecuado puenteo en las zonas objetivo. Además, se recomienda utilizar soda cáustica o potasa cáustica para el control del pH, debido a que los productos previamente usados mostraron una baja eficacia en este aspecto.
- Se recomienda realizar un análisis más profundo de las zonas donde se observan desviaciones significativas, entre la densidad programada y la real. Esto podría

incluir la revisión de los registros geológicos, los eventos de perforación y cualquier problema que se haya presentado en esas profundidades para entender las causas de estas variaciones. Basándose en la información obtenida durante la perforación, se podría evaluar la posibilidad de optimizar la densidad del fluido de perforación en futuras operaciones en campos similares. Esto podría llevar a reducciones de costos y a una perforación más eficiente.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Ángulo, A., Navarrete, J., Bustos, J., Baby, P., Rivadeneira, M., & Palacios, D. (2018). Arquitectura estructural y estratigráfica de la secuencia pre-aptiense de la cuenca oriente ecuatoriana. *FIGEMPA: Investigación y Desarrollo*, 5. <https://portal.amelica.org/ameli/journal/624/6243933001/html/>
- Baby, P., Rivadenerira, M., & Barragán, R. (2004). *La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo* (Vol. 1). https://horizon.documentation.ird.fr/exl-doc/pleins_textes/doc34-08/010036207.pdf
- Castellano Proaño, H. (2022). *Diseño y Evaluación de un fluido de perforación ecológico "Natflex"*. [EPN]. <https://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/22738>
- Chen, J. (2022). *Pozo de desarrollo: qué es y cómo funciona*. Investopedia. https://www-investopedia-com.translate.goog/terms/d/development-well.asp?_x_tr_sl=en&_x_tr_tl=es&_x_tr_hl=es&_x_tr_pto=tc
- Cisneros Loachamín, P. (2006). *Modelo geológico para probar la interconexión de pozos en el campo Sacha: Uso de estratigrafía secuencial y reevaluación de radiotrazadores en los reservorios T y U* [EPN]. <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/2442>
- Colala, E. (2020). *DISEÑO DE UN FLUIDO DE PERFORACIÓN WBM PARA LA PERFORACIÓN DE LAS SECCIONES INTERMEDIA Y DE PRODUCCIÓN DE LOS POZOS DEL CAMPO ARMADILLO* [EPN]. <https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/21162/1/CD%2010687.pdf>
- De Brujin, G., & Whitton, S. (2020). Densidad del fluido de perforación. *ScienceDirect*. https://www-sciencedirect-com.translate.goog/topics/engineering/drilling-fluid-density?_x_tr_sl=en&_x_tr_tl=es&_x_tr_hl=es&_x_tr_pto=tc
- Energy Glossary. (n.d.). *Fluido de perforación*. Energy Glossary. Retrieved June 5, 2025, from https://glossary.slb.com/es/terms/d/drilling_fluid
- EP Petroecuador. (n.d.). *La producción del campo Sacha, operado por Petroamazonas, supera los 70 mil barriles diarios de petróleo*. EP Petroecuador. Retrieved June 6, 2025, from <https://www.eppetroecuador.ec/?p=12777>

- Gallo, J. (n.d.). *Ventajas y Desventajas de Un Pozo Petrolero*. Scribd. Retrieved June 5, 2025, from <https://es.scribd.com/document/444182508/Ventajas-y-desventajas-de-un-pozo-petrolero-docx>
- García Bolaños, J. (2007). *Perforación y reparación de pozos petroleros con fluidos de control base agua*. http://bibliotecavirtual.dgb.umich.mx:8083/jspui/bitstream/DGB_UMICH/7991/1/FIQ-L-2007-0042.pdf
- Gómez, J. (2016). *¿Qué Funciones Desempeña un Fluido de Perforación?* Perforador 2.0. <https://perforador20.wordpress.com/2016/10/12/que-funciones-desempena-un-fluido-de-perforacion/>
- Guayes Sandoya, I. (2023). *Análisis del comportamiento del fluido de perforación de los pozos del campo Tambococha*. [UPSE]. <https://repositorio.upse.edu.ec/handle/46000/9976>
- Lodos de perforación. (n.d.). *Propiedades de un fluido de perforación...* Lodos de Perforación. Retrieved June 5, 2025, from <https://lodosdeperforacion.wordpress.com/contacto/>
- Martínez, J. (2014, November 24). *Fluidos de Perforación*. Scribd.
- Méndez Castro, A. (2013). *Aspectos de producción*. OilProduction. <http://www.oilproduction.net/files/Aspectos-de-Produccion.pdf>
- Ondarse, D. (2017). *Ventajas y desventajas del petróleo*. Enciclopedia de Ejemplos. <https://www.ejemplos.co/ventajas-y-desventajas-del-petroleo/>
- Parrales, H. (2023). *Investigación Bibliográfica*. Aprobados. <https://aprobados.net/investigacion-bibliografica/>
- Pinzón, S. (n.d.). *Calidad de agua en procesos de cementación de pozos*. Hanna Instruments. Retrieved June 5, 2025, from <https://www.hannacolombia.com/blog/post/571/calidad-agua-en-procesos-cementacion-pozos>
- Romero, R. (2019, July). *Propiedades de los fluidos de perforación*. Slideshare.
- Rosales, E., & Briones, E. (2023). *Optimización en la perforación de dos pozos horizontales mediante la evaluación de los programas de fluidos de perforación en el campo*

Tambococha - oriente ecuatoriano [UPSE].

<https://repositorio.upse.edu.ec/handle/46000/10031>

Structuralia. (2021). *Pozos petroleros, tipos y características*. Structuralia Blog. <https://blog.structuralia.com/pozos-petroleros>

Tasinchano, J., & Anguasha, I. (2024). *Diseño de un fluido de perforación para condiciones de alta temperatura en la formación hollín del campo Pungarayacu* [UPSE]. <https://repositorio.upse.edu.ec/handle/46000/11868>

Torres, A. (n.d.). *Campo Sacha*. Scribd. Retrieved May 11, 2025, from <https://es.scribd.com/doc/135612892/Campo-Sacha>

Vázquez Dols, J. (2017). *Ingeniería de perforación: Tipos de pozos para la explotación de hidrocarburos*. Eadic. <https://eadic.com/blog/entrada/ingenieria-de-perforacion-tipos-de-pozos-para-la-explotacion-de-hidrocarburos/>

Villarroel, L. (2014). *Diseño de un fluido de perforación drill-in compuesto por carbonato de calcio para minimizar el daño en formaciones productoras en el campo sachá*. [UCE]. <https://www.dspace.uce.edu.ec/entities/publication/4b9e6523-0030-48e4-b1f9-f170f8905898>

Wikipedia. (2023). *Fluidos de perforación*. Wikipedia. https://en-m-wikipedia-org.translate.google/wiki/Drilling_fluid?_x_tr_sl=en&_x_tr_tl=es&_x_tr_hl=es&_x_tr_pto=tc

Williamson, D. (2013). Fundamentos de los fluidos de perforación. *Oilfield Review*, 25.