

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

Evaluación de parámetros reológicos del fluido de perforación en pozos
direccionales. Caso de estudio Campo Tiputini

PROYECTO DE TITULACIÓN

Previo la obtención del Título de:

Ingeniero en Petróleos

Presentado por:

Cristina Alexandra Viñanzaca Chiquito

GUAYAQUIL - ECUADOR

Año: 2024

DEDICATORIA

Dedico este trabajo, con todo mi amor y gratitud, a mis padres, Julio y Carmen, quienes han sido el soporte incondicional en cada paso de mi vida. Gracias por su amor, su sacrificio, y por enseñarme el valor del esfuerzo y la perseverancia. Sin su apoyo y confianza, este logro no habría sido posible.

A mi esposo, Adrian, por ser mi compañero de vida, por su constante aliento y por estar a mi lado en cada momento de este arduo camino. Su paciencia y comprensión han sido fundamentales para alcanzar esta meta.

También dedico este trabajo a mis hermanos y amigos por ser mi fuente de inspiración y por siempre estar ahí para ofrecerme su apoyo incondicional.

A todos ustedes, gracias por creer en mí.

AGRADECIMIENTOS

Primero, quiero agradecer a DIOS, por haberme dado la fortaleza, la sabiduría y la perseverancia necesarias para llevar a cabo este proyecto. Sin su guía y su luz en mi camino, este logro no hubiera sido posible.

Quiero expresar mi más profundo agradecimiento a mis tutores, quienes fueron un pilar fundamental en la realización de este proyecto. Agradezco sinceramente a Msc. Andrés Guzmán y Msc. Xavier Vargas por su incondicional apoyo, paciencia y orientación a lo largo de este proceso. Sus valiosas sugerencias y conocimientos fueron esenciales para el desarrollo de este trabajo.

A todos aquellos que de alguna manera contribuyeron con su tiempo, conocimiento y palabras de aliento, mi más sincero agradecimiento.

Declaración Expresa

Yo Cristina Alexandra Viñanzaca Chiquito acuerdo y reconozco que:

La titularidad de los derechos patrimoniales de autor (derechos de autor) del proyecto de graduación corresponderá al autor o autores, sin perjuicio de lo cual la ESPOL recibe en este acto una licencia gratuita de plazo indefinido para el uso no comercial y comercial de la obra con facultad de sublicenciar, incluyendo la autorización para su divulgación, así como para la creación y uso de obras derivadas. En el caso de usos comerciales se respetará el porcentaje de participación en beneficios que corresponda a favor del autor o autores.

La titularidad total y exclusiva sobre los derechos patrimoniales de patente de invención, modelo de utilidad, diseño industrial, secreto industrial, software o información no divulgada que corresponda o pueda corresponder respecto de cualquier investigación, desarrollo tecnológico o invención realizada por mí durante el desarrollo del proyecto de graduación, pertenecerán de forma total, exclusiva e indivisible a la ESPOL, sin perjuicio del porcentaje que me corresponda de los beneficios económicos que la ESPOL reciba por la explotación de mi innovación, de ser el caso.

En los casos donde la Oficina de Transferencia de Resultados de Investigación (OTRI) de la ESPOL comunique al autor que existe una innovación potencialmente patentable sobre los resultados del proyecto de graduación, no se realizará publicación o divulgación alguna, sin la autorización expresa y previa de la ESPOL.

Guayaquil, 22 de mayo del 2024.

Cristina Viñanzaca

Cristina Alexandra Viñanzaca Chiquito

EVALUADORES

ANDRES
EDUARDO
GUZMAN
VELASQUEZ

Firmado digitalmente
por ANDRES
EDUARDO GUZMAN
VELASQUEZ
Fecha: 2024.09.09
15:31:03 -05'00'

Msc. Andrés Guzmán

PROFESOR DE LA MATERIA



Firmado electrónicamente por:
XAVIER ERNESTO
VARGAS GUTIERREZ

Msc. Xavier Vargas

PROFESOR TUTOR

RESUMEN

Este proyecto tiene como objetivo analizar y optimizar los parámetros reológicos del fluido de perforación en pozos direccionales del Campo Tiputini, ubicado en la Cuenca Oriente de Ecuador. La investigación busca abordar la falta de estudios específicos sobre estos parámetros, que son cruciales para garantizar la eficiencia y seguridad en las operaciones de perforación.

El estudio se centra en la recolección y análisis de datos petrofísicos y de pruebas de lodo de perforación ya existentes, con el fin de identificar y optimizar los parámetros reológicos que influyen en la operación, como la viscosidad, densidad y capacidad de transporte de recortes. Estos parámetros son esenciales para mantener la estabilidad del pozo, controlar la presión y asegurar un rendimiento óptimo de la perforación, minimizando riesgos y costos operativos.

La investigación identificó que un 31.17% de los pozos requerían optimización adicional, ya que los tiempos de viaje del fluido superaron las 100 horas, lo que indica una posible deficiencia en las propiedades reológicas del fluido. Sin embargo, el 68.83% de los pozos mostró que los parámetros reológicos aplicados fueron adecuados para mantener los tiempos de viaje dentro del rango óptimo, sugiriendo una operación mayoritariamente eficiente.

El estudio constató que es fundamental la optimización continua de los parámetros reológicos del fluido de perforación para mejorar la eficiencia operativa y minimizar los problemas relacionados con la perforación. Además, se recomienda la implementación de programas de monitoreo continuo en el Campo Tiputini para asegurar la eficacia en la perforación y evitar futuros contratiempos operativos.

Palabras claves: parámetros reológicos, fluido de perforación, pozos direccionales, campo Tiputini.

ABSTRACT

This project aims to analyze and optimize the rheological parameters of drilling fluid in directional wells in the Tiputini Field, located in the Oriente Basin of Ecuador. The research seeks to address the lack of specific studies on these parameters, which are crucial to ensuring efficiency and safety in drilling operations.

The study focuses on the collection and analysis of existing petrophysical and drilling mud test data in order to identify and optimize rheological parameters that influence the operation, such as viscosity, density, and cutting carrying capacity. These parameters are essential to maintaining wellbore stability, controlling pressure, and ensuring optimal drilling performance, minimizing risk and operating costs.

The research identified that 31.17% of the wells required further optimization as fluid travel times exceeded 100 hours, indicating a possible deficiency in the fluid's rheological properties. However, 68.83% of the wells showed that the rheological parameters applied were adequate to maintain travel times within the optimal range, suggesting a mostly efficient operation.

The study found that continuous optimization of drilling fluid rheological parameters is essential to improve operational efficiency and minimize drilling-related problems. In addition, the implementation of continuous monitoring programs in the Tiputini Field is recommended to ensure drilling efficiency and avoid future operational setbacks.

Keywords: rheological parameters, drilling fluid, directional wells, Tiputini field.

Contenido

RESUMEN.....	5
ABSTRACT	7
SIMBOLOGIA	10
CAPÍTULO 1.....	11
1. Introducción	11
1.1 Descripción del problema	12
1.2 Justificación de la investigación	12
1.3 Objetivos	12
1.3.1 Objetivo General	12
1.3.2 Objetivos Específicos.....	13
1.4 Marco teórico.....	13
1.4.1 Fluido de perforación.....	13
1.4.2 Parámetros reológicos	15
1.4.3 Pozos direccionales	18
1.4.4 Campo Tiputini.....	18
1.4.5 Antecedentes	19
CAPÍTULO 2.....	21
2. Metodología	21
2.1 Recopilación de datos	23
2.1.1 Recopilación de datos petrofísicos	23
2.1.2 Recopilación de datos de pruebas del lodo	23
2.2 Análisis de datos	23
2.2.1 Datos de las propiedades de las arenas.....	23
2.2.2 Datos de los parámetros reológicos.....	24
2.3 Estimación de parámetros reológicos.....	24
2.3.1 Viscosidad Dinámica.....	25

2.3.2	Estimación de tiempo de viaje	27
CAPITULO 3.....		29
3.	Resultados	29
3.1	Características petrofísicas	29
3.1.1	Arenas del Yacimiento Tiputini.....	29
3.2	Parámetros reológicos óptimos	29
3.2.1	Pozo TPTB- 067	30
3.2.2	Pozo TPTC- 085	30
3.2.3	Pozo TPTC - 0841	30
3.2.4	Pozo TPTD - 063	31
3.2.5	Pozo TPTE - 074H.....	32
3.2.6	Pozo TPTE - 079H.....	32
3.3	Parámetros reológicos optimizados.....	36
4.	Análisis de resultados	39
4.1	Arenas potenciales	39
4.2	Parámetros óptimos	40
4.3	Parámetros optimizados.....	41
CAPITULO 4.....		42
Conclusiones		42
Recomendaciones.....		43
Bibliografía.....		44

SIMBOLOGIA

Q	Caudal
YP	Punto de cedencia
P	Presión
ud	Viscosidad dinámica
up	Viscosidad plástica
t	Tiempo
M3	Metros cúbicos
seg	Segundos
N	Newton
M2	Metros cuadrados
Pa	Pascal
h	Horas
L	Longitud

CAPÍTULO 1

1. INTRODUCCIÓN

La economía de Ecuador ha dependido en gran medida de la industria petrolera desde sus inicios a principios del siglo XX. La introducción de la explotación del petróleo en la región oriental del país en 1918 es un hecho que ha estimulado el progreso económico y social de Ecuador. A pesar de que con el pasar del tiempo la industria ha presentado desafíos, continúa introduciendo nuevas tecnologías para recuperar las reservas. (Mendoza, 2020)

El campo Tiputini está situado en la cuenca Oriente de Ecuador, más concretamente en la provincia de Orellana. La explotación de este campo petrolífero está a cargo de la empresa estatal Petroamazonas EP, como parte del bloque 31. El campo Tiputini se destaca por encontrarse en una región de bosque tropical amazónico, con un clima cálido y húmedo, además de poseer reservas de petróleo crudo moderadamente ligero, con un grado API promedio de 24° y tener unos pozos que alcanzan una profundidad media de 3000 pies. (Petroamazonas, 2020)

Para asegurar la eficiencia y seguridad de las operaciones de perforación en el campo Tiputini, es crucial realizar un detallado análisis de los parámetros reológicos del lodo utilizado en la perforación de pozos direccionales. Esto permitirá optimizar su rendimiento al máximo nivel. La determinación de la capacidad de transporte de los recortes de perforación, el control de la presión del pozo y el mantenimiento de la estabilidad del agujero, son funciones esenciales que se logran a través del análisis de parámetros reológicos como la viscosidad aparente, el límite de fluencia y el índice de comportamiento. (CHONILLO, 2020)

1.1 Descripción del problema

En este proyecto se busca solucionar el problema que existe por la falta de estudios acerca de los parámetros reológicos del fluido de perforación en los pozos direccionales existentes del Campo Tiputini; ya que la evaluación de tales parámetros presenta complicaciones y desafíos debido a las condiciones variables que se presentan durante las operaciones y la geometría no convencional que tienen estos pozos. (Vera, 2021)

Este problema afecta a múltiples empresas e instituciones del sector petrolero, debido a que frecuentemente la falta de información sobre los parámetros reológicos del fluido de perforación puede generar riesgos y mayores costos operativos dentro del proyecto.

1.2 Justificación de la investigación

Es importante analizar y definir los parámetros adecuados para el fluido de perforación usado en el campo con la finalidad de diseñar y mantener el fluido de perforación en rangos óptimos que garanticen la operación de perforación, además de permitirle a los profesionales encargados tomar decisiones informadas en caso de presentarse problemas operativos durante la operación.

Al darle solución a esta problemática, las empresas proveedoras de estos servicios y la empresa nacional petrolera serían las principales beneficiadas. Como resultado de esto, toda la industria del petróleo se beneficiaría debido al amplio uso actual de la técnica de perforación direccional.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo General

Evaluar parámetros reológicos del fluido de perforación en pozos direccionales en el Campo Tiputini, mediante el análisis de datos ya existentes, para la optimización de las operaciones.

1.3.2 Objetivos Específicos

1. Analizar las características petrofísicas de la roca yacimiento, para la identificación de zonas potenciales.
2. Evaluar los resultados reportados de las pruebas realizadas en pozos ya perforados, para la formulación del fluido de perforación.
3. Estimar los parámetros reológicos óptimos del fluido de perforación que influyen en los tiempos de operación.

1.4 Marco teórico

1.4.1 Fluido de perforación

El fluido de perforación es uno de los componentes más importantes a la hora de perforar un pozo petrolero, ya que cumple con diferentes funciones fundamentales como son el transporte de los recortes de la perforación, el control de presión en el pozo, la estabilización de la formación, lubricación de la broca, prevención de daño a la formación. (admin, 2021)

Según el Instituto Americano del Petroleo en su manual de fluidos de perforación describe las funciones del lodo así (Petroleo, 2001):

Transporte de recortes de la perforación: el fluido de perforación se hace circular por el pozo con el fin de que arrastre y transporte hacia la superficie los recortes que se generan durante la perforación.

Control de las presiones de la formación: esta función cumple con el principal objetivo de garantizar la operación de una manera segura. Para controlar la presión de la formación se debe tener una presión hidrostática (presión del lodo) mayor o igual a la presión de la formación, de esta manera aseguramos que los fluidos de la formación no fluyan dentro del pozo durante la perforación.

Para equilibrar las presiones y mantener la estabilidad del agujero se aumenta la densidad del fluido de perforación si aumenta la presión de la formación. Esto se logra agregando barita al fluido para alcanzar una mayor densidad y por ende una mayor presión hidrostática.

Estabilización de la formación: para lograr la estabilidad del agujero se debe llegar a un equilibrio quizás complejo entre las fuerzas mecánicas (la presión de formación generada desde el interior de la tierra, y los esfuerzos tectónicos que actúan sobre el pozo debido a su forma y orientación) y las fuerzas químicas (características del lodo empleado en el proceso de perforación del pozo).

La composición química y propiedades deben ser las correctas para garantizar la estabilidad del pozo hasta que se instale la tubería de revestimiento, la cual lo refuerza. Para compensar las fuerzas mecánicas que afectan al pozo, es necesario mantener el peso del lodo dentro de un rango determinado.

Lubricación y enfriamiento de la broca: mientras se realiza la perforación de un pozo, tanto la barrena como el equipo de perforación experimentan una alta generación de calor debido a las tareas que están ejecutando. Sin embargo, el fluido de perforación contribuye a mantener las temperaturas en condiciones óptimas.

A medida que el fluido de perforación fluye a través del pozo, se encarga de absorber el calor proveniente tanto de la barrena como del equipo utilizado en la tarea de perforar. Esto hace que el calor se aleje de la fuente y se distribuya por todo el pozo.

Por otro lado, el fluido de perforación cumple también la función de enfriar la columna de perforación, evitando que su temperatura sea superior a la del fondo del pozo.

Además de su función de enfriamiento, el fluido de perforación también cumple la tarea de lubricar la columna durante el proceso, disminuyendo más el calor producido por la fricción.

Prevención de daño a la formación: para mantener la producción de petróleo o gas, es fundamental preservar la formación natural al realizar una perforación en un pozo. Cualquier cambio que reduzca la capacidad de la formación para permitir el flujo de fluidos es considerado como daño a la formación, que puede ocurrir debido a dos razones principales: La obturación se produce cuando el lodo o los sólidos de perforación obstruyen los poros naturales, lo que provoca la interrupción del flujo de fluidos y las posibles reacciones químicas y daños mecánicos a la formación, disminuyendo su capacidad para producir líquidos. Para minimizar estos daños se puede utilizar fluidos de perforación diseñados específicamente para disminuir el impacto de un problema particular.

1.4.2 Parámetros reológicos

Los parámetros reológicos son características del fluido que describen el comportamiento del fluido de perforación en diferentes condiciones. Estos parámetros nos ayudarán a entender y comprender como va a fluir o deformarse el fluido expuesto a presión. (José, 2019)

Algunos de los parámetros reológicos importantes son la viscosidad, densidad, punto de corte, viscosidad aparente, geles, tiempo de relajación.

Densidad: La función de la densidad del lodo de perforación es mantener los fluidos contenidos dentro del agujero en el yacimiento durante la perforación, manteniendo así la presión necesaria. Se define como la relación entre su masa y su volumen unitario.

Algunas de las unidades comunes de densidad son libras por galón, libras por pie cúbico, kilogramos por centímetro cúbico y gramos por centímetro cúbico. El más utilizado es el último mencionado. Los lodos de perforación pueden tener una variedad de densidades, desde 1 en adelante. 07 a 2. Con una densidad de 50 gr/cm³, se logra una velocidad óptima de penetración al contrarrestar la presión de formación. El gradiente de presión determina la densidad máxima del lodo, y un aumento en la densidad puede resultar en la fractura de la formación y pérdida del fluido de control.

Viscosidad: es la medida de su resistencia interna al moverse, y está directamente influenciada por la presión y temperatura del depósito. Para definir el comportamiento viscoso de los lodos de perforación, que presentan características de flujos no lineales, se necesitan más términos de viscosidad. Existen dos formas de expresar la viscosidad, en medidas relativas (viscosidad aparente o de embudo) o absolutas (viscosidad plástica, punto cedente y gelatinosidad). Se desea encontrar una viscosidad efectiva para el fluido de perforación que permita obtener una óptima potencia hidráulica, mantener el agujero limpio y lograr que los cortes se desprendan al llegar a la superficie. Además, es necesario asegurarse de que cuente con suficiente gelatinosidad para mantener los cortes en El embudo (viscosímetro Marsh) se utiliza para medir la viscosidad en segundos, siendo de 45 a 75 segundos el rango normal para lodos con base agua y de hasta 160 segundos para lodos con emulsión inversa.

Viscosidad plástica: surge debido a la fricción mecánica entre los sólidos presentes en el lodo y el líquido circundante, así como al esfuerzo cortante del propio líquido, contribuyendo a la resistencia del fluido en movimiento. A medida que se incrementa el porcentaje de sólidos en el sistema, la viscosidad plástica aumenta, lo cual es fundamental para manejar lodos con baja y alta densidad y mejorar la reología para lograr una penetración elevada en la formación.

Viscosidad aparente: se puede definir como la medida de la resistencia que tiene un fluido Newtoniano a fluir en un viscosímetro rotacional, expresada en centipoises, tomando en cuenta los efectos conjuntos de todas las propiedades de flujo del fluido.

Gelatinización: se refiere a la resistencia del gel formado y representa qué tan fuerte es la unión entre las partículas del lodo cuando está en reposo. La tasa de gelatinización se refiere al tiempo que tarda en formarse el gel, siendo baja si el lodo se solidifica lentamente después de estar en reposo y alta si ocurre rápidamente. Un lodo que posee esta propiedad es llamado tixotrópico y su nivel se calcula mediante la medición de la fuerza de gel. Es esencial tener conocimiento de esta propiedad para prevenir dificultades durante el flujo del fluido. La resistencia a la gelatinización debe ser lo suficientemente baja para permitir que se sedimenten arena y recortes, mantener en buen funcionamiento las bombas y una velocidad adecuada de circulación. Además de disminuir el efecto de succión al retirar la tubería.

Punto cedente: La resistencia que un lodo presenta a fluir se debe a las fuerzas electroquímicas de atracción entre las partículas sólidas, causadas por cargas negativas y positivas cercanas a la superficie de dichas partículas. La dependencia de este punto está determinada por las características de los sólidos presentes en el lodo, así como por su concentración volumétrica y la presencia y tipos de iones en la fase líquida. La floculación del lodo puede ser causada por un alto punto cedente debido a la presencia de contaminantes solubles como el calcio y los carbonatos, así como por sólidos arcillosos en las formaciones. Para evitar esto, es necesario utilizar dispersantes para controlar dicha situación. La hidratación y floculación de las arcillas se determinan mediante el punto cedente y los esfuerzos de gelatinización.

Filtrado: Las fugas o pérdidas de agua ocurren cuando el agua se filtra del lodo y entra a la formación. Es importante mantener esto al mínimo para mantener estable el pozo y

proteger la formación. Los filtros se pueden dividir en dos tipos: estáticos, que ocurren cuando el fluido está quieto, y dinámicos, que ocurren cuando el lodo se mueve a lo largo de la superficie del filtro. Controlar la filtración estática es como evitar que un pastel se vuelva demasiado espeso, mientras que controlar la filtración dinámica es como asegurarnos de que no perdemos demasiado pastel mientras lo preparamos. La temperatura, el tamaño y el tipo de partículas en el lodo y la presión influyen en la cantidad de agua que se pierde del fluido de perforación.

Esto afecta la velocidad a la que se mueve la perforadora y la cantidad de gas en el lodo.

(Martínez, 2012)

1.4.3 Pozos direccionales

Los fundamentos de la perforación direccional se establecen por la capacidad de oponer estos sistemas, al menos en alguna medida. La perforación direccional es la desviación intencional de un pozo de su trayectoria de pozo vertical natural. Esto se logra mediante el uso de cuñas, configuraciones de fondo de pozo, herramientas de medición de trayectoria, motores de fondo y otros componentes especializados utilizados en conjunción para desviar el trazo del eje original de un pozo. Los perforadores de pozos mantienen y controlan continuamente varios valores clave, como la velocidad de rotación y el peso de la barrena, para modificar y desviar la trayectoria del eje de una barrena de su posición original. (Madrid, 2016)

1.4.4 Campo Tiputini

En la cuenca petrolera del Oriente ecuatoriano se encuentra el campo de petróleo Tiputini, situado en el área del Yasuní. Este campo es parte del sistema estructural Yasuní, el cual se distingue por ser un sistema transpresional relacionado con la falla regional Ishpingo-Tambococha-Tiputini-Imuya de orientación NNE-SSO.

Dentro del área de Tiputini, se encuentran formaciones anticlinales en dirección Norte-Sur que están influidas por una falla inversa también orientada en la misma dirección geológica. La región abarcada por el eje estructural se extiende desde el norte hasta el sur oriente de la cuenca.

Las arenas petrolíferas y el bitumen del campo Tiputini albergan grandes cantidades de petróleo extremadamente denso con una gravedad API de 21.7 grados. (Marco Rivadeneira, 2019)

1.4.5 Antecedentes

- ✓ ANÁLISIS REOLÓGICO PARA PREDECIR Y MEJORAR EL COMPORTAMIENTO HIDRÁULICO DURANTE LA PERFORACIÓN DE UN POZO (Camilo Andrés Cárdenas Medina, 2013)

En este estudio se pretende marcar la diferencia entre lo que predecimos y lo que realmente sucede en un pozo más pequeño comparando diferentes modelos que explican cómo se mueven los fluidos. El objetivo del estudio es encontrar el mejor modelo que describa cómo fluye el agua en el pozo, para que podamos hacer la simulación más precisa y útil. El artículo compara diferentes modelos que nos ayudan a comprender cómo se comportan los materiales, como el modelo de la Ley de Potencias, el modelo de Bingham Plastic, el modelo de Casson, el modelo de Herschel-Bulkley y el modelo de Robertson-Stiff.

El estudio encontró que los modelos de Herschel-Bulkley y Robertson-Stiff funcionan bien para la mayoría de los experimentos, pero que el uso de un enfoque regional o segmentado puede conducir a predicciones inexactas de las pérdidas de presión.

- ✓ ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN DE LOS POZOS DEL CAMPO TAMBOCOCHA. (Sandoya, 2023)

El propósito de este ensayo fue ver cómo los fluidos de perforación se comportan con respecto a los pozos de Tambococha, considerando que tiene sus propias características y propiedades. Los fluidos de perforación son necesarios para los pozos perforados, ya que han realizado funciones muy importantes que han mejorado notablemente las operaciones. Por lo tanto, es importante comprender los conceptos y aplicaciones básicos de los fluidos de perforación para diferentes situaciones. A medida que los pozos se ponen más profundos y las secciones son más extremas, aumenta la importancia de los fluidos de perforación, ya que cada sección tiene su capacidad y se enfrenta a problemas y necesidades específicos diferentes. Las recomendaciones para cada sección se describen como el uso de píldoras de limpieza para cualquier sección.

CAPÍTULO 2

2. METODOLOGÍA

Para llevar a cabo este proyecto, se realizó una investigación aplicada y descriptiva. La investigación aplicada se centra en resolver problemas prácticos y aplicar teorías y técnicas existentes para abordar problemas específicos. En este proyecto, la investigación aplicada consistió en:

- Análisis de datos: examinar la información existente sobre la formación rocosa y las pruebas realizadas en pozos perforados previamente con el fin de identificar patrones y tendencias que ayuden a estimar los parámetros reológicos del fluido utilizado en la perforación.
- Modelado y simulación: utilizar modelos y simulaciones para estimar los parámetros reológicos del fluido de perforación y evaluar su impacto en los tiempos de operación.

Por otro lado, la investigación descriptiva se enfoca en describir y analizar fenómenos y procesos naturales. En este proyecto, la investigación descriptiva se usó para:

- Caracterización petrofísica: analizar las propiedades petrofísicas de la formación rocosa con el objetivo de identificar áreas potenciales de perforación y evaluar la resistencia de dicha formación.
- Análisis de pruebas: revisar los resultados obtenidos en pruebas realizadas en pozos ya perforados para determinar tanto la resistencia como el comportamiento del fluido utilizado durante la perforación.

Para la investigación aplicada y descriptiva, los métodos de investigación son, además, los siguientes:

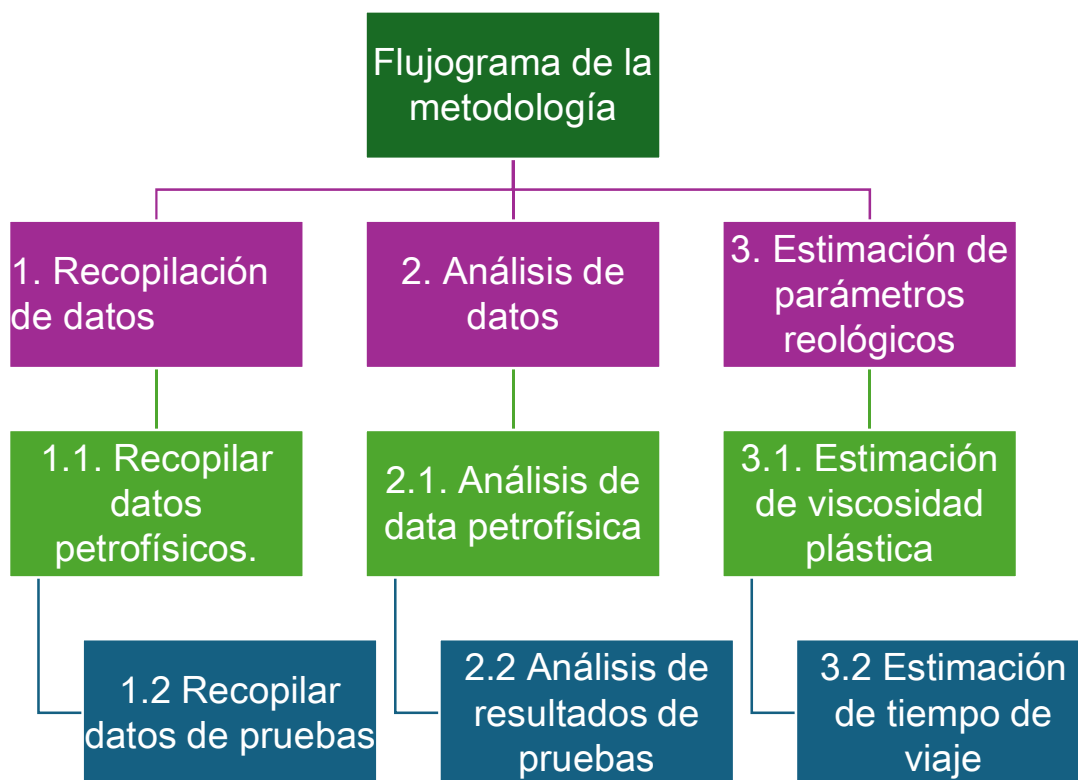
Análisis de datos: uso de software de análisis de datos para evaluar y visualizar los datos recopilados.

Modelado y simulación: uso de varios modelos matemáticos para estimar los parámetros reológicos del fluido de perforación y evaluar su impacto en la duración de la operación.

Análisis de la estadística: utilización de técnicas estadísticas básicas para el análisis y visualización de los datos recopilados.

Revisión de literatura: revisión de libros para recopilar datos sobre teorías y técnicas existentes relacionadas con la evaluación de los parámetros reológicos del fluido de perforación.

A continuación, se muestra el flujo de trabajo que ese siguió en el desarrollo de este proyecto:



2.1 Recopilación de datos

2.1.1 Recopilación de datos petrofísicos

Para el análisis de las características petrofísicas de la roca yacimiento del campo Tiputini, los datos para identificar áreas con potencial se obtuvieron a través de una extensa investigación bibliográfica.

En esta revisión se tomaron en cuenta estudios anteriores, papers científicos, informes técnicos y publicaciones especializadas que abordan la geología y petrofísica de esa región. Mediante esta estrategia, se pudo recopilar información exhaustiva sobre los registros de pozos, análisis de muestras del subsuelo y modelos de saturación y permeabilidad, lo que facilitó una comprensión completa del comportamiento del depósito.

2.1.2 Recopilación de datos de pruebas del lodo

Para tener acceso a los resultados obtenidos de pruebas realizadas en el lodo de perforación y los parámetros reológicos que este posee, con el aval de la universidad mediante una solicitud formal a la empresa nacional petrolera EP Petroecuador se solicitó toda la información necesaria.

La participación conjunta con EP Petroecuador resultó crucial para obtener datos técnicos detallados acerca de la viscosidad, densidad y flujo del lodo. Estos elementos fueron fundamentales para comprender las condiciones de perforación y su influencia en la integridad y productividad del depósito petrolífero.

2.2 Análisis de datos

2.2.1 Datos de las propiedades de las arenas

Las areniscas "T" y "U" se depositaron sobre una superficie erosional que marca una caída eustática, con desplazamiento de la línea de paleocosta hacia el oeste. Tienen

excelentes propiedades petrofísicas, con espesores generalmente mayores al cierre estructural, lo que condiciona la existencia de un empuje de fondo.

La arenisca "T" tiene un depocentro ubicado al sureste de la cuenca, con un eje este-sureste a oeste-noroeste. La arenisca "U" tiene un eje deposicional este-oeste, de forma lobular, extendiéndose en la parte media-central y norte del "Play" Oriental.

Ambas areniscas disminuyen su espesor hacia el oeste, pasando a litofacies glauconíticas.

La arenisca "M1" se desarrolla casi exclusivamente en el "Play" Oriental, con su depocentro al sureste y centro-este. Su calidad como reservorio está relacionada directamente con la energía del medio deposicional y la posición dentro de las secuencias. (Baby, 2004)

2.2.2 Datos de los parámetros reológicos

En este análisis, evaluaremos los parámetros reológicos del lodo de perforación y cómo estos han influido en la eficiencia del tiempo de viaje del lodo. Los parámetros reológicos, como la viscosidad y el límite de fluencia, son cruciales para determinar el comportamiento del lodo bajo condiciones de perforación. Al optimizar estos parámetros, se puede mejorar la capacidad del lodo para transportar recortes de perforación, mantener la estabilidad del pozo y minimizar los problemas operacionales. Este estudio se centrará en identificar las correlaciones entre las propiedades reológicas del lodo y la reducción del tiempo de viaje, proporcionando una visión integral de cómo una gestión adecuada del lodo puede contribuir a operaciones de perforación más eficientes y económicas.

2.3 Estimación de parámetros reológicos

A fin de calcular los parámetros reológicos óptimos, se tuvieron como referencia estos modelos matemáticos para evaluar la influencia de cada uno en la resistencia del fluido

al flujo y, consecuentemente, el tiempo necesario para su desplazamiento. Gracias al uso de estos modelos, se logró identificar las condiciones óptimas en las que el flujo del fluido de perforación presenta menor resistencia, lo cual permitió mejorar tanto el tiempo empleado para recorrer el pozo como la eficiencia general del proceso de perforación. (Comportamiento reológico decodificando la compleja dinámica de flujo del lodo de perforación, 2024)

2.3.1 Viscosidad Dinámica

La viscosidad dinámica (μ) se refiere a la resistencia del fluido a fluir cuando se aplica una fuerza constante. Un fluido con una viscosidad dinámica alta tendrá un tiempo de viaje más prolongado debido a la mayor resistencia a fluir. La viscosidad dinámica se calcula utilizando la siguiente fórmula:

$$t = \frac{F}{A} = \mu \left(\frac{dv}{dy} \right)$$

El esfuerzo cortante es: $F/A = \tau$ (Newton/m²)

El término (dv/dy) se denomina diferencial de velocidad de corte o de cizallamiento respecto al diferencial del espesor del fluido.

El factor de proporcionalidad es la viscosidad dinámica: μ .

2.3.2 Viscosidad Cinemática

La viscosidad cinemática (μ_c) se refiere a la resistencia del fluido a fluir cuando se aplica una fuerza variable. Un fluido con una viscosidad cinemática alta tendrá un tiempo de viaje más prolongado debido a la mayor resistencia a fluir. La viscosidad cinemática se calcula utilizando la siguiente fórmula:

$$\mu = \frac{\Delta P * A}{\Delta L * Q * \rho}$$

Donde ΔP es el diferencial de la presión, A es el área de la tubería, ΔL es la longitud del pozo y Q es la tasa de flujo y ρ es la densidad del fluido.

2.3.3 Límite Elástico

El límite elástico (σ_e) se refiere a la tensión mínima necesaria para iniciar el flujo del fluido. Un fluido con un límite elástico alto tendrá un tiempo de viaje más prolongado debido a la mayor resistencia a fluir. El límite elástico se calcula utilizando la siguiente fórmula:

$$\sigma_e = \frac{\Delta P * A}{\Delta L}$$

Donde ΔP es el diferencial de la presión, A es el área de la tubería y ΔL es la longitud del pozo.

2.3.4 Viscosidad Plástica

La viscosidad plástica (μ_p) se refiere a la resistencia del fluido a fluir cuando se aplica una fuerza constante. Un fluido con una viscosidad plástica alta tendrá un tiempo de viaje más prolongado debido a la mayor resistencia a fluir. La viscosidad plástica se calcula utilizando la siguiente fórmula:

$$\mu = \frac{\Delta P * A}{\Delta L * Q}$$

Donde ΔP es el diferencial de la presión, A es el área de la tubería, ΔL es la longitud del pozo y Q es la tasa de flujo.

2.3.5 Estimación de tiempo de viaje

Para la estimación del tiempo de viaje del fluido se tuvo en cuenta que las fórmulas dependen del modelo reológico utilizado. A continuación, se presentan algunos modelos: (Ortega, 2018)

2.3.5.1 *Modelo de Bingham*

El modelo de Bingham describe el comportamiento reológico de fluidos que exhiben una viscosidad plástica y una viscosidad dinámica. La fórmula para calcular el tiempo de viaje es:

$$t = \frac{\Delta L}{Q} \left(\frac{\sigma_e}{\mu_p} + \frac{\Delta P}{\mu_d} \right)$$

Donde:

ΔL es la longitud del pozo.

Q es la tasa de flujo.

σ_e es el esfuerzo de cedencia.

μ_p es la viscosidad plástica.

μ_d es la viscosidad dinámica.

ΔP es la presión diferencial.

2.3.5.2 *Modelo de Ley de Potencias*

El modelo de Ley de Potencias describe el comportamiento reológico de fluidos que exhiben una viscosidad que varía con la tasa de flujo. La fórmula para calcular el tiempo de viaje es:

$$t = \frac{\Delta L}{Q} \left(\frac{1}{n} + \frac{\Delta P}{k} \right)$$

Donde:

ΔL es la longitud del pozo.

Q es la tasa de flujo.

n es el índice de comportamiento.

k es el índice de consistencia.

ΔP es la presión diferencial.

2.3.5.3 Modelo de Herschel-Bulkley

El modelo de Herschel-Bulkley describe el comportamiento reológico de fluidos que exhiben una viscosidad plástica y una viscosidad dinámica. La fórmula para calcular el tiempo de viaje es:

$$t = \frac{\Delta L}{Q} \left(\frac{\sigma_e}{\mu_p} + \frac{\Delta P}{\mu_d} + \frac{\Delta P}{\mu_p} \right)$$

Donde:

ΔL es la longitud del pozo.

Q es la tasa de flujo.

σ_e es el esfuerzo de cedencia.

μ_p es la viscosidad plástica.

μ_d es la viscosidad dinámica.

ΔP es la presión diferencial.

CAPITULO 3

3. RESULTADOS

3.1 Características petrofísicas

3.1.1 Arenas del Yacimiento Tiputini

3.1.1.1 Arena M1

Alta porosidad y permeabilidad, lo que permite una buena capacidad de almacenamiento y flujo de crudo.

Formada por areniscas muy limpias con pocas intercalaciones lutíticas.

Contiene crudo pesado con un grado API entre 12 y 16, lo que indica una alta viscosidad.

3.1.1.2 Arena U

Buena porosidad y permeabilidad, aunque inferior a la de M1.

Compuesta por areniscas con intercalaciones lutíticas delgadas.

Similar a M1, con crudo pesado, pero con características que permiten un ambiente de deposición más variado, incluyendo condiciones fluviales y transicionales.

3.1.1.3 Arena T

Menor capacidad de producción en comparación con M1 y U.

Presenta intercalaciones lutíticas que afectan su calidad.

Crudo menos denso, lo que puede influir en su recuperación.

3.1.1.4 Arena Basal Tena (M2)

Compuesta por intercalaciones lutíticas y areniscas cuarzosas de grano grueso a medio.

Menor calidad de yacimiento, con menos capacidad de almacenamiento.

Contiene hidrocarburo residual, lo que indica que no es un reservorio principal.

3.1.1.5 Arena Hollín

Presente de manera marginal, con características similares a las de M2.

También presenta crudo pesado, aunque su contribución a la producción es limitada.

3.2 Parámetros reológicos óptimos

A continuación, se muestra la tabla de datos de los parámetros reológicos del fluido de perforación usado en los pozos del campo Tiputini:

3.2.1 Pozo TPTB- 067

Pozo		Propiedades								
		Profundidad MD	Formación	Densidad	Viscosidad	Filtrado	PV	YP	MBT	PH
		pie	pie	lpg	sec/qt	cm3/30 min	cP	lb/100 pie2	lb/bbl-equiv	
Pozo TPTB- 067	Hoyo 16"	0	Cuaternario	8,4	28	n/c	TBP	5 a 12	n/c	7 a 8
		500	Casing 13 3/8	8,6	28-30	n/c	TBP	5 a 12	n/c	7 a 9
	Hoyo 12,25"	3028	Chalcana	9,7	28-32	n/c	4 a 8	6 a 12	n/c	7 a 9
		3028	Orteguaza	9,8	28-33	<=8	15-20	25-30	TBP	7 a 9
		3989	Tiyuyacu	10,1	28-33	<15	12 a 18	13-18	<17,5	9 a 10
		4611	Tena	10,3	31-33	<15	12 a 18	16-20	<17,5	9 a 10
		5100	Casing 9 5/8"	10,4	33-35	<15	15 a 22	20-22	<20	9 a 10
	Hoyo 8,5"	5165	Tope Napo M1	9	50-60	<5	14-19	26-30	<5	9 a 10
		5372	Base napo M1	9	50-60	<5	14-19	26-30	<5	9 a 10
		5669	Tope Napo U	9,1	55-65	<5	16-20	28-33	<5	9 a 10
		5861	Tope Napo T	9,1	55-65	<5	16-20	28-33	<5	9 a 10
		6087	Napo Basal	9,1	55-65	<5	16-20	28-33	<5	9 a 10
		6098	Precretacico EOC	9,1	55-65	<5	16-20	28-33	<5	9 a 10
		6247	Liner 7" EOC	9,1	55-65	<5	16-20	28-33	<5	9 a 10

Tabla 3.1: Datos pozo TPTB-067

3.2.2 Pozo TPTC-

085

		Propiedades								
		Profundidad MD	Formación	Densidad	Viscosidad	Filtrado	PV	YP	MBT	PH
		pie	pie	lpg	sec/qt	cm3/30 min	cP	lb/100 pie2	lb/bbl-equiv	
Pozo TPTC- 085	Hoyo de 16"			0,4	27-30		3 a 8	3 a 10	n/c	7 a 8
	Hoyo de 12,25"			8,8	27		2	3	n/c	7
				9,6	32		8	10	n/c	9
	Hoyo de 8,5"			9	40		15	25	0	9
				9,1	65		25	35	5	10

Tabla 3.2: Datos pozo TPTC-085

3.2.3 Pozo TPTC - 0841

		Propiedades								
		Profundidad MD	Formación	Densidad	Viscosidad	Filtrado	PV	YP	MBT	PH
		pie	pie	lpg	sec/qt	cm3/30 min	cP	lb/100 pie2	lb/bbl-equiv	
				8,6	27		2	2	n/c	7

Pozo TPTC - 0841	Hoyo de 16"			8,8	35		5	10	n/c	8
	Hoyo de 12,25"	2779	Orteguaza	10,2	35-50	<7	10 a 25	22-30	<10	7,5 - 9,0
		3859	Tiyuyacu	10,2	35-50	<7	10 a 25	22-30	<15	7,5 - 9,0
		4702	Tena	10,2	35-50	<7	10 a 25	22-30	<20	7,5 - 9,0
		5308	M1	10,2	40-60	<5,5	10 a 25	22-30	<20	7,5 - 9,0
		5600	Casing 9 5/8"	10,2	40-60	<5,5	15-28	22-35	<25	7,5 - 9,0
	Hoyo de 8,5 "	5650	Napo M2	8,9	35-50	<5	12 a 19	20-35	<5	8,5 -9,5
		5864	Tope Napo U	9	35-50	<5	12 a 19	20-35	<5	8,5 - 9,5
		6126	Tope Napo T	9	35-50	<5	12 a 19	20-35	<5	8,5 -9,5
		6412	Napo Basal	9	35-50	<5	12 a 19	20-35	<5	8,5 - 9,5
		6436	Precretacico	9,1	35-50	<5	12 a 19	20-35	<5	8,5 - 9,5
		6536	TD (Liner 7")	9,1	35-50	<5	12 a 19	20-35	<5	8,5 - 9,5

Tabla 3.3: Datos pozo TPTC-0841

3.2.4 Pozo TPTD - 063

		Propiedades								
		Profundidad MD	Formación	Densidad	Viscosidad	Filtrado	PV	YP	MBT	PH
		pie	pie	lpg	sec/qt	cm3/30 min	cP	lb/100 pie2	lb/bbl-equiv	
Pozo TPTD - 063	Hoyo de 26"	500	Cuaternario	8,4	30-32		TBP	4 a 5		7 a 8
		400	Cuaternario	8,7	32-35		TBP	5 a 10		7 a 8
	Hoyo de 16"	400	Cuaternario	8,7	30-34		TBP	4 a 5	n/c	7 a 8
		1500	Cuaternario	9,3	28-31		TBP	6 a 8	n/c	7 a 8
		2851	Chalcana	9,7	28-31		4 a 8	5 a 12	TBP	7 a 8
		3051	Orteguaza	10,2	30-35	<10	8 a 12	8 a 12	TBP	7 a 8
		5137	Tiyuyacu	10,5	30-35	<10	10 a 15	10 a 15	TBP	7 a 8
		5186	Casing 13 3/8	10,7	35-45	<10	15-20	15 a 20	TBP	7 a 8
		5137	Tiyuyacu	9,6	30-35	<8	10 a 14	12 a 15	<10	9 a 10
	Hoyo de 12,25 "	6466	Tena	9,8	35-40	<8	10 a 14	12 a 15	<15	9 a 10
		7512	Casing 9 5/8"	10	38-45	<8	1a a 14	15 - 20	<20	9 a 10
		7563	Tpe Napo M1	9	50-60	<5	14-19	26-30	<5	9 a 10
	Hoyo de 8,5 "	7916	Base napo M1	9,1	55-65	<5	16-20	28-30	<5	9 a 10
		8166	Liner 7"	9,2	55-65	<5	16-20	28-30	<5	9 a 10

Tabla 3.4: Datos pozos TPTD-063

3.2.5 Pozo TPTE - 074H

		Propiedades								
		Profundidad MD	Formación	Densidad	Viscosidad	Filtrado	PV	YP	MBT	PH
		pie	pie	lpg	sec/qt	cm3/30 min	cP	lb/100 pie2	lb/bbl-equiv	
Pozo TPTE - 074H	Hoyo de 16"			8,4	27		3	3		8
				9,8	35		10	15		10
			Orteguaza	9,8	40	6	10	15	2,5	8
				10,6	60	8	22	35	20	10
	Hoyo de 12,25"			9,8	40	6	10	15	10	8
				10,4	60	8	22	30	20	10
	Hoyo de 8,5"			9	50	4	20	25	0	8,5
				9,1	70	5	35	35	5	10

Tabla 5: Datos pozo TPTE-074H

3.2.6 Pozo TPTE - 079H

		Propiedades								
		Profundidad MD	Formación	Densidad	Viscosidad	Filtrado	PV	YP	MBT	PH
		pie	pie	lpg	sec/qt	cm3/30 min	cP	lb/100 pie2	lb/bbl-equiv	
Pozo TPTE - 079H	Hoyo de 16"			8,4	27		3	3		8
				9,8	35		10	15		11
	Hoyo de 12,25"			5,8	40	8	10	15	2,5	8
				10,4	55	10	24	25	20	10
	Hoyo de 8,5"			9	50	4	20	25	0	8,5
				9,1	75	5	28	30	5	10

Tabla 3.6: Datos pozo TPTE-079H

A continuación, se muestran los resultados obtenidos del cálculo de tiempo de viaje con el modelo de Bingham:

Para esto tomemos en cuenta que los valores sombreados con verde son los valores que se consideran óptimos tomando como referencia el valor de tiempo de viaje de 100 horas.

El tiempo de viaje óptimo para asegurar que un fluido de perforación tiene las propiedades adecuadas puede variar dependiendo de varios factores, incluyendo la formulación del fluido y las condiciones específicas del pozo. Sin embargo, se menciona un tiempo de hinchamiento de aproximadamente 75 horas como un período típico para evaluar el rendimiento del fluido durante la perforación de secciones específicas. (Cortez)

		Profundidad	Q	YP	P	ud	up	t (Bigham)
		m	m3/seg	N/m2	N/m2	N/m2	Pa*seg	h
Pozo TPTB-067	Hoyo 16 "	0	0,005047 2	40698,25 5	344738	295926 4	##### #	#¡VALOR!
		152,4	0,031545	40698,25 5	241316 6	306495 2	##### #	#¡VALOR!
	Hoyo 12,25"	922,9344	0,075708	43092,27	1,8E+07	317064 0	0,006	24,3206413 3
		922,9344	0,075708	131670,8 3	1,9E+07	322348 4	0,0175	25,4787673 4
		1215,8472	0,075708	74214,46 5	2E+07	322348 4	0,015	22,0715366 9
		1405,4328	0,075708	86184,54	2,5E+07	338201 6	0,015	29,6281458 8
		1554,48	0,075708	100548,6 3	2,5E+07	359339 2	0,0185	30,9988693 3
	Hoyo 8,5"	1574,292	0,023974 2	134064,8 4	689476 0	581284 0	0,0165	148,207327 9
		1637,3856	0,028390 5	134064,8 4	1,1E+07	581284 0	0,0165	130,168672 6
		1727,9112	0,025236 2	146034,9 2	1,1E+07	634128 0	0,018	154,305956 3
		1786,4328	0,028390 5	146034,9 2	1E+07	634128 0	0,018	141,806267 7
		1855,3176	0,028390 5	146034,9 2	1E+07	634128 0	0,018	147,274313 5
		1858,6704	0,028390 5	146034,9 2	1E+07	634128 0	0,018	147,540457 3
		1904,0856	0,028390 5	146034,9 2	1E+07	634128 0	0,018	151,145496 3

Tabla 3.7: Resultados pozo TPTB-067

		Profundidad	Q	YP	P	ud	up	t (Bigham)
			m3/seg	N/m2	N/m2		Pa*seg	horas
	Hoyo de 16"	170,3832	0,007570 8	31122,19 5	344738	301210 8	0,0055	35,3744776 1

Pozo TPTC - 085	Hoyo de 12,25"	227,9904	0,050472	14364,09	448159 4	285357 6	0,002	9,01180451 2
		1355,7504	0,072553 5	47880,3	2,1E+0 7	338201 6	0,008	31,0660621 8
	Hoyo de 8,5"	1369,7712	0,028390 5	119700,7 5	723949 8	422752 0	0,015	106,949361 1
		1490,7768	0,025236	167581,0 5	758423 6	686972 0	0,025	109,995413 3

Tabla 3.8: Resultados pozo TPTC-085

		Profundidad	Q	YP	P	ud	up	t (Bigham)
			m3/seg	N/m2	N/m2		Pa*seg	horas
Pozo TPTC - 0841	Hoyo de 16"	79,248	0,009463 5	9576,06	103421 4	285357 6	0,002	11,1375821 2
		179,5272	0,031545	47880,3	275790 4	369908 0	0,005	15,1385443 4
	Hoyo de 12,25"	847,0392	0,059935 5	124488,7 8	792897 4	449174 0	0,0175	27,9260265 1
		1176,2232	0,069399	124488,7 8	1,7E+0 7	449174 0	0,0175	33,4908688 8
		1433,1696	0,069399	124488,7 8	1,6E+0 7	449174 0	0,0175	40,8069613 3
		1617,8784	0,062459 1	124488,7 8	1,7E+0 7	528440 0	0,0175	51,1846829 8
		1706,88	0,069399	136458,8 6	2,3E+0 7	528440 0	0,0215	43,3621526 4
	Hoyo de 8,5"	1722,12	0,028390 5	131670,8 3	1,1E+0 7	449174 0	0,0155	143,135004 6
		1787,3472	0,028390 5	131670,8 3	1,1E+0 7	449174 0	0,0155	148,556401 2
		1867,2048	0,028390 5	131670,8 3	1,4E+0 7	449174 0	0,0155	155,193821 4
		1954,3776	0,028390 5	131670,8 3	1,4E+0 7	449174 0	0,0155	162,439239 8
		1961,6928	0,028390 5	131670,8 3	1,4E+0 7	449174 0	0,0155	163,047246 9
		1992,1728	0,028390 5	131670,8 3	1,4E+0 7	449174 0	0,0155	165,58061

Tabla 3.9: Resultados pozo TPTC-0841

		Profundidad	Q	YP	P	ud	up	t (Bigham)
		m	m3/seg	N/m2	N/m2		Pa*seg	horas
Pozo TPT	Hoyo de 26"	152,4						
		121,92						

D - 063	Hoyo de 16"	121,92	0,022081 5	21546,13 5	103421 4	338201 6	##### #	#¡VALOR!
		457,2	0,066244 5	33516,21	1E+07	311779 6	##### #	#¡VALOR!
		868,9848	0,075708	40698,25 5	1,5E+0 7	311779 6	0,006	21,6268241 2
		929,9448	0,072553 5	47880,3	1,5E+0 7	343486 0	0,01	17,0472199 7
		1565,7576	0,074446 2	59850,37 5	1,8E+0 7	343486 0	0,0125	27,9728578 4
		1580,6928	0,074446 2	83790,52 5	1,8E+0 7	422752 0	0,0175	28,2396750 2
	Hoyo de 12,25 "	1580,9976	0,066244 5	64638,40 5	1,4E+0 7	343486 0	0,012	35,7098965 8
		1970,8368	0,073815 3	64638,40 5	2E+07	396330 0	0,012	39,9495193 1
		2289,6576	0,073815 3	83790,52 5	2E+07	438605 2	0,012	60,1638474
	Hoyo de 8,5 "	2305,2024	0,031545	134064,8 4	1,2E+0 7	581284 0	0,0165	164,932821 4
		2412,7968	0,026497 8	138852,8 7	1,1E+0 7	634128 0	0,018	195,115099 7
		2488,9968	0,026497 8	138852,8 7	1,1E+0 7	634128 0	0,018	201,277148 1

Tabla 3.10: Resultados pozo TPTD-063

		Profundida	Q	YP	P	ud	up	t (Bigham)
			m3/seg	N/m2	N/m2		Pa*seg	horas
Pozo TPT E - 074H	Hoyo de 16"	107,2896	0,020188 8	14364,09	186158 5	285357 6	0,003	7,06808138 8
		244,4496	0,056781	71820,45	1,2E+07	369908 0	0,01	8,58879265
		345,948	0,059935 5	71820,45	1,4E+07	422752 0	0,01	11,5152271 7
		460,248	0,06309	167581,0 5	1,3E+07	634128 0	0,022	15,4358741 5
	Hoyo de 12,25"	776,3256	0,066244 5	71820,45	1,4E+07	422752 0	0,01	23,3797525
		1191,768	0,072553 5	143640,9	1,4E+07	634128 0	0,022	29,7910927
	Hoyo de 8,5"	1788,5664	0,028390 5	119700,7 5	751528 8	528440 0	0,02	104,736125 7
		2094,8904	0,028390 5	167581,0 5	827371 2	739816 0	0,035	98,1392487

Tabla 3.11: Resultados pozo TPTE-074H

		Profundida	Q	YP	P	ud	up	t (Bigham)
			m3/seg	N/m2	N/m2		Pa*seg	horas
Pozo TPT E - 079H	Hoyo de 16"	81,3816	0,0164034	14364,09	1034214	2853576	0,003	6,598523134
		274,0152	0,050472	71820,45	8963188	3699080	0,01	10,83103371
	Hoyo de 12,25"	292,608	0,069399	71820,45	1,7E+07	4227520	0,01	8,411604429
		1182,3192	0,069399	119700,75	1,8E+07	5812840	0,024	23,60287614
	Hoyo de 8,5"	1324,356	0,075708	119700,75	1,6E+07	5284400	0,02	29,08222018
		1417,6248	0,075708	143640,9	1,6E+07	7926600	0,028	26,68316143

Tabla 3.12: Resultados pozo TPTE-079H

3.3 Parámetros reológicos optimizados

		Profundida	Q	YP	P	ud	up	t (Bigham)	up optimizado	t optimizado
		m	m3/seg	N/m2	N/m2	N/m2	Pa*s eg	h	Pa*seg	h
Pozo TPTB-067	Hoyo 16 "	0	0,0050472	40698,255	344738	2959264	#### #	#i VALOR!		
		152,4	0,031545	40698,255	2413166	3064952	#### #	#i VALOR!		
	Hoyo 12,25 "	922,9344	0,075708	43092,27	1,8E+07	3170640	0,006	24,32064133		
		922,9344	0,075708	131670,83	1,9E+07	3223484	0,018	25,47876734		
		1215,8472	0,075708	74214,465	2E+07	3223484	0,015	22,07153669		
		1405,4328	0,075708	86184,54	2,5E+07	3382016	0,015	29,62814588		
		1554,48	0,075708	100548,63	2,5E+07	3593392	0,019	30,99886933		
		1574,292	0,0239742	134064,84	6894760	5812840	0,017	148,2073279	0,055	44,462214
	Hoyo 8,5"	1637,3856	0,0283905	134064,84	1,1E+07	5812840	0,017	130,1686726	0,055	39,050623
		1727,9112	0,025236	146034,92	1,1E+07	6341280	0,018	154,3059563	0,045	61,722402
		1786,4328	0,0283905	146034,92	1E+07	6341280	0,018	141,8062677	0,045	56,722524
		1855,3176	0,0283905	146034,92	1E+07	6341280	0,018	147,2743135	0,045	58,909743
		1858,6704	0,0283905	146034,92	1E+07	6341280	0,018	147,5404573	0,045	59,016201

	1904,0856	0,028390 5	146034,9 2	1E+07	6341280	0,018	151,145496 3	0,045	60,45821 7
--	-----------	---------------	---------------	-------	---------	-------	-----------------	-------	---------------

Tabla 3.13: Result. optimizados TPTB-067

		Profundidad	Q	YP	P	ud	up	t (Bigham)	up optimizado	t optimizado
			m3/seg	N/m2	N/m2		Pa*seg	horas	Pa*seg	h
Pozo TPTC-085	Hoyo de 16"	170,3832	0,0075708	31122,195	344738	3012108	0,006	35,37448		
	Hoyo de 12,25"	227,9904	0,050472	14364,09	4E+06	2853576	0,002	9,011805		
		1355,7504	0,0725535	47880,3	2E+07	3382016	0,008	31,06606		
	Hoyo de 8,5 "	1369,7712	0,0283905	119700,75	7E+06	4227520	0,015	106,9494	0,025	64,17
		1490,7768	0,025236	167581,05	8E+06	6869720	0,025	109,9954	0,035	78,568

Tabla 3.: 14Result. optimizados TPTC-085

		Profundidad	Q	YP	P	ud	up	t (Bigham)	up optimizado	t optimizado
			m3/seg	N/m2	N/m2		Pa*seg	horas	Pa*seg	h
Pozo TPTC-0841	Hoyo de 16"	79,248	0,009463 5	9576,06	1E+06	2853576	0,002	11,1375 8		
		179,5272	0,031545	47880,3	3E+06	3699080	0,005	15,1385 4		
	Hoyo de 12,25"	847,0392	0,059935 5	124488,7 8	8E+06	4491740	0,018	27,9260 3		
		1176,2232	0,069399	124488,7 8	2E+07	4491740	0,018	33,4908 7		
		1433,1696	0,069399	124488,7 8	2E+07	4491740	0,018	40,8069 6		
		1617,8784	0,062459 1	124488,7 8	2E+07	5284400	0,018	51,1846 8		
		1706,88	0,069399	136458,8 6	2E+07	5284400	0,022	43,3621 5		
	Hoyo de 8,5 "	1722,12	0,028390 5	131670,8 3	1E+07	4491740	0,016	143,135	0,026	87,004
		1787,3472	0,028390 5	131670,8 3	1E+07	4491740	0,016	148,556 4	0,026	90,299
		1867,2048	0,028390 5	131670,8 3	1E+07	4491740	0,016	155,193 8	0,026	94,334
		1954,3776	0,028390 5	131670,8 3	1E+07	4491740	0,016	162,439 2	0,026	98,738
		1961,6928	0,028390 5	131670,8 3	1E+07	4491740	0,016	163,047 2	0,026	99,107
		1992,1728	0,028390 5	131670,8 3	1E+07	4491740	0,016	165,580 6	0,026	100,65

		Profundidad	Q	YP	P	ud	up	t (Bigham)	up optimizado	t optimizado
		m	m3/seg	N/m2	N/m2		Pa*seg	horas	Pa*seg	h
Pozo TPTD - 063	Hoyo de 26"	152,4								
		121,92								
	Hoyo de 16"	121,92	0,0220815	21546,135	1E+06	3382016	#####	#¡VALOR!		
		457,2	0,0662445	33516,21	1E+07	3117796	#####	#¡VALOR!		
		868,9848	0,075708	40698,255	1E+07	3117796	0,006	21,62682		
		929,9448	0,0725535	47880,3	2E+07	3434860	0,01	17,04722		
		1565,7576	0,0744462	59850,375	2E+07	3434860	0,013	27,97286		
		1580,6928	0,0744462	83790,525	2E+07	4227520	0,018	28,23968		
		1580,9976	0,0662445	64638,405	1E+07	3434860	0,012	35,7099		
	Hoyo de 12,25 "	1970,8368	0,0738153	64638,405	2E+07	3963300	0,012	39,94952		
		2289,6576	0,0738153	83790,525	2E+07	4386052	0,012	60,16385		
		2305,2024	0,031545	134064,84	1E+07	5812840	0,017	164,9328	0,032	86,393
	Hoyo de 8,5 "	2412,7968	0,0264978	138852,87	1E+07	6341280	0,018	195,1151	0,038	92,423
		2488,9968	0,0264978	138852,87	1E+07	6341280	0,018	201,2771	0,038	95,342

Tabla 3.16: Result. optimizados TPTD-063

		Profundidad	Q	YP	P	ud	up	t (Bigham)	up optimizado	t optimizado
			m3/seg	N/m2	N/m2		Pa*seg	horas	Pa*seg	h
Pozo TPTE - 074H	Hoyo de 16"	107,2896	0,0201888	14364,09	2E+06	2853576	0,003	7,068081		
		244,4496	0,056781	71820,45	1E+07	3699080	0,01	8,588793		
		345,948	0,0599355	71820,45	1E+07	4227520	0,01	11,51523		
		460,248	0,06309	167581,05	1E+07	6341280	0,022	15,43587		
	Hoyo de 12,25"	776,3256	0,0662445	71820,45	1E+07	4227520	0,01	23,37975		
		1191,768	0,0725535	143640,9	1E+07	6341280	0,022	29,79109		
	Hoyo de 8,5"	1788,5664	0,0283905	119700,75	8E+06	5284400	0,02	104,7361	0,03	69,824
		2094,8904	0,0283905	167581,05	8E+06	7398160	0,035	98,13925		

Tabla 3.17: Result. optimizados TPTE-074H

		Profundidad	Q	YP	P	ud	up	t (Bigham)	up optimizado	t optimizado
			m3/seg	N/m2	N/m2		Pa*seg	horas	Pa*seg	h
Pozo TPTE - 079H	Hoyo de 16"	81,3816	0,0164034	14364,09	1E+06	2853576	0,003	6,598523		
		274,0152	0,050472	71820,45	9E+06	3699080	0,01	10,83103		
	Hoyo de 12,25"	292,608	0,069399	71820,45	2E+07	4227520	0,01	8,411604		
		1182,3192	0,069399	119700,75	2E+07	5812840	0,024	23,60288		
	Hoyo de 8,5"	1324,356	0,075708	119700,75	2E+07	5284400	0,02	29,08222		
		1417,6248	0,075708	143640,9	2E+07	7926600	0,028	26,68316		

Tabla 3.18: Result. optimizados TPTE-079H

4. ANALISIS DE RESULTADOS

4.1 Arenas potenciales

En el campo Tiputini, las arenas más potenciales para albergar y producir hidrocarburos son la Arena M1, considerada la principal y más productiva, con alta porosidad y permeabilidad que han permitido altos niveles de producción, como en el pozo Tiputini C-06, que produce más de 4,000 barriles diarios.

Le sigue la Arena U, que también presenta buenas características de yacimiento, aunque su producción es generalmente menor que la de M1.

Por otro lado, la Arena M2 tiene un menor potencial debido a su calidad inferior, caracterizada por baja porosidad y la presencia de lutitas que afectan su capacidad de producción.

Las Arenas T y Basal Tena son consideradas menos significativas para la producción de hidrocarburos, ya que presentan características que limitan su capacidad de extracción.

4.2 Parámetros óptimos

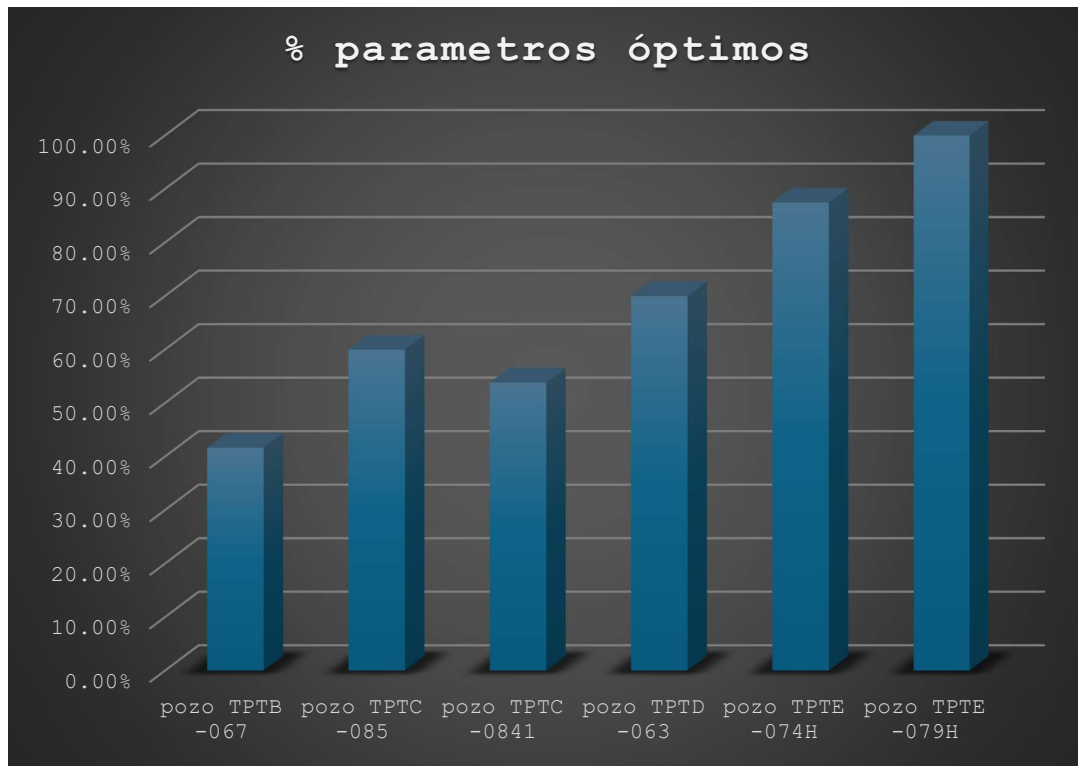


Figura 3.1 % Parámetros óptimos

Los resultados indican que aproximadamente el 68,83% de los datos recopilados confirman que los parámetros utilizados en los fluidos de perforación fueron óptimos, logrando tiempos de viaje dentro del rango esperado de 100 horas. Este alto porcentaje de conformidad sugiere que la mayoría de las condiciones de perforación en el campo Tiputini fueron manejadas de manera efectiva, permitiendo una operación eficiente y segura. La consistencia en mantener estos parámetros asegura que los tiempos de viaje del fluido se mantengan dentro de los límites deseados, lo que es crucial para optimizar la extracción y evitar problemas operativos.

4.3 Parámetros optimizados

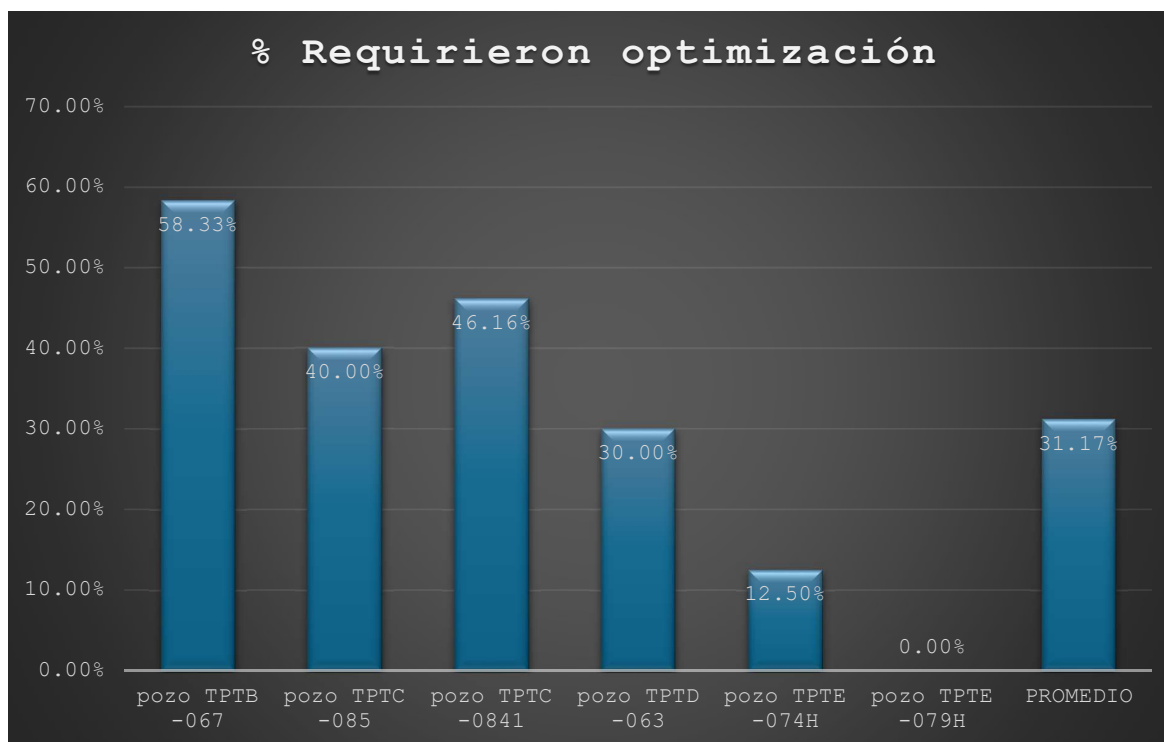


Figura 3.2 % Parámetros optimizados

En promedio, un 31,17% de los pozos evaluados necesitaron optimización debido a que el tiempo de viaje superaba las 100 horas. Este hallazgo sugiere que, en aproximadamente un tercio de los casos, el fluido de perforación no estaba cumpliendo con las propiedades requeridas dentro del tiempo de viaje óptimo de 100 horas, lo que podría haber generado problemas operativos y retrasos en la perforación.

Además, se observa que en 5 de los 6 pozos que se tienen como muestra, se requirió optimizar el lodo utilizado para la sección de 8 1/2 pulgadas. Esta tendencia puede deberse a varios factores, como la complejidad geológica de la formación, las altas temperaturas y presiones encontradas en esta sección del pozo, o la interacción entre el fluido y los recortes de perforación.

CAPITULO 4

CONCLUSIONES

- El análisis realizado confirma la necesidad de evaluar y optimizar los parámetros reológicos del fluido de perforación en los pozos direccionales del Campo Tiputini, ya que debido a la falta de estudios previos sobre estos parámetros se pueden haber generado desafíos operativos y mayores costos, afectando negativamente la eficiencia de las operaciones en el sector petrolero.
- Se identificó a las arenas M1 y U como las principales para la producción de hidrocarburos en el Campo Tiputini, debido a su alta porosidad y permeabilidad, destacándose la Arena M1 como la principal fuente de producción.
- Se obtuvo que aproximadamente el 68.83% de los datos indican que los parámetros reológicos utilizados en los fluidos de perforación fueron adecuados, lo que permitió mantener los tiempos de viaje dentro del rango óptimo de 100 horas. Esta eficiencia sugirió que la mayoría de las condiciones de perforación en el campo fueron manejadas de manera efectiva.
- El análisis de los pozos evaluados reveló que un 31.17% de ellos requirió optimización adicional debido a que los tiempos de viaje superaron las 100 horas. Este hallazgo subraya la importancia de ajustar los parámetros reológicos del fluido de perforación.
- Se identificó que cinco de los seis pozos analizados en la sección de 8 1/2 pulgadas necesitaban mejoras en el lodo utilizado.
- Ya que se registró falta de optimización en ciertos pozos, esto muestra que pudieron existir problemas operativos y retrasos en la perforación.

RECOMENDACIONES

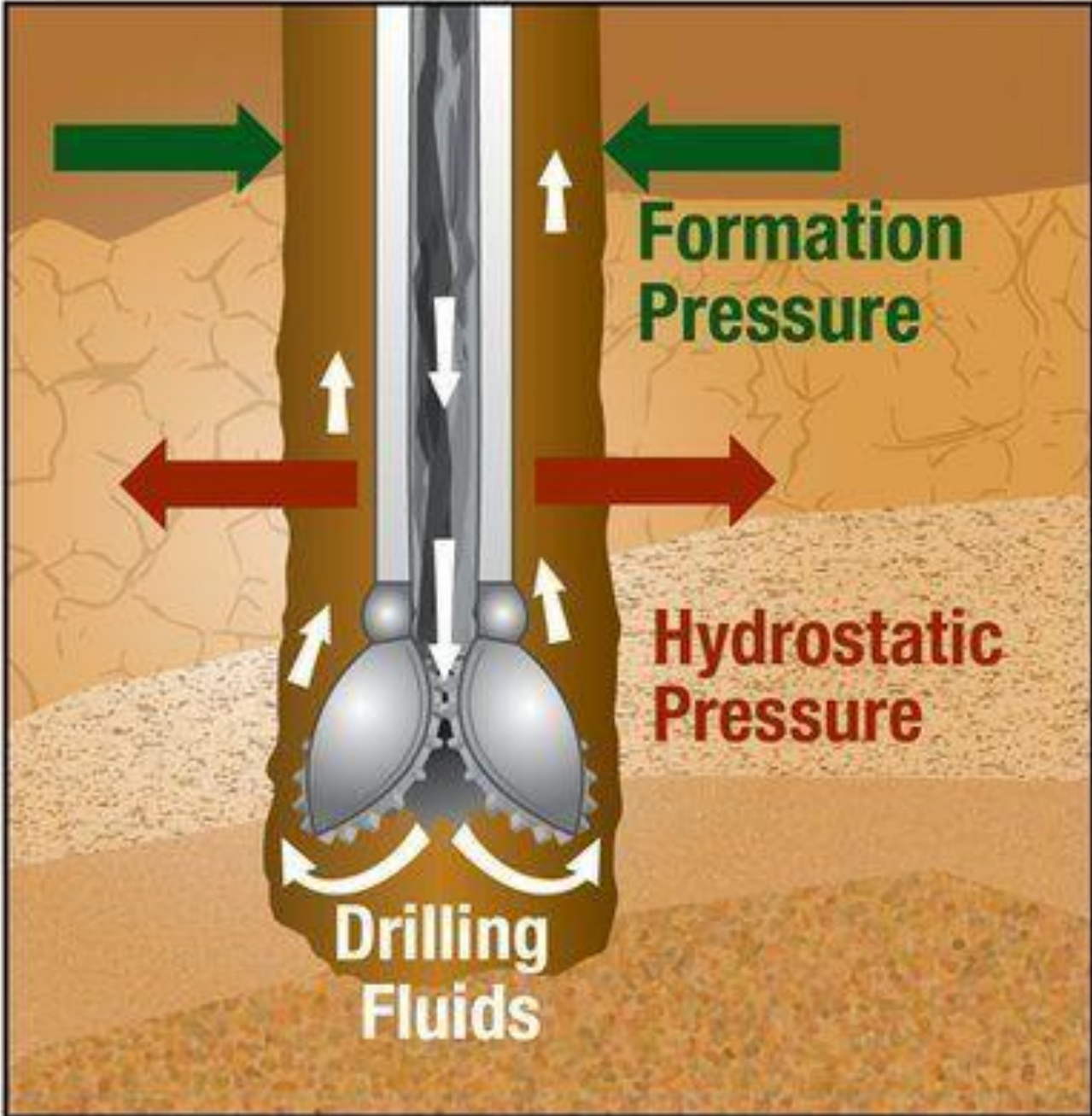
- Se recomienda la implementación de un programa de monitoreo continuo y detallado de los parámetros reológicos del fluido de perforación en los pozos direccionales del Campo Tiputini. Esto permitirá ajustar los fluidos de perforación en tiempo real, optimizando la eficiencia operativa y reduciendo el riesgo de problemas operativos.
- En las secciones donde los tiempos de viaje superan las 100 horas, como en la sección de 8 1/2 pulgadas, se recomienda llevar a cabo investigaciones adicionales para identificar las causas precisas de estos retrasos. Esto podría incluir estudios sobre la interacción del fluido con los recortes de perforación, así como la evaluación del impacto de las altas temperaturas y presiones.
- Se recomienda incrementar la viscosidad plástica del fluido de perforación mediante la adición controlada de agentes viscosificantes, como la bentonita o polímeros sintéticos, que mejoran la capacidad del fluido para transportar los recortes y estabilizar las paredes del pozo. Esta estrategia es útil en secciones críticas de los pozos direccionales del Campo Tiputini, donde las condiciones geológicas y operativas exigen una mayor resistencia al corte para mantener la estabilidad y optimizar el tiempo de operación.
- Realizar evaluaciones periódicas del rendimiento operativo de los pozos perforados para identificar áreas de mejora continua, en donde se debería incluir un análisis comparativo de los resultados obtenidos con los parámetros reológicos utilizados, permitiendo ajustar y optimizar futuras operaciones de perforación en el Campo Tiputini.

BIBLIOGRAFÍA

- (16 de 04 de 2024). Obtenido de Comportamiento reologico decodificando la compleja dinamica de flujo del lodo de perforacion: <https://fastercapital.com/es/contenido/Comportamiento-reologico--decodificando-la-compleja-dinamica-de-flujo-del-lodo-de-perforacion.html>
- admin. (17 de 08 de 2021). *Industrias Morven*. Obtenido de Industrias Morven: <https://blog.industriasmorven.com/fluidos-de-perforacion/>
- Baby, M. R. (2004). *OpenEdition Books*. Obtenido de Características geológicas generales de los principales campos petroleros de petroproducción: <https://books.openedition.org/ifea/3020>
- Camilo Andrés Cárdenas Medina, J. J. (06 de 11 de 2013). *Revistas UIS*. Obtenido de ANÁLISIS REOLÓGICO PARA PREDECIR Y MEJORAR EL COMPORTAMIENTO HIDRÁULICO DURANTE LA PERFORACIÓN DE UN POZO: <https://revistas.uis.edu.co/index.php/revistafuentes/article/view/3613/4493>
- CHONILLO, V. Y. (2020). *repositorio Upse*. Obtenido de ANALISIS DE LA SELECCION DE LOS FLUIDOS DE PERFORACION UTILIZADOS EN POZOS PETROLEROS DE UN CAMPO DE LA CUENCA ORIENTE. : chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/<https://repositorio.upse.edu.ec/bitstream/46000/6507/1/UPSE-TIP-2021-0026.pdf>
- Cortez, H. P. (s.f.). *Metodología del diseño de un fluido de perforación*. Obtenido de chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/<http://scielo.senescyt.gob.ec/pdf/figempa/v14n2/2602-8484-figempa-14-02-00029.pdf>
- eppetroecuador*. (2018). Obtenido de eppetroecuador: <https://www.eppetroecuador.ec/?s=Desarrollo+Responsable+del+Bloque+43+IT>
- Garzón, K. A. (09 de 2022). *Repositorio EPN*. Obtenido de chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/<https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/23394/1/CD%2012814.pdf>
- José, C. (2019). *Steemit*. Obtenido de Reología del fluido de perforación: <https://steemit.com/steemstem/@carlos84/reolog-a-del-fluido--1562434922>

- Madrid, M. (06 de 03 de 2016). *Portal del Petróleo*. Obtenido de Perforación Direccional en Pozos de Petróleo: <https://portaldelpetroleo.com/perforacion-direccional-en-pozos-de-petroleo/>
- Marco Rivadeneira, P. B. (2019). La cuenca Oriente: Geología y Petróleo. En *Características generales de los principales campos petroleros de Petroproducción* (pág. 70). Quito-Ecuador: Editores científicos.
- Martínez, E. G. (09 de 02 de 2012). *RepoFI UNAM*. Obtenido de El ingeniero geólogo y su participación en la industria petrolera en el registro de hidrocarburos: <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/handle/132.248.52.100/128>
- Mendoza, W. G. (2020). Obtenido de chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcgclcfndmkaj/https://www.inredh.org/archivos/pdf/boletin_petroleo_apuntes.pdf
- Ortega, I. S. (06 de 2018). Obtenido de chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcgclcfndmkaj/https://rinacional.tecnm.mx/bitstream/TecNM/5772/1/ESTUDIO%20COMPARATIVO%20DE%20MODELOS%20R EOL%C3%93GICOS%20DE%20CRUDO%20A%20CONDICIONES%20DE%20 YACIMIENTO.pdf
- Petroamazonas. (2020). *EP PETROECUADOR*. Obtenido de Reporte de Sostenibilidad Empresarial 2020: chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcgclcfndmkaj/https://www.eppetroecuador.ec/wp-content/uploads/downloads/2021/06/Reporte-de-sostenibilidad-empresarial-23-06-21_anexo-arte.pdf
- Petroleo, I. A. (2001). Manual de fluidos de perforación. Dallas, Texas: Instituto Americano del Petróleo.
- Sandoya, I. A. (24 de 08 de 2023). *Repositorio UPSE*. Obtenido de Análisis del comportamiento del fluido de perforación de los pozos del campo Tambococha.: <https://repositorio.upse.edu.ec/handle/46000/9976>
- Vera, G. P. (2021). *Repositorio Universidad Estatal Península de Santa Elena*. Obtenido de Repositorio Universidad Estatal Península de Santa Elena: chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcgclcfndmkaj/https://repositorio.upse.edu.ec/bitstream/46000/5901/1/UPSE-TIP-2021-0011..pdf

Evaluación de parámetros reológicos para una perforación más efectiva en pozos direccionales



PROBLEMA

Los parámetros reológicos que incluyen la viscosidad, la densidad, la viscosidad plástica, son cruciales para asegurar la eficiencia y seguridad en las operaciones de perforación, sin embargo, en el Campo Tiputini existe falta de estudios detallados sobre estos parámetros del fluido de perforación en pozos direccionales. Esto debido a que la evaluación y control de estos se complica en pozos direccionales por las características particulares de su diseño, como los cambios de ángulo y dirección que afectan el comportamiento del fluido. Este estudio se centra en analizar la reología usada en la perforación de los pozos de este Campo.

OBJETIVO GENERAL

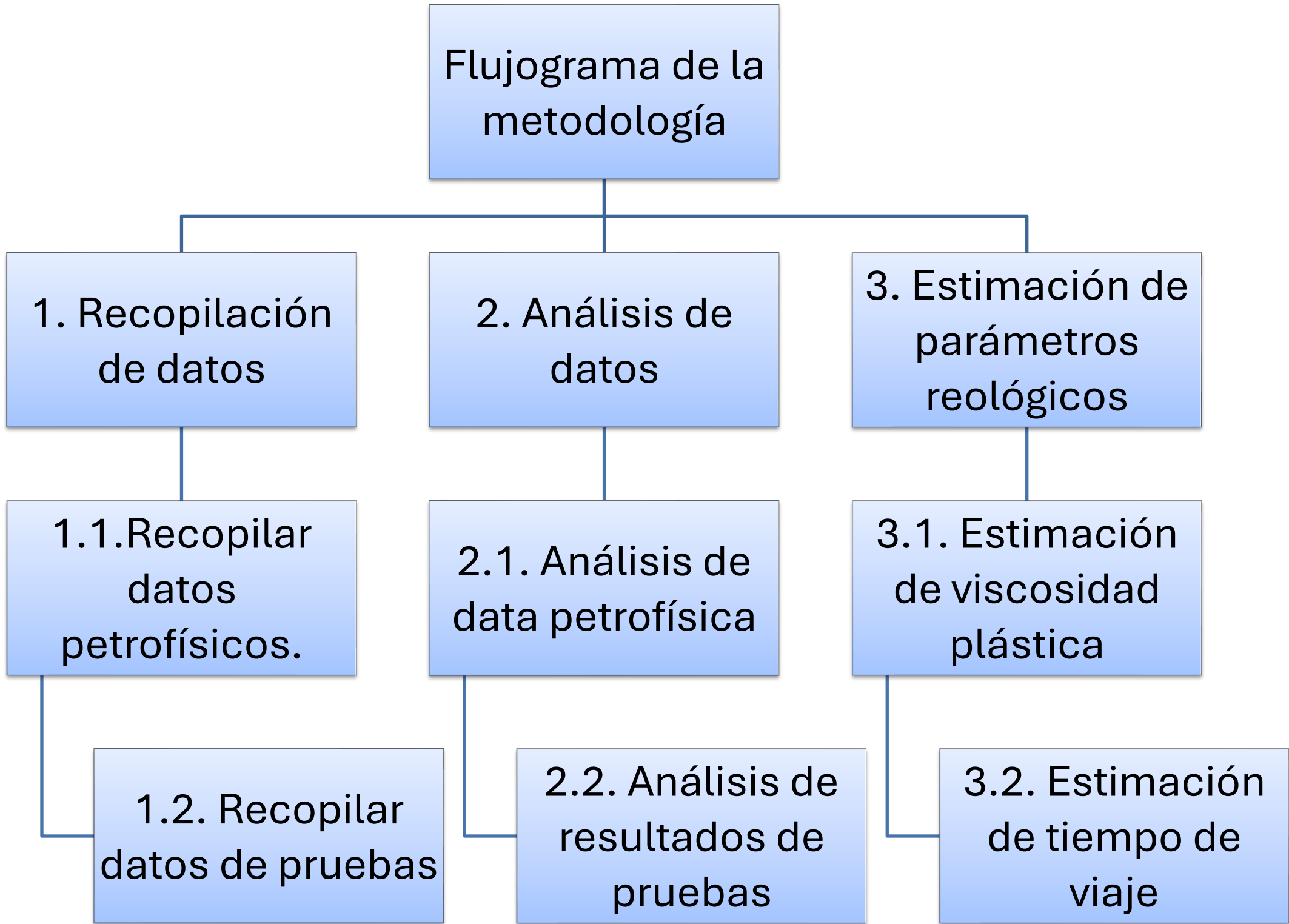
Evaluar parámetros reológicos del fluido de perforación en pozos direccionales en el Campo Tiputini, mediante el análisis de datos ya existentes, para la optimización de las operaciones.

PROPUESTA

Se propone analizar los parámetros reológicos del fluido de perforación utilizado en los pozos del campo Tiputini, para luego estimar el tiempo de viaje del fluido, en función de estos parámetros reológicos, identificando así cuál de los pozos es necesario optimizar los parámetros para que todos sean eficientes. En el flujograma adjunto en la parte derecha se muestra la metodología usada para realizar este estudio. A continuación, también se muestra el modelo matemático de Bigham que se usó para el cálculo:

$$t = \frac{\Delta L}{Q} \left(\frac{\sigma_e}{\mu_p} + \frac{\Delta P}{\mu_d} \right)$$

METODOLOGIA

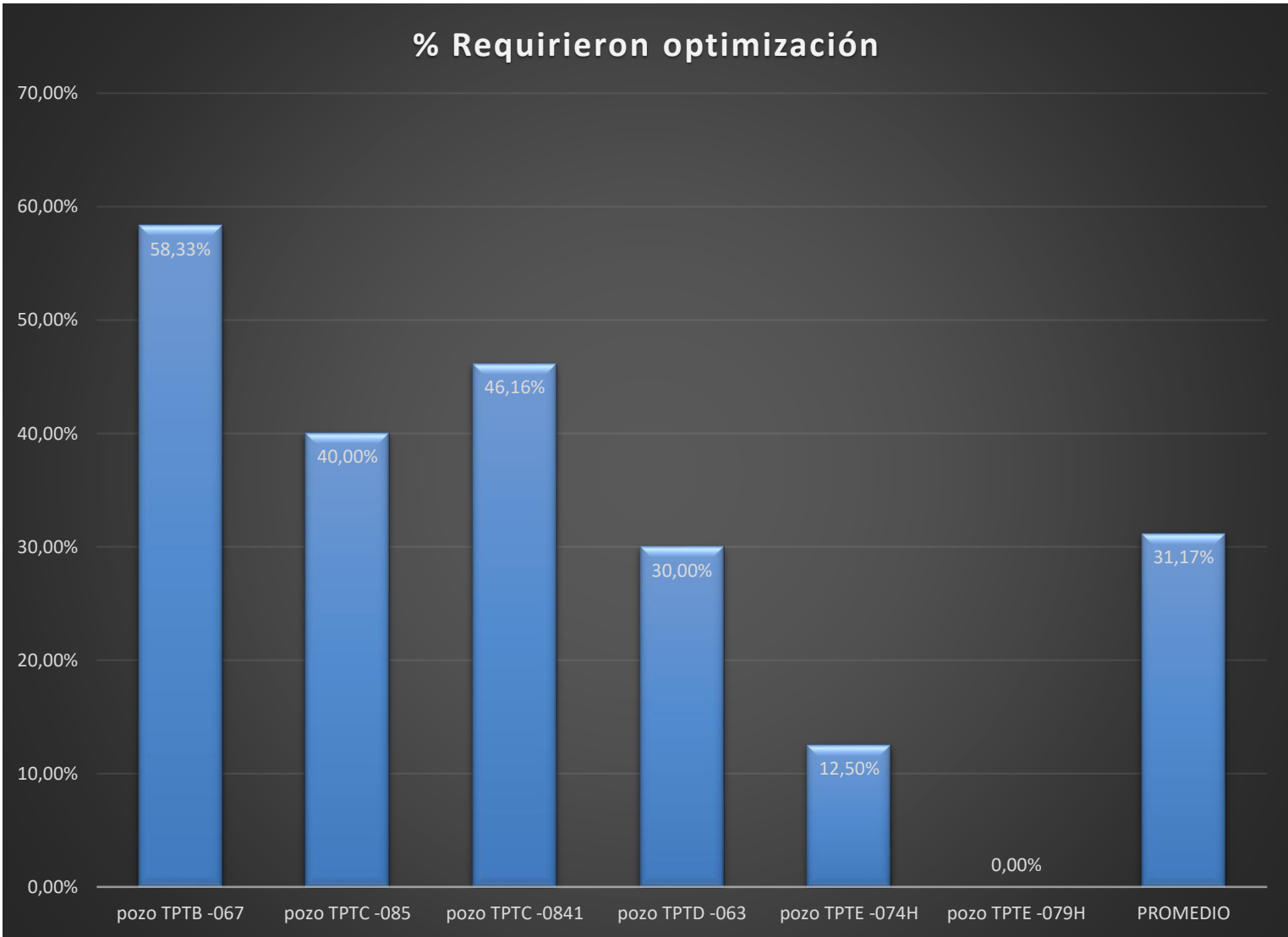
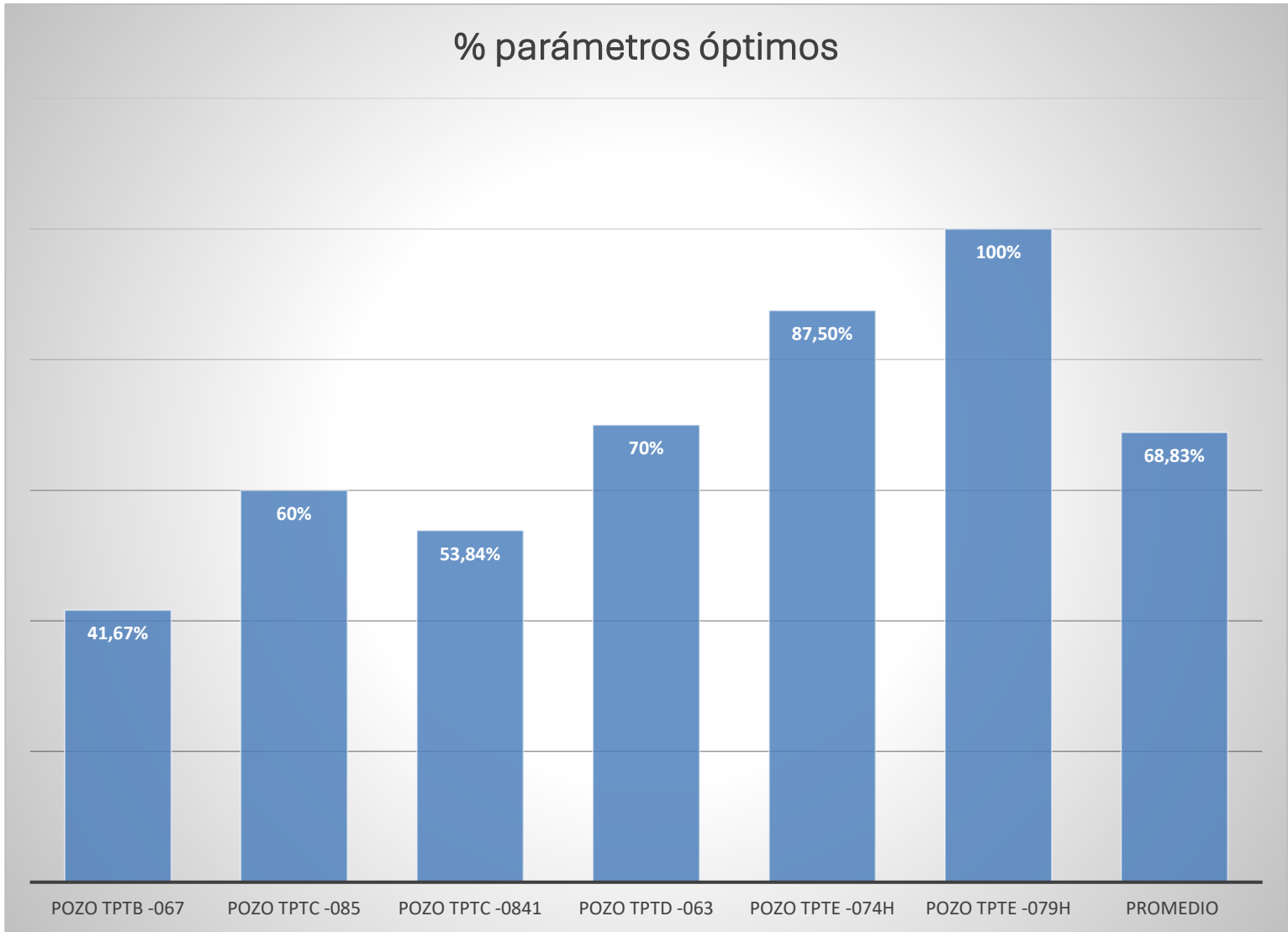


RESULTADOS

- Se analizó los parámetros reológicos de 6 pozos del campo Tiputini
- El 68,83% de los datos obtenidos y analizados fueron óptimos
- El 31,17% requirieron optimización del fluido, por lo que se propuso un aumento de la viscosidad plástica.

Pozos estudiados

pozo TPTB -067
pozo TPTC -085
pozo TPTC -0841
pozo TPTD -063
pozo TPTE -074H
pozo TPTE -079H



CONCLUSIONES

- Se confirmó la necesidad de evaluar y optimizar los parámetros reológicos del fluido de perforación en los pozos direccionales del Campo Tiputini.
- Se obtuvo que aproximadamente el 68.83% de los datos indican que los parámetros reológicos utilizados en los fluidos de perforación fueron adecuados, lo que permitió mantener los tiempos de viaje dentro del rango óptimo de 100 horas.
- El análisis de los pozos evaluados reveló que un 31.17% de ellos requirió optimización adicional debido a que los tiempos de viaje superaron las 100 horas.
- Se identificó que cinco de los seis pozos analizados en la sección de 8 1/2 pulgadas necesitaban mejoras en el lodo utilizado, por lo que se optimizó la viscosidad plástica en esta sección para obtener un tiempo de viaje óptimo.