

**DISMINUCIÓN DE TIEMPOS OPERACIONALES EN POZOS DEL CAMPO AKACIAS  
POR MEDIO DE LA IMPLEMENTACIÓN DE LA METODOLOGÍA DE LA ENERGÍA  
MECÁNICA ESPECIFICA (MSE)**

**SAMUEL OROZCO RESTREPO**

**JENNY MARCELA ARIAS GÓMEZ**

**Proyecto integral de grado para optar al título de:**

**INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**Directora**

**ADRIANGELA CHIQUINQUIRA ROMERO SÁNCHEZ**

**Ingeniera de petróleos**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA**

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS**

**BOGOTÁ D.C**

**2024**

**NOTA DE ACEPTACION**

---

---

---

---

---

---

---

Nombre  
Firma del director

---

Nombre  
Firma del presidente jurado

---

Nombre  
Firma del jurado

---

Nombre  
Firma del jurado

Bogotá D.C, enero de 2024

## **DIRECTIVOS DE LA UNIVERSIDAD**

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

**Dr. MARIO POSADA GARCÍA PEÑA**

Consejero Institucional

**Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA PEÑA**

Vicerrectora Académica

**Dra. MARIA FERNANDA VEGA DE MENDOZA**

Vicerrectora de Investigaciones y extensiones

**Dra. SUSAN MARGARITA BENAVIDEZ TRUJILLO**

Vicerrector Administrativo y Financiero

**Dr. RICARDO ALFONSO PEÑARANDA CASTRO**

Secretario General

**Dr. JOSÉ LUIS MACÍAS RODRÍGUEZ**

Decano Facultad de Ingenierías

**Ing. NALINY PATRICIA GUERRA PRIETO**

Director del Programa de Ingeniería de Petróleos

**Ing. NALINY PATRICIA GUERRA PRIETO**

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

## **DEDICATORIAS**

Se lo dedico a Dios, él es y será mi pilar y guía toda la vida, en algunos momentos sentía que no había un camino claro para finalizar alguno de los objetivos, pero siento que Dios siempre estuvo ahí guiándome y diciéndome lo que realmente necesitaba saber en ese momento, en donde llegaba una frase que siempre la voy a tener en mi corazón “todo va a estar bien”.

Dios los bendiga a cada una de las personas que invirtieron un granito de arena en este proyecto de grado y que Dios se lo multiplique por ser unas personas tan increíbles.

### ***SAMUEL OROZCO RESTREPO***

Dedico este trabajo a Dios en primer lugar ya que fue mi mayor soporte de fuerza, se lo dedico completamente a mi hijo Juan Felipe Carvajal Arias y a mi hermano Fernando Arias porque mi mayor lucha es ser el mejor ejemplo y orgullo para ellos, porque siempre he querido y querré mostrarles el mejor camino para vivir, enseñarles a ser personas de corazón bonito, bondadoso, lleno de amor, a quien quiero dejarle el mayor valor, luchar por los sueños, que con esfuerzo, dedicación y esmero siempre se pueden lograr, a mis papás Martha Gómez y Ernesto Arias por siempre apoyarme en mis estudios y darme los valores y enseñanzas necesarias para querer hacer de nuestra vida un cambio en la historia, y por su apoyo con mi hijo en estas largas noches de estudio.

### ***JENNY MARCELA ARIAS GÓMEZ***

## **AGRADECIMIENTOS**

Quiero agradecer primero que todo a Dios, fueron momentos en los que uno sentía que no podía más, pero en esos momentos las personas indicadas llegaron para darte un aliento, una ayuda que tanto se necesitaba en algunos momentos de desespero. Gracias también a mi madre que fue un pilar muy importante de fuerza en días de cansancio y desespero.

También quiero agradecer a los ingenieros de Ecopetrol especialmente al ingeniero Leonardo Cano que sacaba tiempo de su trabajo para ayudarnos en los momentos donde sentíamos que no teníamos más inspiración. También a otros ingenieros que se esmeraban por dar un poco de conocimiento y fortalecernos en los que nos veían más débiles.

Y por último a mi compañera de tesis, es una persona a la que le agradezco mucho porque siempre refleja el verdadero propósito, es alguien con quien siempre pude contar en este proceso, no fue fácil en ocasiones y nos tocó crecer profesionalmente muy rápido para entender muchas de las situaciones que se presentaban, pero de ella aprendí a ser un ser humano mejor, te deseo muchos éxitos en tu vida compañera.

Muchas gracias.

### ***SAMUEL OROZCO RESTREPO***

En primer lugar, quiero agradecer este logro a Dios que me dio la fortaleza, la constancia, la resiliencia necesaria para superar cada obstáculo y lograr este sueño tan anhelado, me mantuvo fuerte y me fue poniendo ángeles en el camino.

Agradezco enormemente a mi hijo Juan Felipe Carvajal Arias por su apoyo incondicional, que a pesar de ser tan pequeño me daba fuerzas y ánimo para seguir y con sus palabras dulces decirme “Mami tranquila, yo te entiendo, es para un mejor futuro juntos”. Mis palabras son enseñar desde el ejemplo y él fue mi mayor fuente de fuerza en este camino.

Agradezco a mi familia mis padres y mi hermano por su amor incondicional, paciencia y aliento constante. Su apoyo emocional han sido la base que me permitió dedicarme plenamente a este proyecto.

No puedo pasar por alto agradecer a mis amigas quienes estuvieron a mi lado durante este viaje académico, agradezco su comprensión, ánimo y momentos de distracción que aliviaron las tensiones.

Agradezco sinceramente a mi director de tesis en la empresa Ricardo Bustos por su orientación experta, paciencia y apoyo constante a lo largo de este proyecto. Sus valiosos aportes y comentarios han sido fundamentales para dar forma a esta investigación y ayudarme a crecer profesionalmente.

Finalmente quiero agradecer a mi compañero de tesis por ser el mejor compañero que se puede tener en esta vida, su calidad humana, sus palabras de ánimo, su apoyo constante, lo bien que nos entendimos fue base crucial para el éxito de este trabajo.

Cada uno de ustedes ha dejado una huella indeleble en este trabajo y en mi experiencia académica en general. Estoy sinceramente agradecido por la colaboración y el apoyo brindado. ¡Gracias!

***JENNY MARCELA ARIAS GÓMEZ***

## TABLA DE CONTENIDO

	<b>Pág.</b>
<b>RESUMEN</b>	<b>6</b>
<b>INTRODUCCIÓN</b>	<b>8</b>
<b>1. MARCO TEÓRICO</b>	<b>11</b>
1.1 Parámetros de perforación y eficiencia	11
1.1.1 <i>Energía Mecánica Especifica</i>	13
1.1.2 <i>Rata de penetración</i>	14
1.1.3 <i>Torque</i>	15
1.1.4 <i>Peso sobre la broca</i>	15
1.1.5 <i>Revoluciones por minuto</i>	16
1.1.6 <i>Resistencia a la compresión no confinada</i>	16
1.1.7 <i>Resistencia a la compresión confinada</i>	17
1.2 Optimización en tiempos de ineficiencia	17
1.2.1 <i>Vibraciones</i>	18
1.2.2 <i>Transferencia de WOB</i>	18
1.2.3 <i>Embotamiento</i>	19
1.2.4 <i>Desgaste de broca</i>	19
<b>2. MARCO GEOLOGÍCO</b>	<b>20</b>
2.1 Formación Guayabo	21
2.2 Formación Arenisca superior	21
2.3 Formación Lutita E	21
2.4 Formación C1	21
2.5 Formación Areniscas de Carbonera	22
2.6 Formación C2	22
2.7 Formación Lutita E3	22
2.8 Formación T1	22
2.9 Formación Lutita E4	23
2.10 Formación T2	23
2.11 Formación K1 Superior	23



<b>3. METODOLOGÍA</b>	<b>25</b>
3.1 FASE 1 Recopilación de datos y selección de pozos para muestra de estudio	26
3.1.1 <i>Fuentes de información y características Iniciales</i>	26
3.1.2 <i>Metodología de la recopilación de los datos</i>	29
3.1.3 <i>Construcción de la base de datos</i>	31
3.2 FASE 2 Implementación del cálculo del MSE y Análisis de Datos	33
3.2.1 <i>Cálculo final del MSE con los parámetros de perforación compilados</i>	35
3.2.2 <i>Selección del software y programación de las curvas con los parámetros de referencia</i>	36
3.2.3 <i>Limpieza de datos de Unidad de geología</i>	41
3.2.4 <i>Correlación de las curvas con cada formación de los pozos seleccionados</i>	44
3.2.5 <i>Desarrollo del Mapa de Parámetros de Perforación mediante el Análisis del MSE</i>	47
3.3 FASE 3 Ejecución del mapa de parámetros en 2 pozos nuevos	55
3.3.1 <i>Validación del mapa de parámetros en el mejor pozo dentro de la muestra de estudio</i>	55
3.4 FASE 4 Aplicación del mapa de parámetros a 2 pozos nuevos	59
3.4.1 <i>Comportamiento de los parámetros del Pozo K y L en la sección 17½”</i>	60
<b>4. ANÁLISIS DE RESULTADOS</b>	<b>65</b>
<b>5. CONCLUSIONES</b>	<b>81</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	<b>84</b>

## LISTA DE FIGURAS

	<b>Pág.</b>
Figura 1. Comportamiento de parámetros cuando hay vibraciones	18
Figura 2. Flujograma de la metodología investigativa aplicada.	25
Figura 3. La figura representa el esquema del estado mecánico general para los pozos seleccionados para el análisis	26
Figura 4. Perfil direccional de los pozos seleccionados	28
Figura 5. La figura representa la visualización del comportamiento de la actividad del pozo	29
Figura 6. Visualización de los topes de formación	30
Figura 7. Representación del esquema de los pozos extraídos	31
Figura 8. La figura representa la relación entre el torque y el diferencial de presión a diferentes rpm	33
33	
Figura 9. Ventana principal del software	33
Figura 10. Representación de cómo se importan los datos de Unidad de geología en el visualizador seleccionado	38
Figura 11. Curvas generadas en visualizador seleccionado con el MSE calculado, elaboración propia	39
Figura 12. Visualización de la calculadora para la comparación de datos entre Unidad de geología y Taladro	40
Figura 13. Cálculo de MSE VS MSE de ML. Diagrama plot. Pozo A. Sección 12 ¼	41
Figura 14. Cálculo taladro de MSE VS MSE de ML. Diagrama plot. Pozo A. Sección 8 ½, elaboración propia	41
Figura 15. Cálculo del MSE taladro VS MSE ML. Sección 12 ¼, elaboración propia	42
Figura 16. T de taladro VS T de ML. Sección 12 ¼, elaboración propia	42
Figura 17. Cálculo del MSE taladro VS MSE ML. Sección 8 ½, elaboración propia, elaboración propia.	42
Figura 18. T de taladro VS T de ML. Sección 8 ½, elaboración propia	44
Figura 19. Visualizador con el MSE corregido y los topes de formación de cada uno de los pozos	46
Figura 20. Visualizador de zona editor para elaboración de tope y base de las formaciones	47
Figura 21. Reasignación de familia dependiendo del parámetro a utilizar con unidad propia	47
Figura 22. Histograma del software, Pozo A, formación 1 Y 2	51
Figura 23. Comportamiento de las curvas de los parámetros establecidos por formación	55
Figura 24. Representación de los percentiles correlacionados con el pozo de referencia formación 1	56

Figura 25. Representación de los percentiles correlacionados con el pozo de referencia formación 2, 3, 4 y 5	57
Figura 26. Representación de los percentiles correlacionados con el pozo de referencia formación 6 y 7	57
Figura 27. Representación de los percentiles correlacionados con el pozo de referencia formación 8 y 9	57
Figura 28. Representación de los percentiles correlacionados con el pozo de referencia en formación 10 y 11.2”	58
Figura 29. Visualización del comportamiento del pozo K y el pozo L en fase 17 ½	59
Figura 30. Visualización del comportamiento del pozo K y el pozo L en fase de 12 ¼”	60
Figura 31. Visualización del comportamiento del pozo K y el pozo L en fase 12 ¼	60
Figura 32. Visualización del comportamiento del pozo K en fase de 8 ½”	64
Figura 33. Curvas programadas en el software	65
Figura 34. Grafica de comparación de parámetros entre pozos fase 17 ½”	70
Figura 35. Grafica de comparación de parámetros entre pozos, formación 2, 3 y 4 fase 12 ¼”	71
Figura 36. Grafica de comparación de parámetros entre pozos, formación 5, 6 y 7 fase 12 ¼	72
Figura 37. Grafica de comparación de parámetros entre pozos, formación 8 y 9 fase 12 ¼	73
Figura 38. Grafica de comparación de parámetros entre pozos fase 8 ½	74
Figura 39. Representación del total de hora en perforación en fase 17 ½”	77
Figura 40. Representación del total de hora en perforación en fase 12 ¼”	78
Figura 41. Representación del total de hora en perforación en fase 8 ½”	78

## LISTA DE TABLAS

	<b>Pág.</b>
Tabla 1. Parámetros comunes registrados en la operación de perforación de un pozo	12
Tabla 2. Descripción de litología en cada formación del campo de Akacias	20
Tabla 3. Secuencia de las formaciones en el campo de acacias	26
Tabla 4. Configuración del BHA por fase perforada	28
Tabla 5. Visualización de la base de datos que incluye los parámetros que se consideraron por pozo	32
Tabla 6. Visualización de la base de datos con los parámetros que se consideraron por formación	33
Tabla 7. Visualización del cálculo final del MSE	36
Tabla 8. Mapa de parámetros establecido del pozo A	49
Tabla 9. Mapa general de cada uno de los parámetros por su formación	50
Tabla 10. Representación de los percentiles de cada uno de los parámetros	52
Tabla 11. Parámetros Óptimos para perforación	59
Tabla 12. Cálculo de emisión de CO <sub>2</sub> , datos para el cálculo tomados de la versión de la actualización de los FE de UPM	80

## ABREVIATURAS

<b>MSE</b>	Energía mecánica específica
<b>ROP</b>	Rata de penetración
<b>WOB</b>	Peso sobre la broca
<b>RPM</b>	Revoluciones por minuto
<b>T</b>	Torque
<b>Q</b>	Caudal
<b>MD</b>	Profundidad medida
<b>TVD</b>	Profundidad vertical
<b>ILT</b>	Tiempos invisibles perdidos
<b>NPT</b>	Tiempos no planeados
<b>BOBT</b>	Tiempo de la broca en fondo
<b>CCS</b>	Resistencia a la compresión confinada
<b>UCS</b>	Resistencia a la compresión no confinada
<b>HSI</b>	Potencia hidráulica de la broca
<b>BHA</b>	Bottom hole assembly
<b>RTO</b>	Real time operations
<b>ICP</b>	Instituto técnico del petróleo
<b>TD</b>	Profundidad total

<b>TOC</b>	Tope de cemento
<b>RSS</b>	Sistema rotativo direccional
<b>Tmáx</b>	Torque máximo
<b>Pmáx</b>	Presión máxima
<b>QAQC</b>	Quality Assurance Quality Control

## RESUMEN

Durante la perforación de un pozo petrolero, es fundamental contar con parámetros de perforación apropiados para lograr una reducción eficiente de los tiempos de perforación. Esto contribuye directamente a la disminución de los costos operativos asociados, ya que una optimización adecuada de estos parámetros puede aumentar la eficiencia general del proceso de perforación, mejorar la productividad y minimizar los tiempos de inactividad, lo que se traduce en una operación más rentable.

En este sentido, el objetivo del proyecto se ha enfocado en mejorar la eficiencia de perforación mediante la construcción y evaluación de un mapa de parámetros que se basa en el análisis de la tasa de penetración (ROP), implementando el cálculo de la energía mecánica específica (MSE). En las etapas iniciales, se diseñó y aplicó una metodología que consideraba factores claves como el peso sobre la broca (WOB), el torque (T), las revoluciones por minuto (RPM) y la tasa de penetración (ROP). Además, se implementaron ajustes específicos, como el factor de ajuste basado en el ángulo del pozo.

El MSE es una variable propiamente vinculada a los parámetros de perforación previamente mencionados. Es crucial destacar que la relación que se establece entre el MSE y estos parámetros puede evidenciar inconvenientes en el momento de la operación, como la necesidad de mantener la calidad del hueco, prevenir daños en las herramientas de fondo y mejorar el rendimiento general del proceso. En este sentido, la interpretación adecuada del MSE adquiere una importancia fundamental. Comprender los comportamientos del MSE en relación con sus variables constituye un aspecto esencial. Cuando se logra una calidad de hueco óptima, se puede presuponer una mejora en los tiempos de viaje, así como otros impactos positivos en el proceso de perforación. La calidad del hueco no solo influye en la eficiencia operativa, sino que también desempeña un papel crucial en la prevención de posibles daños a las herramientas de fondo. La interpretación acertada del MSE, en este contexto, permite trazar una curva de mejoras de tiempo, proporcionando una guía valiosa para la toma de decisiones y la optimización continua del proceso de perforación.

Posteriormente, se seleccionó un software especializado para programar las curvas del MSE, considerando la complejidad y diversidad de los datos recolectados de los pozos. La herramienta elegida permitió consolidar y analizar de manera intuitiva los datos de perforación, adaptándose a flujos de trabajo complejos.

Se llevó a cabo un riguroso proceso de limpieza de datos, identificando y corrigiendo discrepancias en el comportamiento del MSE. Se implementaron condicionales específicos para abordar situaciones como paradas y perforar deslizando, garantizando la coherencia y precisión de los resultados.

La siguiente fase clave consistió en la elaboración del del mapa de parámetros. Para lograr esto, se inició programando las curvas con los parámetros y el MSE corregido dentro del software seleccionado, donde se definieron los topes de formación y se asignaron familias a cada variable, facilitando así la visualización y categorización de los datos. Luego, mediante el histograma se determinaron las medianas representativas para cada pozo, creando así el primer mapa de parámetros.

La implementación de estadísticas como percentil 10, percentil 50 y percentil 90 proporcionó un enfoque estratégico para evaluar y perfeccionar el mapa de parámetros. Este enfoque permitió una correlación más precisa con el comportamiento real durante la perforación, destacando la importancia de la selección cuidadosa de percentiles. De esta forma, se logra mediante una metodología integral construir el mapa de parámetros basado en el MSE, con el objetivo de mejorar la eficiencia de la perforación.

Con la implementación de cálculo del MSE y la construcción del mapa de parámetros, se procedió a poner a prueba el enfoque en dos pozos nuevos, monitoreados en tiempo real. Se llevo a cabo una comparación exhaustiva entre el mejor pozo de la muestra de estudio y los dos nuevos pozos, evaluando la eficiencia de perforación según los parámetros establecidos para cada formación. Este proceso resultó en una reducción del MSE y una mejora en la ROP.

**Palabras clave – Eficiencia operativa, energía mecánica específica (MSE), mapa de parámetros, tasa de penetración (ROP), evolución en tiempo real, parámetros de perforación.**



## INTRODUCCIÓN

La industria petrolera ha sido durante décadas la principal fuente de energía en todo el mundo, y aunque ha contribuido enormemente en el desarrollo económico global, también ha tenido un impacto significativo en sus operaciones. En este contexto. La optimización de los tiempos operacionales en el campo Akacias, que es el campo de interés en este proyecto de grado se ha convertido en un factor clave para mejorar la rentabilidad y la eficiencia de la perforación. La implementación del algoritmo de energía mecánica específica (MSE) ha demostrado ser una solución prometedora en conjunto a otras implementaciones para reducir los tiempos de perforación, mejorar la calidad del hueco, reducir los tiempos invisibles (ILT), mejorar la rentabilidad de la industria como entre otros factores.

En este proyecto de grado se llevará a cabo una evaluación detallada del algoritmo MSE de los tiempos operacionales visibles, en donde existen otros factores que influyen en la eficiencia de las operaciones en el campo Akacias, tales como son, los tiempos invisibles operacionales (ILT), los topes de formación, la optimización en ROP, los tiempos no productivos (NPT) y los tiempos planos en el área de perforación. Estos factores deben ser considerados y optimizados para lograr una reducción significativa en los tiempos de perforación. Se analizarán las ventajas y limitaciones de esta técnica, así como su potencial para mejorar la eficiencia y sostenibilidad. Además, se discutirán las implicaciones económicas y disminución de huella de carbono en los taladros con la implementación del algoritmo MSE y su posible impacto en el futuro energético global. La energía mecánica específica (MSE) es una técnica que se utiliza para mejorar la eficiencia de los procesos de perforación. Esta técnica implica el uso de herramientas de perforación que están diseñadas para generar una mayor cantidad de energía cinética en la punta de la broca, lo que permite que la roca se rompa más fácilmente, ya que el desempeño de la perforación está directamente relacionado a aspectos fundamentales como las variables geomecánicas que pueden afectar la estabilidad de los pozos, los equipos de perforación, las nuevas tecnologías, los procedimientos utilizados y los parámetros operacionales. Aproximadamente un 30% del tiempo total de construcción de un pozo corresponde al tiempo rotando y deslizando, en este orden de ideas la tasa de penetración (ROP) tiene un impacto directo en la reducción de tiempos BOBT y en la reducción de tiempos planos por ende impacta en la disminución de costos asociados con la perforación, en conclusión, optimización.

La búsqueda de mejorar la eficiencia y reducir costos en la perforación es un objetivo constante. Uno de los aspectos clave para lograrlo es el desempeño en términos de tasas de penetración (ROP). Para evaluar la ROP, es necesario tener un punto de comparación que involucre los diferentes parámetros de perforación. Existen relaciones matemáticas que pueden utilizarse para examinar el efecto particular de cada parámetro en la ROP, y una de estas es la energía específica mecánica (MSE). El MSE se relaciona con las propiedades mecánicas de las rocas, especialmente la resistencia a la compresión confinada (CCS), y puede utilizarse como una herramienta predictiva para el desempeño de la perforación. Es importante destacar que el MSE no es el único factor que afecta la ROP. Otros parámetros como la velocidad de rotación, la presión de perforación, el tipo de broca y el fluido de perforación también juegan un papel importante. Además, la calidad de la roca y la heterogeneidad geológica pueden influir significativamente en el desempeño de la perforación. Por lo tanto, es necesario tener en cuenta una amplia gama de factores al evaluar y optimizar la perforación.

En términos generales, el algoritmo MSE realiza un monitoreo constante de las condiciones en las que se lleva a cabo la operación de perforación y una parte importante de este proceso consiste en analizar los parámetros de perforación. El seguimiento continuo permite establecer patrones de comportamiento durante las operaciones y cuando se detectan comportamientos inusuales, su correcta interpretación puede ser crucial para identificar el tipo de problema que podría surgir durante la perforación. Es posible registrar los parámetros operacionales en tiempo real y en diferentes profundidades, y su presentación puede adoptar la forma de gráficos o datos para una mejor visualización y análisis, esto también representa una verificación de la reducción de tiempos invisibles en la perforación, ya que permite una mayor tasa de penetración y una mayor eficiencia en la ruptura de la roca. Además, también puede ser efectiva para identificar los topes de formación más temprano reduciendo tiempos que se llevarán a cabo al reducir las emisiones de gases de efecto invernadero asociadas con la perforación en los taladros, ya que los procesos de perforación más eficientes y rápidos pueden reducir la cantidad de energía necesaria para realizarse en operaciones.

Para dar solución a esta problemática y dar una mayor eficiencia a la perforación se identificó la oportunidad de lograr una **Disminución de tiempos operacionales en pozos del campo Akacias por medio de la implementación de la metodología de la energía mecánica**

**Específica (MSE)**, siendo esta desarrollada a través de los objetivos específicos que se presentan a continuación:

- Seleccionar una muestra de datos representativa de estudio con los parámetros de perforación de 10 pozos offset del Campo de Akacias.
- Implementar la metodología del cálculo del MSE en la muestra de estudio de los parámetros de perforación seleccionados. Realizar un mapa de parámetros
- Ejecutar el mapa de parámetros de perforación en 2 pozos de estudio basados en el incremento de desempeño (ROP) mediante las tendencias y patrones del MSE en tiempo real.
- Evaluar el rendimiento de la perforación con respecto a la planificación, optimización de tiempos operacionales, costo y reducción de la huella de carbono mediante la implementación de la metodología MSE comparándolo con la muestra de estudio base.

Así, la implementación de la metodología MSE correlacionado con los demás parámetros involucrados en la perforación sería idóneo, mediante una acertada interpretación de optimizar los tiempos de perforación llevando a cabo una reducción de costos y emisión de CO<sub>2</sub>.

## 1. MARCO TEÓRICO

Este capítulo aborda los fundamentos teóricos y prácticos que respaldan el desarrollo del proyecto. Estos fundamentos resultan cruciales para una comprensión adecuada del concepto de energía mecánica específica (MSE) y su funcionalidad, que constituye el elemento central en torno al cual se llevan a cabo todos los estudios y análisis presentados en este trabajo.

A continuación, se presenta una concisa descripción de las características geológicas y estratigráficas generales. Estos conceptos están directamente vinculados con la eficiencia de la perforación y resaltan la importancia de seleccionar de manera adecuada los parámetros de perforación para lograr una opción segura, rápida y eficiente.

### 1.1 Parámetros de perforación y eficiencia

La eficiencia en las operaciones de perforación constituye un aspecto crítico en la industria petrolera, dado su impacto significativo en la productividad, la seguridad y los costos asociados. Esta tesis se sumerge en una exploración detallada sobre la importancia de la eficiencia de perforación, sus factores clave y estrategias para mejorarla con el objetivo de lograr operaciones más efectivas y seguras.

La perforación desempeña un papel fundamental en diversas industrias, desde la exploración de petróleo y gas. La eficiencia en este proceso se define por la capacidad de perforar un hueco de la manera más rápida, segura y rentable posible. Se abordarán los factores cruciales que influyen en la eficiencia de perforación, destacando la selección adecuada de los parámetros de perforación como uno de los aspectos más importantes. Esto incluye la elección adecuada de la broca, la velocidad de rotación (RPM), la tasa de penetración (ROP), el torque (T), el peso sobre la broca (WOB) y otros parámetros operativos. La correcta elección de estos parámetros puede marcar la diferencia entre una perforación eficiente y una ineficiente. Por ejemplo, una broca inadecuada puede desgastarse rápidamente o atascarse, lo que conlleva retrasos y costos adicionales en el proceso.

## Figura 1.

*Parámetros comunes registrados en la operación de perforación de un pozo.*

Nombre del parámetro	Sigla	Unidades	Descripción
Tasa de penetración	ROP	pies/hr	Velocidad a la que se profundiza la perforación
Revoluciones por minuto	RPM	rpm	Es la tasa a la que la broca es rotada durante las operaciones de perforación
Torque	TQ	Klbs-ft	Es la fuerza creada por la sarta de perforación debida a su rotación en el pozo
Peso sobre la broca	WOB	Klbs	Peso ejercido sobre la broca
Presión en la tubería	SPP	psi	Presión del fluido de perforación circulando en la tubería
Caudal	GPM ó Q	gpm	Tasa de flujo del fluido de perforación circulando en el sistema
Peso del lodo	MW (in/out)	lbs/gl	Densidad del fluido de perforación entrando y saliendo del sistema

**Nota.** La figura representa los parámetros de perforación de un pozo

Otro factor crucial para considerar en las operaciones de perforación es la geología y la estratigrafía del lugar. La comprensión de la composición de las rocas y su resistencia es esencial para determinar la estrategia de perforación más efectiva. En este sentido, las rocas duras demandan brocas y equipos más resistentes, mientras que las rocas más blandas pueden perforarse con menos potencia y recursos. La aplicación de la teoría de las fuerzas compresivas en las rocas (CCS) resulta fundamental para tomar decisiones informadas sobre la selección de herramientas y parámetros.

Así mismo, la utilización eficiente de motores de fondo desempeña un papel crucial en la eficiencia de perforación. Estos motores son responsables de convertir la potencia de rotación en la broca. Un enfoque óptimo y versátil en la aplicación de los motores de fondo garantiza una mayor eficiencia en la perforación, así como el uso eficiente de RSS. Cabe destacar que un motor inadecuado o falta de mantenimiento puede resultar en una menor velocidad de perforación y una vida útil más corta de las brocas.

La seguridad en las operaciones de perforación se rige como una prioridad igualmente importante. La eficiencia no debe comprometer la seguridad de los trabajadores ni la integridad del medio ambiente. Para ello, la capacitación adecuada, el cumplimiento de las normas de seguridad y la implementación de prácticas seguras son esenciales, asegurando así operaciones de perforación eficientes y seguras.

En términos de costos, la eficiencia de perforación está directamente relacionada. Una operación ineficiente puede aumentar significativamente los gastos en combustible, mantenimiento y mano de obra. Por lo tanto, optimizar la eficiencia de perforación no solo mejora la productividad, sino que también reduce los costos operativos.

Para mejorar la eficiencia de perforación, resulta vital llevar a cabo un seguimiento y análisis continuo de las operaciones. Esto implica la recopilación y análisis de datos, tales como la velocidad de penetración, la vida útil de las brocas y otros indicadores clave de rendimiento. Con estos datos, se pueden identificar áreas de mejora y ajustar los parámetros y estrategias de perforación en consecuencia. Todo esto se relaciona con el uso adecuado de la energía mecánica específica (MSE).

### ***1.1.1 Energía Mecánica Específica***

R. Teale en 1965 introdujo el concepto de MSE, energía mecánica específica o densidad energética el cual es definido como una medida del trabajo requerido para remover una unidad de volumen de un material en el caso de la perforación roca. El propósito de este método es presentar adecuadamente la información con respecto a la eficiencia del proceso de perforación. Desde entonces han existido muchas investigaciones y desarrollos en torno a este concepto, pero solo fue implementado exitosamente en 2005 por Exxon Mobil [1]. La Energía Mecánica Específica (MSE) es un concepto fundamental en la ingeniería, especialmente en el campo de la perforación. Esta magnitud representa la cantidad de energía mecánica requerida para realizar una unidad de trabajo en una operación específica. En esencia, el MSE es una medida que refleja la eficiencia del proceso de perforación. Se calcula considerando diferentes factores, la velocidad de rotación (RPM), tasa de penetración (ROP), torque (T), peso en la broca (WOB), la resistencia de las rocas y otros parámetros operativos. La importancia del MSE radica en su capacidad para evaluar la eficiencia de una operación y optimizarla. Un valor bajo de MSE indica que se está realizando una perforación eficiente y está relacionado inversamente proporcional con la eficiencia de perforación ROP, ya que se está utilizando una cantidad mínima de energía para realizar el trabajo deseado. Esto no solo reduce los costos operativos, sino que también disminuye el desgaste de las herramientas y el equipo, prolongando su vida útil. Por otro lado, un valor alto de MSE sugiere que se está desperdiciando una cantidad significativa de energía en la operación, lo que puede resultar en costos elevados y un aumento en la degradación del equipo.

***Ecuación 1: Ecuación de MSE, R, Tale, 1965***

$$MSE(ksi) = \frac{4*WOB}{\pi*Db^2} + \frac{0.48*T*RPM}{Db^2*ROP}$$

Además de la ecuación general proporcionada por compañía operadora S.A, es esencial considerar un factor de ajuste particular para cada pozo, el cual desempeña un papel fundamental en la obtención de datos de MSE de mayor calidad y en su interpretación más efectiva al momento de ser utilizados para representar la energía que se suministra en la punta de la broca. Este factor de ajuste se determina según el ángulo de cada pozo. En otras palabras, si el pozo tiene un ángulo menor de 45°, se aplica un factor de ajuste de 0.35; por otro lado, si el pozo tiene un ángulo mayor de 45°, se aplica un factor de ajuste de 0.20. Este enfoque busca adaptar la ecuación a las características específicas de cada pozo, optimizando la precisión y utilidad de los datos de MSE recopilados.

***Ecuación 2: Ecuación de MSE con el factor de ajuste reglamentado por Compañía Operadora S.A***

$$MSE_{adj} (ksi) = 0.35 * \left( \frac{4*WOB}{\pi*Db^2} + \frac{0.48*T*RPM}{Db^2*ROP} \right) , \text{ vertical a 45 grados F Eff} = 0.35$$

$$MSE_{adj} (ksi) = 0.20 * \left( \frac{4*WOB}{\pi*Db^2} + \frac{0.48*T*RPM}{Db^2*ROP} \right) , \text{ mayor a 45 grados F Eff} = 0.20$$

### ***1.1.2 Rata de penetración***

La Tasa de Penetración (ROP) es un parámetro crucial en la industria de la perforación, ya que mide la velocidad con la que una broca o una herramienta de perforación penetra en el subsuelo o la formación geológica. Una ROP alta indica un avance rápido en la perforación, lo que puede traducirse en ahorro de tiempo y costos. No obstante, una ROP alta también puede acelerar el desgaste de herramientas y equipos, incrementando así los costos asociados con el mantenimiento.

Por otro lado, una ROP baja sugiere una perforación más lenta, pero posiblemente más segura y eficiente en términos de vida útil de las herramientas. La optimización de la ROP se presenta como un desafío constante en la industria de la perforación, requiriendo la consideración de diversos factores para lograr una ROP óptima. Entre ellos se incluyen la elección adecuada de la broca, la velocidad de rotación, la presión de perforación y la resistencia de las formaciones geológicas [2].

Es esencial comprender las características geológicas y estratigráficas del subsuelo, ya que ejercen una influencia significativa en la ROP y en la toma de decisiones operativas. La tasa de penetración no es solo un indicador de velocidad, sino que también refleja la habilidad y experiencia de los equipos de perforación, así como la aplicación efectiva de la tecnología en el campo. En última

instancia, lograr un equilibrio adecuado entre una ROP alta, la seguridad y la eficiencia permite a las empresas mejorar su productividad, reducir costos y minimizar el impacto ambiental de sus operaciones de perforación.

### ***1.1.3 Torque***

El torque (T) es un parámetro fundamental en la industria de la perforación que mide la fuerza de torsión aplicada al equipo de perforación, especialmente a la broca, mientras se realiza la perforación. Esta magnitud es esencial para garantizar una operación de perforación segura y efectiva, ya que el torque influye en la velocidad de rotación de la broca, la estabilidad del equipo y la calidad del agujero perforado. El control adecuado del torque es crucial para evitar problemas como atascos de la broca, desgaste prematuro de las herramientas de perforación y la posibilidad de dañar la formación geológica circundante. Un exceso de torque puede aumentar la probabilidad de atascos y acelerar el desgaste de las brocas y otros componentes, lo que a su vez incrementa los costos operativos y la necesidad de reemplazar herramientas con frecuencia. Por otro lado, un torque insuficiente puede resultar en una velocidad de rotación inadecuada de la broca, lo que reduce la eficiencia de la perforación y la calidad del agujero.

La medición y control precisos del torque son esenciales para evitar situaciones peligrosas en la perforación, como el giro incontrolado del equipo o el quiebre de la broca. Para lograr un torque adecuado, se utilizan herramientas como sensores de torque y sistemas de control de la velocidad de rotación. La capacidad de ajustar el torque en tiempo real es una ventaja significativa para los operadores de equipos de perforación, ya que les permite adaptarse a las condiciones cambiantes del subsuelo y garantizar una perforación segura y eficiente [3].

### ***1.1.4 Peso sobre la broca***

El peso sobre la broca, conocido como WOB, se refiere a la cantidad de carga vertical aplicada a la broca en el extremo del taladro durante la operación de perforación. El control adecuado del WOB es fundamental para optimizar la operación de perforación. Un WOB insuficiente puede resultar en una velocidad de penetración lenta, lo que aumenta los tiempos de perforación y los costos operativos. Por otro lado, un WOB excesivo puede dañar la broca, aumentar el desgaste de las herramientas y la maquinaria, y comprometer la integridad de la formación geológica perforada. En consecuencia, encontrar el equilibrio correcto en el WOB es esencial. El WOB se ajusta de acuerdo con las características geológicas de la formación perforada. Rocas duras pueden



requerir un WOB mayor para lograr una penetración eficiente, mientras que, en formaciones más blandas, un WOB menor puede ser suficiente. Además, el tipo de broca y las condiciones del equipo de perforación también influyen en la cantidad de WOB adecuada.

La medición precisa y el control del WOB se logran mediante instrumentación especializada y sistemas de monitoreo en tiempo real. Los operadores de equipos de perforación utilizan estos datos para ajustar el WOB según sea necesario, lo que permite una perforación más eficiente, reduce los costos operativos y prolonga la vida útil de las herramientas [3].

### ***1.1.5 Revoluciones por minuto***

Las Revoluciones por Minuto (RPM) son un parámetro que determina la velocidad de rotación de la broca en un equipo de perforación. Este valor es crítico para garantizar una operación de perforación eficiente y efectiva, ya que influye directamente en la velocidad de penetración, la calidad del agujero y la vida útil de las herramientas. La velocidad de rotación debe adaptarse a las características geológicas de la formación perforada, ya que las rocas duras pueden requerir RPM más bajas para evitar el desgaste excesivo, mientras que las formaciones más blandas pueden soportar RPM más altas para aumentar la velocidad de perforación. La elección del tipo de broca y el estado del equipo de perforación también influyen en las RPM óptimas. El control preciso de las RPM es fundamental, ya que una velocidad inadecuada puede tener consecuencias significativas. Unas RPM demasiado altas pueden causar un desgaste excesivo de la broca, lo que resulta en una vida útil más corta y un aumento en los costos operativos. Por otro lado, RPM demasiado bajas pueden disminuir la velocidad de penetración, aumentar los tiempos de perforación y también generar costos adicionales [3].

### ***1.1.6 Resistencia a la compresión no confinada***

La Resistencia a la Compresión No Confinada (UCS), es una propiedad mecánica fundamental. Esta magnitud mide la capacidad de un material, como una roca o una formación geológica, para resistir una fuerza de compresión uniaxial sin restricciones laterales. La UCS es esencial en la perforación, ya que proporciona información valiosa sobre la dureza y la resistencia de la formación perforada. La determinación de la UCS es crucial para seleccionar las herramientas y el equipo de perforación adecuados, ya que las formaciones geológicas varían en su resistencia. Una formación con una UCS alta requiere herramientas y técnicas de perforación más robustas, mientras que una formación con una UCS baja puede perforarse con menos potencia y recursos.

Además, la UCS es esencial para evaluar la estabilidad de la formación y prevenir problemas como el colapso del agujero o atascos de la broca.

### ***1.1.7 Resistencia a la compresión confinada***

La Resistencia a la Compresión Confinada (CCS). A diferencia de la Resistencia a la Compresión No Confinada (UCS), que mide la capacidad de un material para soportar una carga de compresión sin restricciones laterales, siendo esta la medición de la resistencia que tiene la roca cuando es sometida a un esfuerzo en un medio confinado (esfuerzos mayormente axiales o perpendiculares), las rocas muestran una fuerza (resistencia) llamada efecto de confinamiento mientras que se encuentran bajo presión. El CCS se refiere a la resistencia de un material bajo condiciones confinadas, es decir, cuando se les somete a fuerzas de compresión mientras se encuentra rodeado por una presión lateral constante. El CCS se mide mediante pruebas de laboratorio en muestras de núcleos de formación, aplicando una presión lateral constante y aumentando gradualmente la carga de compresión. Los resultados de estas pruebas proporcionan a los ingenieros y operadores de perforación información crucial para tomar decisiones informadas sobre las herramientas, los parámetros de perforación. La medición del CCS es esencial en la perforación, ya que proporciona información valiosa sobre cómo una formación geológica responderá a las fuerzas de compresión en condiciones reales de perforación. Comprender el CCS de una formación es fundamental para determinar la estabilidad de los pozos y prevenir problemas como el colapso del agujero o la fractura de la formación durante la perforación.

### **1.2 Optimización en tiempos de ineficiencia**

A través de investigaciones centradas en la eficiencia de la perforación, se han identificado más de 40 posibles razones de ineficiencia. Sin embargo, solo 4 de ellas están directamente relacionadas con el desempeño de la broca, y estas representan las principales causas de ineficiencia durante el proceso de perforación. Estas razones se pueden agrupar en dos categorías distintas. La primera categoría abarca los factores que restringen la cantidad de energía que llega al sistema y, en su mayoría, se deben a problemas de maquinaria inadecuada o deficiente. Esto a menudo conduce a la reducción de la tasa de penetración (ROP). La segunda categoría de causas engloba aquellas que restringen la transferencia efectiva de energía, lo que resulta en un desperdicio de energía adicional y puede provocar problemas como el atascamiento de la broca, la obstrucción del pozo y

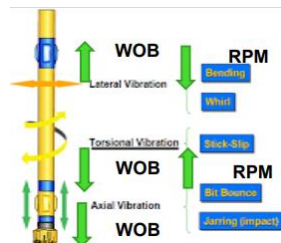
vibraciones no deseadas. Es por eso por lo que se determinan una serie de ineficiencia en las cuales con el MSE se puede solucionar el inconveniente que pueda tener en ese momento el pozo.

### 1.2.1 Vibraciones

Las vibraciones son unos de los factores analizar ya que este genera un impacto asociado con prácticas inevitables realizadas en los procesos de perforación, en los cuales pueden causar un efecto de daño significativo en la broca, herramientas de fondo y equipos de perforación limitando la vida útil que tienen en cual genera tiempos adicionales y se traducen a mayor costo. Los parámetros de perforación que se tienen en cuenta para controlar las vibraciones son: velocidad de penetración, peso sobre la broca, presión del fluido de perforación y tipo de barrena. Los perforadores utilizan un monitor de vibraciones para medir las vibraciones que se generan durante la perforación. El monitor de vibraciones proporciona información sobre la frecuencia, la amplitud y el tipo de vibraciones. Esta información se utiliza para ajustar los parámetros de perforación con el fin de reducir las vibraciones.

**Figura 2.**

Comportamiento de parámetros cuando hay vibraciones.



**Nota.** Representa el comportamiento de algunos parámetros si se presentan vibraciones. SPE, 184384

### 1.2.2 Transferencia de WOB

El peso en la broca es un parámetro que tenemos establecido en la meso del taladro, al ver que este es un factor importante para deducir inconvenientes nos damos cuenta de que teniendo una secuencia de seguimiento con el MSE podemos notar, colgamientos, estabilizaciones pobres y entre otros, para esto es necesario saber de aumentar o disminuir la estabilización según el caso.

### ***1.2.3 Embotamiento***

Este no es un caso muy común pero va a depender de la litología que se tenga y acá se determina también un factor importante que es la hidráulica, es decir, el bajo desempeño que se trasmite (HSI bajo), en la mayoría de los casos cuando la broca sale con embotamiento son por factores litológicos donde estaban en una zona propensa a que esto sucediera, con el aumento del MSE se ha podido tomar en cuenta que al bajar la RPM o también con al notar la baja en la ROP se genera una alerta para intervenir, esto ya se clasifica después la broca por embotamiento de formación.

### ***1.2.4 Desgaste de broca***

El desgaste de la broca es por muchos factores, ya sea por el mal desempeño del perforador con los parámetros de perforación y que se genere una mala práctica, como también las resistencias a la compresión de la roca, litología (formaciones duras, abrasivas e intercaladas), vibraciones y basura en el fondo de pozo. Son las principales causas que se le dan a una broca cuando sale dañada o desgastada, es por eso que se ha podido notar en los cambios del MSE para una mejora en el cuidado de las brocas, si este el principal aportador al notar que la energía que se le debería transmitir a la broca no está haciendo el debió proceso y se genera cambio al momento de verlo en tiempo real con los parámetros de perforación.

## 2. MARCO GEOLOGÍCO

Se proporciona una concisa explicación sobre la estratigrafía y la geología estructural relacionadas con el campo Akacias, que constituye en el enfoque de nuestra investigación. Este campo está situado en el municipio de Acacias, en el departamento de Meta, dentro de la cuenca de los llanos orientales de Colombia, y abarca una extensión aproximada de 200 kilómetros cuadrados. Además, se han perforado más de 28 pozos en esta zona y está formado por doce formaciones geológicas: Guayabo, Areniscas Superiores, Lutita E, C1, Areniscas de Carbonera, C2, Lutita E3, T1, Lutita E4, T2 y K1 Superior. Estas formaciones están compuestas por lutitas, areniscas y limolitas. La tabla a continuación representa la siguiente muestra litológica de las formaciones bajo estudio.

### Figura 3.

*Descripción de litología en cada formación del campo de Akacias.*

Formación	Litología
Guayabo	Intercalados niveles de arena cuarzosa con arcillolita y conglomerado policíclico.
Areniscas Superiores	Arcillolitas intercaladas, valor menor de limolita, trazas de arenisca.
Lutita E	Lutita, arcillosa, niveles menores de arena, presencia de limolita.
C1	Grano fino, arcillolita, intercalaciones de limolita.
Areniscas de Carbonera	Con porcentaje arena, intercalación de arcillolita en menor proporción, limolita delgada.
C2	Arcillolita con tamaño grano de la arena.
Lutita E3	Lutitas de color gris oscuro, con intercalaciones ocasionales de arcillolita.
T1	limolita con inclusiones carbonosas, aparición de arenisca calcárea.
Lutita E4	Lutitas de color negro a gris oscuro, con intercalaciones de limolitas y arcillolitas.

T2	Areniscas con manifestación de aceite
K1 Superior	Lutitas, areniscas y calizas.

**Nota.** Descripción litológica de algunas rocas de las formaciones con sus características

### **2.1 Formación Guayabo**

La Formación 1 es una formación geológica del Cretácico inferior que se encuentra en la parte sur de la Cuenca de los Llanos, en Colombia. El conglomerado está compuesto por 80% cuarzo, amarillo subtranslúcido; 30% fragmentos líticos; la arena está compuesta por cuarzo; grano medio a fino; la arcillolita es de color marrón amarillento; blanda, esta formación tiene un espesor que varía entre 225 y 700 metros.

### **2.2 Formación Arenisca superior**

La Formación Arenisca Superior es una formación geológica del Cretácico superior que se encuentra en la parte sur de la Cuenca de los Llanos, en Colombia. Con un espesor que varía entre 200 y 500 metros. La arena está compuesta por cuarzo blanco; de un grano fino a muy fino; local grueso, la arcillolita presenta color gris claro; blanda; no hinchable, la limolita se representa de color marrón rojizo; moderadamente consolidada; menor blanda; soluble a largo plazo en 30% se mantuvo. Contienen fragmentos de roca de origen metamórfico y plutónico, así como granos de cuarzo, feldespatos y mica.

### **2.3 Formación Lutita E**

La Formación Lutita E es una formación geológica del Cretácico superior que se encuentra en la parte sur de la Cuenca de los Llanos, en Colombia. Se caracteriza por una secuencia de lutitas negras y gris oscuras, con un espesor que varía entre 100 y 300 metros. Las lutitas negras son las facies más comunes de la Formación Lutita E. la arcillolita es de color gris claro; firme; menor blanda; moderadamente soluble; la solubilidad se mantuvo entre 26 – 30%, limolitas intercaladas. Contienen una menor cantidad de materia orgánica que las lutitas negras.

### **2.4 Formación C1**

La Formación C1 es una formación geológica del Cretácico superior que se encuentra en la parte sur de la Cuenca de los Llanos, en Colombia. Se caracteriza por una secuencia de areniscas, lutitas y limolitas, con un espesor que varía entre 100 y 300 metros. Las areniscas son las facies más comunes de la Formación C1. La arcillolita gris claro; marrón amarillento; moderadamente soluble

se mantuvo en 24%, intercalación de limolita color marrón rojizo, niveles de arena compuesto por cuarzo; grano fino a muy fino; local grano fino. Contienen una menor cantidad de fragmentos de roca que las areniscas, y una mayor cantidad de materia orgánica.

### **2.5 Formación Areniscas de Carbonera**

La Formación Areniscas de Carbonera es una formación geológica del Paleoceno que se encuentra en la parte sur de la Cuenca de los Llanos, en Colombia. Se caracteriza por una secuencia de areniscas con intercalaciones de lutitas, con un espesor que varía entre 50 y 150 metros. La arena se compone por cuarzo; color blanco; grano mediano, la arcillolita de color gris claro; moderadamente firme; pegajosa; hinchable; soluble entre 20 – 24 %, limolita moderadamente consolidada; firme. Contienen una menor cantidad de fragmentos de roca que las areniscas, y una mayor cantidad de materia orgánica.

### **2.6 Formación C2**

La Formación C2 es una formación geológica del Paleoceno que se encuentra en la parte sur de la Cuenca de los Llanos, en Colombia. Se caracteriza por una secuencia de areniscas, lutitas y limolitas, con un espesor que varía entre 400 y 900 metros. Intervalos de predominio arcilloso, con intercalaciones arenosas y menores niveles de limolita; limolita; moderadamente soluble; limolita consolidada; en parte laminaciones carbonosas, la arena esta con grano fino. Son de color gris claro a gris oscuro, y tienen una textura fina a media. Contienen una menor cantidad de fragmentos de roca que las areniscas, y una mayor cantidad de materia orgánica.

### **2.7 Formación Lutita E3**

La Formación Lutita E3 es una formación geológica del Paleoceno que se encuentra en la parte sur de la Cuenca de los Llanos, en Colombia. La Unidad Lutita E3 se caracterizó por presentar un predominio de los niveles de lutita color gris medio oscuro y gris verdoso junto a intercalaciones ocasionales de arcillolita. En menor proporción se observan esporádicos niveles de limolita sumado a un intervalo local de arenisca hacia la parte media del intervalo.

### **2.8 Formación T1**

La Formación T1 es una formación geológica del Cretácico Superior que se encuentra en la parte sur de la Cuenca de los Llanos, en Colombia. El tope de la Unidad T1 fue definido por la presencia de limolita con inclusiones carbonosas, aparición de arenisca calcárea, aumento de background gas y variación en los parámetros de perforación.

La Unidad T1 se caracteriza por presentar niveles de areniscas hacia la parte superior y media, arcillolitas color gris claro, arenas, limolitas y lutitas junto a esporádicos niveles de caliza y un nivel local de carbón anunciando la entrada a la unidad.

### **2.9 Formación Lutita E4**

La Formación Lutita E4 es una formación geológica del Cretácico Superior que se encuentra en la parte sur de la Cuenca de los Llanos, en Colombia. El tope de la unidad Lutita E4 fue determinado por el aumento en el porcentaje de lutita, desaparición de los niveles arenosos, cambio de tendencia en el gas background y cambio en los parámetros de perforación.

La característica que representa a esta unidad es el aumento en el porcentaje de lutita color gris medio oscuro y gris verdoso, con ocasionales intercalaciones de limolitas y arcillolitas de tonalidades gris verdosas. La tonalidad de la lutita presenta un cambio de coloración marrón a 74 pies del tope de la unidad. Posteriormente, hacia la parte media se puede observar un incremento en los niveles de limolita gris, junto a una disminución importante en el porcentaje de lutita y un nivel local de caliza acompañado por un gas de formación. Hacia la parte inferior de la unidad se observa un aumento en el nivel de lutita, donde también aparece un nivel de arenisca junto a intercalaciones esporádicas de arcillolita gris claro y limolita gris verdoso. La limolita cambia levemente y en un muy bajo porcentaje hacia una tonalidad marrón grisáceo en la zona transicional con la Unidad infra yacente (T2), donde también se observa presencia en trazas de pirita cúbica.

### **2.10 Formación T2**

La Formación T2 es una formación geológica del Cretácico Superior que se encuentra en la parte sur de la Cuenca de los Llanos, en Colombia. Se caracteriza por una secuencia de arenas, con un espesor que varía entre 100 y 500 metros. Las areniscas son las facies más comunes de la Formación T2. Son de color gris claro a gris oscuro, y tienen una textura de grano fino a medio. Contienen fragmentos de roca de origen metamórfico y plutónico, así como granos de cuarzo, feldespatos y mica. Ocasionalmente a lo largo de la unidad se observa intercalaciones de limolita de color gris medio.

### **2.11 Formación K1 Superior**

La Formación K1 Superior es una formación geológica del Cretácico Superior que se encuentra en la parte norte de la Cuenca de los Llanos, en Colombia. Se caracteriza por una secuencia de lutitas y areniscas, con un espesor que varía entre 40 y 150 metros. Las lutitas son las facies más



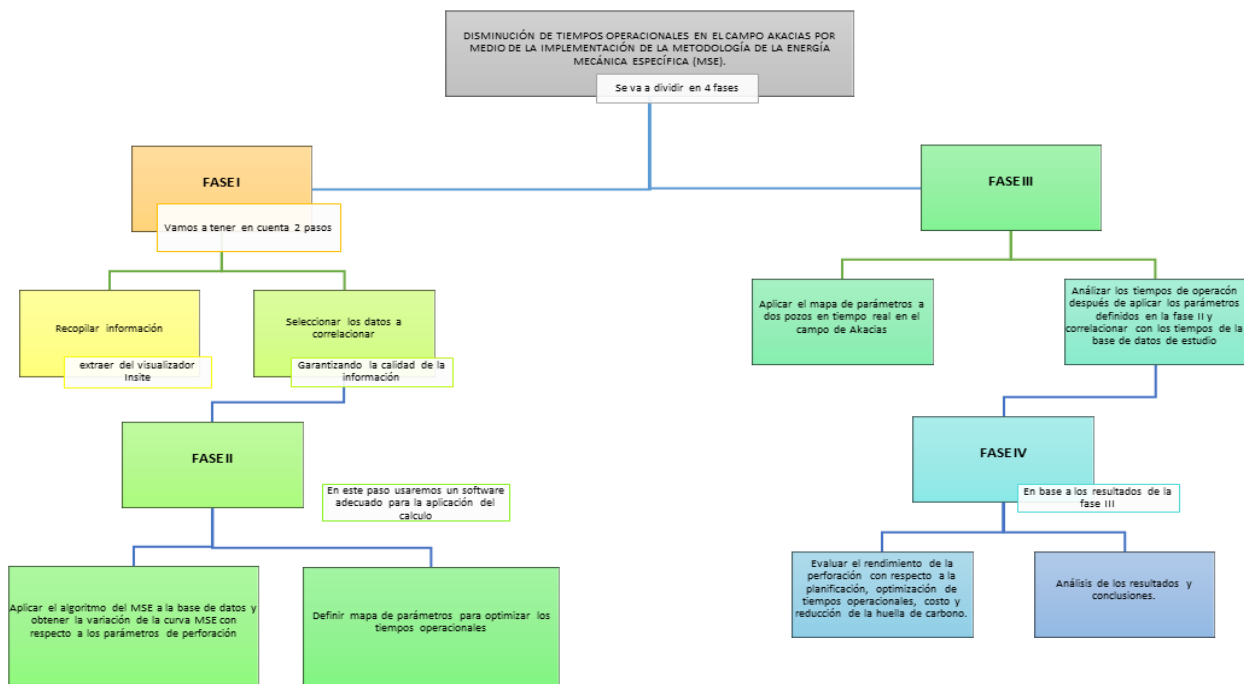
comunes de la Formación K1 Superior. Son de color gris claro a gris oscuro, y tienen una textura fina a media. Contienen una menor cantidad de fragmentos de roca que las areniscas, y una mayor cantidad de materia orgánica. Las areniscas son menos comunes que las lutitas, pero se encuentran en toda la formación. Son de color gris claro a gris oscuro, y tienen una textura de grano fino a medio. Contienen fragmentos de roca de origen metamórfico y plutónico, así como granos de cuarzo, feldspatos y mica.

### 3. METODOLOGÍA

En este capítulo, se presenta la metodología empleada para alcanzar los objetivos establecidos en el proyecto. Se detalla cómo se recopiló, analizó y condujo la información, así como el proceso de selección de los pozos offset con base en el diseño del BHA, el perfil direccional del pozo, la litología y su desempeño en campo. Además, se efectuaron cálculos de MSE con el fin de generar curvas de predicción que permitan obtener, a partir de tendencias observadas, los parámetros óptimos de perforación para reducir los tiempos invisibles perdidos (ILT). El logro del objetivo general se desglosa en cuatro fases principales, diseñadas para asegurar que los resultados del proyecto se alineen con los objetivos específicos planteados. En la siguiente figura se presenta la descripción de la metodología usada para llevar a cabo las fases a considerar.

**Figura 4.**

*Flujograma de la metodología investigativa aplicada.*



**Nota.** Representa de forma más resumida los pasos para la elaboración de resultados y análisis

### 3.1 FASE 1 Recopilación de datos y selección de pozos para muestra de estudio

#### 3.1.1 Fuentes de información y características Iniciales

Para llevar a cabo esta fase, se empleó la metodología de muestreo por ensayo. En función del conocimiento adquirido sobre el campo, los pozos y la litología, se identificaron 9 pozos aptos para ser correlacionables entre sí. Esto se realizó con el propósito de examinar y organizar los datos, identificar relaciones basadas en patrones y tendencias, y estimar el comportamiento. Con base en estos hallazgos, se generará una línea guía para el modelo predictivo de perforación.

Como paso inicial, se recopiló información a partir de 3 fuentes primarias de información: Como primera fuente se consultaron los reportes diarios de perforación proporcionados por la sala RTO. La segunda fuente se basa en la unidad de geología a la cual se le solicitó los parámetros de perforación ejecutados en formato *.las* en tiempo real durante las corridas de los pozos a evaluar en las campañas de perforación de los pozos ejecutados durante el periodo de 2022 y 2023.

Finalmente, para la tercera fuente se contó con asesorías técnicas, discusiones y capacitaciones brindadas por los ingenieros de seguimiento de la sala RTO, los ingenieros de soporte del equipo MSE y del equipo de geomecánica del instituto técnico del petróleo (ICP). En conclusión, se seleccionaron 10 pozos offset siendo los 10 más actuales de acuerdo con las siguientes características:

3.1.1.i Similitud de las secuencias litológicas. Se identificó la geología del campo Akacias y la secuencia que comparten entre ellos de la litología encontrada en los 10 pozos correlacionados de la siguiente manera:

**Tabla 1.**

*Secuencia de las formaciones en el campo de acacias.*

Formación 1
Formación 2
Formación 3
Formación 4
Formación 5
Formación 6

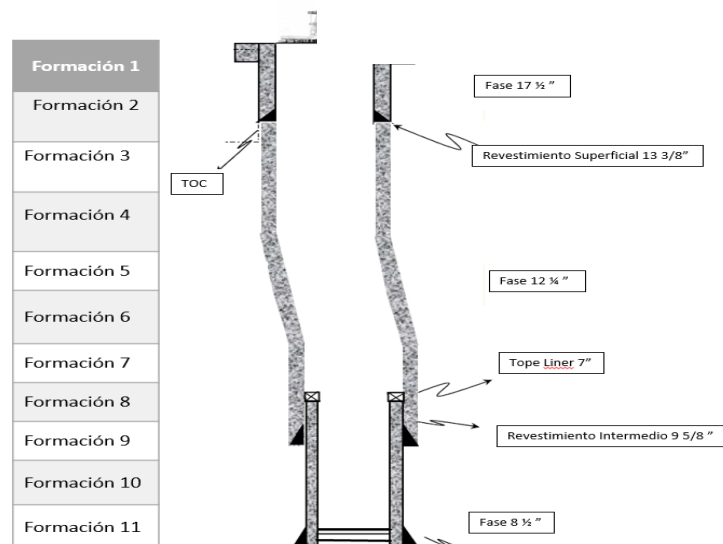
Formación 7
Formación 8
Formación 9
Formación 10
Formación 11

*Nota.* Sincronización de las formaciones en todos los pozos.

3.1.1.ii Estado mecánico. Se revisó a detalle el estado mecánico de la muestra de estudio para garantizar la fiabilidad de los datos que se usarán y las tendencias que se tendrán en cuenta para la obtención de los parámetros de perforación. Se identificó el estado mecánico el cuál se compone de tres fases: Fase Superficial de 17 1/2” cubriendo la totalidad de la formación 1 y revestimiento de 13 3/8” con un bolsillo de 5’. Fase Intermedia de 12 1/4” @ 10’ antes del tope de la Formación 10 con revestimiento de 9 5/8”, con un bolsillo de 5’ y una Fase Final de Producción de 8 1/2” hasta TD planeada, donde se correrá y cementará un liner de 7”, con un bolsillo de 5’. A continuación, se relaciona el diseño del BHA sin mostrar detalle por confidencialidad de la información.

**Figura 3.**

*La figura representa el esquema del estado mecánico general para los pozos seleccionados para el análisis.*



*Nota.* Representa brevemente los componentes del pozo estados mecánicos con dimensiones

Se revisó la configuración del BHA de cada una de las fases de todos los pozos, ya que es necesario que sigan la misma estructura para poder aplicar la fórmula y llevar a cabo el cálculo del MSE. De este modo, se aseguró que todos los pozos se perforaron con la siguiente configuración:

**Tabla 2.**

*Configuración del BHA por fase perforada*

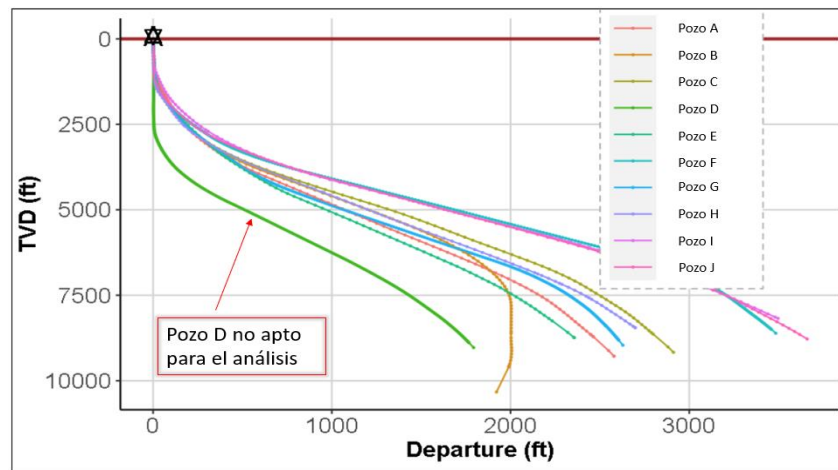
HOLE SIZE (in)	DRIVE
17,50	ROTARY
17,50	MOTOR
12,25	RSS
8,50	ROTARY

*Nota.* Dimensiones de los agujeros de cada sección del pozo con los BHA utilizados

3.1.1.iii Perfil direccional. En el campo de Akacias, dentro de esta muestra de estudio, se seleccionaron pozos desviados de tipo J con inclinación  $< 45^\circ$ . Se llevó a cabo una revisión de la vista de los pozos en el tablero PBI proporcionado por el área de optimización, donde se identificó el perfil direccional, como se muestra en la figura 4. Como resultado de este análisis, se decidió excluir del estudio el pozo D, ya que no cumplía completamente con la similitud necesaria para la correlación.

**Figura 4.**

*Perfil direccional de los pozos seleccionados.*



*Nota.* Interpretación de las desviaciones de los pozos. Tableros PBI de Compañía Operadora S.A.

### 3.1.2 Metodología de la recopilación de los datos

Como se mencionó previamente, el método seleccionado implica la utilización de tres fuentes de información. En el primer paso, se llevó a cabo una revisión exhaustiva de los informes diarios generados a partir del seguimiento en tiempo real en la sala RTO (Real Time Operations). En esta sala, un ingeniero realiza un monitoreo continuo del pozo durante las 24 horas del día registrando datos como topes de formación, fases perforadas, pronosis geológica, fluidos de perforación, ensamblajes de fondo, revestimientos, cementación y cualquier problema operacional que surja durante el desarrollo del pozo.

En la figura 5 se presenta una visualización del informe diario, mientras que en la figura 6 se ilustra el registro de los topes de formaciones ejecutados.

#### Figura 5.

La figura representa la visualización del comportamiento de la actividad del pozo.

Nombre Común Pozo	Fecha Hora Reporte	Fase	Operación	Fecha Hora Inicio Operación	Fecha Hora Fin Operación	Comentarios adicionales	BHA
POZO B	17/10/2023 6:00	8 1/2"	CIRCULATING	16/10/2023 17:50	16/10/2023 20:00	Bombeó y circuló 60 bbl de píldora abrasiva. Realizó desplazamiento de lodo por agua inhibida	Liner 7"
POZO B	17/10/2023 6:00	8 1/2"	RIG DOWN	16/10/2023 20:00	16/10/2023 20:30	Desconectó cabeza de cementación	Liner 7"
POZO B	17/10/2023 6:00	8 1/2"	OTHER	16/10/2023 20:30	16/10/2023 21:30	Realizó prueba de integridad del empaque y tapones con 1700 psi.	Liner 7"
POZO B	17/10/2023 6:00	8 1/2"	FLOW CHECK	16/10/2023 21:30	16/10/2023 22:00	Realizó check flow_ok	Liner 7"
POZO B	17/10/2023 6:00	8 1/2"	OTHER	16/10/2023 22:00	16/10/2023 22:40	Limpio líneas de circulación y flow line	Setting tool
POZO B	17/10/2023 6:00	8 1/2"	TRIPPING	16/10/2023 22:40	17/10/2023 2:00	Saco sarta de DP 5 1/2" + Setting Tool liner hanger 7" hasta	Setting tool
POZO B	17/10/2023 6:00	8 1/2"	PRESSURE TEST	17/10/2023 2:00	17/10/2023 2:50	Realizó prueba del revestimiento con 2400 psi	Setting tool
POZO B	17/10/2023 6:00	8 1/2"	TRIPPING	17/10/2023 2:50	17/10/2023 5:40	Saco sarta de DP 5 1/2" + Setting Tool liner hanger 7" hasta	Setting tool
POZO B	17/10/2023 18:00	8 1/2"	TRIPPING	17/10/2023 5:40	17/10/2023 12:40	Saco sarta de DP 5 1/2" + Setting Tool liner hanger 7" hasta superficie.	Setting tool
						FINALIZA SEGUIMIENTO POR PARTE DE LA SALA RTO.	

**Nota.** Reportes diarios de la sala RTO de la compañía operadora S.A.

**Figura 6.**

*Visualización de los topes de formación*










ROAD MAP	
COLUMNA GEOLOGICA	PROFUNDIDAD
Formación 1	44
Formación 1	100
Formación 1	200
Formación 1	1900
Formación 1	2000
Formación 1	2100
Formación 1	2200
Formación 1	2300
Formación 1	2400
Formación 1	2500
Formación 1	<b>2540</b>
<b>Formación 2</b>	<b>2572</b>
Formación 2	2600
Formación 2	2700
Formación 2	3200
Formación 2	3300
Formación 2	3400
Formación 2	3500
Formación 2	3600
<b>Formación 3</b>	<b>3675</b>
Formación 3	3700
Formación 3	3800
Formación 3	3900
Formación 3	4000
Formación 3	4100
<b>Formación 4</b>	<b>4130</b>
Formación 4	4200
Formación 4	4300
Formación 4	4400
Formación 4	4500
Formación 4	4600
Formación 4	4700
<b>Formación 5</b>	<b>4751</b>
Formación 5	4800
Formación 5	4900
<b>Formación 6</b>	<b>4910</b>
Formación 6	
Formación 6	

*Nota.* Reportes diarios de la sala RTO de la compañía operadora S.A.

Como segunda fuente de información y se puede decir la más importante fue la unidad de geología contratada a la se le solicitó los parámetros registrados durante la perforación pie a pie en cada corrida de los 9 pozos offset seleccionados para el análisis, entre estos parámetros se encuentran la profundidad en MD y en TVD, el peso sobre la broca (WOB, por sus siglas en inglés), el torque medido en superficie (T), las revoluciones por minuto aplicadas en superficie (RPM) y la rata de penetración (ROP), inclinación, azimut, peso del lodo y gamma rey. esta información es proporcionada en formato *.las* permitiendo mediante la obtención de estos, generar una base de datos con los parámetros óptimos para un mejor desempeño en ejecución de pozos.

## Figura 7.

*Representación del esquema de los pozos extraídos.*

-  Pozo A \_DEPTH.las
-  Pozo B \_DEPTH.las
-  Pozo C \_DEPTH.las
-  Pozo E \_DEPTH.las
-  Pozo F \_DEPTH.las
-  Pozo G \_DEPTH.las
-  Pozo H i\_DEPTH.las
-  Pozo I \_DEPTH.las
-  Pozo J \_DEPTH.las

**Nota.** Esquema de cómo se obtenida la información de las unidades de geología

Finalmente, se contó con la valiosa colaboración de expertos, entre ellos ingenieros especializados de seguimiento con conocimientos en MSE, quienes proporcionaron una explicación detallada del comportamiento de los pozos. Además, se recibió apoyo y orientación por parte de ingenieros pertenecientes al equipo de MSE en el área de optimización, quienes brindaron bases sólidas, pautas a seguir y una visión más clara para alcanzar los objetivos propuestos. También se contó con la guía de un matemático con conocimientos de estadística, que orientó en el manejo de la información ofreciendo datos sobre promedios, percentiles y cómo abordar la data.

Estos profesionales ofrecieron capacitaciones a través de charlas técnicas distribuidas a lo largo la semana, dedicando de 1 a 2 horas diarias según la disponibilidad y el progreso del trabajo. Su experiencia y conocimientos fueron fundamentales para el éxito de este proyecto.

### **3.1.3 Construcción de la base de datos**

Con el propósito de analizar, se emprendió la construcción de una base de datos para consolidar los parámetros de perforación de los nueve pozos designados como muestra de estudio para el análisis. Se realizaron importaciones y lecturas de archivos en formato *.las* proporcionados por la unidad de geología, los cuales fueron posteriormente procesados en una hoja de cálculo de “EXCEL”. Esta aplicación se escogió como la herramienta predeterminada para compilar el



historial de información de perforación. Se implementaron dos enfoques diferentes para este proceso:

En el primer enfoque, se compiló la base de datos por pozos con el objetivo de analizar el comportamiento específico de cada uno a lo largo de su trayectoria, como se ilustra en la siguiente figura.

**Tabla 3.**

*Visualización de la base de datos que incluye los parámetros que se consideraron por pozo.*

MD	TVD	Inclinación	Azimut	MSE	Caudal	ROP	RPM Superficie	RPM Motor	RPM Total	WOB	Diametro del hueco	Torque	SPPA	Peso del Lodo	GammaRay
45	45,2789	-999,25	-999,25	1734,7539	206,1357	41,9995	49,9919	0	49,9919	7,5197	17,5	4632,917	49,9684	-999,25	-999,25
46	45,9995	-999,25	-999,25	1482,8135	206,0594	43,2042	49,9919	0	49,9919	7,5615	17,5	4070,6189	50,1623	-999,25	-999,25
47	46,9994	-999,25	-999,25	1670,9683	206,0882	42,7966	49,9919	0	49,9919	8,163	17,5	4540,7568	22,6224	-999,25	-999,25
48	47,9994	-999,25	-999,25	1644,8574	206,0771	43,112	49,9513	0	49,9862	8,1064	17,5	4507,5649	51,0382	-999,25	-999,25
49	48,9993	-999,25	-999,25	1669,1112	206,0407	42,9843	49,9784	0	49,9513	6,3448	17,5	4569,208	51,9141	-999,25	-999,25
50	49,9993	-999,25	-999,25	1327,3545	206,0565	42,6736	49,9593	0	49,9593	5,5966	17,5	3604,114	5,5815	-999,25	-999,25
51	50,9993	-999,25	-999,25	1682,2391	206,1122	43,1129	49,9919	0	49,9919	4,5973	17,5	4616,5269	36,7821	-999,25	-999,25
52	51,9992	-999,25	-999,25	1831,1011	206,0805	38,6335	49,9919	0	49,982	7,403	17,5	4187,418	16,3836	-999,25	-999,25
53	52,9992	-999,25	-999,25	2008,401	206,0565	38,7678	49,9919	0	49,9826	7,0577	17,5	4704,5898	50,131	-999,25	-999,25
54	53,9992	-999,25	-999,25	1698,161	206,0794	41,7951	49,9919	0	49,9919	8,2289	17,5	4471,2329	5,581	-999,25	-999,25
55	54,9991	-999,25	-999,25	1361,2643	206,071	46,0211	49,9588	0	49,9919	8,8074	17,5	3890,833	41,8392	-999,25	-999,25
56	55,9991	-999,25	-999,25	1517,2701	206,1198	47,6451	61,0129	0	57,3278	6,6784	17,5	3962,083	20,5707	-999,25	-999,25
57	56,999	-999,25	-999,25	2532,0625	206,0882	22,831	60,0887	0	49,9919	7,0062	17,5	3560,4009	54,0944	-999,25	-999,25
58	57,999	-999,25	-999,25	2519,4446	206,1174	33,4265	60,6222	0	60,6222	6,7654	17,5	4177,4868	5,5855	-999,25	-999,25
59	58,9989	-999,25	-999,25	2348,2117	206,0882	29,2481	59,9468	0	50,8909	7,6065	17,5	4261,9111	46,5019	-999,25	-999,25
60	59,9989	-999,25	-999,25	2788,5808	206,0565	24,2043	59,9911	0	54,2386	6,9128	17,5	3846,6289	30,7992	-999,25	-999,25
61	60,9989	-999,25	-999,25	7680,8691	206,0868	10,9105	59,9922	0	59,9922	0,5186	17,5	4357,8892	47,9991	-999,25	-999,25
62	61,9988	-999,25	-999,25	3314,6516	206,1357	22,6316	60,0587	0	49,9722	4,3993	17,5	4403,3589	50,308	-999,25	-999,25
63	62,9988	-999,25	-999,25	4484,6201	206,1198	19,1495	60,0705	0	60,0705	7,3587	17,5	4554,7051	50,4542	-999,25	-999,25
64	63,9988	-999,25	-999,25	4911,4136	206,0986	22,5425	64,7057	0	65,2128	6,6024	17,5	4475,6528	52,2857	-999,25	-999,25
65	64,9987	-999,25	-999,25	2431,2705	206,1365	40,246	69,9811	0	61,4413	7,8231	17,5	5073,6372	50,0221	-999,25	-999,25
66	65,9987	-999,25	-999,25	3068,4763	206,115	34,1274	70,057	0	70,057	2,9401	17,5	4619,8179	50,2343	-999,25	-999,25

**Nota.** Representa los datos obtenidos por las unidades con su correspondiente unidad.

En cuanto al segundo enfoque, se compiló los datos por formación para observar el comportamiento general de todos los pozos a lo largo de cada una de las formaciones como se observa en la siguiente figura.

**Tabla 4.**

*Visualización de la base de datos con los parámetros que se consideraron por formación.*

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O
	WELL	Depth(ft)	Time	Depth - Bit (ft)	Total Depth (ft)	Hookload (klbs)	Weight on Bit (klbs)	Block Position (ft)	Flow In (gal/min)	Pump Pressure (psi)	Top Drive Torque (ft-lbs)	Top Drive RPM (rpm)	ROP - Instant Depth / Hour (ft/h)	ROP Depth/Hour (ft/h)	Differential Pressure (psi)
2	POZO A	36	9/06/2022 18:20	36,000	36,000	46,334	0,000	57,8282	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	1,395	1,408
3	POZO A	37	9/06/2022 18:31	37,037	37,037	46,447	0,000	56,79118	4,906	69,134	0,000	0,000	892,382	104,643	-16,677
4	POZO A	38	9/06/2022 18:31	38,078	38,078	46,560	0,000	55,75067	4,916	64,749	0,000	0,000	580,427	432,685	-16,294
5	POZO A	39	9/06/2022 18:31	39,010	39,010	46,193	0,000	54,81808	4,906	59,073	0,000	0,000	478,047	579,599	-17,671
6	POZO A	40	9/06/2022 18:31	40,028	40,028	46,503	0,000	53,8001	4,773	60,105	0,000	0,000	380,738	402,360	-24,851
7	POZO A	41	9/06/2022 18:32	41,032	41,032	46,362	0,000	52,79604	3,680	57,268	0,000	0,000	713,279	846,055	-24,777
8	POZO A	42	9/06/2022 18:32	42,025	42,025	46,447	0,000	51,80339	3,680	56,494	0,000	0,000	736,922	715,945	-24,681
9	POZO A	43	9/06/2022 18:32	43,082	43,082	46,390	0,000	50,74621	3,680	58,815	0,000	0,000	781,397	578,982	-24,325
10	POZO A	44	9/06/2022 18:32	44,057	44,057	44,134	1,047	49,77114	3,674	59,073	3402,594	40,068	780,564	649,436	-24,045
11	POZO B	53	9/06/2022 18:55	53,000	53,000	42,724	4,079	40,27023	206,053	71,972	11425,932	50,372	41,199	38,642	3,826
12	POZO B	54	9/06/2022 18:59	54,006	54,006	52,914	0,000	38,35999	206,012	72,229	1161,611	59,764	50,181	55,283	5,636
13	POZO B	56	9/06/2022 19:05	54,583	56,000	55,763	0,000	38,31477	205,970	74,809	3104,682	60,338	0,000	0,000	-1,090
14	POZO B	57	9/06/2022 19:13	57,002	57,002	59,062	2,965	37,49189	206,053	67,586	3037,663	60,000	27,686	19,218	-2,919
15	POZO B	58	9/06/2022 19:16	58,004	58,004	58,025	1,849	36,75167	206,053	65,265	1228,429	60,236	46,678	32,820	-2,597
16	POZO B	59	9/06/2022 19:18	59,004	59,004	59,093	2,189	35,75098	206,094	69,392	3793,224	60,034	30,177	30,011	-4,138
327	POZO B	54	30/10/2022 12:47	54,000	54,000	54,862	0,000	44,226	171,877	70,579	950,876	60,541	4,353	1,032	1,944
328	POZO B	57	30/10/2022 12:47	57,000	57,000	53,602	0,000	44,212	171,992	56,182	2045,668	59,730	0,000	0,000	0,354
329	POZO B	58	30/10/2022 13:07	58,011	58,011	33,448	4,357	43,386	180,712	67,762	1213,009	57,432	0,000	0,000	2,387
330	POZO B	59	30/10/2022 13:10	59,003	59,003	44,785	9,432	42,393	180,458	75,587	1732,136	60,236	0,000	0,000	1,557
331	POZO B	60	30/10/2022 13:15	60,017	60,017	45,992	1,458	41,379	180,458	72,770	2066,228	60,338	4,559	0,000	-0,965
634	POZO C	87	15/Aug/2022 20:03:01	87,002	87,002	54,422	8,780	1,094	197,639	40,689	1978,850	48,784	16,949	19,592	9,49181
635	POZO C	88	15/Aug/2022 20:09:24	88,002	88,002	58,760	11,090	0,094	197,639	40,219	272,413	48,547	28,871	9,787	9,75056
636	POZO C	89	15/Aug/2022 20:11:38	89,004	89,004	51,621	10,664	-0,908	197,639	43,036	3368,958	50,101	32,312	30,810	10,35123
637	POZO C	99	15/Aug/2022 20:46:34	99,005	99,005	58,321	0,943	89,380	197,639	58,216	2688,152	50,236	15,976	0,000	-1,76222
638	POZO C	100	15/Aug/2022 20:48:24	100,004	100,004	64,691	2,328	88,382	197,639	64,163	1459,723	50,777	32,377	32,833	-2,34095
639	POZO C	101	15/Aug/2022 20:50:38	101,002	101,002	56,838	5,039	87,384	197,639	58,529	1238,709	50,101	32,554	26,496	-2,42027
640	POZO C	102	15/Aug/2022 20:52:28	102,002	102,002	59,035	2,138	86,383	197,639	57,590	4330,113	50,135	34,384	32,225	-4,28575

**Nota.** Representa los datos obtenidos por las unidades con su correspondiente unidad.

La creación de esta base de datos ofrece una representación organizada, precisa y dinámica de los parámetros considerados para los cálculos y análisis subsiguientes. Además, facilita la construcción de comparaciones visuales entre pozos, formaciones y parámetros.

### 3.2 FASE 2 Implementación del cálculo del MSE y Análisis de Datos

En los pozos seleccionados para el estudio, se llevó a cabo una evaluación de los parámetros reales de perforación, dado que los parámetros indicados en el plan de perforación pueden ser ajustados según las condiciones de trabajo y la viabilidad del momento de perforación, es crucial determinar los valores más cercanos a la realidad al calcular y desarrollar la energía mecánica específica (MSE). Esto nos permitirá alcanzar el mapa de parámetros óptimos para la perforación.

A continuación, se detallan los cálculos y procedimientos llevado a cabo para efectuar el análisis de la información recopilada en relación con el MSE.

Inicialmente la fórmula para calcular la energía mecánica específica (MSE) incluye el peso sobre la broca (WOB), el torque medido en superficie (T), las revoluciones por minuto aplicadas en superficie (RPM) y la tasa de penetración (ROP). Esta ecuación está compuesta por dos componentes: Uno axial y otro rotacional. la expresión correspondiente es la siguiente:

**Ecuación 3. Ecuación MSE, R, Tale, 1965**

$$MSE_{teale}(1) = \left( \frac{4 * WOB}{\pi * Db^2} \right) + \left( \frac{0.48 * T * RPM}{Db^2 * ROP} \right)$$

Se contó con dos ecuaciones relacionadas con el cálculo del MSE realizadas en este trabajo, específicamente para el BHA rotario y el BHA con motor. La expresión matemática para calcular el MSE en el caso del BHA rotario implica incorporar el factor de ajuste, una constante estimada que modifica el MSE de acuerdo con su perfil direccional. Esto se realiza utilizando un valor específico si la inclinación del pozo es menor o mayor a 45°, para este proyecto al ser pozos con una inclinación < 45° se usó la constante 0.35, utilizando la siguiente fórmula:

**Ecuación 4. Ecuación corregida para BHA rotario**

$$MSE_{adj} = cte * \left( \left( \frac{4 * WOB}{\pi * Db^2} \right) + \left( \frac{0.48 * T * RPM}{Db^2 * ROP} \right) \right)$$

En cuanto al cálculo del MSE para el BHA con motor de fondo se integran cuatro variables fundamentales que son: El factor de la razón volumétrica de velocidad del motor (KN), la presión diferencial máxima operativa del motor ( $\Delta P_{max}$ ), la presión diferencial del motor aplicada en un tiempo determinado ( $\Delta P$ ) y el torque máximo operativo del motor ( $T_{max}$ ), utilizando la siguiente fórmula:

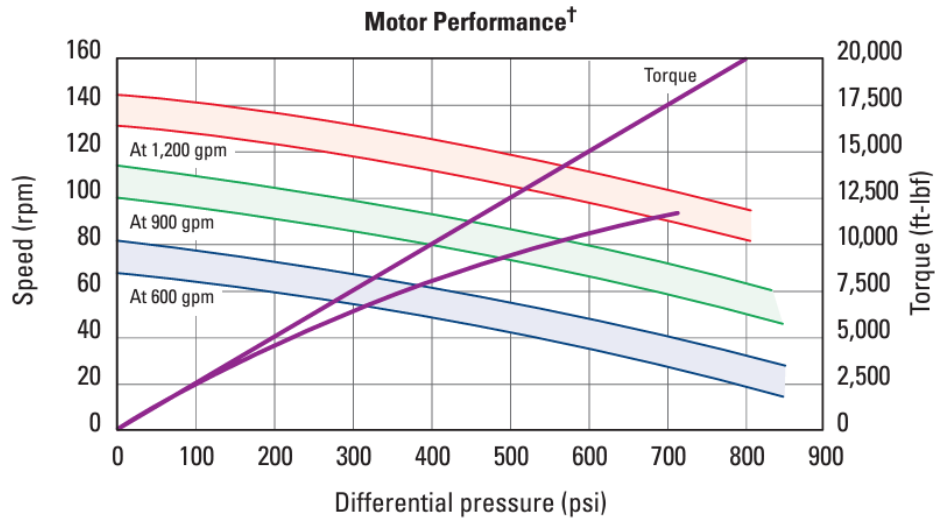
**Ecuación 5. Ecuación corregida para BHA con motor**

$$MSE_{madj} = cte * \left( \left( \frac{4 * WOB}{\pi * Db^2} \right) + \left( \frac{0.48 * (RPM + KN * Q) * \left( \left( \frac{T_{max}}{\Delta P_{max}} * \Delta P \right) + T \right)}{Db^2 * ROP} \right) \right)$$

Se encontró que en los nueve pozos correlacionados en la investigación que se usó el mismo motor en la misma fase por lo cual se relaciona para los cálculos los mismos valores de la ficha técnica del motor, a continuación, en la figura 8 se muestra la ficha técnica del motor.

**Figura 8.**

La figura representa la relación entre el torque y el diferencial de presión a diferentes rpm



*Nota.* Tomado de ficha técnica de motor de fondo, PowerPak-handbook-br

### 3.2.1 Cálculo final del MSE con los parámetros de perforación compilados

Teniendo en cuenta las fórmulas previamente mencionadas, se procede al cálculo definitivo del MSE para las diferentes fases, teniendo en cuenta la configuración del BHA, ya que algunas fases se perforaron con motor de fondo y otras con sistema RSS, en la siguiente tabla se muestra cómo queda la base de datos con el cálculo correspondiente.

**Tabla 5.**

*Visualización del cálculo final del MSE.*

Fase		17,5	Torque maximo		24000	EFI		0,35										
k		0,11	Diferencial del motor		1000	PI( )/4*D^2												
Depth (ft)	Hookload (klbs)	Weight on Bit (klbs)	Block Position (ft)	Flow In (gal/min)	Pump Pressure (psi)	Top Drive Torque (ft-lbs)	Top Drive RPM (rpm)	ROP - Instant (ft/h)	ROP (ft/h)	Differential Pressure (psi)	Axial	Rotativa	Suma					
57	59,06171	2,96533	37,49189	206,05315	67,58616	3037,66309	60	27,68586	19,21768	-2,91926	0,01233	10,31805827	3,61563534					
58	58,02499	1,8488	36,75167	206,05315	65,2645	1228,42896	60,23649	46,67823	32,82018	-2,59666	0,00769	2,484622788	0,87230822					
59	59,09313	2,18943	35,75098	206,09447	69,3919	3793,22412	60,03379	30,17715	30,01123	-4,13825	0,00910	11,82745171	4,14279401					
60	54,44359	2,3637	34,75142	206,05315	69,90782	4091,33643	60,8446	30,87518	31,14899	-2,71886	0,00983	12,63696769	4,42637818					
61	55,82589	3,70958	33,7548	206,01173	76,09892	1526,54138	59,42568	14,15104	1,26819	10,38165	0,01542	10,04753488	3,52203513					
62	62,2033	0,7882	32,75377	206,05315	90,28686	1655,03809	59,89865	18,60632	13,23442	7,7657	0,00328	8,350830751	2,9239377					
63	56,42279	4,26552	31,75464	206,01173	79,7104	2533,95581	60,57433	19,14305	29,73742	5,14421	0,01773	12,56729074	4,40475865					
64	63,8055	0	30,75277	206,09447	82,80595	1968,57019	69,96622	28,76525	0	3,90299	0,00000	7,504751266	2,62666294					
65	62,14046	4,21949	29,75069	206,01173	80,48428	1742,41602	70,27027	41,46545	29,63106	3,42431	0,01754	4,628094677	1,62597305					
66	54,94624	3,68477	28,75038	206,05315	87,19131	3880,60156	70,13514	57,13335	41,00768	3,60231	0,01532	7,466381429	2,61859532					
68	61,82631	1,30398	28,02041	206,05315	69,64986	2045,66821	69,29054	27,84085	39,20189	4,21362	0,00542	7,979796051	2,79482608					
69	57,33385	3,61003	27,01891	206,05315	74,03522	1850,35315	70,27027	29,71141	30,30255	3,88625	0,01501	6,859115621	2,40594353					
70	55,51173	2,99031	26,0155	206,09447	69,3919	1906,89185	70,06757	53,12432	30,36406	4,83469	0,01243	3,941984158	1,38404575					
71	60,16127	3,08412	25,01743	206,05305	83,57983	1187,31006	69,62839	40,22365	37,35965	5,16459	0,01282	3,221322186	1,13195056					
72	61,19799	3,83163	24,01645	206,01173	81,25817	3695,56641	70,54054	46,57278	40,77668	6,0233	0,01593	8,773093715	3,07615832					
73	58,81039	1,99859	23,00348	206,05315	82,29002	215,87453	69,76351	6,91433	10,38439	3,80943	0,00831	3,413852594	1,19775662					
74	58,71614	2,69987	22,00151	206,05315	84,86964	1089,65234	69,45946	39,19119	32,65893	4,72613	0,01122	3,026885883	1,06338872					
75	58,59048	2,4037	21,00437	206,05305	69,90782	1629,33875	69,96622	46,11115	42,22092	6,88199	0,00999	3,874886483	1,35970797					
76	58,05641	3,45167	19,99832	206,01173	87,44926	1958,29065	69,79729	51,64203	50,69802	8,58454	0,01435	4,148370578	1,45695233					
77	56,57986	3,31463	19,00321	206,05315	81,00021	755,56085	70,47298	20,22555	22,01944	8,07116	0,01378	4,12626278	1,44901519					
78	50,4852	5,36273	18,00308	206,01173	71,19763	3731,54565	70,16892	41,26678	31,01429	9,01261	0,02230	9,944847056	3,48849994					
79	55,32323	4,79229	17,00195	206,05315	78,42059	2554,51514	69,45946	37,02028	41,02553	8,7049	0,01992	7,512168565	2,63623241					
80	57,52234	3,64155	16,00276	206,05315	76,35688	560,24579	70,70947	38,6758	31,27653	9,13598	0,01514	1,605395414	0,56718733					
81	55,48031	4,63875	15,0021	206,01173	77,38873	2739,55054	68,71622	40,46499	40,64075	11,03687	0,01929	7,291624254	2,5881848					
82	57,55376	3,80603	14,00068	206,05305	77,13077	1639,61841	69,83109	40,75387	34,4432	9,36498	0,01582	4,403397498	1,5467274					
83	57,55376	3,32657	12,99956	206,09447	80,22632	2965,70508	71,11487	38,92353	40,81546	9,58042	0,01383	8,492612366	2,97725492					
84	59,21879	3,7025	11,99909	206,05305	84,61168	1439,16345	69,62839	39,35635	40,40193	7,65164	0,01539	3,990679039	1,40212529					
85	56,4542	3,84392	11,00251	206,01173	77,13077	1336,36621	70,16892	29,82317	33,75675	8,40259	0,01598	4,928123854	1,7043676					
86	56,92544	3,75434	10,00372	223,56184	95,18814	1038,25366	70,50676	19,95777	19,94556	22,12345	0,01561	5,748934431	2,01759011					

**Nota.** Representa el cálculo de MSE para la unidad de taladro y determinado

### 3.2.2 Selección del software y programación de las curvas con los parámetros de referencia

Los datos obtenidos de los pozos se caracterizan por su complejidad y diversidad, además de representar una inversión significativa. Dada la naturaleza intrincada de estos datos y para el desarrollo de las correlaciones de las curvas fue esencial identificar una herramienta robusta que pudiera respaldar y gestionar de manera integral toda la información proveniente de los pozos. Se exploraron diversas opciones de herramientas, asegurándose de alinearlas con los requisitos específicos del proyecto. Con un enfoque en la eficiencia y la integridad de los resultados, se seleccionó un visualizador de una compañía A que cumplía con los propósitos y requisitos de seguimiento necesarios, se procedió a realizar pruebas exhaustivas. En esta etapa se contó con la asesoría de un especialista, quien colaboró en la verificación de la herramienta, resolvió inquietudes y facilitó la socialización de los pasos necesarios para su utilización efectiva.

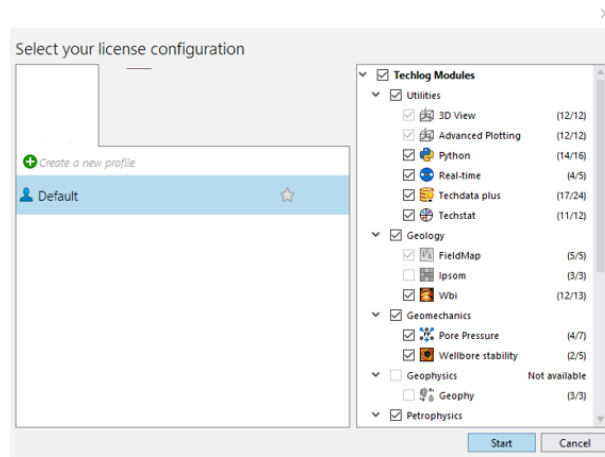
Con esta herramienta, es posible consolidar todos los datos de perforación en una aplicación sumamente intuitiva, facilitando la realización del análisis. Además de ofrecer módulos avanzados diseñados para expertos en el campo, el software permite que los datos de los pozos sirvan como

una base sólida para que los usuarios revisen y analicen la información. Este programa es compatible con flujos de trabajo complejos en diversas disciplinas.

El visualizador seleccionado se presenta como una herramienta funcional para correlacionar mapas de parámetros y representarlos gráficamente, ya sea en tiempo real o en momentos específicos. Esta herramienta permitió establecer pasos a desarrollar, proporcionando un seguimiento de aprendizaje para su visualización. Cabe destacar que el acceso a esta herramienta se gestiona a través de unas licencias establecidas por la empresa, y cuenta con la capacidad de ser accesible de manera remota, como se muestra en la figura siguiente.

### Figura 9.

#### *Ventana principal del software*



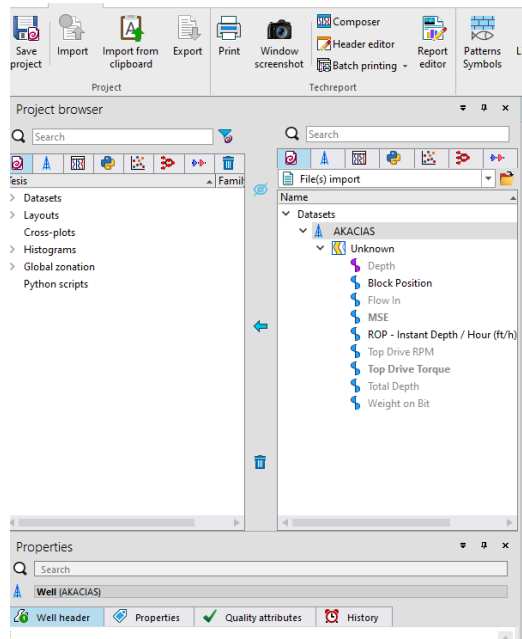
**Nota.** Visualizador principal donde se selecciona el uso de datos

El software permite una visualización completa de los parámetros de perforación, ya sea en profundidad pie a pie o en tiempo, en cada uno de los pozos. Facilita correlaciones más precisas, como se evidencia en la figura 10. En el visualizador principal, se pueden seleccionar las opciones a utilizar; en este caso, se opta por la mayoría de los modelos a utilizar, siendo un factor crucial en el desarrollo de las correlaciones.

Además, el software permite importar los datos establecidos en la perforación. El primer paso consistió en la importación de los datos de Unidad de geología al visualizador. Los datos de Unidad de geología seleccionados fueron: Depth, ROP, WOB, RPM, T, MSE, block position, Flow in, diámetro del hueco.

**Figura 10.**

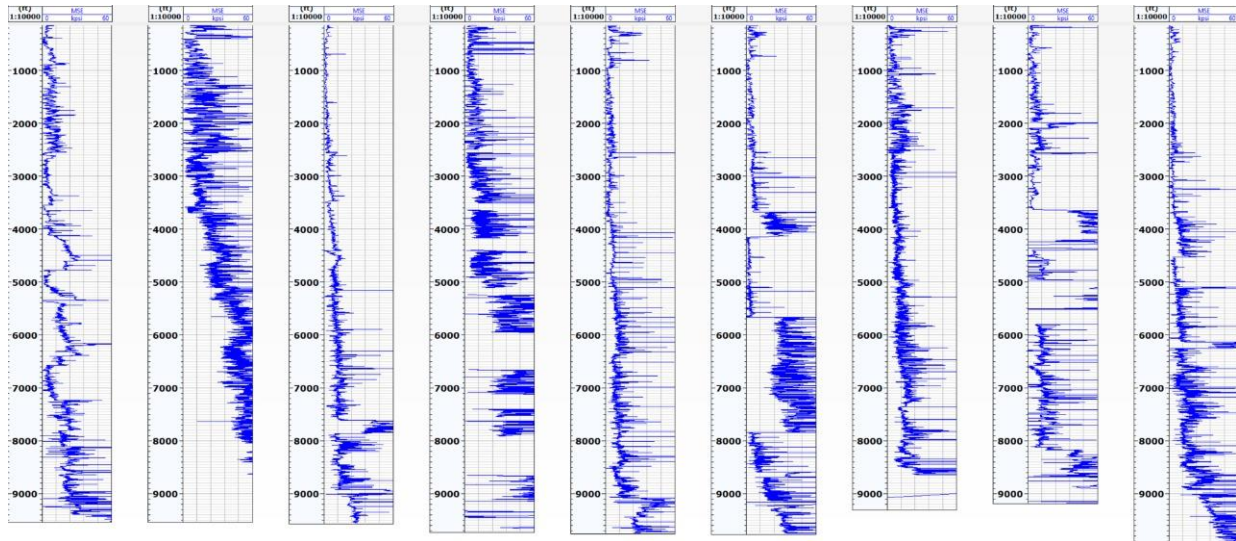
*Representación de cómo se importan los datos de Unidad de geología en el visualizador seleccionado.*



**Nota.** Importar los datos de cada uno de los pozos seleccionando los parámetros necesarios  
A continuación, se presentan las curvas programadas de los nueve pozos offset con el propósito de identificar patrones de comportamiento basados en el MSE calculado previamente, debido a que este es un parámetro inversamente proporcional a la ROP y brinda un indicio del desempeño de la perforación. Estas curvas ofrecen una representación gráfica que permite visualizar de manera efectiva las variaciones y tendencias en el rendimiento de cada pozo en relación con el MSE.

**Figura 11.**

*Curvas generadas en visualizador seleccionado con el MSE calculado, elaboración propia.*



**Nota.** Primera imagen del visualizador de comportamiento del MSE con los 9 pozos importando los datos

En el proceso de importación de los datos de la unidad de geología se inició la correlación de los parámetros en el visualizador seleccionado, observando el comportamiento de cada curva en los pozos. Sin embargo, se identificó una discrepancia en dicho comportamiento, sus curvas no exhibían un patrón normal, como respuesta a esto, se optó por incorporar en el visualizador los parámetros de las ROP y el T para realizar un análisis más completo de lo que se podía obtener del MSE.

Se generó una alerta en el parámetro del T, lo que permitió identificar valores que no concordaban con un comportamiento real observado en otros pozos. Posteriormente, se analizó el MSE de los demás pozos y se encontró que generaba la misma alerta en el comportamiento errático del T. En consecuencia, se tomó la decisión de realizar una verificación más detallada de este parámetro para llevar a cabo una depuración adecuada de la base de datos.

Al observar que la limpieza del T no resultaba en una mejora significativa en el cambio de tendencias del MSE, se decidió recopilar data de otras ubicaciones. La información de perforación de los registros del taladro desempeña un papel fundamental para llevar a cabo un control de calidad y aseguramiento de la data (QAQC, por sus siglas en inglés) de los datos, permitiendo observar las diferencias entre ellos.



La información del taladro pudo ser importada desde el visualizador del taladro, este es un software que realiza seguimientos en tiempo real de los pozos en la sala RTO. Este programa facilitó la obtención de datos relevantes para el análisis y la comparación de las tendencias del MSE, contribuyendo a una comprensión más completa del comportamiento de los pozos en diferentes ubicaciones. Se usó una calculadora que posibilita la comparación de dos datos en diferentes ubicaciones.

**Figura 12.**

*Visualización de la calculadora para la comparación de datos entre Unidad de geología y Taladro*

POZO		POZO A												OTROS				CÁLCULO MSE SUPERFICIE									
DÍAMETRO BROCA	TIPO	MOTOR	K	MAX TQ	MAX DIF	DATOS PARA CÁLCULO MSE Y CONTROL DE CALIDAD										RPM TOTAL	EFICIENCIA	VOB	TQ	PROFUNDIDAD CORTE (DOC)	RESISTENCIA PERFORACION (PS)	COMPONENTES MSE (Kpsi)		MSE (Kpsi)			
MD	DP	GPM	MSE	ROP	RPM	TQM	TQM ML	VAZH	VI	VOBK	LBS	ft-Lbs	PULGIFRE Y	PSI	TOTAL	AXIAL	ROTACIONAL	SIN MOTOR	CON MOTOR	SIN MOTOR	CON MOTOR	ACTUAL	DIFERENCIA				
12 3/4		N2	0.11	24000	1000																						

**Nota.** Calculadora que se determina el MSE y se compara con otros datos. Tomado de: L. Cano, Compositor, Cálculo MSE control de calidad. [Grabación de sonido]. 2023.

En la figura 12, se exhiben los datos esenciales para llevar a cabo el cálculo del MSE. La disposición de datos se realizó por secciones; en la primera sección, se determinó la base del *casing point* para establecer la profundidad de dicha sección y alimentar así la calculadora. Dado que, en la ecuación del MSE, se realiza una corrección de T y RPM al tener un BHA con motor, se aplicó esta corrección en la primera sección. Se determinaron el torque máximo, el diferencial y un factor constante específico para cada motor, lo que permitió corregir el parámetro correspondiente.

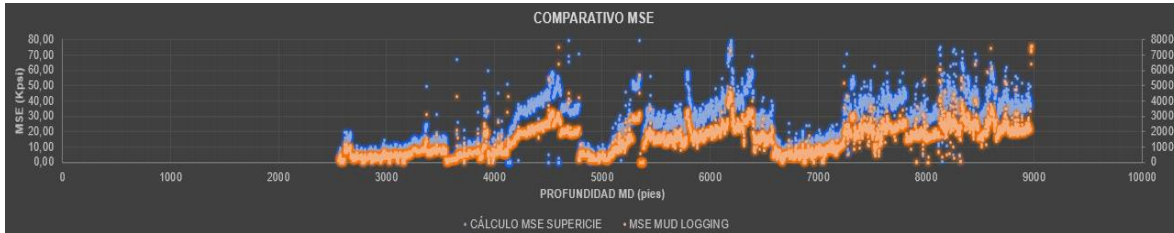
En cuanto a la segunda sección, se determinó la profundidad del *casing point* para garantizar las profundidades de esta sección, sin realizar ninguna corrección en los parámetros. De manera análoga, para la última sección se siguió el mismo procedimiento que en la segunda sección, determinando el *casing point* y asegurando la profundidad. Todas las profundidades manejadas en el proyecto se expresaron en MD (Profundidad medida) para brindar mayor claridad en cuanto a la litología y los espesores de formación, lo que contribuyó a una precisión superior en cálculo del MSE.

Con todos los parámetros por fase establecidos, se procedió a su correlación e identificación de las diferencias en el cálculo del MSE entre Unidad de geología y taladro. Primeramente, se evidenció una diferencia entre el MSE calculado de ML y el MSE calculado por los parámetros de taladro

en la calculadora específica, con el fin de determinar si existe alguna diferencia en la evolución del MSE. La siguiente imagen representa comparación graficada en un diagrama.

**Figura 13.**

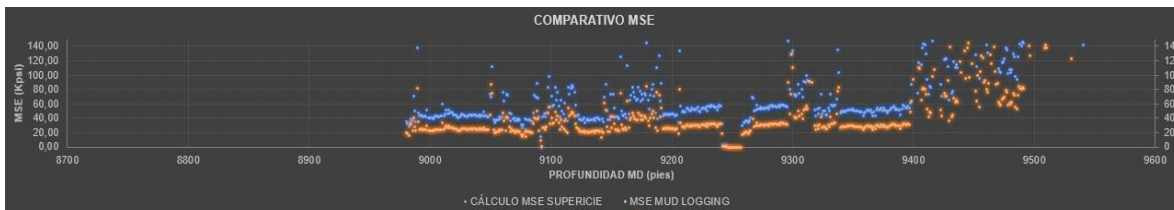
*Cálculo de MSE VS MSE de ML. Diagrama plot. Pozo A. Sección 12 ¼.*



**Nota.** Diferencia del comportamiento de los MSE para ver las variaciones y calidad de data

**Figura 14.**

*Cálculo taladro de MSE VS MSE de ML. Diagrama plot. Pozo A. Sección 8 ½, elaboración propia.*



**Nota.** Diferencia del comportamiento de los MSE para ver las variaciones y calidad de data

### 3.2.3 Limpieza de datos de Unidad de geología

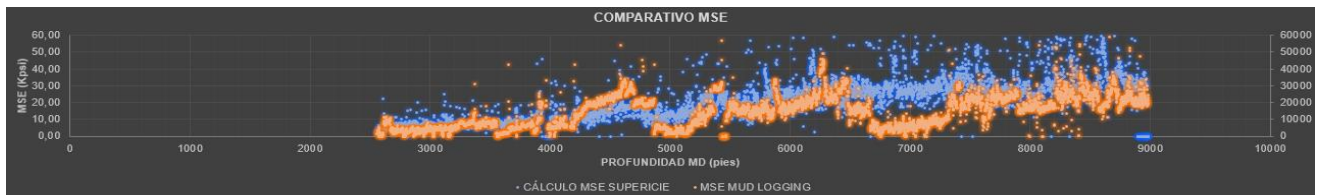
Se verificó que no existía ninguna diferencia entre el comportamiento del MSE determinado por Unidad de geología y el MSE calculado con los mismos parámetros de Unidad de geología, la unidad de geología calcula el MSE por lo que se decidió verificar este valor con la calculadora de la compañía operadora, excepto por el factor de ajuste, que variaba. Unidad de geología utilizó un factor de ajuste de 0.20 interpretando que la desviación del pozo sería mayor de 45°. Sin embargo, al correlacionar todos los pozos offset, se observó que las máximas desviaciones eran menores a 45°, por lo que el factor de ajuste a utilizar sería 0.35.

Después de determinar el cálculo a utilizar de Unidad de geología, que es el mismo de la compañía operadora S.A., se generó otra grafica *plot* que mostraba la diferencia entre el MSE calculado con los parámetros de taladro y el MSE de Unidad de geología. Se identificaron diferencias

significativas en la comparación, donde el  $R^2$  de la línea de tendencia estaba considerablemente alejado de 1. Por lo tanto, se buscó cuál de los parámetros era el más errático en la comparación. El torque fue el parámetro identificado para graficarlo y, al observar las diferencias entre los dos MSE, se determinó que el parámetro no tenía un comportamiento lineal, generando así la alerta. Se compararon todos los pozos con cada sección en el comportamiento del torque, notando que el torque de taladro mostraba un comportamiento más coherente.

**Figura 15.**

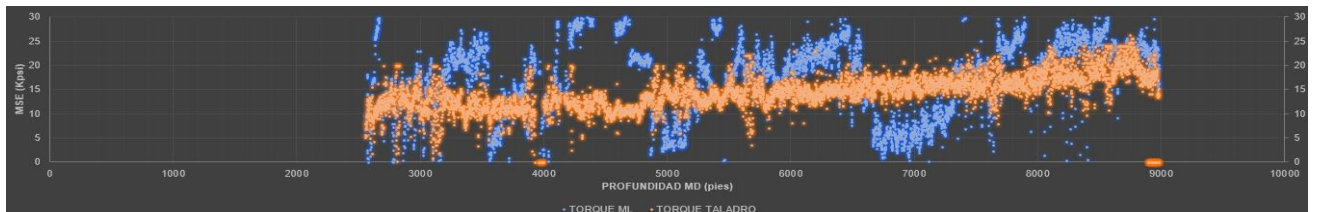
*Cálculo del MSE taladro VS MSE ML. Sección 12 ¼, elaboración propia.*



**Nota.** Diferencia del comportamiento de los MSE para ver las variaciones y calidad de data

**Figura 16.**

*T de taladro VS T de ML. Sección 12 ¼, elaboración propia*



**Nota.** Diferencia del comportamiento de los MSE para ver las variaciones y calidad de data

**Figura 17.**

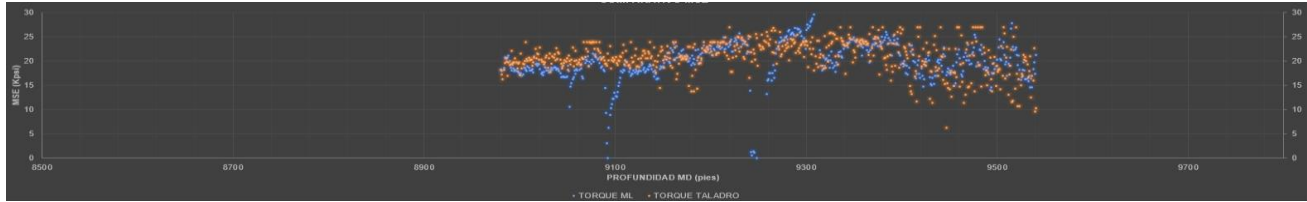
*Cálculo del MSE taladro VS MSE ML. Sección 8 ½, elaboración propia, elaboración propia.*



**Nota.** Diferencia del comportamiento de los MSE para ver las variaciones y calidad de data

## Figura 18.

*T de taladro VS T de ML. Sección 8 1/2, elaboración propia*



**Nota.** Diferencia del comportamiento de los MSE para ver las variaciones y calidad de data

Al identificar que los datos de taladro presentaban un comportamiento más coherente, se decidió trabajar con ella para su visualización. Sin embargo, al graficarlos en el software, se observó que el comportamiento del MSE en algunas ocasiones era inusual. Al identificar que no era culpa de la perforación, si no de factores externos, se procedió a realizar una limpieza de los datos para mejorar la eficiencia del comportamiento del MSE. La limpieza se consideró necesaria para evitar que los valores por pozo y formación cambiaran significativamente, generando una ventana de desviación estándar muy alta.

Para llevar a cabo esta limpieza de datos, se utilizó el parámetro del block position. Se interpretó que el MSE, en momentos de paradas o conexiones aumentaba cada vez más. Por lo tanto, los parámetros en momento de la parada no generaban datos correctos, y se concluyó que era necesaria una limpieza de datos. Se generó un código para la limpieza de este parámetro. En el código, se estableció un condicional que consideraba el máximo y el mínimo en el block position para cada pozo y aplicaba una corrección en el MSE.

Por ejemplo, en el pozo A, el máximo valor del block position que se tenía era de 95 ft y el mínimo era de 2 ft, así que se generó una condición, si el block position era mayor a 93 ft o menor o igual a 5 ft, todos los valores del MSE se cambiaban a -999.25. Este valor al introducirse en los softwares de programación, indica que no hay registro, siendo útil para determinar los máximos y mínimos del MSE. Otro condicional se aplicó considerando que, en la primera sección, se utilizaba motor, y había mucho deslizamiento de la herramienta, lo que generaba valores erráticos en el MSE, ya que no generaba una rotación, solamente lo hacían deslizando para que desde el comienzo ya se generara el KOP que necesitaban los pozos. El condicional que generó para esta limpieza fue también determinada para cada pozo observando el comportamiento que tenía las RPM a medida que iban perforando, se observaba que en cada deslizada de herramienta la RPM baja a más de 30

rpm, y el MSE cambiaba, así que el condicional fue que, si las RPM eran menores o iguales a 30 rpm, los valores del MSE se cambiaban a -999.25. Así se creó un MSE corregido por condicionales, donde la curva y el comportamiento de MSE eran más limpios, permitiendo observar los comportamientos de perforación y el desempeño de la ROP.

***Ecuación 6. Condicional para limpieza de dato MSE por paradas.***

$$= Si(block\ position \geq 95; -999.25; Si(block\ position \leq 5; -999.25; MSE))$$

***Ecuación 7. Condicional para limpieza de dato MSE si la herramienta está deslizando, realizado por los autores.***

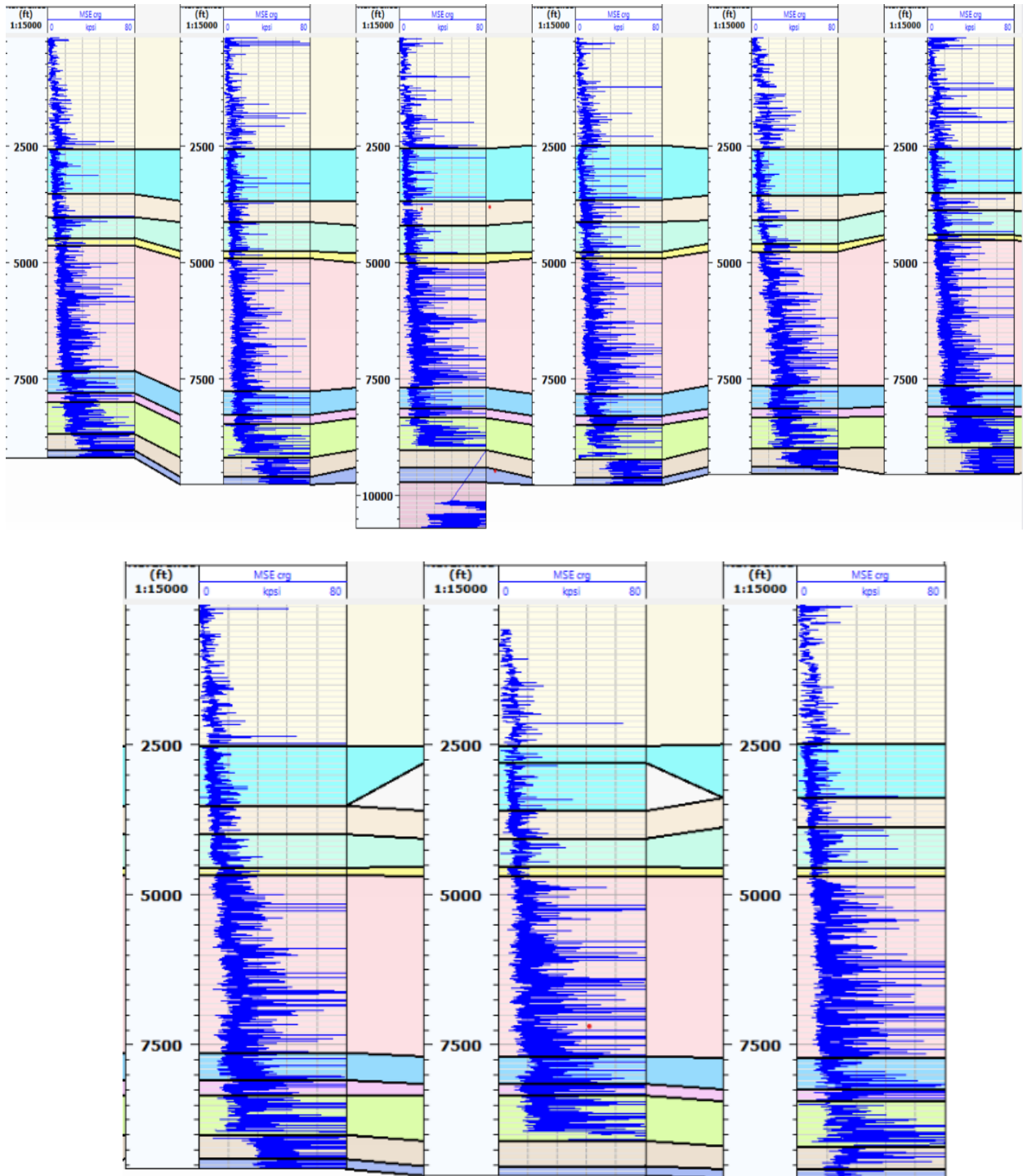
$$= Si(RPM \leq 30; -999.25; MSE)$$

### ***3.2.4 Correlación de las curvas con cada formación de los pozos seleccionados***

Para culminar el proceso de depuración de los datos de perforación, se llevó a cabo la representación gráfica de la información utilizando el software correspondiente. Seguidamente, se abrió el log view, un visualizador de gráficos de los parámetros, desempeñando un papel crucial en la comprensión del comportamiento individual de cada parámetro, especialmente aquellos que afectaban al cálculo del MSE. En este proceso, se llevó a cabo una correlación entre los diferentes parámetros para obtener una comprensión más profunda de su comportamiento. Se le dio mayor importancia en aquellos que influían directamente en el MSE. Durante este proceso se evaluaron posibles patrones o comportamientos distintivos en cada uno de los parámetros. Además, se definieron los límites de las formaciones en todos los pozos, discretizándolos en zonas específicas para concretar la atención en correlaciones particulares con cada parámetro. Esta estrategia facilitó una observación más detallada y precisa del comportamiento de los datos.

**Figura 19.**

*Visualizador con el MSE corregido y los topos de formación de cada uno de los pozos.*



*Nota.* Representa el comportamiento del MSE con los espesores de cada una de las formaciones

La determinación de los topes de las formaciones resultó ser un factor crucial y de gran importancia. Al visualizar estos topes en el software, se pudo observar cómo los parámetros variaban al cambiar de formación. En la imagen adjunta, se presentan los gráficos correspondientes a los pozos A, B y C del estudio. Cada pozo se sometió a un análisis en relación con el espesor de cada formación, con el propósito de identificar cambios y extraer conclusiones significativas. Los espesores de las formaciones fueron extraídos de los informes de los reportes diarios de la sala RTO, que detallaban las variaciones en profundidad de cada formación.

Para facilitar la visualización y la incorporación de estos datos en el software, se empleó una herramienta llamada "*zone editor*". En esta interfaz, se categorizaron los pozos, lo que permitió generar los espesores correspondientes a cada formación. La información se importó con las formaciones y se interpretó mediante el uso de colores. El visualizador en el "*zone editor*" generó filas indicando el tope y la base de cada formación con su respectivo nombre. Al completar el proceso de importación de datos, se llevó a cabo una correlación del movimiento de cada pozo. Se determinó que el visualizador permitía establecer correlaciones entre varios pozos simultáneamente, demostrando así su capacidad para proporcionar una correlación estable y detallada.

Asimismo, se clasificaron cada una de las variables a utilizar, asignándolas a una familia en específico. En otras palabras, al importar una variable, se le asoció una familia que indicaba a que categoría pertenecía el registro. Al identificar la familia correspondiente del parámetro, se generó una unidad representativa para que se pudiera identificar claramente su naturaleza. La siguiente figura ilustra la interpretación del "*zone editor*" y cómo se añadió una familia representativa para el parámetro a utilizar.

**Figura 20.**

*Visualizador de zona editor para elaboración de tope y base de las formaciones*

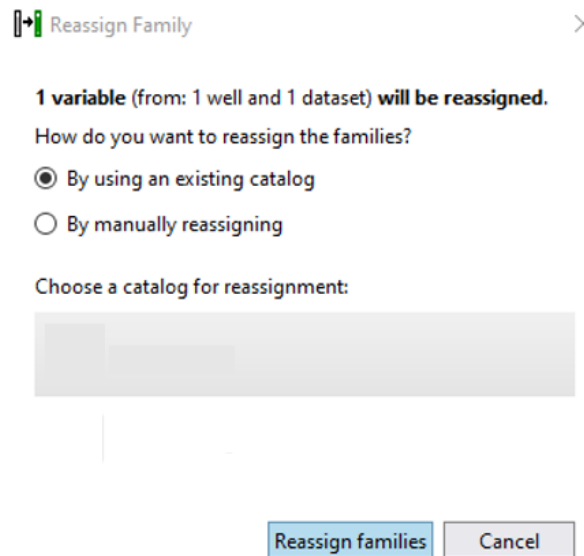


Well	Zone	Top (ft)	Bottom (ft)
Pozo A	Formacion 1	40.00	2557.00
	Formacion 2	2557.00	3557.00
	Formacion 3	3557.00	4092.00
	Formacion 4	4092.00	4592.00
	Formacion 5	4592.00	4761.00
	Formacion 6	4761.00	7635.00
	Formacion 7	7635.00	8133.00
	Formacion 8	8133.00	8316.00
	Formacion 9	8316.00	8981.00
	Formacion 10	8981.00	9380.00
	Formacion 11	9380.00	9540.00

*Nota.* Representa como se le agregaba las topes y bases de las formaciones.

**Figura 21.**

*Reasignación de familia dependiendo del parámetro a utilizar con unidad propia.*



*Nota.* Representa como se le asigna las unidades a cada uno de los parámetros establecidos

### **3.2.5 Desarrollo del Mapa de Parámetros de Perforación mediante el Análisis del MSE**

Una vez que se establecieron todos los pozos con los topes y bases de las formaciones correspondientes, junto con la asignación de la familia para cada uno de los parámetros, se empleó otra herramienta crucial para definir el mapa de parámetros a implementar en los pozos. En este

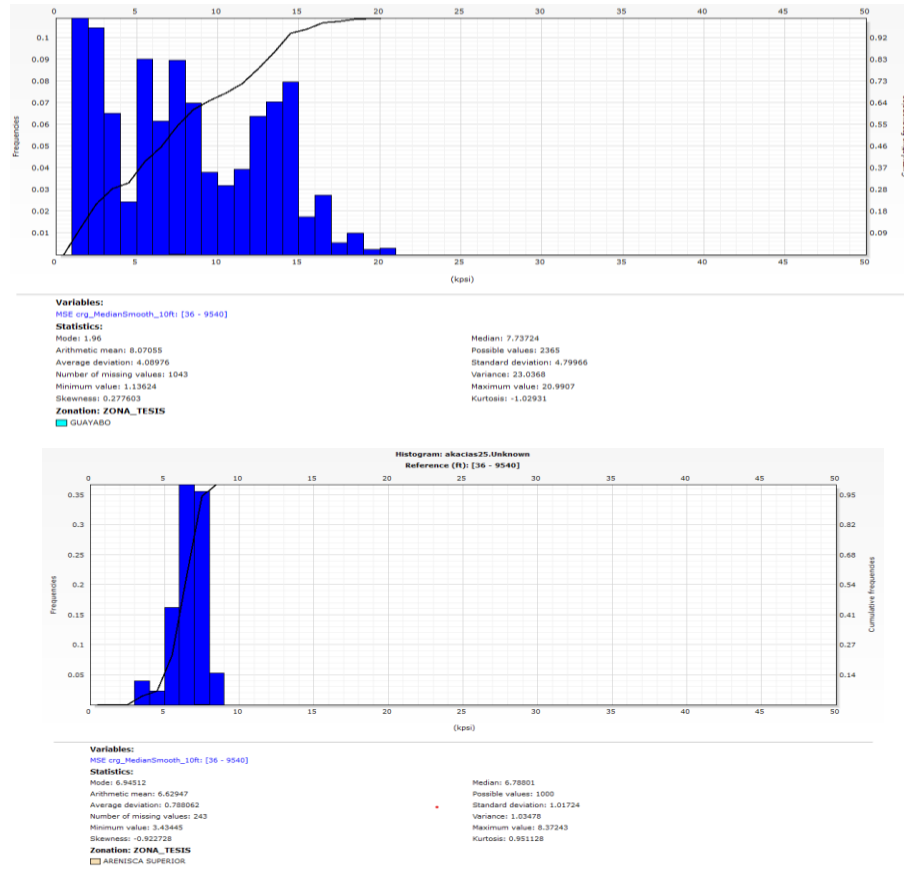


contexto, el histograma se convirtió en una herramienta esencial proporcionada por el software, facilitando la visualización estadística de cada pozo. Para llevar a cabo un análisis más preciso, se decidió determinar la mediana representativa de cada pozo. Esto se logró importando el pozo A al histograma, pero dividiendo sus formaciones. Esta estrategia aseguró que, al realizar el análisis estadístico, se considerara cada formación por separado en lugar de la profundidad total del pozo. Una vez categorizado este paso en el histograma y asignados los valores correspondientes a los datos establecidos, se procedió a la creación del primer mapa de parámetros. Cada parámetro se definió por su mediana, representando así el promedio del mapa de parámetros. Posteriormente, se establecieron condiciones utilizando la desviación estándar. Para determinar el mínimo del parámetro, se restó la mediana a la desviación estándar, mientras que para el máximo se sumó la desviación estándar. Este enfoque aseguró que cada pozo con cada formación tuviera un rango de valores mínimo, promedio y máximo.

Al aplicar esta estadística a todos los pozos por formaciones, se generó un mapa de parámetros general. Se promedió el mínimo de todos los pozos y se correlacionó con un mínimo en la formación correspondiente de todos los pozos. El mismo proceso se llevó a cabo para el promedio y el máximo, estableciendo así el mapa de parámetros para el MSE, ROP, T, RPM, WOB y Flow in. Este enfoque integral proporcionó una comprensión detallada de los parámetros clave en cada pozo y formación.

**Figura 22.**

*Histograma del software, Pozo A, formación 1 Y 2*



**Nota.** Gráfico que representa el comportamiento estadístico del MSE

**Tabla 6.**

*Mapa de parámetros establecido del pozo A.*

Pozo A	MSE (kpsi)			WOB (klbs)			RPM (rpm)			ROP (ft/hr)			FLOW (gal/min)		
	MINIMO	PROMEDIO	MAXIMO	MINIMO	PROMEDIO	MAXIMO	MINIMO	PROMEDIO	MAXIMO	MINIMO	PROMEDIO	MAXIMO	MINIMO	PROMEDIO	MAXIMO
Formacion 1	2,93758	7,73724	12,5369	0,23803	2,19095	4,14387	29,4653	59,8987	90,3321	83,8819	148,379	212,8761	684,584	853,76	1022,936
Formacion 2	5,75323	6,78801	7,80525	5,90025	9,50409	13,10793	126,304	149,139	171,4225	200,203	258,413	316,623	867,8556	894,547	921,2384
Formacion 3	7,86449	9,07121	10,27793	5,735	9,44356	13,15212	122,0299	149,831	177,6321	99,1233	220,142	341,1607	738,688	894,2	1049,712
Formacion 4	10,519	13,2421	10,519	7,70346	10,4278	13,15214	147,54345	150,068	152,59255	116,4773	151,676	186,8747	922,0495	944,304	966,5585
Formacion 5	16,3751	17,2968	18,4726	6,02847	8,02481	10,02115	148,71099	150,017	151,32301	98,21656	101,745	105,27344	845,2613	856,389	867,5167
Formacion 6	18,50278	25,45	32,39722	6,29659	11,9239	17,55121	146,22998	150,034	153,83802	64,8319	99,823	134,8141	877,2486	894,547	911,8454
Formacion 7	23,80788	26,7174	29,62692	6,40863	11,8178	17,22697	144,86703	149,831	154,79497	90,0181	102,439	114,8599	905,338639	905,777	906,215361
Formacion 8	28,78211	32,6509	36,51969	7,35251	12,4024	17,45229	145,75395	149,966	154,17805	87,7702	97,925	108,0798	905,542118	905,777	906,011882
Formacion 9	22,70022	31,8125	40,9253	9,25197	13,9779	18,70383	138,3815	149,696	161,0105	77,7382	95,8324	113,9266	872,1925	905,422	938,6515
Formacion 10	39,3305	50,8954	62,4603	10,2588	16,5201	22,7814	66,22626	75,2365	84,24674	68,1537	81,1121	94,0705	245,84336	252,496	259,14864
Formacion 11	62,4422	128,723	195,0038	11,38214	21,2276	31,07306	85,5044	99,4595	113,4146	5,9634	30,3724	54,7814	252,4172633	252,496	252,5747367

**Nota.** Primer mapa de parámetros en cada uno de los pozos

Este proceso de análisis estadísticos se aplicó de manera exhaustiva a todos los pozos, resaltando la importancia de comprender el comportamiento de los valores en cada formación. Es fundamental destacar que este análisis no se limitó únicamente a los datos numéricos, sino que también implicó correlaciones y verificaciones de las tendencias observadas en cada formación. A medida que se finalizaba la determinación de cada parámetro, se llevó a cabo un análisis comparativo con el Índice de Resistencia de la roca (UCS) de la formación. Este índice es crucial, ya que proporciona información sobre la compresibilidad de la roca y su relación significativa con la energía mecánica específica. Se observó que a medida que la profundidad aumentaba, tanto el MSE como la compresibilidad de la roca también mostraban un incremento notable. Este condujo a la incorporación de este detalle específico en el mapa de parámetros general. Al caracterizar la relación entre el UCS y el MSE, se logró una mayor comprensión del comportamiento de la formación en términos de compresibilidad, contribuyendo así a una interpretación más precisa de los valores. Este enfoque detallado no solo enriqueció el análisis cuantitativo.

**Tabla 7.**

*Mapa general de cada uno de los parámetros por su formación.*

FASE		MSE (kpsi)			WOB (klbs)			RPM (rpm)			ROP (ft/hr)			FLOW (gal/min)		
		MINIMO	PROMEDIO	MAXIMO	MINIMO	PROMEDIO	MAXIMO	MINIMO	PROMEDIO	MAXIMO	MINIMO	PROMEDIO	MAXIMO	MINIMO	PROMEDIO	MAXIMO
17 1/2	Formacion 1	2,327	5,512	8,696	3,572	9,895	15,681	31,705	59,460	87,215	122,817	208,705	294,594	709,078	883,500	1057,925
	Formacion 2	5,149	6,375	7,598	12,325	19,472	26,619	107,223	127,697	147,999	201,405	258,965	316,525	891,334	924,859	958,390
	Formacion 3	6,772	8,214	9,656	13,666	20,975	28,284	127,184	136,663	146,142	181,638	247,411	313,184	898,298	924,215	950,131
12 1/4	Formacion 4	7,967	10,205	11,839	15,898	22,680	29,462	131,740	139,658	147,577	167,501	208,660	249,820	926,918	934,242	941,566
	Formacion 5	9,800	11,088	12,438	15,119	19,446	23,772	141,716	146,828	151,940	173,805	205,441	237,077	914,116	918,743	923,371
	Formacion 6	11,350	15,930	20,511	19,118	24,962	30,806	140,072	146,425	152,777	121,288	156,903	192,519	814,033	826,049	838,064
	Formacion 7	15,341	18,796	22,251	19,616	25,354	31,092	140,329	146,430	152,520	124,140	147,716	171,291	914,431	918,568	926,483
	Formacion 8	20,548	24,951	29,353	19,378	24,526	29,674	141,236	148,645	156,053	94,064	117,128	140,192	915,966	918,851	921,735
8 1/2	Formacion 9	18,758	25,407	31,303	18,176	25,966	33,756	131,735	146,498	161,260	77,254	115,080	152,907	854,967	918,381	981,794
	Formacion 10	47,369	56,324	65,337	8,410	12,740	19,992	79,037	85,038	90,071	58,172	69,198	80,225	242,090	253,882	265,674
	Formacion 11	58,231	73,854	89,477	10,999	16,483	21,967	81,164	85,521	89,878	51,298	59,318	67,337	254,072	254,547	255,022

**Nota.** Mapa general donde representa una ecuación estadística para cada uno de los parámetros. En la continuación del proceso de elaboración del mapa de parámetros, se implementó una estrategia adicional que resultó ser de gran importancia en el enfoque general. Esta estrategia se centró en la generación de percentiles para luego incorporarlos como elementos determinantes en el trabajo y la creación de otro mapa de parámetros. La decisión de incluir percentiles se basó en su capacidad para representar gráficamente el crecimiento y en su utilidad como tablas de medidas derivadas de estudios realizados en grandes conjuntos de datos. Los percentiles, en este contexto, funcionaron como representaciones gráficas del crecimiento, permitiendo evaluar y comparar los datos en relación con un rango o percentil estándar. Es crucial tener presente que un percentil es

simplemente un dato estadístico que requiere interpretación, ya que el crecimiento está influenciado por una variedad de factores. La inclusión de estos percentiles en el análisis aportó una dimensión adicional al mapa de parámetros, proporcionando una perspectiva más completa y detallada del comportamiento de los pozos en relación con los valores establecidos. Esta estrategia no solo enriqueció la comprensión de la distribución de datos, sino que también brindó herramientas adicionales para evaluar la variabilidad y la consistencia en los resultados. Al considerar los percentiles en la elaboración del mapa de parámetros, se logró una representación más robusta y precisa de las condiciones de los pozos.

En esta fase, se llevó a cabo un enfoque diferente para obtener los percentiles específicos de cada formación y compararlos con el primer mapa de parámetros establecido. Se procedió a recopilar nuevamente toda la data de los pozos, pero esta vez el proceso se ejecutó de manera colectiva para todos los pozos agrupados por formación. En otras palabras, los 9 pozos de referencia se organizaron según sus formaciones individuales, y se aplicó un condicional de elaboración del percentil para cada uno de ellos. En la estrategia de obtención de percentiles, se seleccionaron cinco percentiles clave para la comparación con el primer mapa de parámetros establecido. Estos fueron el percentil 10 (P10), el percentil 25 (P25), el percentil 50 (P50), el percentil 75 (P75) y el percentil 90 (P90). La elección de estos percentiles fue estratégica, sirviendo primero para la estandarización del mapa general y en segundo lugar, para la comparación con el primer mapa de parámetros que se estableció a través de medianas y promedios. Este enfoque por formaciones permitió una evaluación más detallada y precisa del comportamiento de cada formación en términos de los parámetros clave. Al emplear estos percentiles seleccionados, se logró una estandarización efectiva y se facilitó la comparación entre diferentes formaciones, brindando una visión más completa y matizada del rendimiento de los pozos en relación con los criterios establecidos inicialmente.

**Tabla 8.**

*Representación de los percentiles de cada uno de los parámetros.*

MSE (kpsi)						WOB (klbs)						Flow In (gal/min)								
FASE	FORMACIÓN	P10	P25	P50	P75	P90	FASE	FORMACIÓN	P10	P25	P50	P75	P90	FASE	FORMACIÓN	P10	P25	P50	P75	P90
17,5	Formación 1	0	1	4	8	11	17,5	Formación 1	1	4	9	15	20	17,5	Formación 1	454	803	895	902	904
	Formación 2	4	5	6	8	10		Formación 2	8	13	19	25	30		Formación 2	858	901	912	947	957
12,25	Formación 3	5	7	8	10	12	12,25	Formación 3	8	14	20	27	31	12,25	Formación 3	894	900	913	950	956
	Formación 4	7	8	10	12	16		Formación 4	10	17	24	28	32		Formación 4	905	913	925	950	952
	Formación 5	7	8	10	15	18		Formación 5	8	11	22	26	29		Formación 5	856	906	916	945	951
	Formación 6	9	12	16	21	28		Formación 6	13	20	25	30	33		Formación 6	881	900	913	933	951
	Formación 7	12	14	19	25	32		Formación 7	12	20	26	30	33		Formación 7	881	903	913	932	951
	Formación 8	14	19	24	32	43		Formación 8	13	20	26	29	32		Formación 8	883	902	908	933	951
8,5	Formación 9	14	19	26	35	69	8,5	Formación 9	10	18	26	30	33	8,5	Formación 9	882	901	906	932	950
	Formación 10	26	39	49	70	158		Formación 10	5	9	14	19	22		Formación 10	180	201	252	253	302
	Formación 11	23	39	48	58	137		Formación 11	10	13	17	22	24		Formación 11	201	248	249	302	302

ROP (ft/hr)						RPM (rpm)						TQ (ft-lbs)								
FASE	FORMACIÓN	P10	P25	P50	P75	P90	FASE	FORMACIÓN	P10	P25	P50	P75	P90	FASE	FORMACIÓN	P10	P25	P50	P75	P90
17,5	Formación 1	54	118	202	266	335	17,5	Formación 1	0	50	60	63	89	17,5	Formación 1	1000	2626	7216	11318	13569
	Formación 2	142	197	254	311	366		Formación 2	101	117	122	138	152		Formación 2	7720	9704	11475	13302	14972
12,25	Formación 3	138	197	236	296	335	12,25	Formación 3	118	121	131	150	155	12,25	Formación 3	9031	10604	12351	14160	16070
	Formación 4	119	159	210	254	302		Formación 4	120	128	133	151	170		Formación 4	10048	11539	13317	15064	16551
	Formación 5	98	111	196	273	314		Formación 5	129	132	149	151	177		Formación 5	8769	10248	12544	14619	16113
	Formación 6	87	117	153	200	245		Formación 6	129	131	148	152	176		Formación 6	11827	13235	14952	16735	18478
	Formación 7	79	103	141	189	214		Formación 7	129	130	149	152	174		Formación 7	13040	14726	16484	18473	20067
	Formación 8	59	91	113	146	189		Formación 8	129	132	149	153	178		Formación 8	13484	15357	17249	19000	20701
8,5	Formación 9	34	81	109	138	181	8,5	Formación 9	128	131	148	152	174	8,5	Formación 9	13883	15728	17702	19758	21423
	Formación 10	30	46	71	82	100		Formación 10	70	75	80	80	99		Formación 10	17784	19203	20498	21711	22646
	Formación 11	30	59	73	77	83		Formación 11	69	71	80	80	91		Formación 11	17459	18545	20092	21683	22854

**Nota.** Segundo mapa de parámetros centralizando el enfoque estadístico en disminuir la venta de rangos o percentiles

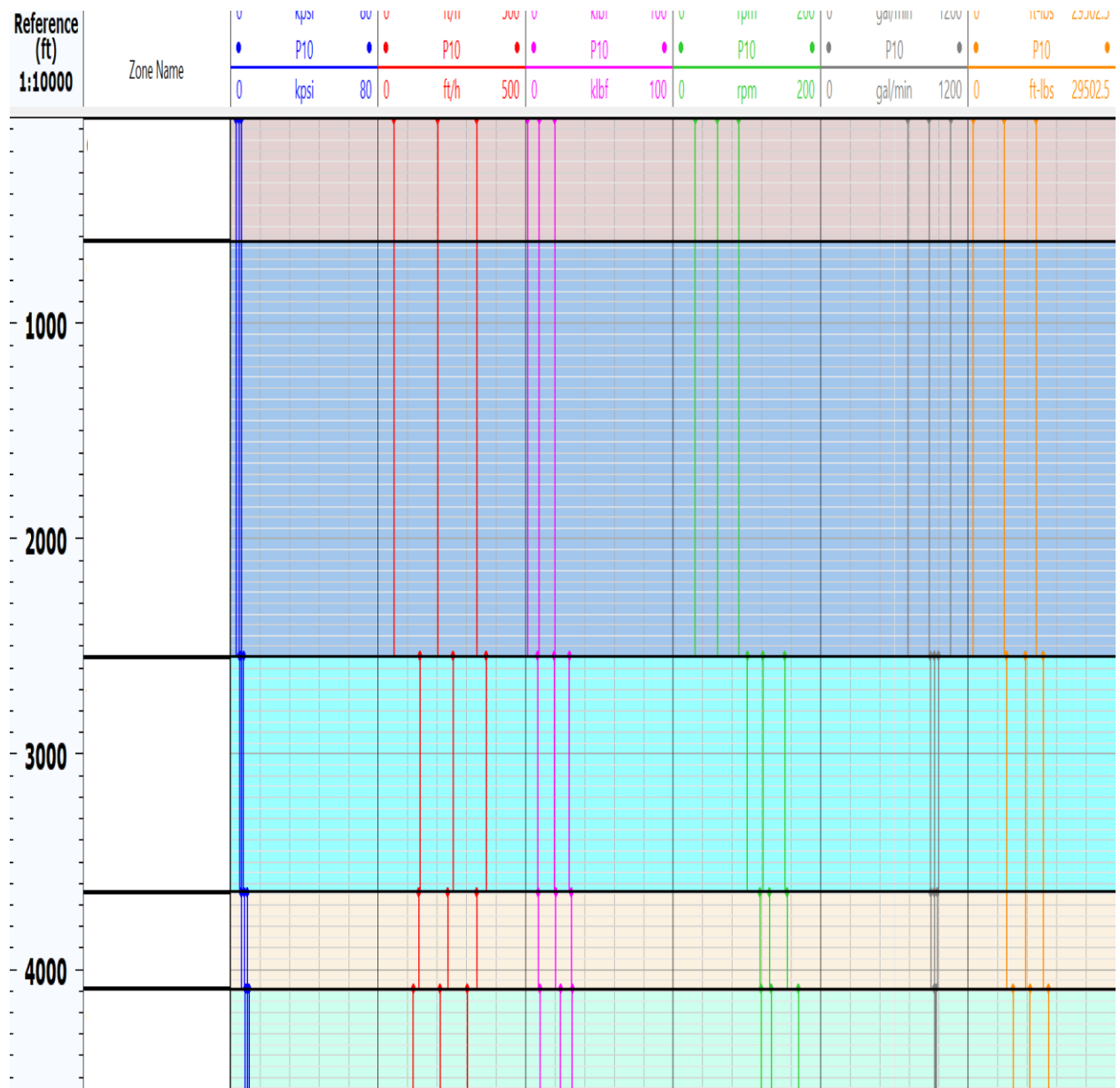
Los percentiles P10, P50 y P90 se seleccionaron de manera específica para la elaboración del mapa de parámetros y su integración en el análisis. La elección de estos percentiles se fundamentó en la consideración del reducido número de datos disponibles en cada uno de ellos. Se reconoció que, aunque se podrían generalizar para el uso de otros percentiles con una mayor cantidad de datos provenientes de más pozos, este rango ligeramente más amplio ofrecería una base más robusta para el análisis del comportamiento de los parámetros, especialmente en relación con el cálculo del MSE.

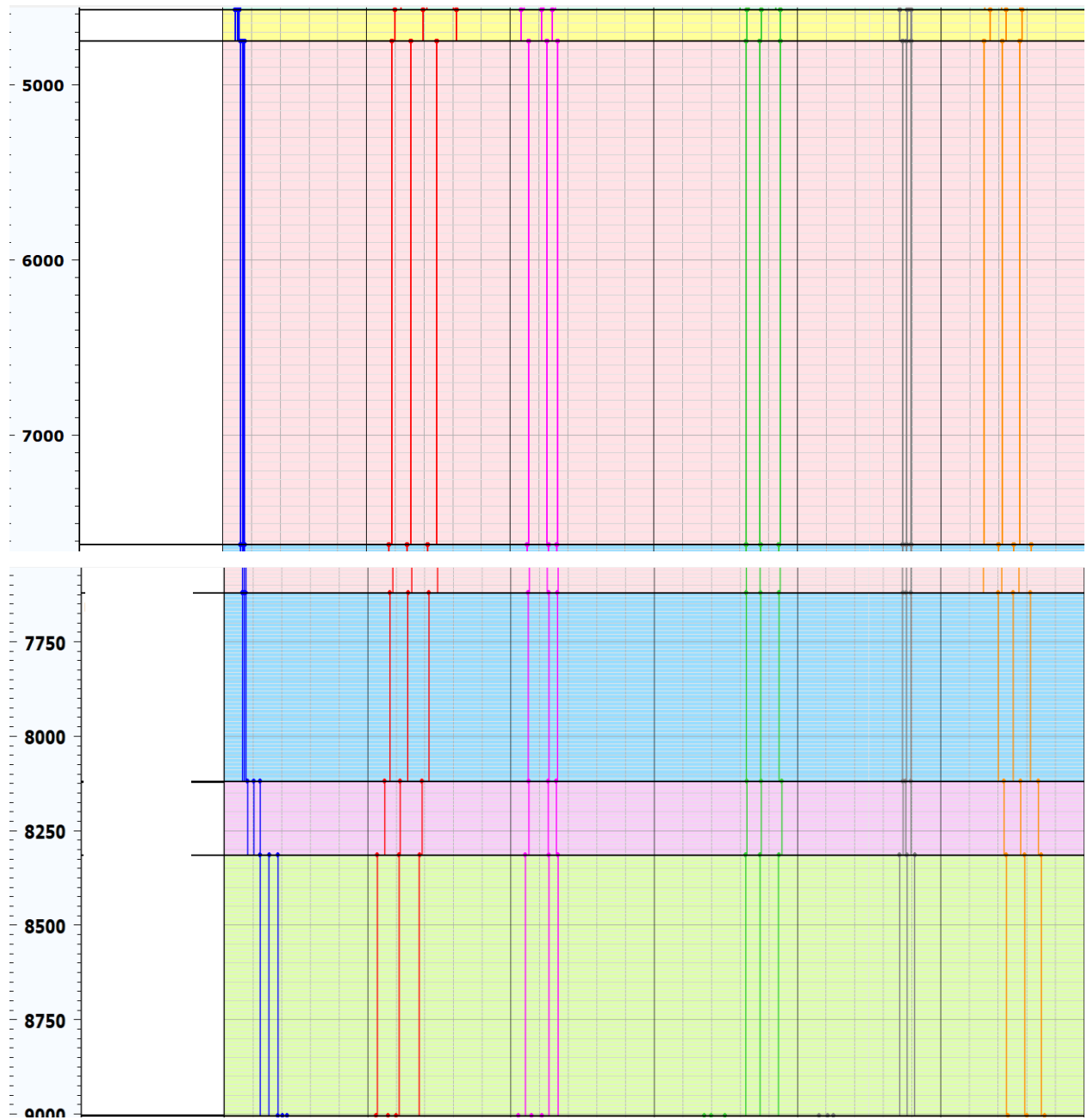
El mapa de parámetros generado mediante estos percentiles se convirtió en la opción principal para el análisis de los comportamientos de los pozos perforados. Aunque no se observaron diferencias significativas entre este segundo conjunto de mapas y el primero, se identificó que el segundo mapa se correlaciona de manera más precisa con el comportamiento esperado durante la perforación. Esta correlación más ajustada destaca la importancia de utilizar percentiles específicos en el análisis, ya que proporcionaron una perspectiva más precisa del rendimiento de los pozos en relación con los criterios establecidos. La elección estratégica de estos percentiles no solo enriqueció el análisis del comportamiento de los parámetros, sino que también contribuyó a mejorar la precisión en la evaluación de la perforación.

A continuación, se muestran los parámetros en forma de curva tipo para la visualización grafica de los mismo.

**Figura 23.**

*Comportamiento de las curvas de los parámetros establecidos por formación.*







**Nota.** Primera visualización de los percentiles en cada uno de los parámetros en estos rangos se tiene que comportar el movimiento de los registros.

### 3.3 FASE 3 Ejecución del mapa de parámetros en 2 pozos nuevos

Siguiendo las fases definidas en la metodología de desarrollo del proyecto, se procederá a validar el mapa de parámetros en el mejor pozo dentro de la muestra de estudio para poder garantizar datos confiables a la hora de sacar los valores deseados para una perforación óptima.

#### 3.3.1 Validación del mapa de parámetros en el mejor pozo dentro de la muestra de estudio

Se procederá a validar el mapa de parámetros con el fin de posteriormente aplicarlo en dos pozos nuevos, para verificar la eficacia del mapa de parámetros desarrollado, se realizó una prueba utilizando el mejor pozo identificado dentro de la muestra de estudio como referencia. La selección de este pozo se basó en su destacado rendimiento según los criterios preestablecidos.

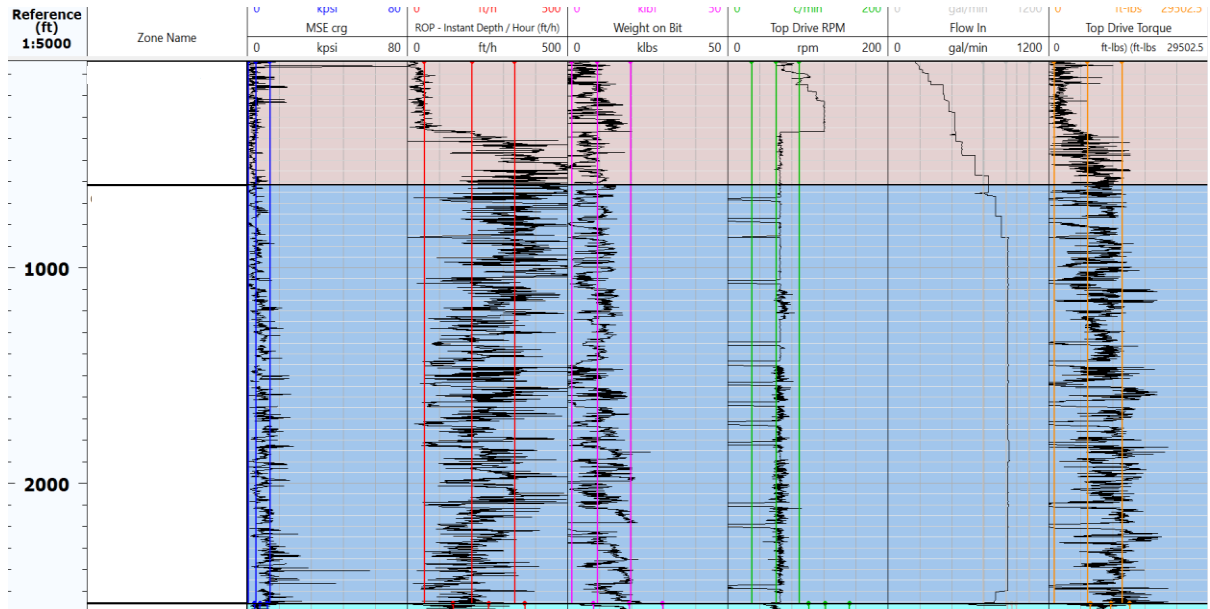
A continuación, se presentará la correlación de los parámetros de perforación optimizados con el pozo de referencia, con el objetivo de evaluar el comportamiento del pozo dentro de la ventana operacional establecida. Esto garantizará que el mapa de parámetros que se establezca sea adecuado para mejorar la eficiencia en los tiempos de perforación y, al mismo tiempo, contribuirá a generar una mejor calidad de hueco, reduciendo los tiempos invisibles perdidos.



3.3.1.i Validación en sección 17 ½”.

**Figura 24.**

*Representación de los percentiles correlacionados con el pozo de referencia formación 1.*

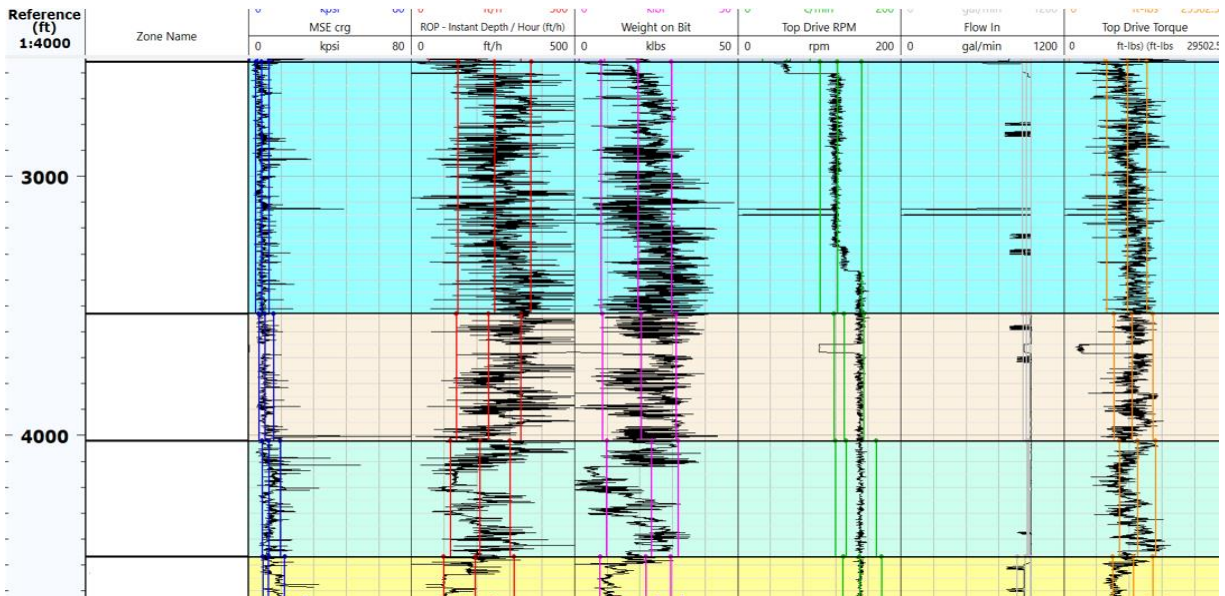


*Nota.* Representa el comportamiento del mejor pozo con los percentiles establecidos

3.3.1.ii Validación en sección 12 ¼”.

**Figura 25.**

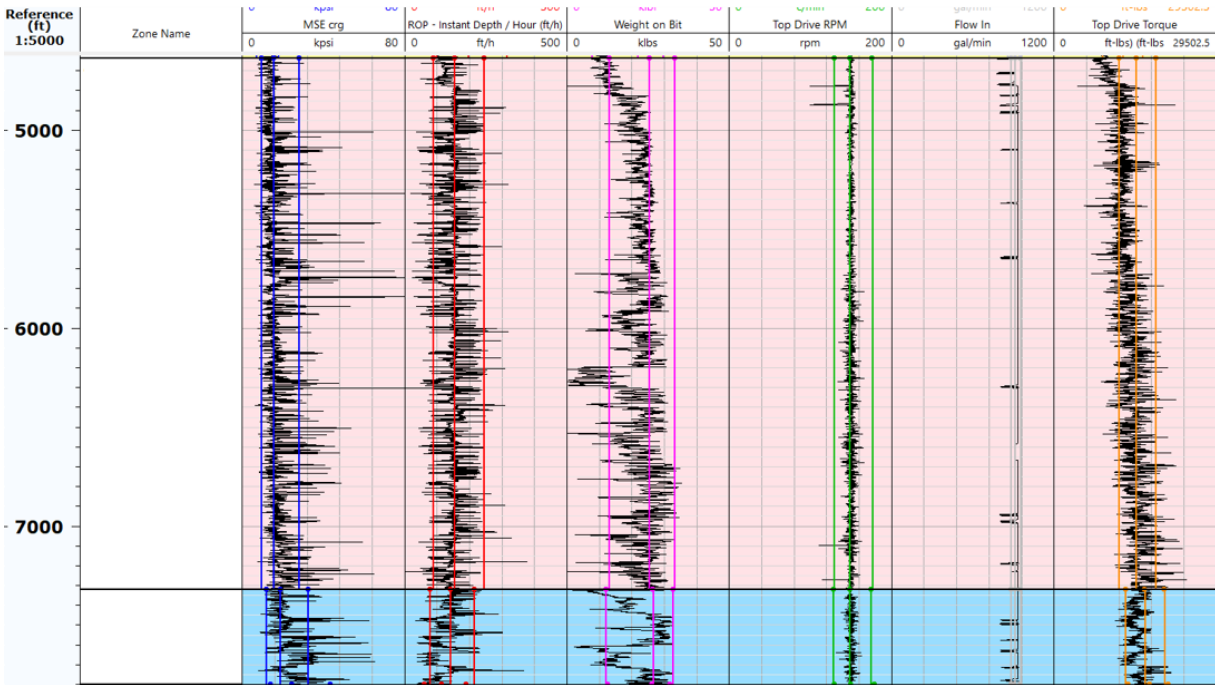
*Representación de los percentiles correlacionados con el pozo de referencia formación 2, 3, 4 y 5.*



*Nota.* Representa el comportamiento del mejor pozo con los percentiles establecidos

**Figura 26.**

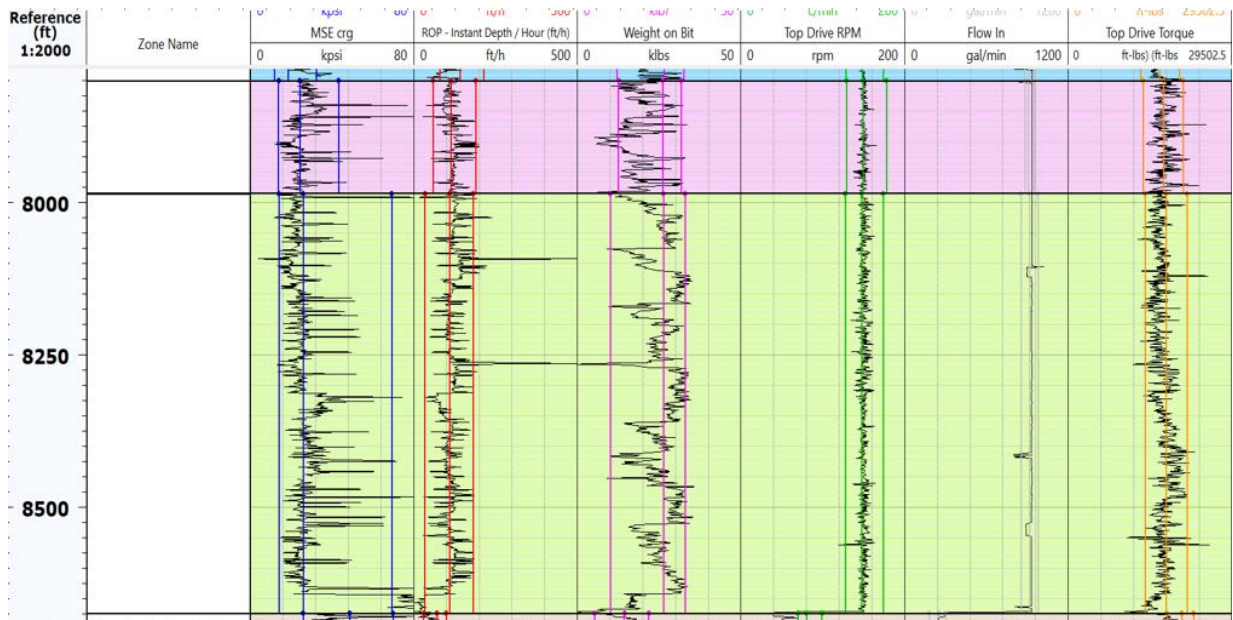
*Representación de los percentiles correlacionados con el pozo de referencia formación 6 y 7.*



*Nota.* Representa el comportamiento del mejor pozo con los percentiles establecidos

**Figura 27.**

*Representación de los percentiles correlacionados con el pozo de referencia formación 8 y 9.*

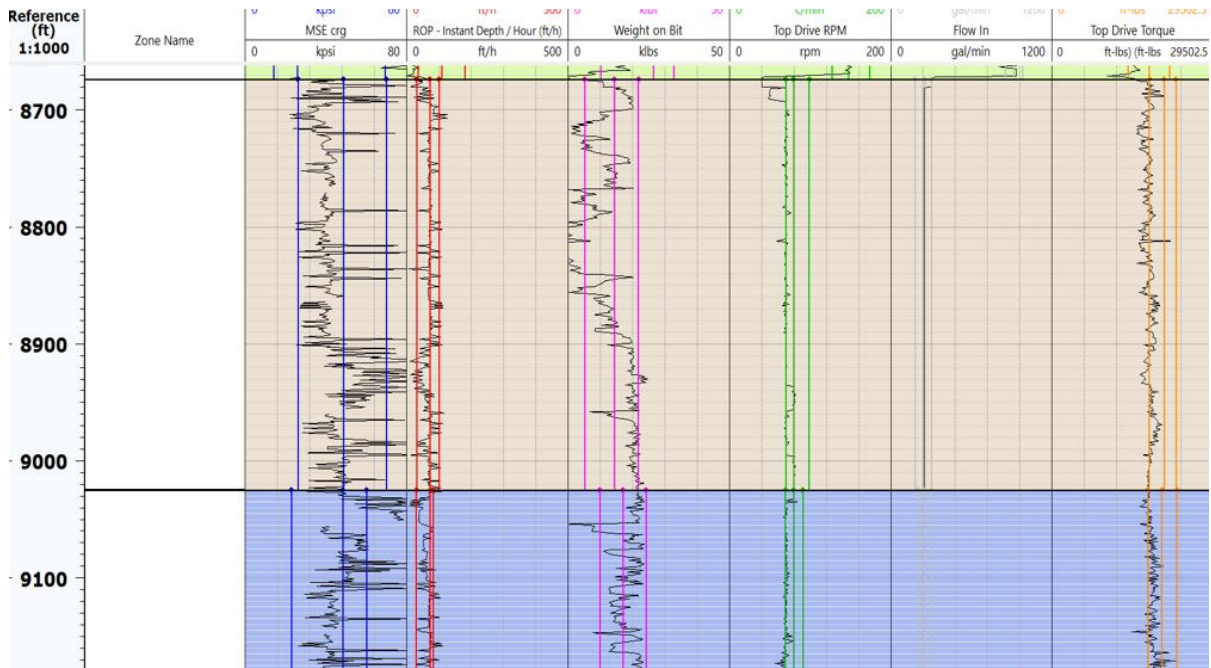


*Nota.* Representa el comportamiento del mejor pozo con los percentiles establecidos

3.3.1.iii Validación en sección 8 ½”.

**Figura 28.**

*Representación de los percentiles correlacionados con el pozo de referencia en formación 10 y11.2”.*



*Nota.* Representa el comportamiento del mejor pozo con los percentiles establecidos

Después de correlacionar la ventana operacional suavizada que nos proporcionó el mapa de parámetros establecido basado en las tendencias del MSE con el mejor pozo de la muestra de estudio, se realizó un análisis detallado tomando los valores de MSE más bajos que nos generaban una respuesta de mejor ROP y se procedió a crear la tabla con los parámetros sugeridos para tener el mejor desempeño de perforación que nos dé como resultado una reducción en días de perforación.

A continuación, se presenta la tabla representativa de los parámetros óptimos seleccionados después de ser correlacionados con los mejores pozos dentro de la ventana de datos previamente desarrollada.

**Tabla 9.***Parámetros Óptimos para perforación.*

FASE	FORMACIÓN	MSE (Kpsi)	ROP (ft/hr)	WOB (klbs/ft)	RPM	TQ (ft-lb)	Q (gal/min)	UCS (psi)
17 1/2	Formación 1 convencional	3 a 6	58 - 79	10 a 15	65	2626 - 7216	900	948
	Formación 1 motor	3 a 6	160 - 250	17	65	2626 - 7216	900	2277
12 1/4	Formación 2	5 a 7	250 - 280	24	118 - 122	12200 - 13000	940 - 950	2947
	Formación 3	6 a 9	280 - 320	20 a 30	140 - 150	13000 - 15000	950	2809
	Formación 4	8 a 10	240 - 260	25 a 30	140 - 150	13000 - 16000	950	2871
	Formación 5	7 a 9	240 - 260	25 a 30	140 - 150	13000 - 16000	950	5433
	Formación 6	10 a 12	200 - 230	25 a 35	140 - 150	14000 - 16000	950	4362
	Formación 7	10 a 12	210 - 230	20 a 30	140 - 150	13000 - 15000	950	2458
	Formación 8	13 a 20	180 - 220	25 a 35	140 - 150	15000 - 20000	950	5030
	Formación 9	20 a 30	100 - 140	25 a 35	120 a 140	16000 - 20000	950	4384
8 1/2	Formación 10	30 a 35	70 - 100	20 a 30	70 a 80	16000 - 20000	250	6658
	Formación 11	30 a 40	70 - 90	15 a 20	60 a 80	18000 - 20000	250	8907

**Nota.** Mapa de parámetros final con correcciones y clasificado para usarlo en tiempo real con los nuevos pozos

### 3.4 FASE 4 Aplicación del mapa de parámetros a 2 pozos nuevos

Tras la validación del mapa de parámetros mediante el análisis del comportamiento y su confirmación con el mejor pozo seleccionado, se procedió a aplicar este mapa de parámetros en los dos nuevos pozos perforados. Se llevó a cabo un seguimiento detallado en la sala de control de operaciones en tiempo real (RTO) del campo Akacias, considerando las formaciones específicas asociadas a cada uno de estos pozos, los cuales cuentan con las mismas características en cuanto a diseño de BHA, secuencia litológica, configuración de BHA y perfil direccional.

Este capítulo presenta la visualización de la distribución de los parámetros de perforación que impactan directamente en el comportamiento del MSE. La información recopilada y analizada ofrece una visión detallada de cómo estos parámetros influyen en el rendimiento de los pozos, permitiendo una evaluación en tiempo real de la perforación. Este enfoque no solo valida la efectividad del mapa de parámetros previamente establecido, sino que también sirve como una herramienta valiosa para la toma de decisiones inmediatas en las operaciones de perforación. La aplicación práctica de estos análisis en los nuevos pozos perforados proporciona una oportunidad para ajustar y optimizar las operaciones en curso, asegurando así un rendimiento eficiente y consistente en el campo de Akacias.

### 3.4.1 Comportamiento de los parámetros del Pozo K y L en la sección 17½”

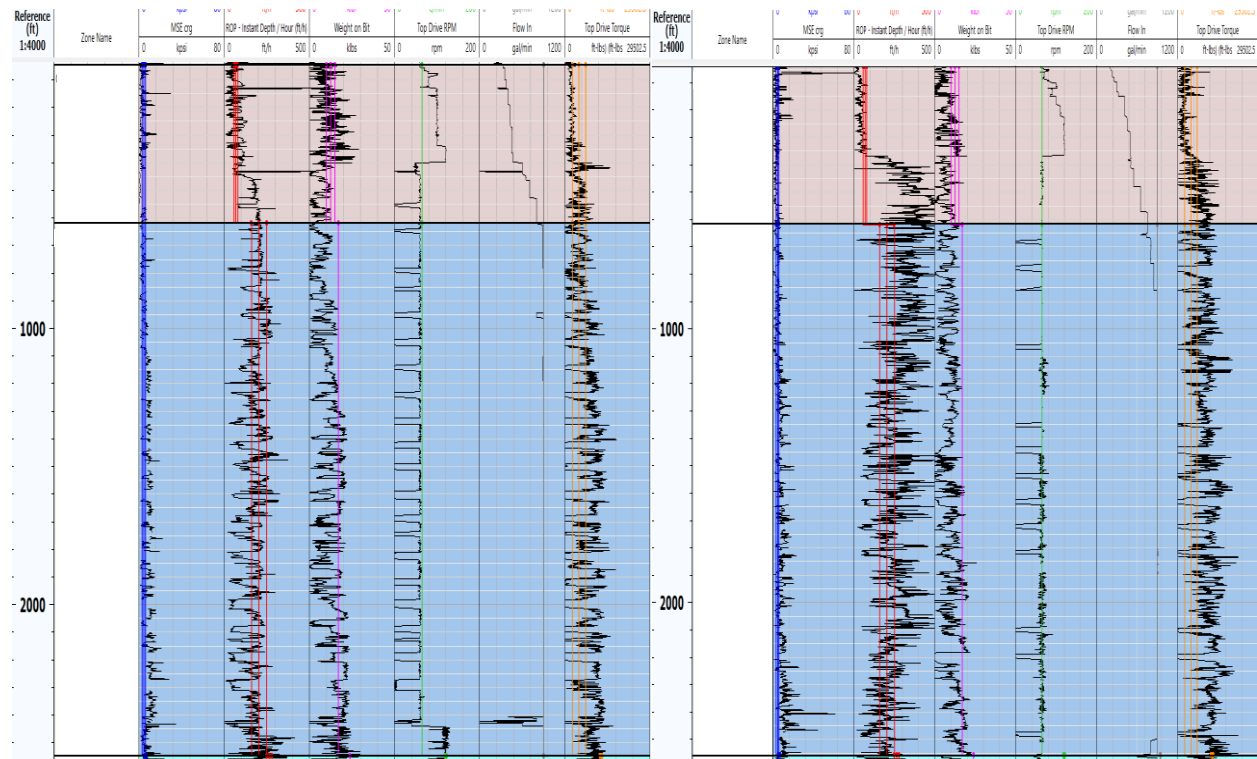
3.4.1.i Evaluación de parámetros correlacionados con el comportamiento de los pozos en la Formación 1 con y sin motor.

**Figura 29.**

Visualización del comportamiento del pozo K y el pozo L en fase 17 ½.

**Pozo K**

**Pozo L**



**Nota.** Representación de los dos nuevos pozos con el seguimiento de los parámetros

Al acoplar los nuevos percentiles en los pozos de estudio, se evidenció una variación significativa en el uso de la Energía Mecánica Específica (MSE) en el pozo L. Desde el seguimiento, se notó que la integración de los percentiles resultó factible y crucial para establecer un monitoreo detallado. Es importante recordar que se realizó una corrección del MSE en algunos parámetros, como el Torque (T) y las Revoluciones por Minuto (RPM).

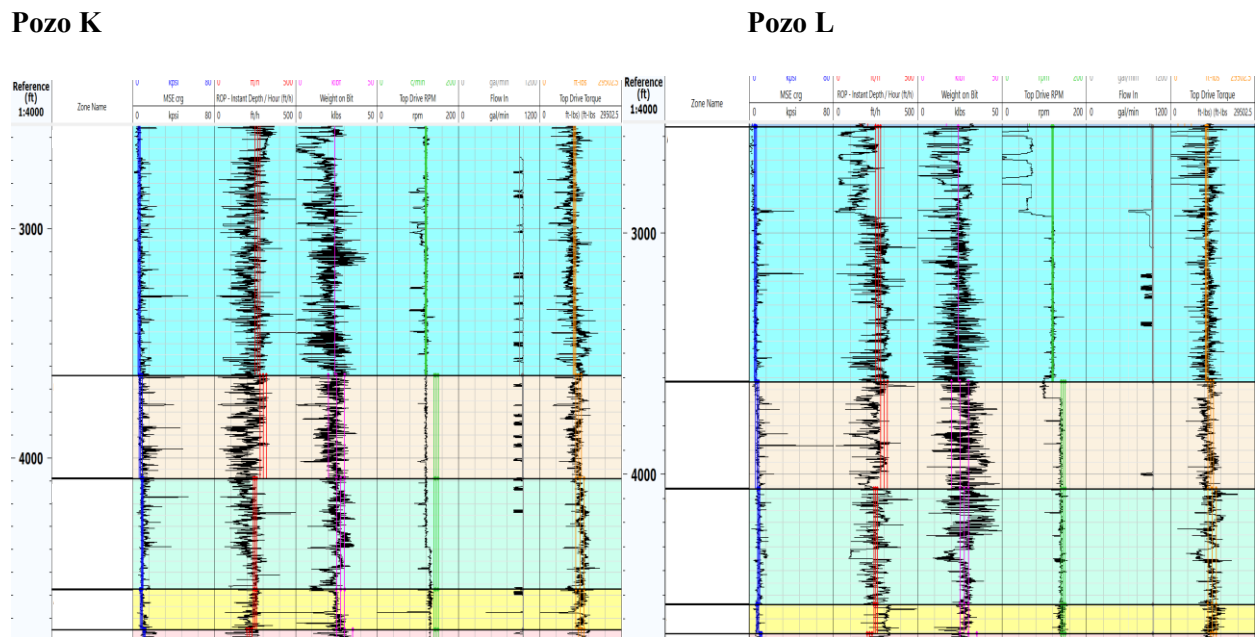
En esta sección, se observa el comportamiento de la perforación en cada uno de estos parámetros, especialmente cuando se realiza un cambio en la herramienta *Bottom Hole Assembly* (BHA). Es interesante destacar que ambos pozos, a la misma profundidad, experimentaron cambios significativos en las RPM por la integración del motor en el BHA. Este cambio observado destaca la sensibilidad de la perforación a las modificaciones en la configuración de la herramienta,

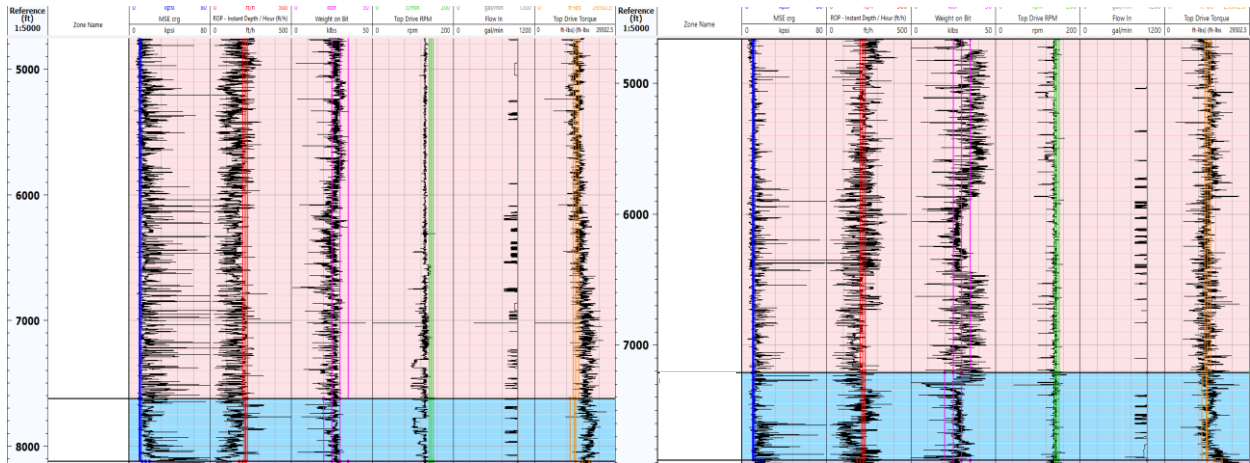
subrayando la importancia de considerar factores específicos para optimizar el rendimiento y la eficiencia de la operación. El análisis detallado de estos cambios en las RPM y otros parámetros proporciona una comprensión más profunda de cómo las variaciones en la herramienta y en el entorno de perforación. La aplicación de percentiles en este contexto demuestra ser una herramienta valiosa para el monitoreo continuo y la adaptación en tiempo real, permitiendo ajustes precisos para el continuo monitorio de la perforación en el pozo K y L, y también estableciéndolo en otros pozos del campo de Akacias.

### 3.4.1.ii Evaluación de parámetros correlacionados con el comportamiento de los pozos en Formación 2, 3, 4, 5, 6 y 7.

**Figura 30.**

*Visualización del comportamiento del pozo K y el pozo L en fase de 12 ¼”.*





**Nota.** Representación de los dos nuevos pozos con el seguimiento de los parámetros

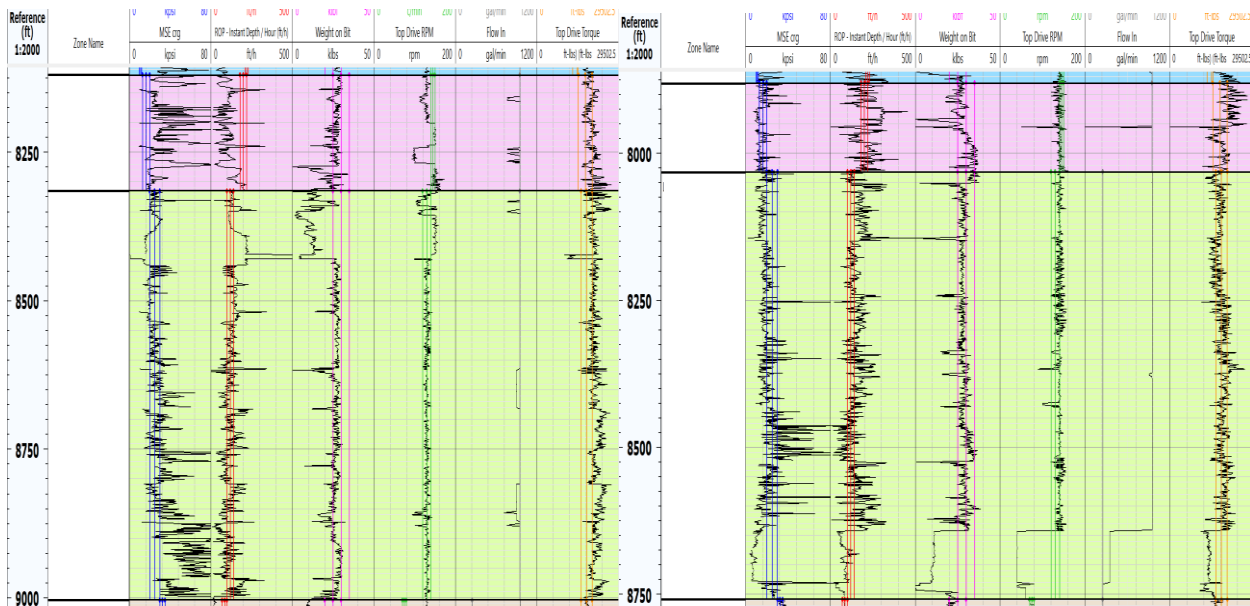
3.4.1.iii Evaluación de parámetros correlacionados con el comportamiento de los pozos en Formación 8 y 9.

**Figura 31.**

Visualización del comportamiento del pozo K y el pozo L en fase 12 ¼.

**Pozo K**

**Pozo L**



**Nota.** Representación de los dos nuevos pozos con el seguimiento de los parámetros

En esta sección, se observaron cambios significativos de comportamiento entre los diferentes pozos, a pesar de tratarse de una sección con varias formaciones. Se decidió focalizarse exclusivamente en una de las formaciones, la cual presentaba un espesor considerable. Al analizar

el comportamiento de esta formación, se destacó la influencia crucial del parámetro T en la clasificación del rendimiento del MSE. En el pozo K, se notó un aumento notable y significativo en el valor del parámetro T, superando incluso el percentil más alto de referencia, y a diferencia del pozo L el desempeño fue favorable porque el T se estableció en el rango recomendando. Aunque este incremento podría indicar varios factores, el parámetro T no se reflejó de manera explícita en el mapa. Sin embargo, a pesar de este comportamiento inusual, el MSE mantuvo una tendencia positiva. Este fenómeno se atribuyó al sólido desempeño de la ROP, evidenciando que, a pesar de las variaciones en el T, el rendimiento general del sistema se mantenía favorable.

Es fundamental destacar que el parámetro del ROP tiende a disminuir cuando se acerca a la zona de interés. Esta disminución se debe a la implementación de un control específico sobre la ROP y otros parámetros. Este control se vuelve esencial debido al tiempo de retardo (lag time) asociado con los sedimentos, es decir, el período en el cual se espera que los sedimentos alcancen la superficie. Este proceso de espera sigue un procedimiento establecido, y su índice se determina mediante el control de la ROP 30 pies antes de la llegada a la zona de interés. Este intervalo permite que los sedimentos alcancen la superficie, provocando así un cambio en el diámetro del hueco y preparándose para la siguiente sección.

Es crucial señalar que en el pozo K no se cumplió con esta premisa debido a eventos externos que llevaron a la continuación de la perforación a la siguiente sección sin la aplicación del control de ROP. Esta omisión generó inconvenientes, ya que establecer las profundidades de la zona de interés es crucial para evitar contratiempos y garantizar una transición suave entre secciones. El control adecuado de la ROP en estas etapas críticas no solo asegura la eficiencia del proceso, sino que también contribuye a la integridad del pozo y la calidad de la formación perforada.



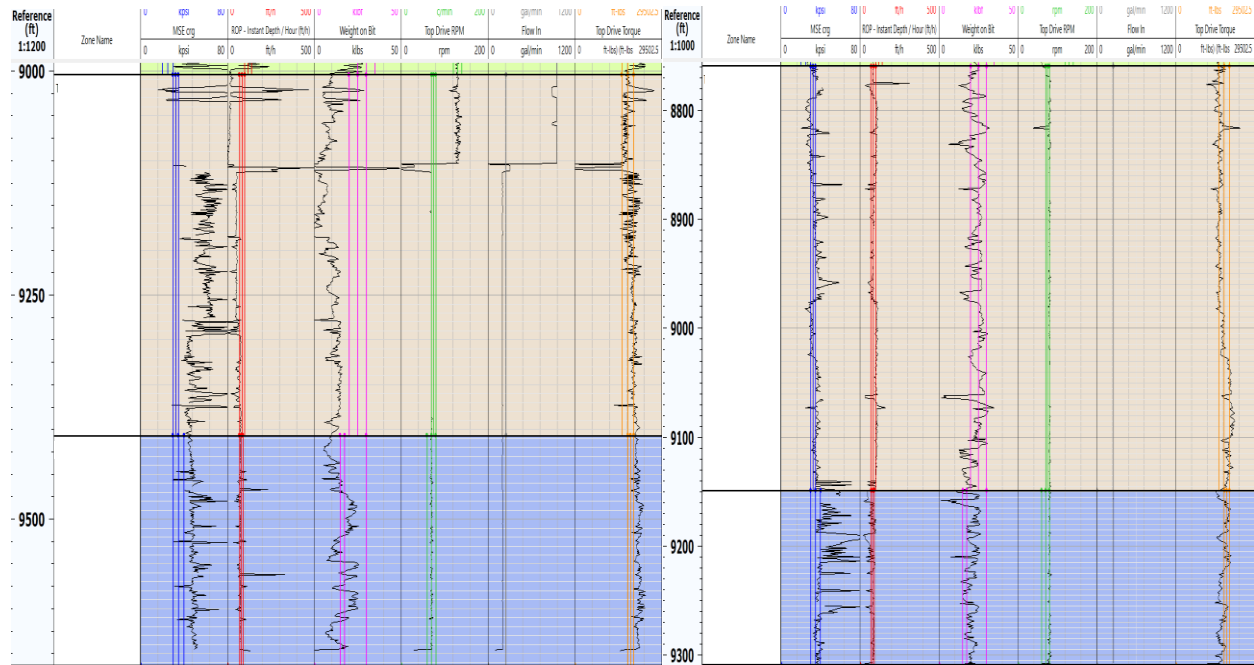
3.4.1.iv Evaluación de parámetros correlacionados con el comportamiento de los pozos en Formación 10 y 11.

**Figura 32.**

*Visualización del comportamiento del pozo K en fase de 8 ½”.*

**Pozo K**

**Pozo L**



**Nota.** Representación de los dos nuevos pozos con el seguimiento de los parámetros

En esta última sección, se puede observar detenidamente el comportamiento de los parámetros y sus patrones. Es importante destacar que, en este contexto, los parámetros de perforación experimentaron un notable aumento. Este incremento puede atribuirse a la aplicación deliberada de un control riguroso sobre los parámetros, ya que se ha alcanzado la zona de interés. Resulta evidente que la estabilización del comportamiento fue más pronunciada en un pozo en comparación con el otro. Este fenómeno se explica por las medidas de control específicas que cada perforador implementa al llegar a la zona interés, es decir, la zona de producción. Es en este punto donde la destreza y la meticulosidad en el manejo de los parámetros se vuelven cruciales para garantizar un rendimiento óptimo.

#### 4. ANÁLISIS DE RESULTADOS

En esta sección, se detallarán los resultados obtenidos tras la implementación y prueba del mapa de parámetros desarrollado, así como el análisis exhaustivo de su impacto en la eficiencia de perforación. Los datos recopilados de los dos nuevos pozos perforados servirán como base para evaluar la efectividad del mapa de parámetros, comparándolos con el pozo de referencia identificado previamente como el mejor dentro de la muestra de estudio.

A lo largo de esta sección, se explorarán las correlaciones más relevantes como son el MSE que está relacionado inversamente proporcional con la ROP, WOB, RPM, T y Q, destacando como estas relaciones influyen tanto en la eficiencia global como en la calidad del hueco. Además, se examinarán los indicadores clave, como la reducción de tiempos planos y tiempos invisibles perdidos, para proporcionar una visión completa de los beneficios logrados mediante la aplicación del mapa de parámetros. Es relevante señalar que, una vez finalizada la perforación de los pozos, se recopiló la información de la unidad de taladro. Posteriormente, se aplicó la misma metodología de limpieza y compilación de datos. Este proceso permitió correlacionar la información de manera eficiente, facilitando el análisis de los resultados obtenidos.

A continuación, se presentan gráficamente las curvas de los parámetros por formación y su respectivo comportamiento.

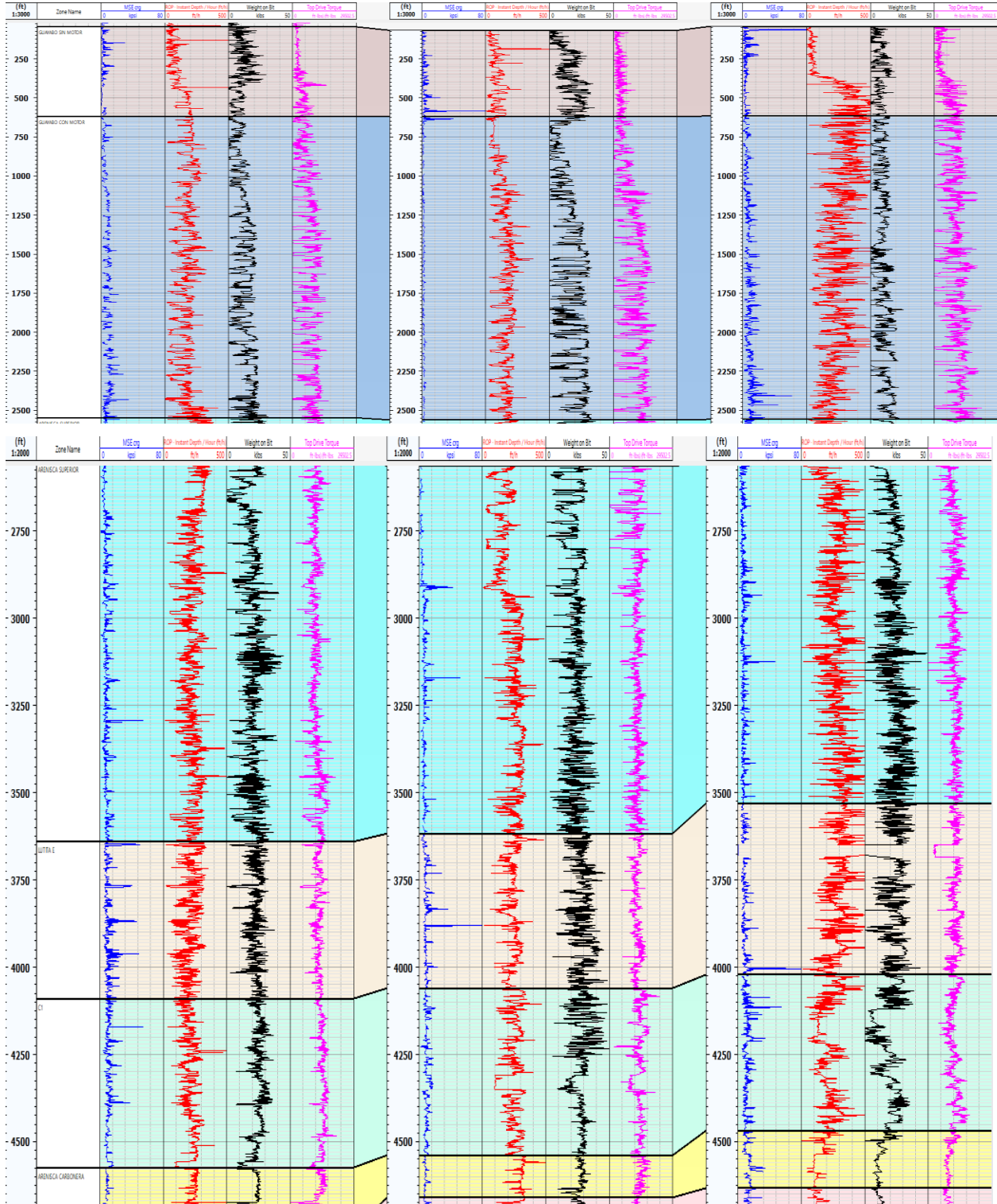
Figura 33.

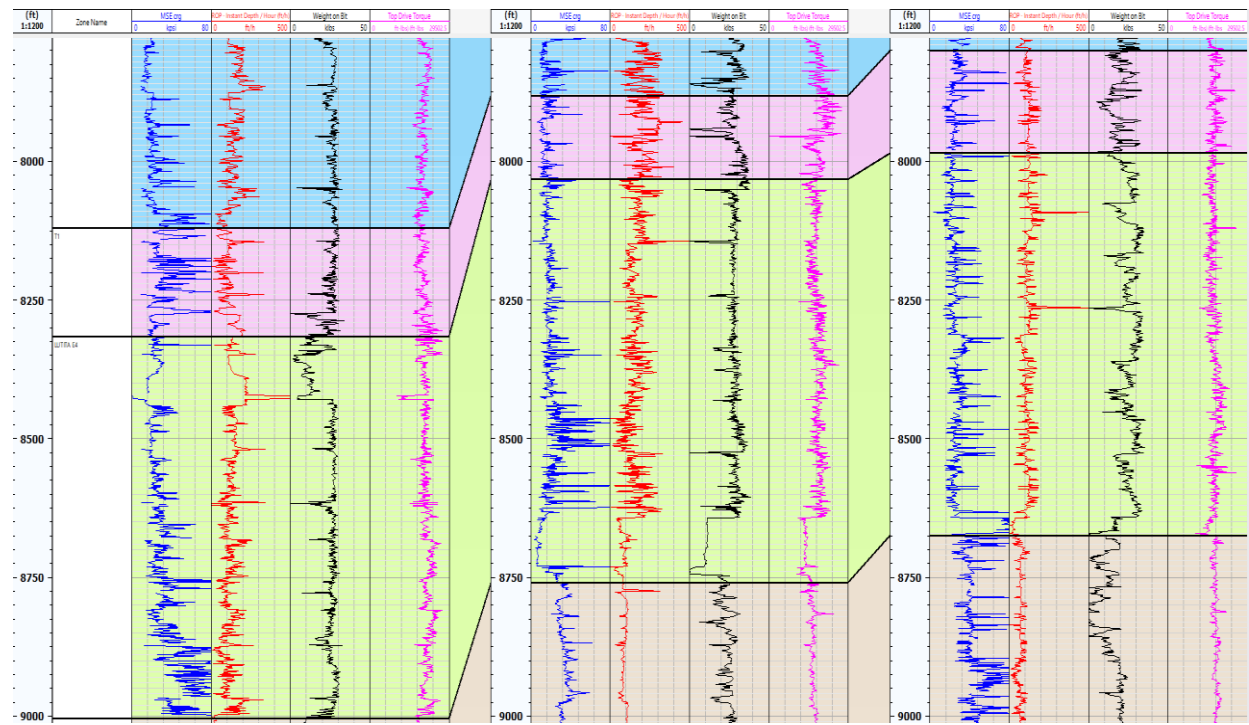
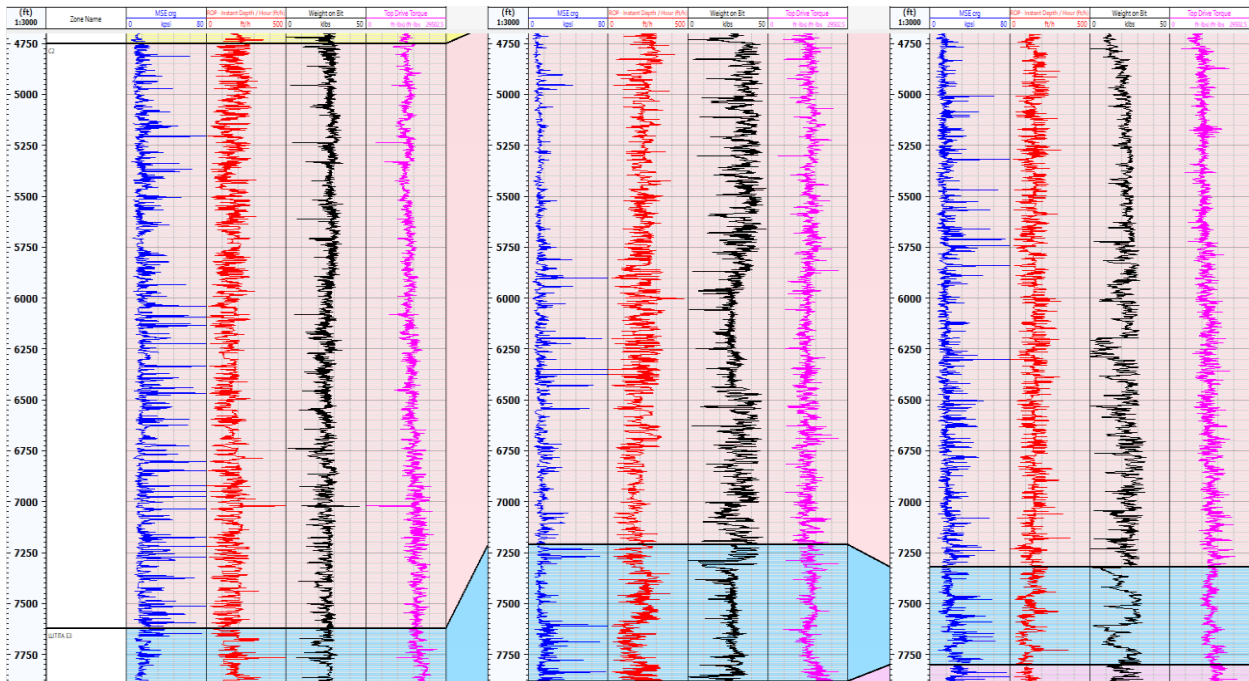
Curvas programadas en el software.

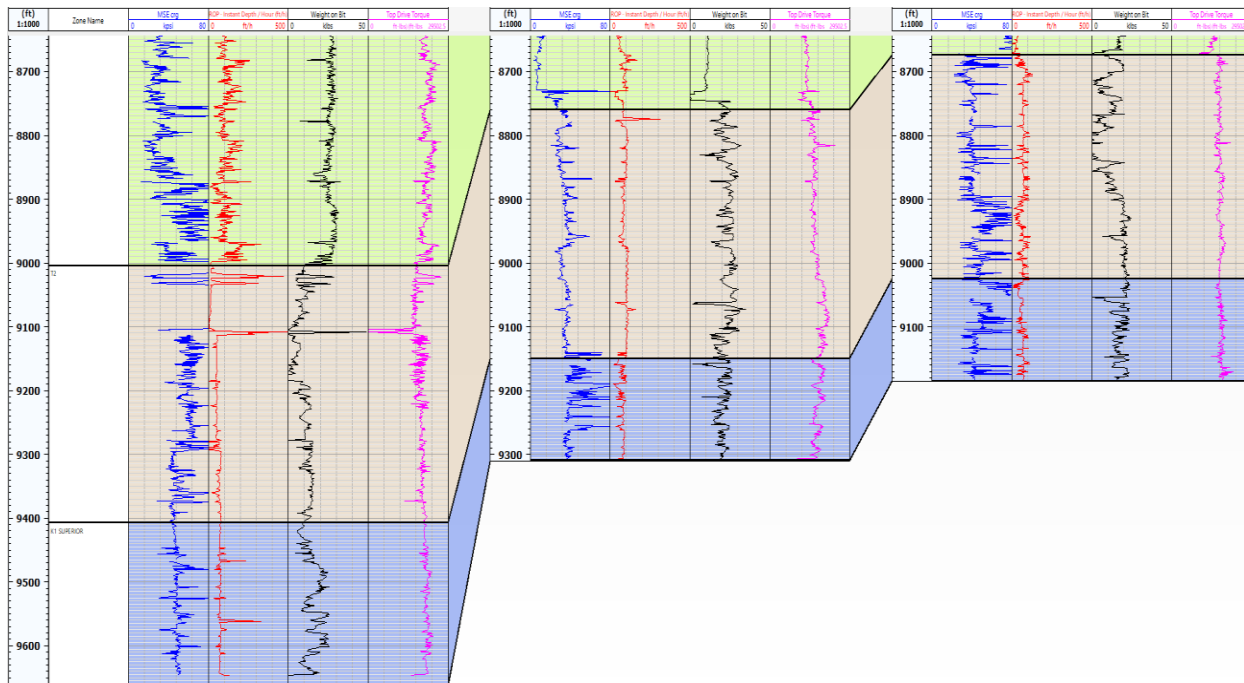
Pozo K

Pozo L

Pozo E







**Nota.** Comportamiento de los 2 últimos pozos perforados con el mejor pozo seleccionado. Considerando la similitud de la geología entre los 3 pozos, es posible observar el comportamiento del MSE en las curvas con una comparación de la ROP generada. Realizando un análisis visual, se puede destacar que el pozo K presenta picos más elevados teniendo en cuenta que este pozo no siguió estrictamente el mapa de parámetros establecido como se detalló en el capítulo anterior. En comparación, el pozo E identificado como el mejor de la muestra de estudio, muestra una distribución de datos diferente y un incremento en los picos de MSE especialmente desde la formación 6 hasta llegar a la zona de interés.

En contraste, al examinar el pozo que experimentó una mejora considerable en los días de perforación, se observa que la curva MSE se mantiene baja en comparación con los otros dos pozos. Para realizar un análisis más detallado, se considerarán los parámetros para tener en cuenta como la ROP efectiva que se tuvo, el WOB, las RPM, el T y el Q. Estos parámetros son fundamentales para determinar las dificultades y oportunidades de lograr un rendimiento óptimo de perforación en cada formación específica.

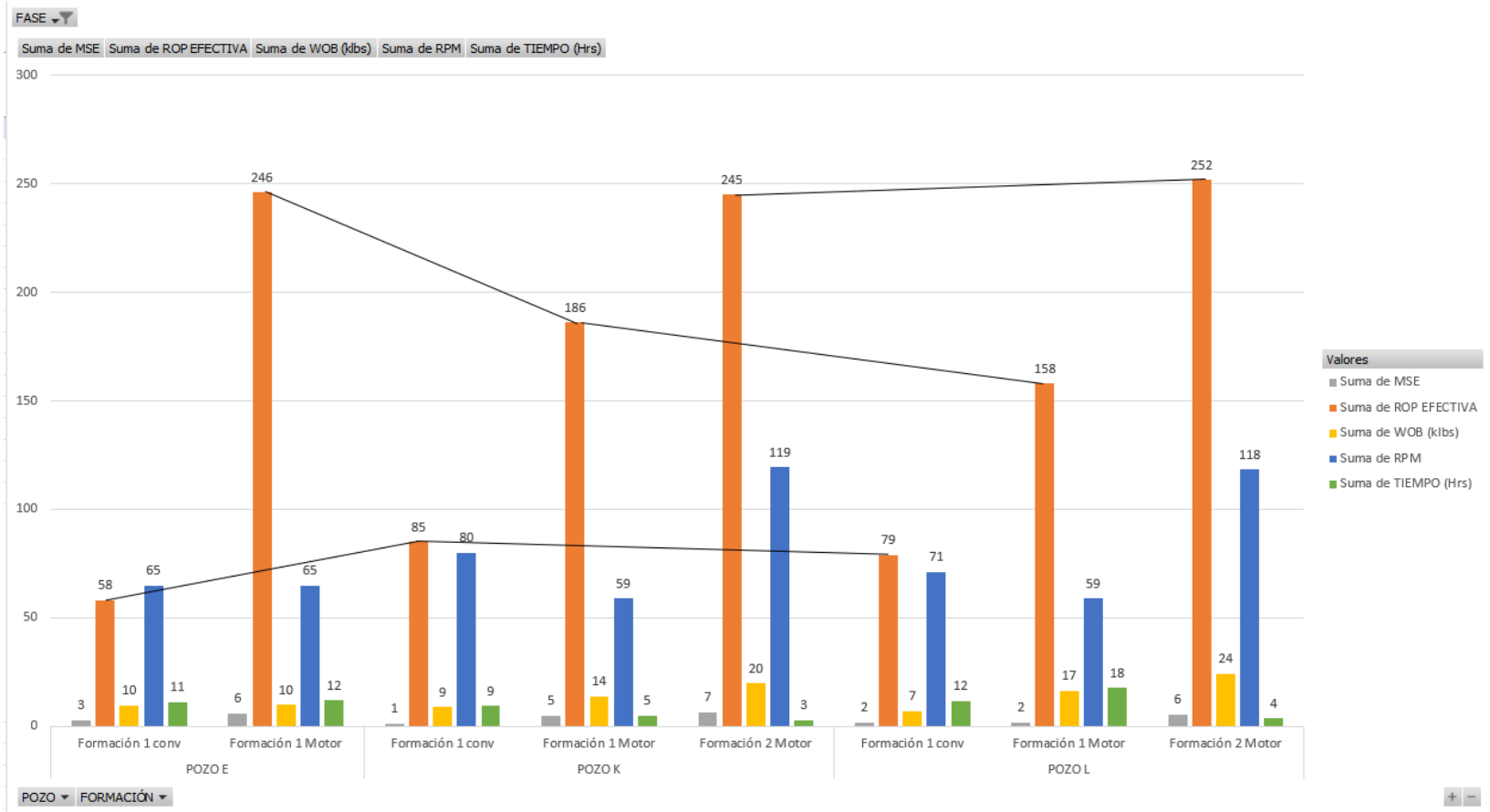
A continuación, se mostrará el comportamiento de los 2 pozos nuevos con la información extraída de la unidad de taladro después de finalizar el seguimiento en tiempo real desde la sala RTO,

además se hace una comparación analítica con el pozo de referencia para poder llegar a conclusiones y recomendaciones enfocadas a la operación

## FASE 17 ½”

**Figura 34.**

*Grafica de comparación de parámetros entre pozos fase 17 ½”.*

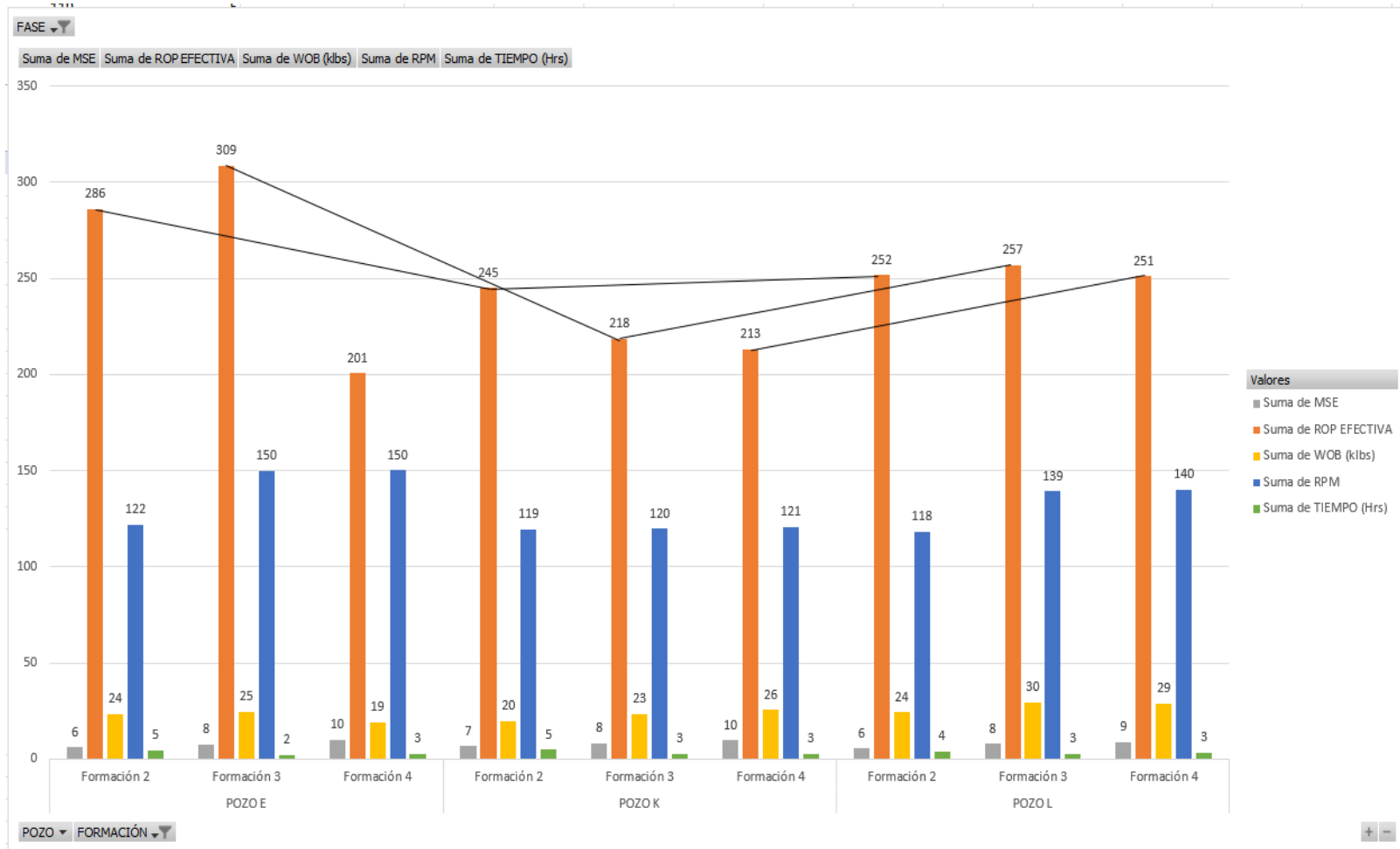


**Nota.** Comportamiento estadístico donde se refleja en una muestra de barras cual fue el mejor por cada formación

**FASE 12 ¼"**

**Figura 35.**

*Grafica de comparación de parámetros entre pozos, formación 2, 3 y 4 fase 12 ¼".*



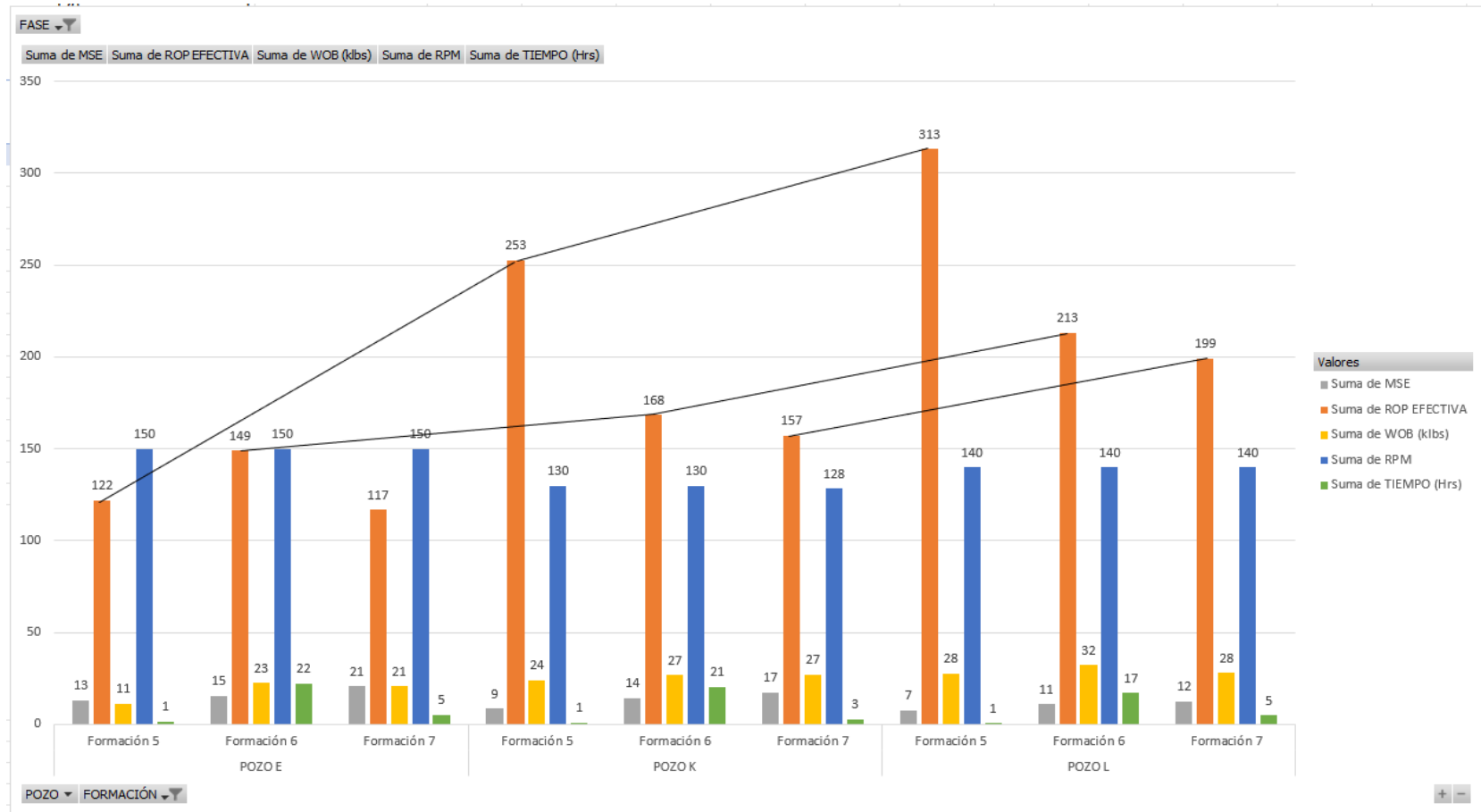
**Nota.** Comportamiento estadístico donde se refleja en una muestra de barras cual fue el mejor por cada formación



**FASE 12 ¼"**

**Figura 36.**

*Grafica de comparación de parámetros entre pozos, formación 5, 6 y 7 fase 12 ¼.*

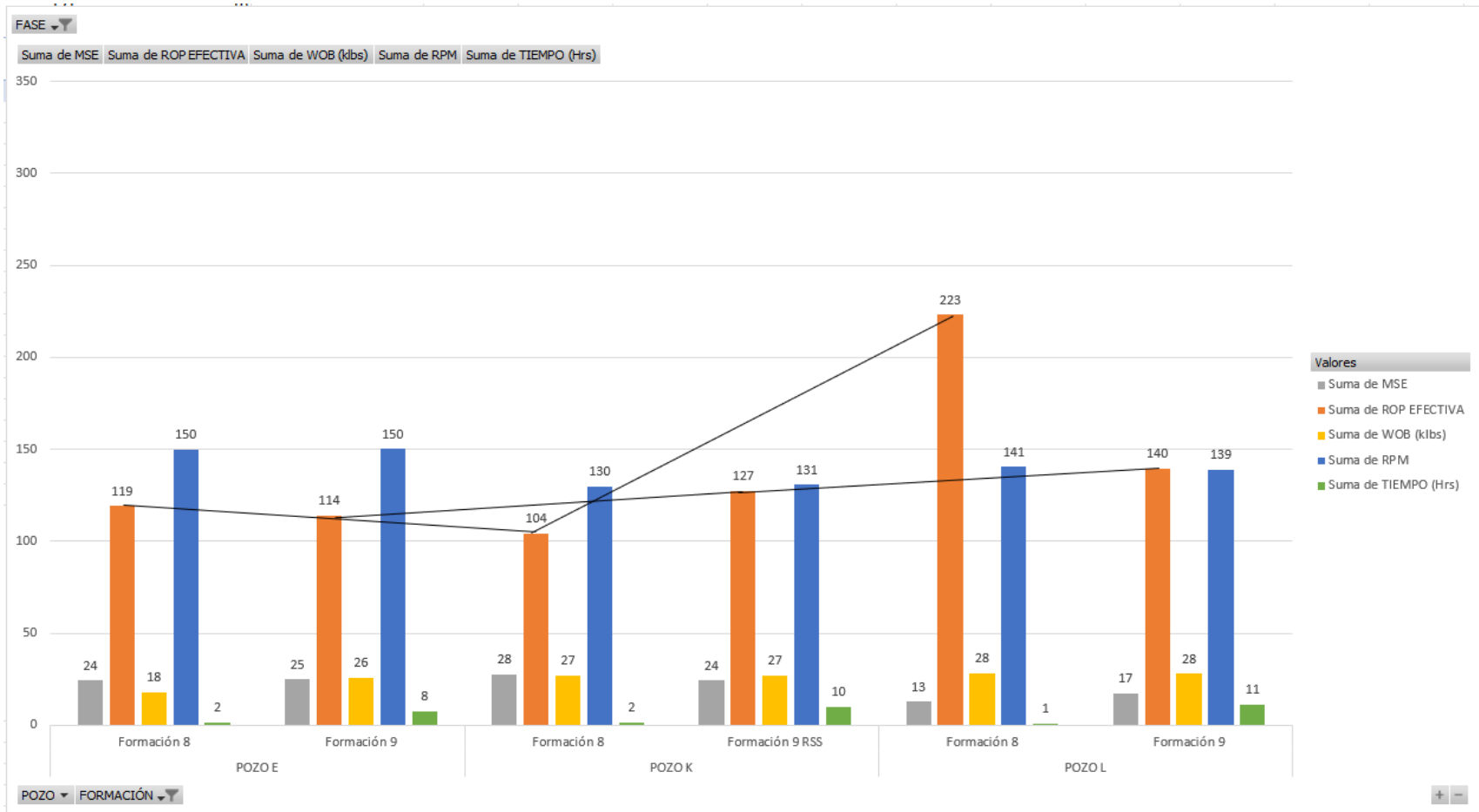


**Nota.** Comportamiento estadístico donde se refleja en una muestra de barras cual fue el mejor por cada formación

## FASE 12 ¼"

**Figura 37.**

*Grafica de comparación de parámetros entre pozos, formación 8 y 9 fase 12 ¼.*

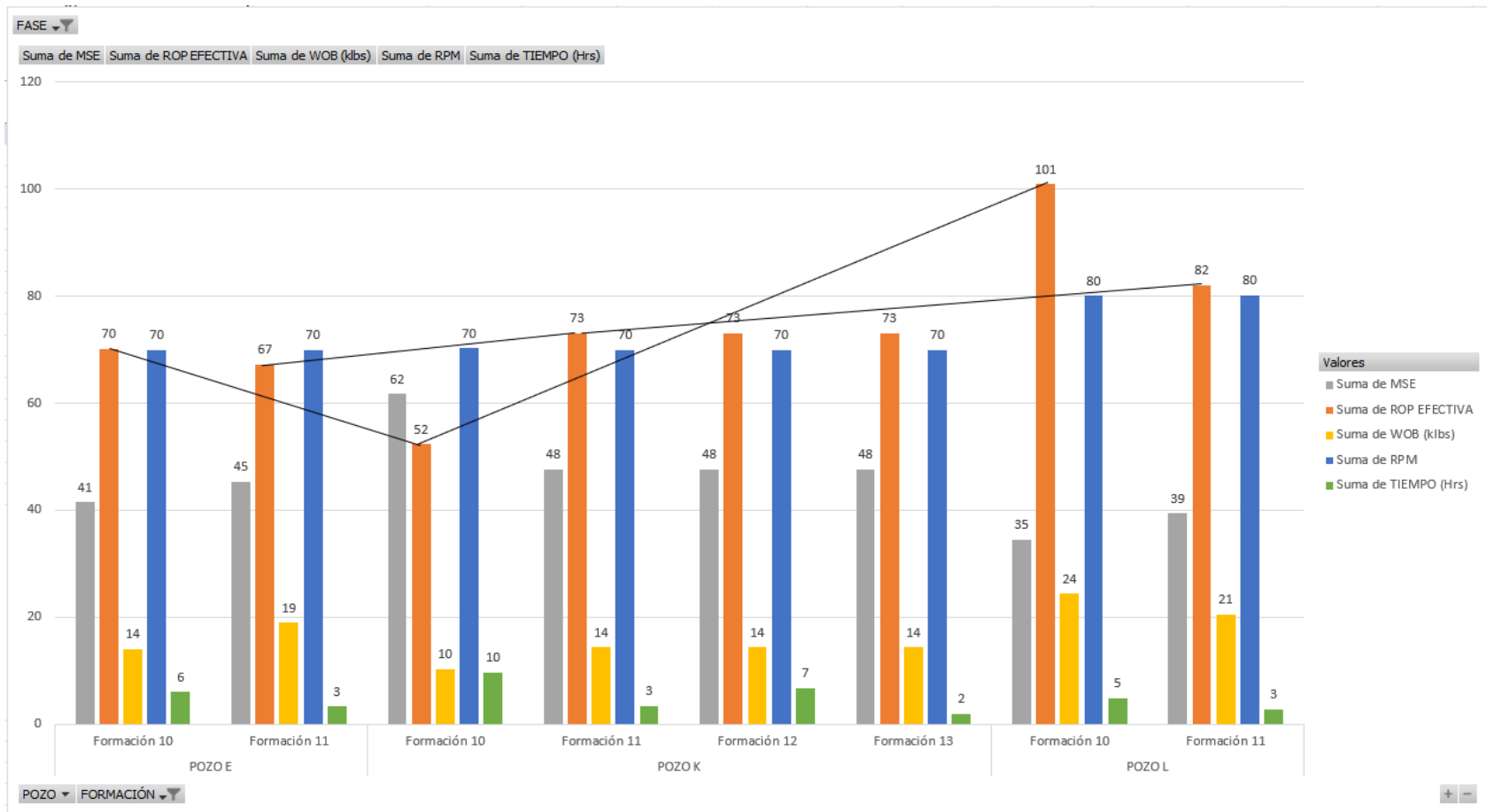


**Nota.** Comportamiento estadístico donde se refleja en una muestra de barras cual fue el mejor por cada formación

**FASE 8 ½"**

**Figura 38.**

*Grafica de comparación de parámetros entre pozos fase 8 ½.*



**Nota.** Comportamiento estadístico donde se refleja en una muestra de barras cual fue el mejor por cada formación

En la fase inicial del análisis, se ha dirigido la atención a la sección superficial de 17 ½”, evaluando el comportamiento de dos pozos en correlación con el BOBTS. En el pozo K y el pozo L el tiempo de perforación registrado fue de 1.4 días. Ambos pozos presentan una correlación en sus tiempos de perforación en esta sección.

En la formación 1, se implementaron dos Bottom Hole Assembly (BHA), uno convencional y el siguiente con motor. La parte más somera, tratada con el BHA convencional, no proporciona datos precisos debido a que solo se perforaron 300 pies. En esta sección más somera, donde se perfora principalmente con el Indicador de HSI, el valor del MSE no alcanza a generar un valor significativo. Esto se debe a que, en formaciones someras, el HSI se convierte en un indicador más relevante para evaluar la perforación en esta fase inicial. Es importante reconocer que la limitación de datos en esta sección inicial, especialmente en la formación 1, puede afectar la capacidad de generar análisis detallados. Sin embargo, esta observación destaca la importancia de considerar factores específicos de la geología y las condiciones de perforación en diferentes secciones del pozo, adaptando las métricas de evaluación según la profundidad y las características particulares de cada formación. Este enfoque más detallado permitirá una comprensión más precisa y útil del rendimiento de los pozos en distintas fases del proceso de perforación.

En la sección de 12 1/4, al analizar los datos en Power BI, se destaca una correlación interesante en los valores del BOBTS. La correlación en días para el pozo K es de 1.9 y para el pozo L es de 1.9. Esta correlación se estableció considerando diversos parámetros específicos de cada formación, centrándose especialmente en la tasa de penetración (ROP) óptima. En la formación 2, por ejemplo, el pozo K tuvo un MSE de 7 generando una baja ROP 245 (ft/hr) y el pozo L se ajustó más al parámetro del MSE al valor establecido en el mapa de parámetros y tuvo una reducción que, aunque pequeña genero un mejor performance y esto se replica en la formación 3 y 4. Pasando a revisar el detalle de las formaciones 5, 6 y 7 se puede observar sigue el mismo patrón ya que en el pozo K no se logró un ajuste total de los parámetros establecidos en el estudio.

Ahora llegando a la formación de interés donde normalmente se empieza a realizar control de ROP se puede visualizar que en el pozo L supo ajustarse al valor del MSE deseado y así se logra obtener una ROP efectiva de 223 ft/hr y 140 ft/hr generando una perforación más eficiente asegurando la calidad del hueco ya que no se presentaron problemas operacionales.

Se observó una disminución en el desempeño de la tasa de penetración (ROP), en el pozo K en esta fase no cumpliendo con los parámetros, siendo este fenómeno más pronunciado a partir de los

6798 ft debido a la presencia de un taponamiento en el *flow line*. Se categorizó que el deterioro del desempeño en la formación 6 se atribuye a este factor principal. Este problema se relacionó con la Resistencia a la compresión confinada (UCS) de cada pozo, determinándose que el pozo L tenía un UCS más alto, pero mostraba un rendimiento superior en términos de desempeño ROP y MSE. Al correlacionar los últimos dos pozos perforados, se resalta la importancia de mantener una coherencia entre generar una mayor ROP y un menor MSE. Este enfoque estratégico se aplica a las diferentes formaciones, reconociendo que la ROP puede depender en gran medida de la compresibilidad de la roca. Los parámetros establecidos buscan optimizar el rendimiento al identificar la combinación más favorable de ROP y MSE para lograr una perforación más eficiente y precisa. En definitiva, este análisis proporciona una base sólida para la optimización del rendimiento en la perforación, permitiendo la identificación y aplicación de ajustes necesarios para lograr un desempeño más favorable en términos de tiempos de perforación.

Llegando a la fase de interés es esencial analizar el comportamiento variado de cada uno de los pozos, con un enfoque en el control de la tasa de penetración (ROP) durante la sección de interés. Este control es fundamental para preservar la integridad del hueco y, por ende, la calidad en el proceso de perforación. Durante el monitoreo de los últimos dos pozos perforados, se destacó la importancia del control de ROP y llevar una trazabilidad del MSE, ya que este factor influye significativamente en el monitoreo con el mapa de parámetros. Una formación antes de llegar a la sección de interés se establece una serie de pasos para generar un control en la ROP, ya que esto influye en el tiempo de espera de los tiempos planos, lo que afecta directamente a los parámetros, especialmente al MSE, dado su carácter inversamente proporcional.

El pozo L mostró una iniciativa destacada al mantener una ROP óptima, lo que se reflejó en un comportamiento directo del MSE, indicando una perforación más rápida y eficiente. La profundidad de cada pozo también juega un papel crucial, y se observa que el pozo K, al tener un mayor número de formaciones, puede generar un rendimiento más bajo en su ROP. Al relacionar el BOBTS de cada pozo en esta sección, se obtuvieron valores significativos. El pozo E registró 0.40, el pozo K 1, y el pozo L 0.32. Estos valores indican que el pozo L, con la ROP óptima, es el más favorable para utilizar en esta sección. Al analizar la formación 11, que tuvo una ROP de 82.056 y un MSE de 39.420, se observa que, aunque no fue la mejor en términos de ROP, la formación 10 logró una buena optimización de tiempos y aumento de la ROP. Este análisis detallado proporciona información valiosa sobre la interrelación entre la ROP, el control de

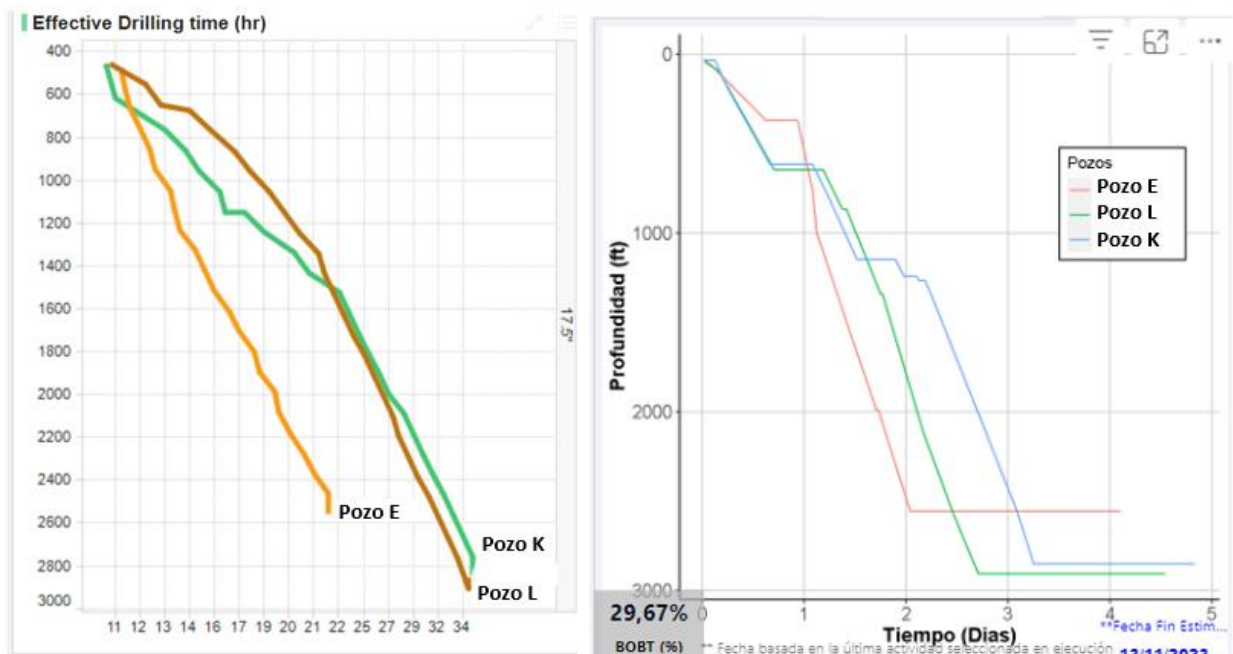
parámetros y la calidad de la perforación, permitiendo tomar decisiones informadas para mejorar el rendimiento y la eficiencia en futuras operaciones.

A continuación, la figura 38 muestra los tiempos de broca en fondo perforando y se representa la comparación de desempeños finales de perforación del pozo de referencia y los dos pozos nuevos perforados con el mapa de parámetros sugerido.

Se puede observar que en la fase de 17 ½” el pozo de referencia tuvo mejores tiempos, pero cabe destacar que en esta fase los dos pozos nuevos siendo el pozo K y el pozo L, tuvieron mayor profundidad de perforación aun así se nota una pendiente constante lo que nos quiere decir que tuvo una perforación limpia, menos repasadas por parada perforada, menores tiempos de conexiones esto nos traduce que los tiempos ILT fueron reducidos.

### Figura 39.

Representación del total de hora en perforación en fase 17 ½”

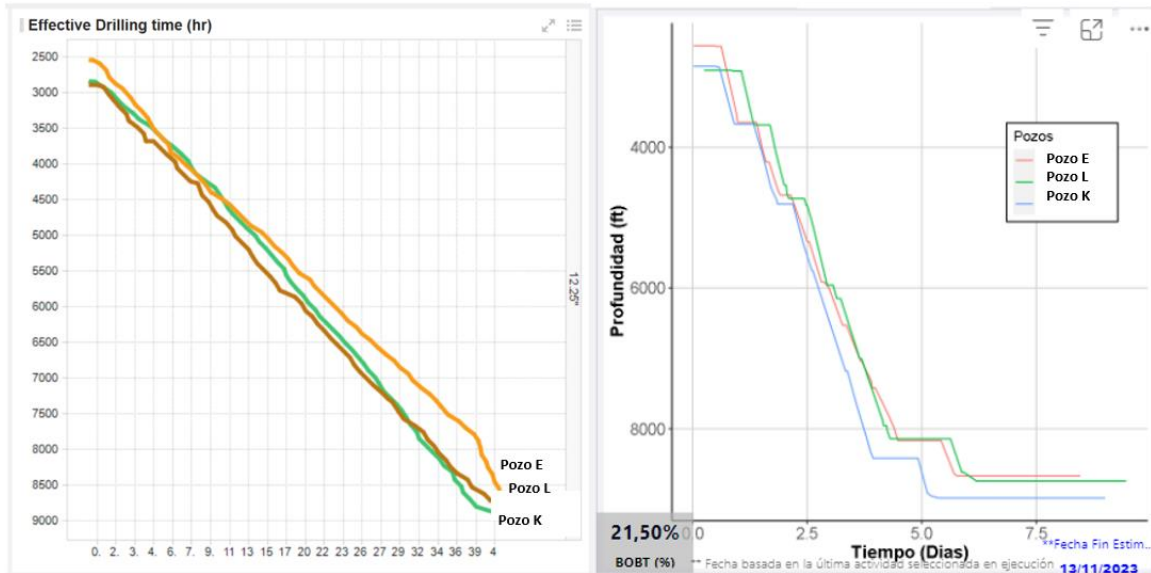


**Nota.** Tableros RTDA y Power BI de la compañía operadora S.A.

Se puede observar que en la fase de 12 ¼” el pozo K y el pozo L siguen una pendiente constante en donde es importante tener en cuenta que de 2500 ft a 4500 ft se pueden seguir teniendo los mismos parámetros sugeridos y desde 4500 ft a 8500 ft ya hay una oportunidad de mejora adicional a los parámetros óptimos, en esta fase antes de llegar a la formación de interés tenemos una optimización en tiempos dándonos como resultado menores tiempos invisibles perdidos, mayor ROP, lo que nos da un éxito de los parámetros sugeridos con el cálculo de la metodología del MSE.

**Figura 40.**

*Representación del total de hora en perforación en fase 12 ¼”.*

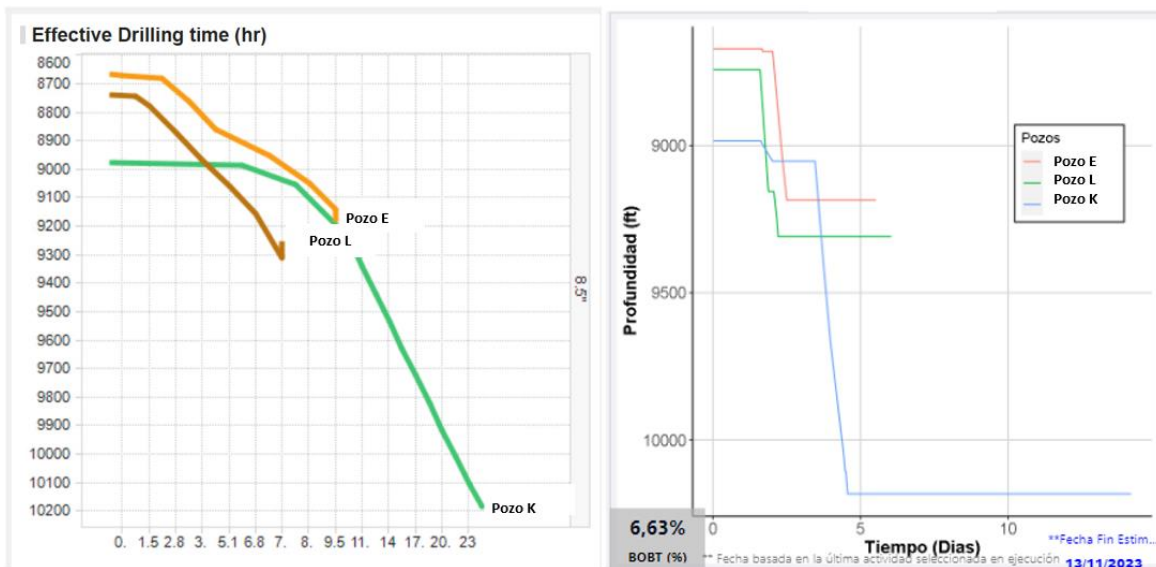


**Nota.** Tableros RTDA y Power BI de la compañía operadora S.A.

Ya en la fase de producción de 8 ½” analizando hasta 9300 ft se puede notar que se sigue la tendencia de mejora en los pozos, en esta sección el Pozo K presenta una variación de tiempos asociado a tiempos no operacionales lo cual no se podía controlar con los parámetros, aun así siendo más profundo tuvo tiempos de perforación adecuados.

**Figura 41.**

*Representación del total de hora en perforación en fase 8 ½”.*



**Nota.** Tableros RTDA y Power BI de la compañía operadora S.A.

El éxito de esta perforación se ve reflejado en el total de tiempos de perforación ya que se detectó una reducción aproximada de 6 horas en lo que se logra obtener reducción de costos que por motivos de confidencialidad no se pueden mostrar y una reducción en la huella de carbono.

En la industria, uno de los temas más cruciales y significativos es la descarbonización del CO<sub>2</sub> y la minimización del consumo de Diesel en los taladros de perforación. Por esta razón, en este proyecto se incorporó el objetivo de regular la cantidad de Diesel que cada taladro consume. Al observar el comportamiento del mapa de parámetros en conjunto con los registros importantes de perforación, se identificó un beneficio considerable en la reducción de tiempos. También se destacó la disminución de tiempos asociada al uso de taladros en cada operación. En este contexto, la compañía operadora S.A realizó un análisis exhaustivo del consumo generado por cada taladro en el campo de Akacias.

El inventario de taladros disponibles para la operadora incluye diversas clases, desde taladros convencionales hasta automáticos, con énfasis en los más modernos y eficientes energéticamente. En este análisis, se utilizó la eficiencia energética como criterio principal, centrándose en los pozos K, L y E. La perforación en estos pozos fue realizada por la empresa de taladro 1, el mayor contratista de perforación a nivel mundial, con operaciones en más de 20 países y una reconocida trayectoria en las áreas principales de exploración y producción de hidrocarburos.

El cálculo realizado para verificar esta descarbonización se basó en los factores de emisión de la UPME, la cual presenta al público una cartilla explicativa del cálculo del factor de emisión del Sistema Interconectado Nacional (SIN). Esta publicación muestra los resultados de la aplicación de la metodología aprobada por la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, utilizando información del sistema eléctrico colombiano. Este desarrollado de manera conjunta entre la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME), el Ministerio de Energía y Minas (Minenergía), el operador del SIN y administrador del mercado de energía mayorista (XM).



**Tabla 10.**

*Cálculo de emisión de CO<sub>2</sub>, datos para el cálculo tomados de la versión de la actualización de los FE de UPM.*

POZO	DEPTH	CONSUMO DIESEL TOTAL (Galones)	Total días	Días Drilling	CONSUMO DRILLING (Galones)	CO <sub>2</sub> (Ton)
Pozo E	9185	26720	18,8	3,3	4690,2	43
Pozo K	10183	42401	28	4,4	6663,0	61
Pozo L	9309	33848	20	3,6	6092,6	56

**Nota.** Interpretación del consumo que se tuvo en el taladro de los últimos 3 pozos

Al realizar un análisis del rendimiento de cada uno de los pozos en términos de consumo, se observa en la imagen las profundidades de cada pozo como también el consumo que generaron y los días de perforación que tuvieron, este cálculo se realizó en base a la cantidad de días que se perforo el pozo. Destacando que el pozo L es el más profundo y presenta un mayor consumo. Es importante señalar que, durante el análisis, se identificó que el pozo L tuvo un tiempo de perforación más prolongado, lo cual explica su mayor consumo de combustible. A pesar de esto, se destaca una mejora en la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> en el pozo K. Aunque este pozo no siguió de manera continua los intervalos del mapa de parámetros, la integración y los resultados fueron favorables. La comparación entre estos dos pozos revela una diferencia de 5 toneladas de CO<sub>2</sub>, lo que indica un indicativo positivo para la mejora en la perforación. Además, se evidencia la mejora potencial al ajustar los parámetros según el mapa correspondiente. Para obtener una referencia de disminución de CO<sub>2</sub>, se identifica que el pozo E se posiciona como el mejor en este aspecto. Es importante mencionar que este análisis se centró únicamente en el consumo de los taladros de perforación, excluyendo el consumo de campamentos y otros elementos.

Este análisis ofrece valiosa información para la toma de decisiones, destacando la importancia de ajustar los parámetros según el mapa correspondiente para optimizar la perforación y lograr una disminución más significativa de las emisiones, como se evidencia en el rendimiento positivo del pozo K y el potencial mejorado del pozo E.

## 5. CONCLUSIONES

En conclusión, la aplicación de la metodología MSE demostró ser una estrategia eficaz y un éxito para alcanzar el objetivo general de disminuir los tiempos operacionales en los pozos de Akacias, brindando beneficios tangibles en términos de eficiencia, costos y sostenibilidad ambiental y dando una oportunidad de mejorar para con los nuevos tiempos lograr un nuevo parámetro buscando mayor optimización sin descuidar la integridad de la perforación.

Se logró seleccionar exitosamente una muestra de datos representativa de estudio, que abarcó los parámetros de perforación de 10 pozos offset con perfiles direccionales similares, misma configuración de BHA, similitud en el estado mecánico e igual litología del campo Akacias. Esta selección permitió tener una base sólida para la implementación y evaluación del cálculo del MSE.

Se concluye que, para mejorar la calidad del análisis de datos, se propone establecer una analítica detallada al verificar el torque en cada uno de los pozos. Este enfoque busca generar una mayor validación y asegurar la precisión de los resultados obtenidos, por lo cual se trabajó con datos de la unidad de taladro.

La metodología del cálculo del MSE se implementó de manera exitosa en la muestra de estudio, abarcando los parámetros de perforación seleccionados. Esta implementación proporcionó un marco de referencia crucial para la evaluación del rendimiento de perforación.

Se ejecutó el mapa de parámetros de perforación en dos pozos de estudio, basándose en el incremento de desempeño de la ROP mediante las tendencias del MSE en tiempo real. Esto permitió una monitorización efectiva y la toma de decisiones para mejorar la eficiencia de perforación, dando como resultado, mejor desempeño de ROP y una reducción en tiempos de perforación.

La comparación del rendimiento óptimo del pozo con el mapa de parámetros permite clasificar un desempeño efectivo en la tasa de penetración (ROP) en las tres fases. Se observa un MSE menor,

indicando una disminución significativa en los tiempos de perforación en un aproximado de 6 horas.

La correlación identificada entre los valores del BOBTS y la tasa de penetración (ROP) en los pozos K y L destaca la importancia de optimizar el rendimiento en la perforación. Los pozos K y L, categorizados como óptimos, muestran que la eficiencia está estrechamente ligada a factores específicos de cada formación, como la compresibilidad de la roca. Se concluye que ajustar parámetros para lograr la combinación más favorable de ROP y MSE es esencial para una perforación eficiente y precisa.

La sección de interés enfatiza la necesidad de un control efectivo de la tasa de penetración (ROP) para preservar la integridad del hueco y mejorar la calidad en el proceso de perforación. La destacada iniciativa del pozo L al ajustarse al mapa de parámetros sugeridos y así mantener una ROP óptima de 82 ft/hr dando como resultado el éxito del proyecto.

La integración del objetivo de descarbonización del CO<sub>2</sub> y la minimización del consumo de Diesel en los taladros demuestra un compromiso con prácticas sostenibles. El análisis exhaustivo del consumo de cada taladro, con un énfasis en la eficiencia energética, revela beneficios considerables en la reducción de tiempos y emisiones de CO<sub>2</sub>. La comparación entre pozos nos dio como resultado que en el pozo L se usaron 570 galones menos por día perforando, destacando la mejora en la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> de 5 toneladas, esto subraya la importancia de ajustar parámetros según el mapa correspondiente para lograr un desempeño ambiental más favorable en operaciones futuras.

El seguimiento realizado en los dos pozos perforados más recientes condujo a un análisis detallado en la sala de RTO, donde se examinó el comportamiento de los parámetros de perforación. Esto señaló la implementación de mejoras, especialmente en el pozo K, con el objetivo de optimizar los tiempos mediante la consideración del MSE y mejorar el rendimiento de la tasa de penetración (ROP).

Es crucial mantener un monitoreo constante de los parámetros de perforación, especialmente aquellos relacionados con la energía mecánica específica MSE. La adaptabilidad y ajuste continuo del mapa de parámetros puede optimizar aún más el rendimiento de la perforación.

## BIBLIOGRAFÍA

- [1] D. A. C. ALBARRACÍN, «EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DEL MSE (ENERGÍA MECÁNICA,» p. 124, 2021.
- [2] M. d. Perforación, «Perforando el Pozo - Cambios en la rata de penetración y chequeos de flujo (Drill Breaks and Flow Checks) (II),» p. 120, 2015.
- [3] E. t. superior, «Perforando el Pozo - Cambios en la rata de penetración y chequeos de flujo (Drill Breaks and Flow Checks) (II),» p. 198, 2020.
- [4] L. Cano, Compositor, *Cálculo MSE control de calidad*. [Grabación de sonido]. 2023.
- [5] FEAR, M.J. "How to Improve Rate of Penetration in Field Operations", Paper SPE-55050, IADC/SPE Drilling Conference, New Orleans, November 1998.
- [6] Helmuth Esteban Portilla. "Metodología para la optimización de parámetros de Perforación a partir de propiedades geomecánicas", Revista Fuentes: El Reventón Energético, Vol. 10 Nº 2 de 2012 - Jul/Dic - pp 5/11.
- [7] DUPRIEST, F. and KOEDERITZ, W. "Maximizing Drill Rates with Real-Time Surveillance of Mechanical Specific Energy," SPE 92194 Drilling Conference, Amsterdam, February 2005.
- [8] "Energy Specific Mechanical Specific Energy (MSE) and its application to rock breakage" by H. Mirzaei and R. Pakalnis (2016).
- [9] "Improving drilling performance and reducing invisible lost time using mechanical specific energy (MSE) in North Kuwait fields" by M. Al-Ajmi et al. (2017).
- [10] "Environmental impacts of the oil and gas industries" by R. Santosh et al. (2021).
- [11] "Decarbonising drilling: The potential of mechanical specific energy" by S. M. Shaikh et al. (2020).

## **ANEXO 1**

### **RECOMENDACIONES**

Para mejorar la calidad del análisis de datos, se propone establecer una analítica más exhaustiva al verificar el torque en cada uno de los pozos. Este enfoque busca generar una mayor validación y asegurar la precisión de los resultados obtenidos

Revisar detenidamente el comportamiento de las curvas del MSE para identificar posibles discordancias y cambios de tendencia que no estén relacionados con la perforación, sino que pueden deberse a paradas u otros factores. Esta revisión permitirá una interpretación más precisa de los datos y una comprensión más profunda de los eventos que afectan al MSE.

Considerar para un futuro análisis la posibilidad de ampliar la muestra de estudio para incluir más pozos y así mejorar la representatividad de los datos. Esto permitirá una extrapolación más precisa de los resultados a otros pozos dentro del campo.

Explorar la viabilidad de implementar la metodología MSE en otros campos petroleros. La eficacia demostrada en el Campo Akacias podría ofrecer beneficios similares en diferentes contextos geológicos y operativos.

Proporcionar capacitación continua al personal de campo involucrado en la perforación para asegurar una comprensión profunda de la metodología MSE y sus implicaciones. Esto contribuirá a una implementación más efectiva y a la optimización continua.

Mantener una documentación de los procedimientos, ajustes y resultados obtenidos durante la implementación. Esto facilitará la replicación del enfoque en proyectos futuros y la comunicación efectiva con partes interesadas.

Explorar oportunidades de colaboración con otras compañías o expertos en la industria para intercambiar conocimientos y experiencias relacionadas con la implementación exitosa de metodologías similares.

Estas recomendaciones están diseñadas para fortalecer la implementación y sostenibilidad de la metodología MSE, promoviendo un enfoque proactivo hacia la mejora continua y la excelencia en las operaciones de perforación.