

**EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DEL MSE (ENERGÍA MECÁNICA
ESPECÍFICA) IMPLEMENTANDO EL MOTOR DE FONDO D&J EN OPERACIONES
DE PERFORACIÓN DE LAS FORMACIONES A1, A2 Y ALPHA EN UN POZO DEL
CAMPO J1 DE LA CUENCA CAGUÁN – PUTUMAYO**

**DAYANNA ALEJANDRA CENDALES ALBARRACÍN
JUAN GUILLERMO SANCHEZ BEDOYA**

**Proyecto integral de grado para optar el título de:
Ingeniero de petróleos**

**Director
JUAN CAMILO BOTERO FLORES
Ingeniero de Petróleos**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERIA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C.**

2021

NOTA DE ACEPTACIÓN

Nombre
Firma del Director

Nombre
Firma del presidente Jurado

Nombre
Firma del Jurado

Nombre
Firma del Jurado

Bogotá, D.C. febrero de 2021

DIRECTIVOS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

Dr. MARIO POSADA GARCIA-PEÑA

Consejero Institucional

DR. LUIS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA

Vicerrectora académica y de Investigaciones

Dr. MARIA CLAUDIA APONTE GONZALEZ

Vicerrector Administrativo y Financiero

Dr. RICARDO ALFONSO PENARANDA CASTRO

Secretaria General

Dra. ALEXANDRA MEJIA GUZMAN

Decano de la Facultad de Ingeniería

Ing. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI

Director del Programa de Ingeniería de Petróleos

Ing. JUAN CARLOS RODRÍGUEZ ESPARZA

DEDICATORIA

A Dios, por permitirnos llegar a este momento tan especial en nuestras vidas. Por los triunfos y los momentos difíciles que nos han hecho crecer como profesionales y como personas. A nuestros padres por ser quien nos han acompañado durante todo el trayecto estudiantil y de vida, quienes, con sus consejos y su apoyo, han sabido iluminar el camino para culminar nuestra carrera profesional. A nuestros hermanos por su apoyo incondicional. A nuestros profesores, por su tiempo, por la experiencia y el conocimiento que nos transmitieron en el desarrollo de nuestra formación profesional.

AGRADECIMIENTOS

Agradecemos inicialmente a la Fundación Universidad de América y a sus docentes, por brindarnos sus conocimientos e instrucción en el aspecto técnico e investigativo para la realización de este proyecto, las cuales servirán como eje fundamental en nuestras futuras experiencias y labores profesionales.

A nuestro director, el Ingeniero Juan Camilo Botero por su valioso apoyo y dirección a lo largo de este proyecto.

A ANDEG, quien a través de su apoyo incondicional le permitió a uno de los autores laborar y complementar sus conocimientos al tiempo que desarrollaba el presente proyecto.

A nuestros amigos y compañeros por el apoyo, por una palabra de ánimo necesaria y por compartir gratos momentos en esta etapa que da paso a nuestra vida profesional.

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.

Tabla de contenido

	pág.
INTRODUCCIÓN	135
1. MARCO TEÓRICO	17
1.1 Marco Geológico	17
<i>1.1.1 Formación A1</i>	19
<i>1.1.2 Formación A2</i>	19
<i>1.1.3 Formación ALPHA</i>	20
1.2 Eficiencia de perforación	20
1.3 Parámetros de Perforación	21
<i>1.3.1 Energía Mecánica Especifica</i>	21
<i>1.3.2 Rata de Penetración</i>	22
<i>1.3.2 Peso sobre la broca</i>	22
<i>1.3.3 Tasa de flujo</i>	22
<i>1.3.4 Torque</i>	23
<i>1.3.5 Resistencia a la compresión de confinamiento</i>	23
1.4 Causas de ineficiencia de perforación	24
<i>1.4.1 Embolamiento de Broca</i>	24
<i>1.4.2 Taponamiento de fondo</i>	25
<i>1.4.3 Vibraciones</i>	25
1.5 Ensamblaje de Fondo	26
1.6 Motores de Fondo	27
<i>1.6.1 Motores de desplazamiento positivo</i>	27
2. METODOLOGÍA Y DATOS	29
2.1 Fase 1: Recolección y Análisis de datos basados en el historial de perforación de las campañas 2018-2019	30
<i>2.1.1 Recolección de datos</i>	32
<i>2.1.2 Análisis de los datos de perforación recolectados en función del concepto del MSE</i>	34

2.1.3 <i>Parámetros de referencia</i>	38
2.2 Fase 2: Selección de BHA	39
2.2.1 <i>Selección de los parámetros base</i>	39
2.2.2 <i>Selección de herramientas</i>	41
2.3 Fase 3: Diseño del BHA para el campo J1 a través del diagrama digital con los componentes seleccionados	48
2.4 Fase 4: Implementación y evaluación de la corrida del diseño seleccionado (D&J)	55
2.4.1 <i>Generalidades del Pozo</i>	55
2.4.2 <i>Parámetros de la corrida</i>	56
2.5 Fase 5: Evaluación financiera. Calculo (Beneficio/Costo).	57
2.5.1 <i>Cálculo total del formato AFE</i>	57
2.5.2 <i>Comparación de costos de BHA</i>	59
2.5.3 <i>Cálculo del indicador financiero Beneficio/Costo</i>	60
3. RESULTADOS Y ANÁLISIS	62
3.1 Criterios de los Parámetros base para el de diseño seleccionado	62
3.2 Presentación de los dos escenarios de BHA propuestos	64
3.2.1 <i>Especificaciones para cada fase del diseño de BHA de la propuesta A</i>	64
3.2.2 <i>Especificaciones para cada fase del diseño de BHA de la propuesta B</i>	69
3.3 Criterios de selección del BHA a implementar	75
3.4 Análisis de resultados y selección de parámetros operativos.	79
3.4.1 <i>Evaluación de parámetros usados en la formación Tornado</i>	79
3.4.2 <i>Evaluación de parámetros usados en la formación Corcel</i>	81
3.4.3 <i>Evaluación de parámetros usados en la formación L-2.</i>	84
3.4.4 <i>Evaluación de parámetros usados en la formación L-3.</i>	85
3.4.5 <i>Evaluación de parámetros usados en la formación Rum-1</i>	86
3.4.6 <i>Evaluación de parámetros usados en la formación Eslaba.</i>	88
3.4.7 <i>Evaluación de parámetros usados en la formación Carota.</i>	90
3.4.8 <i>Evaluación de parámetros usados en la formación S-1.</i>	93

<i>3.4.9 Evaluación de parámetros usados en la formación Cal-A.</i>	94
<i>3.4.10 Evaluación de parámetros usados en la formación Esmeralda.</i>	96
<i>3.4.11 Evaluación de parámetros usados en la formación Villas.</i>	98
<i>3.4.12 Evaluación de parámetros usados en la formación Coruña.</i>	99
3.5 Comparación y análisis de resultados entre los parámetros de línea base y los obtenidos por el BHA D&J.	102
3.6 Análisis Financiero.	104
<i>3.6.1 Cálculo total de la perforación</i>	105
<i>3.6.2 Comparación de Costos de BHA</i>	110
<i>3.6.3 Cálculo del indicador financiero Beneficio/Costo</i>	112
4. CONCLUSIONES	117
BIBLIOGRAFÍA	119
ANEXOS	120

LISTA DE FIGURAS

	pág
Figura 1. Efecto de confinamiento en las rocas	24
Figura 2. Vibraciones sobre la sarta.	26
Figura 3. Motores de desplazamiento positivo.	28
Figura 4. Metodología de la Investigación.	29
Figura 5. Estado Mecánico base.	31
Figura 6. Visualización del Software Well Wizard.	32
Figura 7. Procedimiento y extracción de información del software.	33
Figura 8. Base de datos final.	34
Figura 9. Visualización del cálculo del diferencial de presión.	36
Figura 10. Ficha Técnica del motor.	37
Figura 11. <i>Gráfica y ecuación de la recta del torque motor.</i>	37
Figura 12. Representación de la línea base.	40
Figura 13. Representación del Estabilizador.	42
Figura 14. Representación del Martillo.	43
Figura 15. Representación del Acelerador.	44
Figura 16. Localización del pozo J1.	56
Figura 17. Análisis de la formación Tornado.	80
Figura 18. Análisis de la formación Corcel	81
Figura 19. Análisis de la formación L-1.	83
Figura 20. Análisis de la formación L-2.	84
Figura 21. Análisis de la formación L-3.	85
Figura 22. Análisis de la formación Rum-1.	87
Figura 23. Análisis de la formación Eslaba.	89
Figura 24. Análisis de la formación Carota.	90
Figura 25. Análisis de la formación Percel.	92
Figura 26. Análisis de la formación S-1.	93
Figura 27. Análisis de la formación Cal-A.	95
Figura 28. Análisis de la formación Esmeralda.	97
Figura 29. Análisis de la formación Villas.	98
Figura 30. Análisis de la formación Coruña.	100
Figura 31. Análisis del MSE de motor y Superficie.	101
Figura 32. Comparación de la curva de avance de la línea base vs la propuesta seleccionada.	108

LISTA DE TABLAS

	pág
Tabla 1. Descripción de la litología y características del campo J1.	18
Tabla 2. Especificaciones de la broca en la fase 12 ¼”.	45
Tabla 3. Especificaciones de la broca en la fase 8 ½”.	46
Tabla 4. Especificaciones del motor en la fase 12 ¼”.	47
Tabla 5. Especificaciones del motor en la fase 8 1/2”.	47
Tabla 6. Configuración de la propuesta presentada para los dos escenarios de BHA para la fase conductor.	50
Tabla 7. Configuración de la propuesta presentada para los dos escenarios de BHA para la fase 12 ¼.”	52
Tabla 8. Configuración de la propuesta presentada para los dos escenarios de BHA para la fase 8 ½”.	54
Tabla 9. Parametros operativos seleccionados.	57
Tabla 10. Items considerados para el AFE total.	58
Tabla 11. Items seleccionados para el costo del BHA.	60
Tabla 12. Parametros operativos de diseño considerados para cada una de las formaciones a evaluar.	63
Tabla 13. Diseño del BHA propuesta A para la fase Conductor.	65
Tabla 14. Diseño del BHA propuesta A para la fase 12 ¼”.	67
Tabla 15. Diseño del BHA propuesta A para la fase 8 ½”.	69
Tabla 16. Diseño del BHA propuesta B para la fase conductor.	71
Tabla 17. Diseño del BHA propuesta B para la fase 12 ¼”.	72
Tabla 18. Diseño del BHA propuesta B para la fase 8 ½”.	74
Tabla 19. Costos de cada propuesta de BHA.	76
Tabla 20. Eficiencias de cada propuesta de BHA.	77
Tabla 21. Parametros comparativos entre la linea base y la propuesta seleccionada.	104
Tabla 22. Comparación de los costos totales de perforacion de la linea base vs la propuesta seleccionada.	105
Tabla 23. Comparación de costos por pie perforado.	110

Tabla 24. Comparación de los costos relacionados al BHA de la propuesta seleccionada vs la línea base.	111
Tabla 25. Tabla de precios utilizados en los escenarios de rentabilidad.	114

RESUMEN

En el proceso de perforación de un pozo petrolero se requiere que el diseño de la sarta de perforación sea adecuado y que sus propiedades en función a los parámetros deseados sean óptimas para lograr disminuir tiempos y por ende costos operativos.

El bajo desempeño del MSE (Energía Mecánica Específica) en la perforación de las formaciones (A1, A2 y ALPHA) en el campo J1 del Putumayo presenta un mayor impacto durante la perforación al atravesar formaciones con ambientes conglomerados que tienen intercalaciones de arena y arcilla, debido a que su comportamiento es difícil de pronosticar y se deben llevar parámetros controlados a fin de generar mejores tiempos de perforación con variables precisas y óptimas. En este sentido, el objetivo de este proyecto es evaluar el comportamiento del MSE (energía mecánica específica) mediante los mejores rangos operativos de WOB, ROP, Galonaje, Torque y RPM en las formaciones a evaluar. Con la identificación de los parámetros óptimos de estas variables se busca que el MSE refleje valores de (100 – 200 Kpsi) en la formación A1, (100-600 Kpsi) para la formación A2 y (100 – 900 Kpsi) en la formación ALPHA. De esta manera se lograron comparar datos de pozos similares o anteriores, identificando las configuraciones, en las que la perforación fue más eficiente en cuanto a gasto energético, esto mediante los cálculos del MSE (Energía Mecánica Específica). Además, se propusieron diseños de BHA con la respectiva implementación del motor de fondo D&J en la perforación de las formaciones A1, A2 Y ALPHA en un pozo ubicado en la cuenca Caguán-Putumayo. De esta forma, con la implementación del motor de fondo y el análisis de los parámetros de perforación desarrollado a lo largo del proyecto, se definen las zonas más críticas junto con sus rangos operativos para implementar acciones de optimización de la perforación en formaciones (A1, A2, ALPHA) de pozos de la zona, junto con la ayuda de información registrada en la operación. Dando como resultado un modelo de diseño y de parámetros óptimo, replicable para futuros desarrollos en el campo J1, logrando una reducción en el MSE de 21% en la formación A1, 40% en la formación A2 y 18% para la formación ALPHA.

PALABRAS CLAVES: Eficiencia perforación, Energía Mecánica Específica, Motores fondo, Parámetros perforación.

INTRODUCCIÓN

Desde Texaco quien en 1948 [1] inició la actividad exploratoria en la cuenca del Caguán Putumayo, hasta hoy en día, donde numerosas operadoras invierten y realizan proyectos en la zona, se ha identificado que dadas las particularidades y baja uniformidad geológica de la zona, los errores en los diseño y selección en la sarta de perforación, en sus componentes críticos (broca, motores de fondo, BHA) dificultan y aumentan el factor de riesgo junto a la incertidumbre en la operación, provocando así tiempos no productivos, disminución en la ROP (hasta 8-15 ft/h), aumento en la probabilidad de pegas de tubería, side tracks, procedimientos de pesca y en términos generales minusvalías en la rentabilidad del proyecto y de los intereses de la empresa operadora.

En el pasado se han realizado estudios que se enfocan en la evaluación y análisis del WOB y RPM esencialmente, utilizando como insumos primarios datos de diferentes “Drill off” test en casos de estudio específicos de formaciones duras, los cuales han sentado las bases del análisis del MSE implementado al diseño y selección de herramientas mediante la identificación y selección del “Founder Point” (punto de eficiencia máxima a un WOB y una RPM establecido) [2]. Al sobreponer estas variables al tipo de roca encontramos el MSE (Mechanical Specific Energy), indicador que representa la energía requerida para perforar una unidad de volumen de roca. Este brinda una evaluación más objetiva de la eficiencia real de la perforación, coadyuvando a identificar el “Bit Founder” (punto de fallo de la broca). Estos conceptos resultan de gran valor para el desarrollo del trabajo de investigación, es por esto que se definen como punto de partida hacia el desarrollo de este trabajo de grado.

Este indicador ha venido ganando campo y utilidad en las áreas de selección de brocas, determinación de la eficiencia de perforación, monitoreo en tiempo real de los parámetros de perforación y en la mejora de la ROP.

Las formaciones altamente conglomeradas “Duras” presentes en el campo J1, han representado un reto permanente en las operaciones, **encontrando así un bajo desempeño del MSE en la perforación de las formaciones A1, A2 y ALPHA**, formaciones en las cuales la

presencia de dicha litología consideradas problemáticas, han exigido la inclusión de motores de fondo tipo PDM (Positive Displacement Motor), los cuales, entregan potencia mecánica rotatoria adicional a la broca, brindando una perforación más eficiente.

La anterior problemática ha abierto la puerta a diferentes posibilidades de estudio centradas en la obtención e identificación de los mejores parámetros y diseños de BHA posibles para mitigar los riesgos geológicos y operativos latentes en este campo. Se identificó la necesidad de **Evaluar el comportamiento del MSE implementando el motor de fondo D&J en operaciones de perforación en formaciones altamente conglomeradas presentes en el campo J1 de la cuenca Caguán Putumayo**, siendo esta delimitada por los objetivos específicos descritos a continuación:

- Generar una línea base de criterios para el diseño de un nuevo BHA basado en datos históricos de perforación reflejados en el análisis de los valores de MSE
- Proponer el diseño de dos escenarios de BHA que respondan a las necesidades de las formaciones A1, A2 y ALPHA.
- Implementar el diseño del BHA con el motor de fondo D&J identificando los parámetros óptimos de operación (WOB, Q, TOR, RPM) y comparando su eficiencia y desempeño con los motores anteriormente utilizados.
- Determinar el costo por pie perforado mediante el AFE total y utilizar la relación Beneficio/Costo como indicador de rentabilidad.

Así, el MSE al ser una relación de las variables más incidentes en la eficiencia de perforación es capaz, mediante su correcta interpretación y análisis, de minimizar los tiempos de perforación, reducir fallas operativas y optimizar recursos económicos y humanos. El cálculo e interpretación del MSE en este trabajo permitirá generar un diseño óptimo de BHA, que brinde una mejora en la ROP y por ende en la perforación de pozos en el campo J1, disminuyendo costos de perforación.

Este trabajo de grado se conforma por 4 capítulos correspondientes a, un Marco teórico, donde se incluyen generalidades sobre la geología del campo J1, eficiencia y parámetros de perforación, ensamblajes y motores de fondo; un capítulo dedicado a la Metodología y datos, donde se identifican las ecuaciones a utilizar y una explicación detallada sobre el procedimiento

llevado a cabo para la recolección, análisis e identificación de parámetros de perforación base, diseño de los BHA y criterios de selección de las herramientas; otro capítulo dedicado a Resultados de la investigación y análisis, donde se presentan los parámetros de perforación seleccionados y BHA base, el diseño definitivo por la empresa operadora, los resultados de la corrida y la comparación entre los parámetros del BHA base y el seleccionado por la empresa y un último capítulo donde se presentan las conclusiones de la investigación.

1. MARCO TEÓRICO

Este capítulo corresponde a las bases teóricas y conceptuales bajo la cual es desarrollado el proyecto, estas bases son fundamentales para una correcta interpretación y entendimiento del concepto de MSE, el cual es el eje principal sobre el cual se desarrollan la totalidad de los estudios y análisis que en este se exponen.

A continuación, se presenta una breve descripción sobre las generalidades geológicas y estratigráficas, que incluyen conceptos relacionados directamente a la eficiencia de perforación y a la importancia de la correcta selección de los parámetros de perforación para obtener una corrida segura, rápida y eficiente basados en la teoría de fuerzas compresivas en rocas y la aplicación óptima y versátil de los motores de fondo.

1.1 Marco Geológico

Se presenta una breve descripción de la estratigrafía y geología estructural, asociada al campo J1, que abarca nuestro objeto de estudio. Este campo se encuentra ubicado en la cuenca Caguán Putumayo en el sur occidente colombiano, con un área aproximada de 110304 km² y con más de 374 pozos perforados. La litología y características de las formaciones de estudio se pueden observar en la siguiente tabla resumen.

Tabla 1

Descripción de la Litología y características del Campo J1

		CARACTERÍSTICAS DE FORMACIONES A PERFORAR		
		FORMACIÓN	LITOLOGÍA	CARACTERÍSTICAS
A1		Tornado	Conglomerado (100-20%) Arcillolita (70%) Arena (10%)	Mezcla de rocas bladas (Arcillas-Solubilidad 40%) y abrasivas (paquetes de arena).
		Corcel	Shale (100%)	Roca Blanda.
A2		L-1 Y L-2	Arcillolita (70%) Conglomerado (30%)	Intercalaciones de rocas blandas(arcillas)y abrasvias (niveles de conglomerado hacia el tope se presenta un conglomerado masivo).
		L-2	Conglomerado (Chert (100%))	Roca Dura y Abrasiva.
		Rum-1	Arcillolita (90%) Niveles de limolita y arena (10%)	Roca Blanda, solubilidad (20-40%).
ALPHA	Fm. V	Eslaba	Arenisca (80%) Lutita (20%)	Mezcla de rocas duras y blandas.
		Carota	Caliza (40%) Arenisca (20%) Lutita (40%)	Intercalaciones de rocas blandas, duras y abrasivas.
		Percel		
		S-1		
		Cal-A		
		Esmeralda		
		Villas	Arenisca (70%) Lutita (30%)	Paquete masico de Arenas translúcida, cuarzos de grano grueso.
		Coruña	Basamento (100%)	Roca Dura y Abrasiva.
TD				

Nota: Esta tabla muestra las características de las formaciones a perforar en el Campo J1 de la Cuenca Caguán – Putumayo.

A continuación, se describen las principales características estratigráficas de las unidades geológicas de la Cuenca del Putumayo, estas unidades geológicas fueron divididas en grupos de Tres de la siguiente forma: Formación A1 como la agrupación de las Formaciones “Tornado” y “Corcel”, A2 la agrupación “L-1”, “L-2”, “L-3” y “Rum-1” y finalmente Alpha reúne las formaciones “Eslaba”, “Carota”, “Percel”, “S-1”, “Cal-A”, “Esmeralda”, “Villas” y “Coruña”, las cuales, son las más cercanas al objetivo (Target). Estas agrupaciones responden a similitudes de tipo geológicas, para generar un análisis mucho más global y acertado al momento de analizar los parámetros en cada agrupación de formaciones.

1.1.1 Formación A1

1.1.1.1 Formación Tornado. Está constituida por una intercalación de Conglomerado en un rango del 20%-100%, Arcillolita correspondiente al 70% y Arena del 10%. Su espesor varía ampliamente a lo largo de la cuenca, pero se estima un espesor de 1400 pies (427 metros) aproximadamente y su ambiente de depositación es continental-fluvial. La Formación Tornado infra yace de manera discordante a la Formación Ospina y supra yace concordantemente a la Formación Corcel.

1.1.1.2 Formación Corcel. La edad de la Formación Corcel corresponde al Oligoceno, Esta unidad litológica está compuesta principalmente por una intercalación de Shale Su espesor promedio es 490 pies (149 metros) y su ambiente de deposición corresponde a un ambiente deltaico marino somero. La formación Corcel supra yace de manera concordante a la Formación L e infra yace discordantemente a la Formación Tornado.

1.1.2 Formación A2

1.1.2.1 Formación L. Está constituida por las formaciones L-1, L-2 Y L.3. La edad de esta formación está comprendida en el Eoceno. Está compuesto principalmente por conglomerados de fragmentos de rocas ígneas, lilitas, cuarzo y chert. Esta formación tiene un espesor aproximado de 830 pies (253 metros) y el ambiente de deposición de esta unidad litológica es continental-fluvial. La Formación L infra yace de manera discordante a la Formación Corcel y supra yace concordantemente a la Formación Rum-1.

1.1.2.2 Formación Rum-1. Representa el retiro progresivo del mar y en la base está compuesta por niveles arenosos intercalados con delgadas capas conglomeráticas, mientras que en el tope se encuentran arcillolitas, limolitas rojas y algunos niveles arenosos. El espesor de la formación es de 1970 pies (600 metros) aproximadamente. El ambiente sedimentario asociado a esta unidad varía de marino a continental.

1.1.3 Formación ALPHA

1.1.3.1 Formación V. Está constituida por las formaciones Eslaba, Carota, Percel, S-1, Cal-A y Esmeralda. Esta unidad litológica está formada principalmente por intercalaciones de shales negros, calizas micríticas y esparíticas y chert negro. Según Hubach, el límite superior de la Formación Villeta está compuesto por shales con intercalaciones de calizas y areniscas, y el límite inferior se compone por areniscas y shales alternantes. El espesor total de la formación es de 1312 pies (400 metros) aproximadamente y su ambiente de deposición es marino.

1.1.3.2 Formación Villas. Se compone de areniscas de grano grueso a conglomeráticas en la base y areniscas medianas a finas, con espesores variables entre 10 y 32 pies (3 y 10 metros). Esta formación representa el inicio de la transgresión marina en la cuenca. Su espesor varía entre 322 y 492 pies (98 y 150 metros) aproximadamente y su ambiente de deposición es continental-fluvial.

1.1.3.3 Formación Coruña. Esta unidad litológica está constituida por rocas piroclásticas y sedimentarias, flujos de lava y limolitas en la zona Sur de la Cuenca. El espesor total aproximado de esta formación es de 493 pies (150 metros) a lo largo de la Cuenca y el ambiente sedimentario al cual pertenece esta unidad es continental-fluvial.

1.2 Eficiencia de perforación

La eficiencia de perforación en general es una parte muy importante a la hora de tomar medias relacionadas con reducción de costos y esfuerzos. La perforación encaminada a la producción de hidrocarburos líquidos o gaseosos es un vasto sistema, el cual incluye diferentes partes y procesos para su correcta ejecución, factores como el tipo y tamaño de la broca, la eficiencia de corte de la broca, torque, peso sobre la broca (WOB), revoluciones por minuto (RPM), tasa de flujo, reología del lodo de perforación, dureza de la formación entre muchas otras. Esto hace que la labor de lograr alcanzar y mantener una tasa de penetración (ROP) alta sea una tarea desafiante que requiere mucho más que solo proveer a la sarta de perforación con la suficiente potencia.

1.3 Parámetros de Perforación

Se refieren a los parámetros con los que se planea una operación de perforación, estos parámetros son establecidos y calculados la mayoría de las veces por la empresa operadora quien es la que debe procurar por la seguridad y buen término del pozo planteado, la buena selección de estos parámetros puede llegar a marcar el éxito, costo, eficiencia y seguridad de la operación. Para una buena formulación de los parámetros de operación se requiere un profundo conocimiento de la geología de la zona, de las herramientas e instrumentos a usar

1.3.1 Energía Mecánica Especifica

R. Teale en 1965 introdujo el concepto de MSE, energía 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 solamente fue implementado exitosamente en 2005 por Exxon Mobil. Generando resultados que superaban con creces las expectativas, con el fin de ser implementado por la industria en general como un parámetro de análisis que reduce costos y tiempos. En términos generales el MSE es una relación objetiva entre la energía proporcionada y el trabajo realizado que tiene en cuenta aspectos que van más allá de los parámetros de operación mediante la derivación agregada del trabajo rotacional (Torque x Distancia) junto con el trabajo axial (WOB * Distancia), siendo este producto dividido por el volumen de roca perforada y finalmente obteniendo la siguiente ecuación conceptual y numérica.

$$MSE = \frac{\text{Input energy}}{\text{Output ROP}}$$

$$MSE: \frac{480 * TOR * RPM}{Dia^2 * ROP} + \frac{4 * WOB}{\pi * Dia^2}$$

El MSE integra otras variables, las cuales permiten generalizar el análisis del comportamiento de la perforación, además de proporcionar cálculos que representen la realidad del indicador en

superficie y en herramientas de fondo como el motor, esta labor fue realizada por Fred E. Dupriest concluyendo las siguientes ecuaciones.

$$MSE\ superficie = \frac{480 * TOR * (RPM\ top\ drive + (RPM\ motor * GPM)) + 4 * WOB}{Día^2 * ROP * \pi * Día^2}$$

$$MSE\ bit - motor = \frac{480 * (TOR\ motor * Dif\ presión)(RPM + (RPM\ fact * GPM)) + 4 * WOB}{Día^2 * ROP * \pi * Día^2}$$

1.3.2 Rata de Penetración

Hace referencia a la velocidad con la que se avanza a través de las diferentes formaciones durante la perforación. La ROP refleja entre otras cosas la compatibilidad de los parámetros operativos con la formación que se está atravesando, esta variable refleja la eficiencia del sistema de perforación.

1.3.3 Peso sobre la broca

Hace referencia al peso total transmitido por la sarta de perforación a la broca. Este peso es proporcionado en su mayoría por la tubería de perforación (Drill collar, Heavy weight Drill pipe y Drill pipe). Durante la perforación, la tubería se “cuelga” del top drive y este “Descuelga” peso sobre la broca a convenir de las operaciones. Este paramento se suele medir directamente mediante sensores de fondo de pozo (MWD) o sensores de superficie, los cuales se pueden ubicar en el bloque gancho, siendo estos instrumentos calibrados con el objetivo de acercarse lo más posible a la realidad. [3] El WOB brinda un aporte en las fuerzas axiales necesarias para la perforación de roca sólida, además de dar soporte y estabilidad a la sarta de perforación.

1.3.4 Tasa de flujo

Hace referencia a la cantidad de fluido de perforación bombeado en el fondo del pozo, este fluido, es almacenado en tanques de mezcla, impulsado por bombas de alta presión (triplex o dúplex) a través de la tubería de perforación y expulsado contra las formaciones rocosas a través

los jets ubicados en la broca, Este flujo ayuda a la perforación mediante la limpieza del pozo, prevención de embolamiento y refrigeración de la broca debido a las altas temperaturas que se pueden generar por la fricción. Este parámetro se calcula en la bomba mediante sus especificaciones técnicas proporcionadas por el fabricante.

1.3.5 Torque

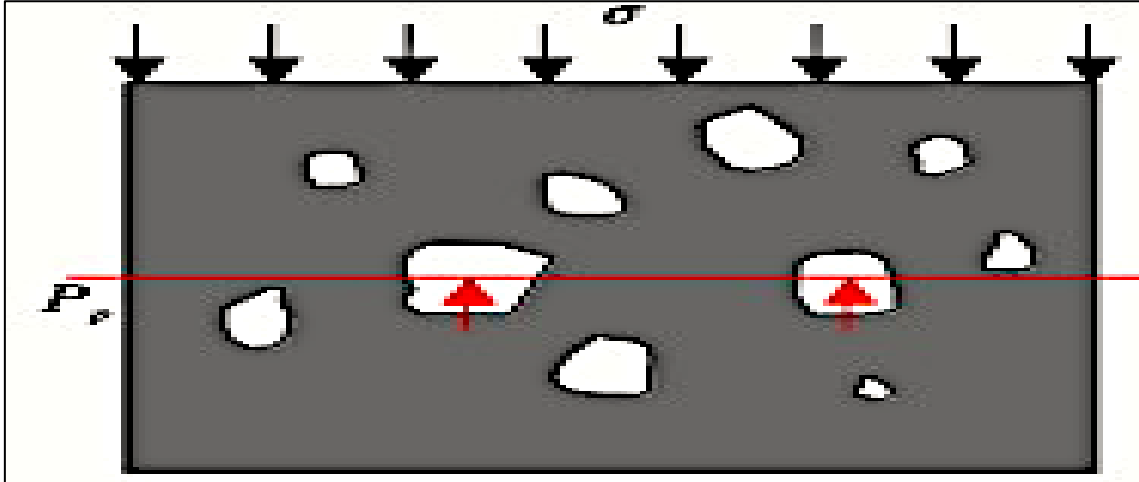
Hace referencia a la resistencia que ejerce la formación a ser perforada. En formaciones con alta alternancia litológica el torque varía debido a la interacción de la broca con las diferentes propiedades litológicas de las formaciones. En el caso de que la perforación se lleve a cabo con una broca tipo PDC, las más comúnmente usadas en esta zona, torques superiores a los trabajados normalmente a lo largo de la perforación pueden indicar daño en la estructura de corte, mientras que torques más bajos a los esperados podrían indicar un efecto de embotamiento de la broca o estructura de corte atrapada.

1.3.6 Resistencia a la compresión de confinamiento

La fuerza compresiva confinada es uno de los parámetros más importantes para la optimización de la perforación, selección de brocas, y predicción de la tasa de penetración ROP, 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. Generalmente, se genera una relación proporcional entre la profundidad de la roca y la magnitud del efecto, puede ser relacionado con la dureza de la roca, siendo adicionado a este concepto la carga lito estática proporcionada por la columna de roca existente sobre la roca estudiada.

Figura 1.

Efecto de confinamiento en las rocas



Nota: La figura representa la fuerza compresiva confinada en las rocas. Tomado de: Science Direct, 2015, Confined compressive strength model of rock for drilling optimization, <https://doi.org/10.1016/j.petlm.2015.03.002>

1.4 Causas de ineficiencia de perforación

Mediante los estudios referentes a la eficiencia de perforación se han encontrado más de 40 diferentes causas de ineficiencia, pero solo 4 han sido directamente relacionadas con la broca y son los motivos más grandes de ineficiencia en la perforación. Estos pueden ser divididos en dos grupos, el primero son los factores que limitan la entrada de energía al sistema y que generalmente son causados por maquinaria deficiente o insuficiente, provocando en el estancamiento de la ROP sin alcanzar el Founder point.

El otro grupo de causas son aquellos que limitan la transferencia de energía siendo esta deficiente, causando un aumento en el malgasto de energía, generando embolamiento de broca, taponamiento del fondo de pozo y vibraciones no deseadas [4].

1.4.1 Embolamiento de Broca

Este es un límite recurrente a la hora de atravesar formaciones arcillosas que involucra la reducción de la eficiencia del proceso de perforación. Se genera por la acumulación de materiales provenientes de la formación perforada teniendo una repercusión directa en la reducción de la ROP y el aumento de la presión de la sarta de perforación (Stand Pipe Pressure – SPP). Las posibilidades de embolamiento se pueden reducir mediante el control de altos pesos sobre la broca, manteniendo niveles controlados de la presión hidrostática del pozo, mediante el uso de espaciadores en la sarta de perforación, y supervisando que los Jets de la broca se mantengan en todo momento libres de cualquier obstrucción.

1.4.2 Taponamiento de fondo

Este es un problema especialmente experimentado cuando la broca es expuesta a formaciones duras sin preparación alguna o en forma repentina, generando partículas finas que se van acumulando en la parte más inferior del hueco generando así un efecto “patín” sobre los cortadores y dientes de la broca, este problema puede ser controlado mediante el aumento de la presión hidrostática para promover la limpieza del pozo y evitando el uso de brocas con insertos.

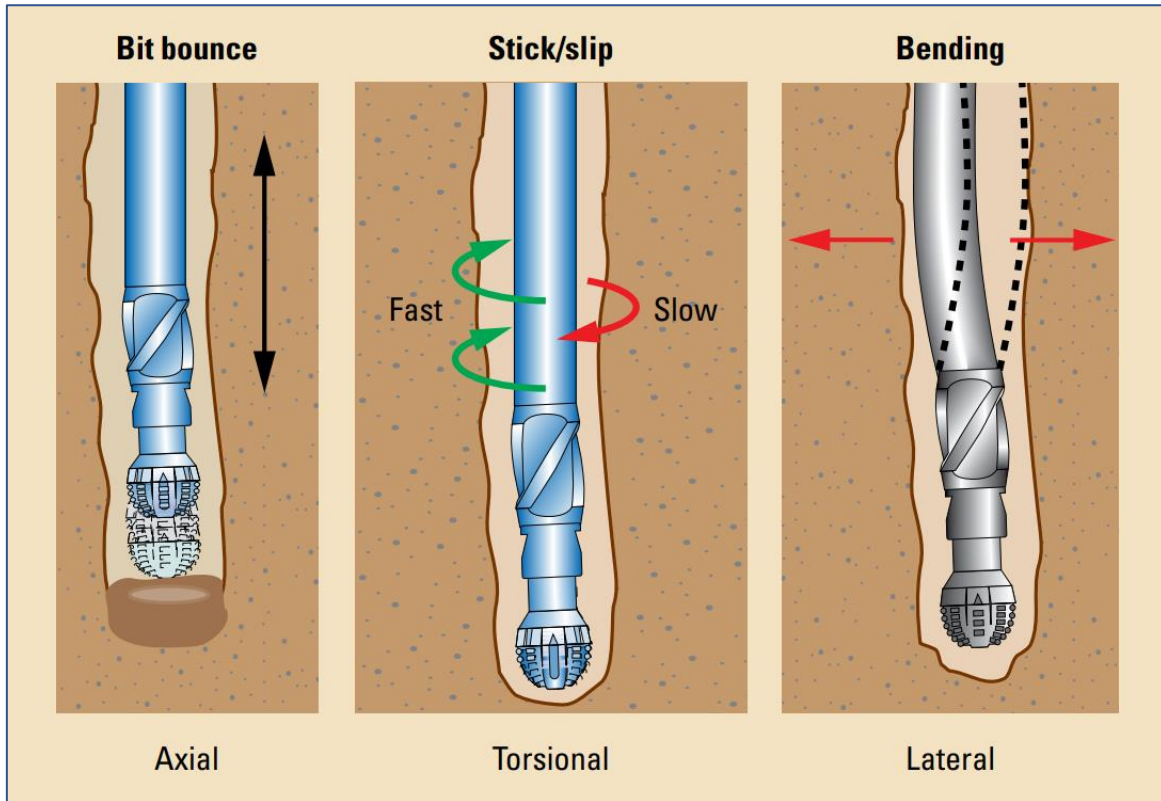
1.4.3 Vibraciones

Las vibraciones son oscilaciones provocadas por el atascamiento o deslizamiento de la broca contra el pozo, estas son una de las causas más frecuentes y relevantes de ineficiencia de perforación debido a que ocurren principalmente cuando se presentan transiciones litológicas, uso de ensanchadores de hueco, deficiencia en el diseño de BHA y parámetros operacionales, junto a altos WOB y r altas RPM. Las consecuencias más representativas de estas vibraciones son el estrés adicional al pozo y a la sarta de perforación, las cuales pueden llegar a causar fatiga severa temprana, daño a la sarta de perforación, viajes adicionales y daño a las herramientas, siendo estos daños costosos y generadores mayoritarios de tiempos no productivos.

Las vibraciones pueden ser detectadas por una reducción de la ROP, aunque la mayoría de los equipos y accesorios de perforación hoy en día cuentan con sensores que miden esta variable en tiempo real, las vibraciones pueden ser divididas en 3 grupos: Axiales, Torsionales y Laterales, cómo se muestra en la siguiente figura.

Figura 2.

Vibraciones sobre la sarta.



Nota: La figura representa los diferentes tipos de vibraciones presentadas sobre la sarta de perforación. Tomado de: Schlumberger, 2010, <https://www.slb.com/-/media/files/drilling/brochure/drillstring-vib-br>

1.5 Ensamblaje de Fondo

Es la parte inferior de la sarta de perforación, está compuesto habitualmente de: La broca, porta brocas (Bit Sub), motor de fondo, estabilizadores, ensanchadores de hueco (opcionales), Collares de perforación (Drill Collar), tubería pesada (Heavy Weight Drill Pipe), martillos percutores (Jar) y adaptadores con diferentes tipos de accesorios. El BHA debe: Proveer la fuerza necesaria para que la broca logre perforar las formaciones, brindar estabilidad y respaldo mecánico frente a los ambientes hostiles del pozo, además de brindar control direccional y vertical al perforador. Usualmente también se incluyen herramientas direccionales como lo son

el MWD (Measure While Drilling – Medición mientras perfora), herramientas y memorias de registros.

1.6 Motores de Fondo

Los motores de fondo son herramientas que son capaces de brindar potencia adicional a la sarta de perforación en condiciones desfavorables, además de dar la posibilidad de cambiar la trayectoria del pozo para llegar de una manera más precisa al objetivo propuesto.

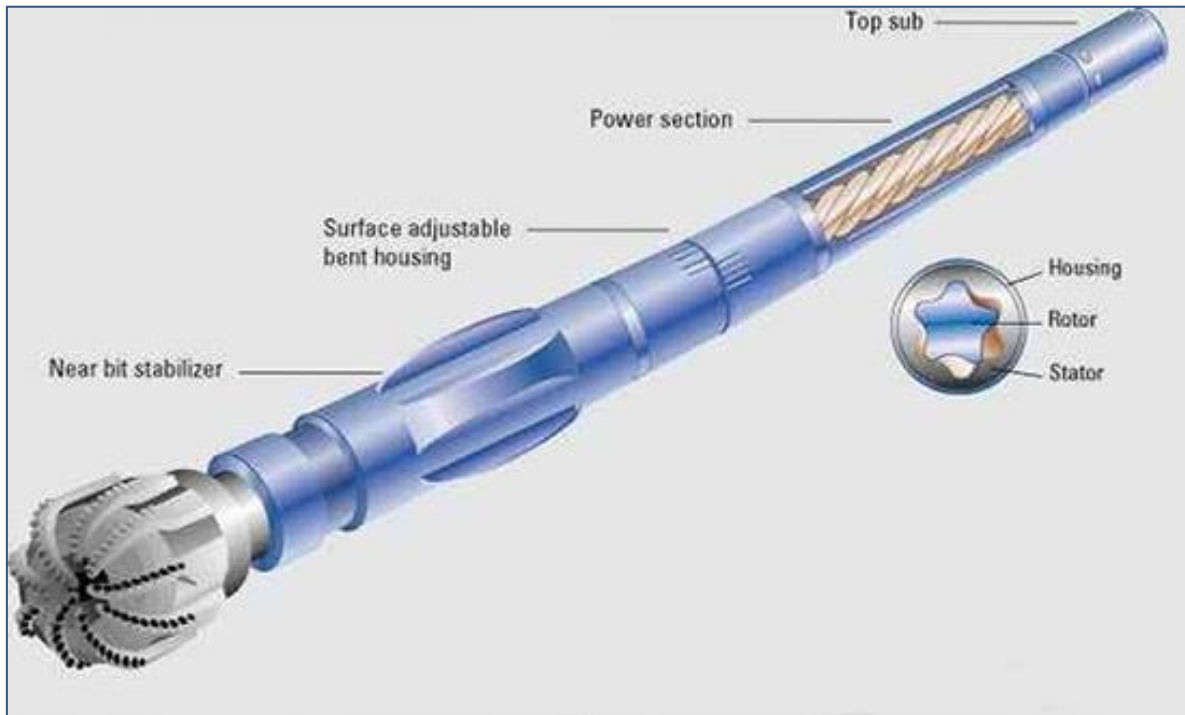
En la actualidad existen tres grupos mayores de motores de fondo, los motores de desplazamiento positivo, las turbinas de lodo y los motores eléctricos basados en el principio de aprovechar una fuente externa o existente en el sistema de perforación de energía, aumentando la potencia en la broca sin incurrir en infraestructura adicional significativa, ni costos variables por cuenta de la energía eléctrica en el caso de los motores que funcionan con el flujo de lodo.

1.6.1 Motores de desplazamiento positivo

Un motor de desplazamiento positivo es una herramienta diseñada, para que mediante un rotor y un estator se logre aprovechar la energía proporcionada por el fluido que fluye a través de él. El estator actúa como el engranaje externo hecho de un elastómero moldeado que se conforma por al menos dos lóbulos mientras que el rotor está ubicado al interior del estator actuando como el engranaje interno contando con un lóbulo menos que el estator. Gracias a esta diferencia, se crea una cavidad por la cual fluye el fluido de perforación, absorbiendo la energía del fluido y generando la rotación.

Figura 3.

Motores de desplazamiento positivo.



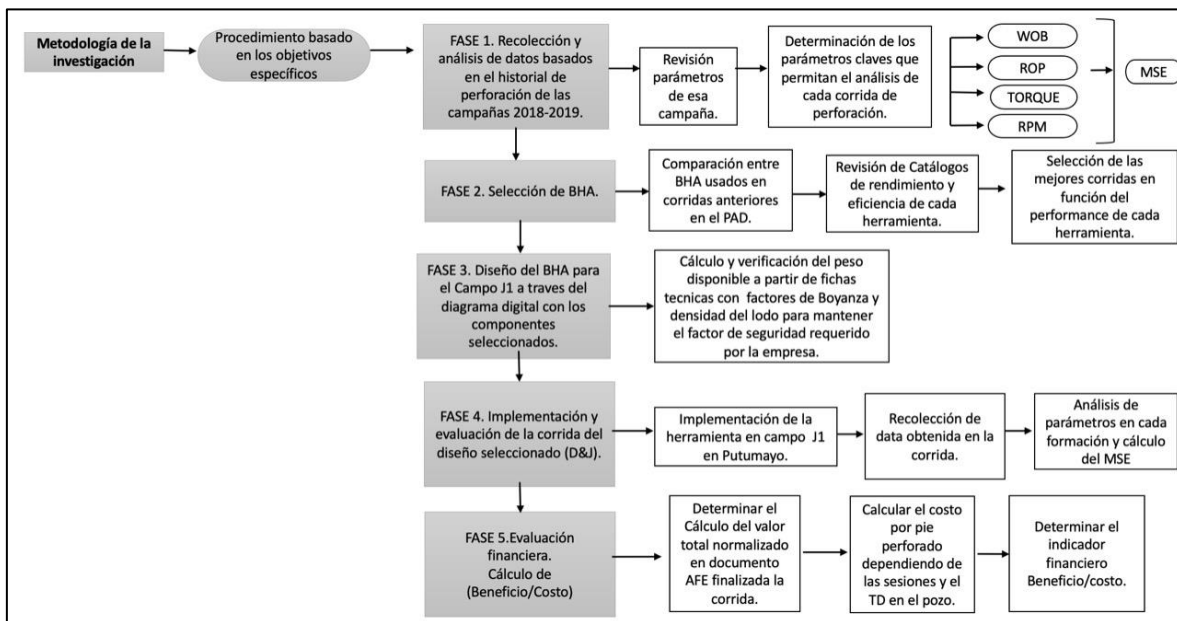
Nota: La figura representa el esquema de un motor de desplazamiento positivo. Tomada de: Drilling Formulas, 2018, <http://www.drillingformulas.com/what-are-positive-displacement-mud-motors-in-drilling-for-oil-and-gas/>

2. METODOLOGÍA Y DATOS

En esta sección se hace la descripción de la metodología implementada para llevar a cabo la resolución de cada uno de los objetivos establecidos en este proyecto, con el fin de mostrar la forma en que se recolectó la información, en la que se analizó y se llevaron a cabo los cálculos para la obtención de la línea base, adicionalmente cómo se llevó a cabo el proceso de selección y diseño del BHA propuesto, su desempeño en campo y el cálculo de los indicadores financieros. En el desarrollo del objetivo general es necesario considerar 5 fases principales, las cuales permiten seguir una metodología específica con el fin de llevar al término esperado la investigación, apoyada en los objetivos específicos trazados. En la siguiente figura se presenta la descripción de las fases a considerar.

Figura 4.

Metodología de la Investigación.



Nota: La figura representa la metodología investigativa para dar cumplimiento a los objetivos específicos planteados.

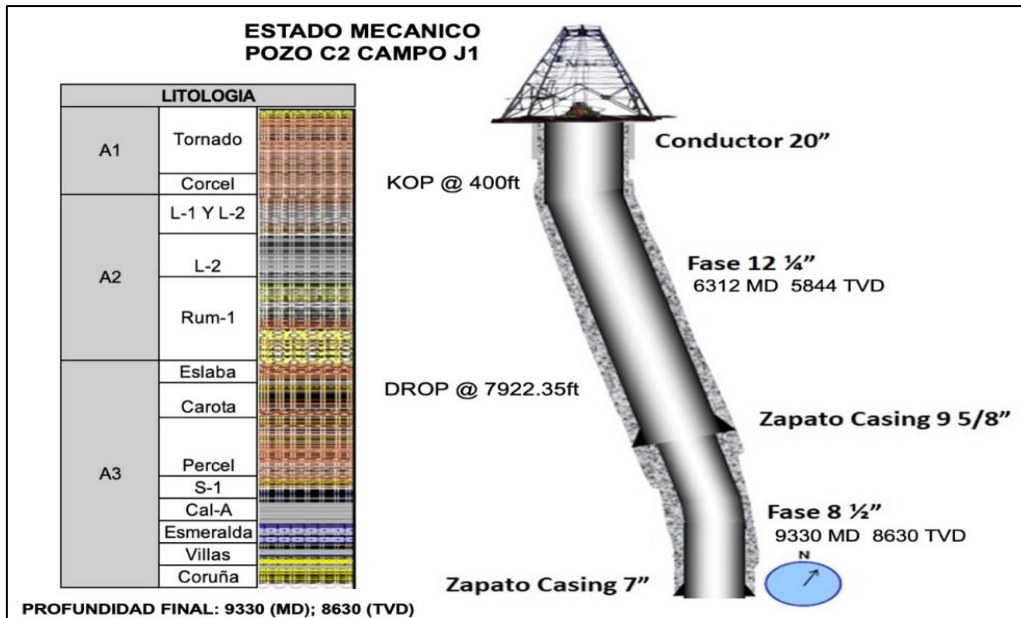
2.1 Fase 1: Recolección y Análisis de datos basados en el historial de perforación de las campañas 2018-2019

Se realizó la recolección de información a partir de registros y datos almacenados por la empresa Gran Tierra Energy (GTE) específicamente en el historial de perforación del campo J1 de la cuenca Caguán Putumayo. Dentro del historial se evaluaron 6 pozos, los cuales fueron seleccionados considerando la cercanía en el PAD de perforación, la similitud en secuencias litológicas, el diámetro de las fases (12 ¼” y 8 ½”). Estos 6 pozos son clasificados por la LAHEE como pozos de desarrollo con un perfil direccional tipo “S” y con un target principal ubicado en la formación ALPHA.

Se identificó el estado mecánico base para los pozos desarrollados en este PAD del campo J1, el cual se compone del tubo conductor que es hincado días antes como preparación a las fases de 12 ¼” y 8 ½”, las cuales cuentan con zapatos en cada fase, siendo estas revestidas con un casing de 9 5/8” y 7” respectivamente. Al finalizar el trabajo de casing, cada fase es debidamente cementada bajo los requerimientos de seguridad e integridad establecidos por la empresa. Las características del estado mecánico se presentan en la siguiente figura.

Figura 5.

Estado Mecánico base.



Nota: La figura representa el esquema del estado mecánico general para los pozos realizados en el Campo J1. Tomado de: Reporte final de perforación, GTE

En los pozos seleccionados se evaluaron parámetros controlables reales (WOB, RPM, Q, ROP), debido a que los parámetros expuestos en el plan de perforación pueden ser modificados por condiciones de aplicación y viabilidad en el momento de la perforación, es por esto que resulta de vital importancia encontrar los parámetros más cercanos a la realidad para el cálculo y desarrollo del MSE.

2.1.1 Recolección de datos

2.1.1.i Fuentes de información para la obtención de los datos. Durante el desarrollo de la recolección de datos se utilizaron tres fuentes primarias de información, la primera son los reportes finales de perforación proporcionados por GTE, los cuales contienen especificaciones técnicas de los pozos tales como generalidades del pozo, pronosis geológica, fases perforadas, fluidos de perforación, ensamblajes de fondo, perfil direccional, revestimiento y cementación, tiempos no productivos, entre otros. La segunda fuente se basa en el software “Well Wizard” proporcionado por la empresa contratista de mud-logging desde un acceso remoto, en este software se agrupan todos los parámetros tomados en tiempo real durante las corridas de los pozos evaluados en las campañas de perforación 2019-2020. Finalmente, para la tercera fuente se consideran todas las asesorías técnicas, discusiones y capacitaciones brindadas por GTE dando soporte al desarrollo del proyecto.

2.1.1.ii Metodología de recolección de los datos: El proceso que se llevó acabo para la recolección de los datos involucra el software “Well Wizard”, que como se mencionó anteriormente fue utilizado mediante un acceso remoto tal como se muestra en la siguiente figura.

Figura 6.

Visualización del Software Well Wizard.

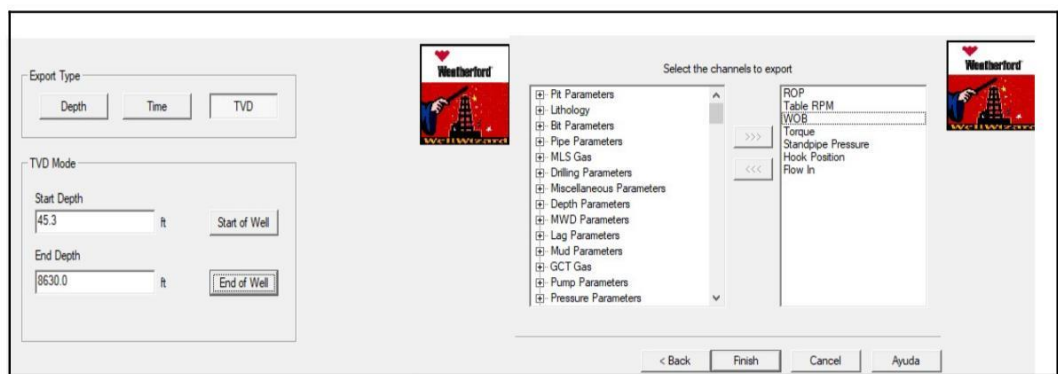


Nota: La figura representa el logo de entrada de la herramienta. Tomado de: [5]Well Wizard, 6.0, [Digital], Houston, Texas, Weatherford.

Este software permite la visualización completa de los parámetros de perforación pie a pie en cada corrida del pozo; permitiendo mediante la exportación de estos, generar una base de datos con los parámetros deseados. Este software contiene los parámetros registrados en la perforación, para efectos de este proyecto, se exportaron los siguientes datos: ROP- Table RPM-WOB-TORQUE-STAND PIPE PRESSURE – HOOK POSITION – FLOW IN.

Figura 7.

Procedimiento y extracción de información del software.



Nota: La figura representa el esquema y procedimiento para extraer los datos de los pozos en el Software. Tomado de: [5]Well Wizard, 6.0, [Digital], Houston, Texas, Weatherford.

2.1.1.iii Construcción de la base de datos. Finalmente se construyó la base de datos en función del historial de pozos de las campañas 2019-2020 agrupando los parámetros establecidos durante el análisis. Mediante el software se generó La exportación a un archivo tipo *.txt* y la posterior lectura en una hoja de cálculo de “EXCEL”, siendo esta la herramienta definida para la recopilación del historial de información de perforación tal como se muestra en la siguiente figura.

Figura 8.

Base de datos final.

A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N
Hole Depth (ft)	TVD (ft)	ROP interval (ft/hr)	RPM	WOB (Klb)	Flow In (gal/min)	Torque (FtLb)	MSE	Diam: in	Motor TOR	dP	RPM f	MSE motor	MSE motor div
84	84	60,26830189	51,892	4,4676	410,73835	541,28465	1491	12,25	9	0	0,00	0,0	3,79064E-05
85	85	41,65132075	51,892	3,5924	411,0605	1401,8446	5590	12,25	9	0	0,00	0,0	3,04805E-05
86	86	48,07915966	51,9359	5,0074	405,588	1398,8297	4833	12,25	9	0	0,00	0,0	4,24864E-05
87	87	40,06274079	51,9359	4,5927	411,71925	1394,1702	5777	12,25	9	0	0,00	0,0	3,89678E-05
88	88	39,43384615	51,892	3,9468	407,798	1431,7202	6026	12,25	9	0	0,00	0,0	3,34875E-05
89	89	65,68615385	51,892	6,2565	401,8286	1379,50645	3486	12,25	9	0	0,00	0,1	5,30847E-05
90	90	72	51,892	4,4382	392,8332	1423,2235	3281	12,25	9	0	0,00	0,0	3,76569E-05
91	91	67,53	51,9359	4,08575	396,79585	1390,8811	3419	12,25	9	0	0,00	0,0	3,46665E-05
92	92	60,6	51,892	4,006	400,1761	1450,0841	3975	12,25	9	0	0,00	0,0	3,39898E-05
93	93	86,76	51,9359	4,02925	403,5116	1395,5406	2670	12,25	9	0	0,00	0,0	3,41871E-05
94	94	123,12	51,892	4,2982	403,9511	1447,8914	1952	12,25	9	0	0,00	0,0	3,64691E-05
95	95	138,4729412	51,892	4,303	402,82705	1443,3689	1730	12,25	9	0	0,00	0,0	3,65098E-05
96	96	115,2423529	51,892	4,4176	410,4036	1498,3235	2157	12,25	9	0	0,00	0,0	3,74821E-05
97	97	133,92	51,892	4,1605	402,1739	1417,0565	1754	12,25	9	0	0,00	0,0	3,53007E-05
98	98	124,32	51,8046	4,0135	398,3146	1392,2516	1857	12,25	9	0	0,00	0,0	3,40535E-05
99	99	80,37	51,9359	4,389	407,80725	1374,2988	2839	12,25	9	0	0,00	0,0	3,72395E-05
100	100	71,19	51,9359	6,735	401,4266	1466,2553	3419	12,25	9	0	0,00	0,1	5,71446E-05
101	101	78,34728111	51,9359	6,9539	409,423	1418,564	3007	12,25	9	0	0,00	0,1	5,9002E-05
102	102	78,30414747	51,9359	8,0842	399,5535	1396,3629	2963	12,25	9	0	0,00	0,1	6,85922E-05
103	103	52,50310278	51,892	8,59235	403,72355	1472,9704	4658	12,25	9	0	0,00	0,1	7,29038E-05

Nota: La figura representa la construcción de la base de datos final que incluye los diferentes parámetros que se consideran en la selección de los pozos

La construcción de esta base de datos proporciona una visualización ordenada, clara, específica y dinámica de los parámetros necesarios para los posteriores cálculos y análisis, además de proporcionar la facilidad de construir visualizaciones comparativas entre pozos, formaciones y parámetros, conformando así la herramienta principal en el análisis de los datos.

2.1.2 Análisis de los datos de perforación recolectados en función del concepto del MSE

Al realizar el análisis de datos correspondiente se deben calcular variables internas que están directamente involucradas en la ecuación general del MSE, tales como el diferencial de presión y las gráficas que proporcionan la ecuación de cada motor de fondo. A continuación, se establecen los cálculos y procedimientos llevados a cabo para obtener el análisis de la información recolectada en función del MSE.

2.1.2.i Cálculo del MSE. Esta operación, involucra el cálculo de MSE de superficie y motor. El MSE de superficie representa la medición de la energía mecánica específica en superficie sin considerar las herramientas direccionales y de potencia de fondo, utilizando la siguiente fórmula:

$$MSE \text{ superficie} = \frac{480 * TOR * (RPM \text{ top drive} + (RPM \text{ motor} * GPM)) + 4 * WOB}{Día^2 * ROP * \pi * Día^2}$$

El MSE de motor representa la medición de la energía mecánica específica en superficie considerando las herramientas direccionales y de potencia de fondo, para su cálculo se utiliza la siguiente fórmula:

$$MSE \text{ bit} - \text{motor} = \frac{480 * (TOR \text{ motor} * Dif \text{ presión})(RPM + (RPM \text{ fact} * GPM)) + 4 * WOB}{Día^2 * ROP * \pi * Día^2}$$

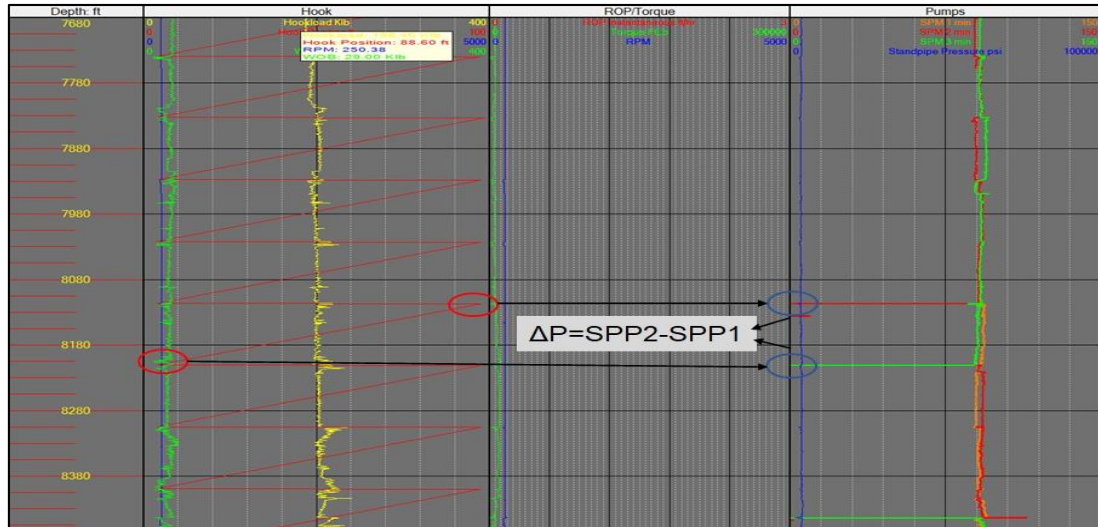
2.1.2.ii Cálculo del diferencial de presión: Como primer paso del análisis se llevó a cabo el cálculo del diferencial de presión, el cual es determinado mediante la sumatoria de las pérdidas totales de energía en forma de presión que ocurre dentro del sistema debido a la fricción del fluido denominada Stand Pipe Pressure (SPP) y se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$SPP = \textit{Perdida de presión en el anular} + \textit{perdida de presión en la sarta} \\ + \textit{perdida de presión en el BHA} + \textit{perdida de presión en la broca.}$$

Este diferencial es calculado para cada parada teniendo en cuenta la lectura de SPP en cada conexión, es posible identificar estas conexiones mediante la posición del gancho y al no tener flujo proveniente de las bombas como se muestra a continuación.

Figura 9.

Visualización del cálculo del diferencial de presión.

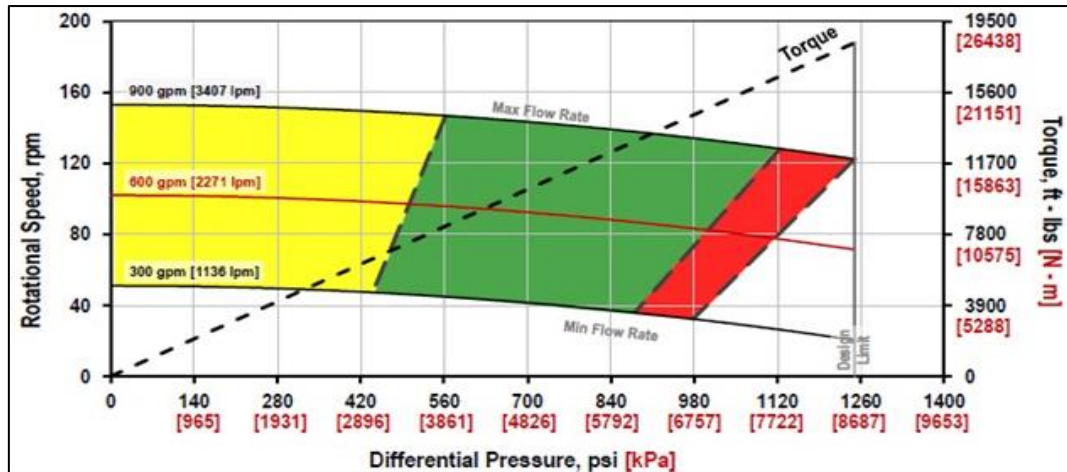


Nota: La figura representa los parámetros tomados en cuenta para el cálculo del diferencial de presión parada a parada. Tomado de: [5] Well Wizard, 6.0, [Digital], Houston, Texas, Weatherford.

2.1.2.iii Construcción de las ecuaciones de torque de los motores de fondo:. Teniendo el cálculo del diferencial de presión es necesario determinar el Torque del motor (TOR Motor), este se calcula mediante de las gráficas de motor usado en cada fase considerando la ecuación de la recta generada en función del diferencial de presión como se muestra a la siguiente figura.

Figura 10.

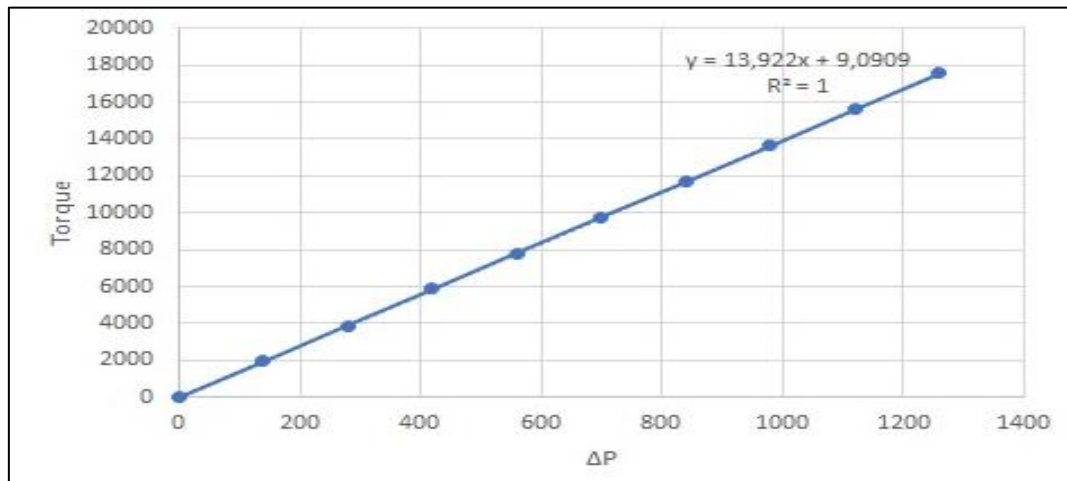
Ficha Técnica del motor.



Nota: La figura representa la relación entre el torque y el diferencial de presión en diferentes puntos. Tomado de: Ficha técnica de motor de fondo, National Oilwell Varco (NOV)

Figura 11.

Gráfica y ecuación de la recta del torque motor.



Nota: La figura representa la ecuación de la recta para calcular el torque basado en un diferencial de presión. Tomado de: Ficha técnica de motor de fondo, National Oilwell Varco (NOV)

Mediante estas ecuaciones de recta se establece una relación entre el Diferencial de presión (ΔP) y el torque proporcionado por el motor, esta ecuación depende directamente de la fase de perforación, las especificaciones técnicas y el diseño.

2.1.2.iiii Calculo final del MSE de motor: Considerando los términos calculados anteriormente, se completan todas las variables requeridas para el cálculo del MSE de motor, reemplazando así los valores calculados en la fórmula presentada en el inicio de esta sección.

2.1.3 Parámetros de referencia

Para la ejecución de los análisis se tomaron como referencia los valores de ROP debido a que este es un parámetro inversamente proporcional al MSE y brinda un indicio de la alta eficiencia de perforación en los puntos altos de la ROP, este parámetro puede oscilar normalmente entre 30 y 250 ft/h, Además se tiene en cuenta que existe una relación directamente proporcional con la fuerza compresiva de la roca, desembocando así en el concepto de MSE de superficie y motor, el cual presenta un rango entre 20 - 1400 Kpsi y 2 - 70Kpsi respectivamente. El análisis de estos dos parámetros se realiza buscando secciones que proporcionen altos rangos de ROP con valores mínimos de MSE estableciendo en estos los mejores parámetros de corrida en cada una de las formaciones a evaluar.

Los 3 parámetros de corrida determinados son: el WOB, el cual normalmente oscila entre 15 a 30 KLb, las RPM con rangos de 30 a 60 y finalmente el Galonaje o Caudal con intervalos entre 550 a 900 gal/min.

Una vez calculados los elementos principales del estudio, se procede, mediante herramientas de programación y formulación en Excel a desarrollar un panel, en el cual se visualice de una manera dinámica los datos, creando vistas específicas de parámetros, comparaciones entre pozos y formaciones identificando así cuales son las formaciones que mejor se comportan, cuales generan dificultades operativas, cuáles son los accesorios que mejor desempeño tienen y cuáles son los parámetros que se establecen como línea base.

Finalmente, como elemento decisivo se generó una gráfica en donde se compara el MSE de superficie con el MSE de motor generando así un elemento de valor que permite seguir asegurando la veracidad de la hipótesis.

2.2 Fase 2: Selección de BHA

Realizado el análisis de los parámetros de perforación de los 6 pozos elegidos, se determinaron los parámetros de línea base (WOB, RPM, Q, ROP) esto con la intención de tener un punto de comparación y determinar qué tan bueno fue el ejercicio de diseño y selección de las herramientas para el nuevo BHA seleccionado por GTE.

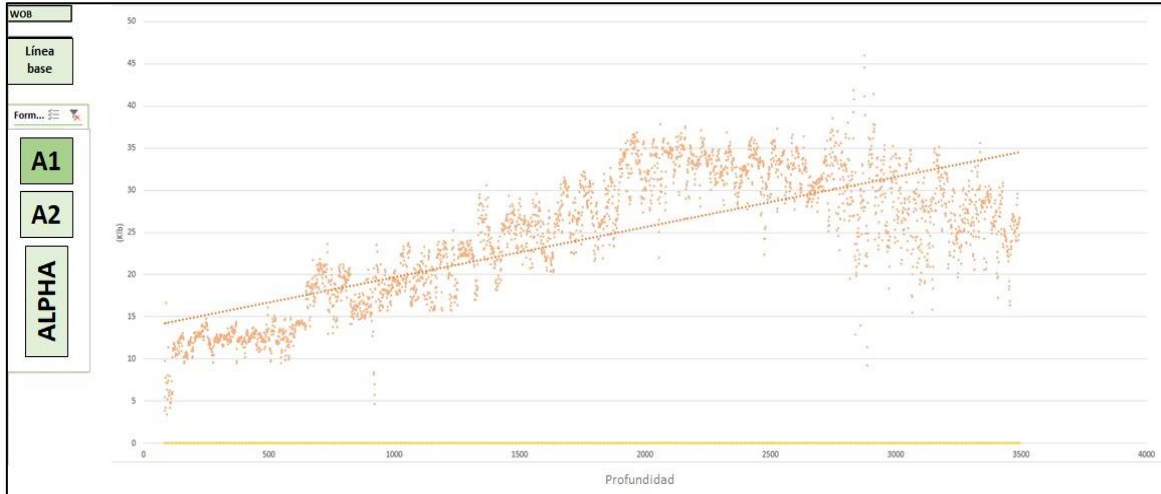
2.2.1 Selección de los parámetros base

Para la selección de la línea base de los parámetros de perforación se consideró el comportamiento promedio de los 6 pozos evaluados, buscando identificar rangos representativos de operación en las agrupaciones de formaciones especificadas en el marco geológico de este proyecto (A1, A2 y ALPHA).

Mediante la selección de los rangos mencionados se construyó una representación gráfica que es variable para cada parámetro a evaluar, incluyendo una segmentación de datos determinada por la profundidad y la litología, adicionalmente se generó una regresión lineal con el objetivo de tener una aproximación más exacta de los rangos seleccionados con un respaldo matemático.

Figura 12.

Representación de la línea base.



Nota: La figura representa la grafica de los parámetros considerados en la línea base para la su posterior extracción.

2.2.1.i Factor de Boyanza. Basado en el principio de Arquímedes, se establece que cuando un objeto se sumerge total o parcialmente en un líquido, este experimenta un empuje hacia arriba que es proporcional al peso del líquido desplazado, lo que se traduce en una reducción del peso aparente del objeto.

De esta forma se determina que el peso de la sarta de perforación o de revestimiento en el lodo es igual al peso de esta en el aire multiplicado por el factor de flotación.

Existe una relación inversa en donde se considera que a mayor densidad del lodo el peso de la tubería disminuye, es por esto, que en las operaciones de perforación es de carácter indispensable calcular el peso que tiene la sarta de perforación cuando esta sumergida en el hueco completamente lleno de fluido o lodo para lograr una optimización y proporcionarle la carga necesaria la broca con la finalidad de que logre atravesar la litología de una forma efectiva [5].

$$FB = 1 - \frac{Mud\ Weight\ \left(\frac{lb}{gal}\right)}{65.5}$$

Para el desarrollo de este cálculo se utilizaron las tablas de propiedades del lodo presentes en el programa de perforación final suministrado por GTE.

2.2.1.ii Peso boyado: El peso boyado es una medición que representa el peso disponible debajo del martillo, este término considera las longitudes efectivas y el peso para cada componente del BHA es decir el martillo, HWDP, crossover, DC, NMDC, MWD, estabilizador y broca. Luego de determinar el peso de cada uno de estos componentes se procede a calcular el peso acumulado a lo largo del BHA para cada sección y finalmente con este dato se calcula el peso boyado, el cual tiene en cuenta los términos del peso acumulado por el factor de Boyanza anteriormente calculado.

Este parámetro es de vital importancia y es considerado como un parámetro de seguridad al brindar un margen de resistencia al estrés de la sarta cuando se deba tensionar, y que esta no se rompa en el punto más débil.

2.2.2 Selección de herramientas

Como objetivo de diseños, GTE plantea que para la selección del escenario se tendrán en cuenta aspectos como la eficiencia del gasto, el cumplimiento de los estándares de seguridad establecidos por la empresa y las posibles mejoras generales en los tiempos de perforación que logren reducir los NPT's. Para que mediante su implementación la curva de perforación real se ajuste lo más posible a la curva planeada.

El concepto de costo eficiencia es medido con la sumatoria de los costos incurridos para la broca, renta de tubería, equipo direccional, LWD, Centralizadores y rimadores, el cual se espera que tenga un valor aproximado entre los 200.000 y 250.000 USD; Con el fin de cumplir los estándares de seguridad establecidos por la empresa se tomó en cuenta el peso disponible bajo el martillo, el cual debe mantener una magnitud de 1.2 veces el peso máximo operativo permitido

sobre la broca y por último en la construcción de la curva de tiempos se utilizaron reportes de avance de la corrida, con la intención de demostrar el ajuste de la curva real de perforación contra la curva planeada.

La selección de las herramientas usadas en los BHA propuestos se realizó mediante una revisión bibliográfica de los catálogos presentados por las empresas contratistas encargadas del suministro de estas, enfocándose en parámetros técnicos relevantes como el Make up torque, diámetros y Max WOB, de esta forma se conforma la sarta de perforación. Las herramientas principales junto a sus características serán descritas a continuación.

2.2.2.i Herramientas estándar. La empresa, al tener amplia experiencia y conocimiento operacional en la zona requirió que se mantuvieran como estándar las siguientes tres herramientas:

Primero el Estabilizador Rimador de 12” y de 8 ¾”, el cual es utilizado para limpiar los excedentes de roca dejados por la broca y pulir las paredes del hueco.

Figura 13.

Representación del Estabilizador.



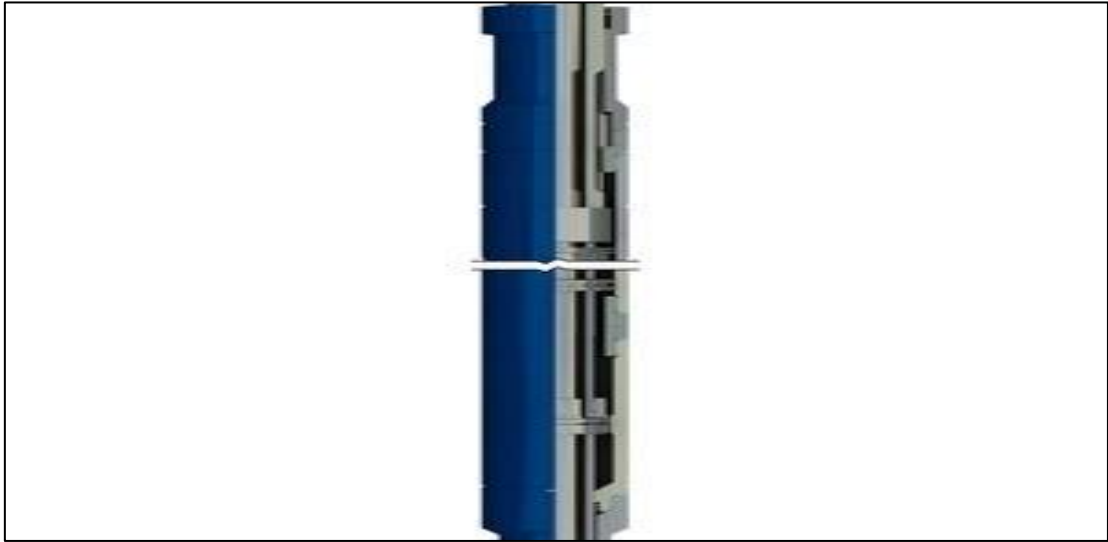
Nota: La figura representa el estabilizador estándar corrido en el pozo.

Segundo el Martillo, que es de tipo hidráulico y los cuales cumplen la función de generar una carga axial adicional a los elementos de la sarta ubicados bajo el, con la intención de

“desatascarlos”. Además de presentar conexiones pin-box XT 57, con OD de 6 ½” e ID de 2 4/5” y una longitud de 31.35”.

Figura 14.

Representación del Martillo.

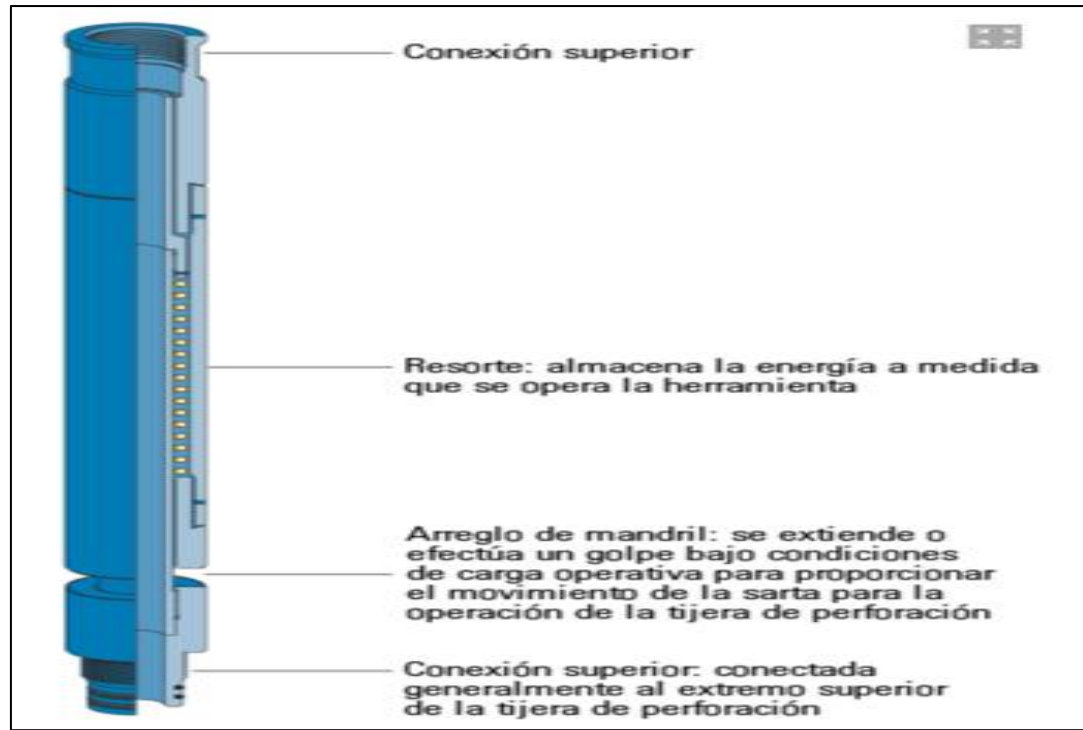


Nota: La figura representa el Martillo estándar corrido en el pozo.

Tercero el acelerador, el cual tiene la función de apoyo al martillo, acumulando energía que es liberada en los momentos donde se presente alguna contingencia ayudando a rescatar la tubería atrapada, esta herramienta funciona en conjunto con el martillo al generar una mayor carga axial. Además de compartir el mismo valor para las conexiones y diámetros con una longitud de 32.57”

Figura 15.

Representación del Acelerador.



Nota: La figura representa el Acelerador estándar corrido en el pozo.

2.2.2.ii Consideraciones de la Broca. La selección de las brocas utilizadas se llevó a cabo para cada una de las fases, teniendo en cuenta que su tipo es establecido por la empresa, siendo tricónica en la fase de 20" o fase del conductor y PDC para la fase 12 ¼" y 8 ½". Los ajustes a la broca están dirigidos a cambiar el número de boquillas existentes en la broca y el TFA, con el propósito de aumentar el flujo que pasa a través de esta, mejorando así la limpieza del pozo y soportando de mejor forma la mecánica e hidráulica de perforación.

De esta manera se determinan las especificaciones que debe cumplir la broca en la fase 12 ¼".

Tabla 2*Especificaciones de la broca en la fase 12 ¼”*

Especificación de diseño	Valor recomendado
Make up Length	1.43`
OD	12 ¼ “
Gauge Length	6 ins
Tipo de conexión	Pin
Parámetros Operativos	Valores recomendados
Make up Torque	41-45.5 Klb/ft
Max WOB operativo	55 Klb
Min TFA	0.3437 in ²
Max TFA	2.5984 in ²
Max Flow	1090 gal/min

Nota: Esta tabla muestra las especificaciones principales consideradas de la broca en la fase 12 ¼”.

De igual forma, se determinan las especificaciones que debe cumplir la broca para la fase 8 ½”.

Tabla 3*Especificaciones de la broca en la fase 8 ½”*

Especificación de diseño	Valor recomendado
Make up Length	1.04`
OD	8 ½”
Gauge Length	5 ins
Tipo de conexión	Pin
Parámetros Operativos	Valores recomendados
Make up Torque	18-20 Klb/ft
Max WOB operativo	39 Klb
Min TFA	0.2946 in ²
Max TFA	2.2272 in ²
Max Flow	934 gal/min

Nota: Esta tabla muestra las especificaciones principales consideradas de la broca en la fase 8 ¼”.

2.2.2.iii Consideraciones del Motor. En la selección de los motores de fondo “mud motor” se definieron las siguientes especificaciones de desempeño como elementos base en la construcción de los escenarios de BHA presentados:

Para la fase de 12 ¼” se establecieron los siguientes parámetros:

Tabla 4*Especificaciones del motor en la fase 12 1/4"*

Parámetro	Valor recomendado
Flow Range	300-900 gal/min
Speed range	51-153 RPM
Speed ratio	0.17 Rev/gal
Max dP	1250 psi
Torque at Max dP	18325 Lb/ft
Power output al Max dP	427 HP

Nota: Esta tabla muestra las especificaciones principales consideradas del motor de fondo en la fase 12 1/4".

Para la fase de 8 1/2" se establecieron los parámetros establecidos a continuación:

Tabla 5*Especificaciones del motor en la fase 8 1/2"*

Parámetro	Valor recomendado
Flow Range	300-600 gal/min
Speed range	87-174 RPM
Speed ratio	0.29 Rev./gal
Max dP	1250 psi
Torque at Max dP	10400 Lb/ft
Power output al Max dP	276 HP

Nota: Esta tabla muestra las especificaciones principales consideradas del motor de fondo en la fase 8 1/2".

Adicional a las especificaciones técnicas de cada una de las herramientas contenidas en cada una de las propuestas a evaluar, se decide analizar las eficiencias de las configuraciones de cada

BHA, mediante en el comportamiento del MSE y la ROP. El MSE como se ha mencionado a lo largo del documento es el parámetro base de la investigación y uno de los indicadores más relevantes a la hora de analizar la eficiencia de perforación, así, cuando el MSE se en valores “bajos” los cuales normalmente están comprendidos entre (0 – 50 Kpsi) en formaciones someras y (100-500 Kpsi) para formaciones profundas, son indicativos de una buena gestión de la perforación, la cual, tiene una relación inversamente proporcional con la ROP. Esta relación de identificación de eficiencia por MSE y valores de ROP, pueden trasladarse a beneficios en tiempos de perforación, los cuales de igual forma incidirán en los costos del proyecto.

De esta manera, la evaluación de la eficiencia de perforación de estas propuestas se hizo a través del análisis de pozos con características y configuraciones similares en cuanto al BHA, para de esta forma, generar un valor aproximado en términos de ROP, MSE, tiempos y costos operativos con el fin de darle a la empresa un insumo de decisión adicional.

2.3 Fase 3: Diseño del BHA para el campo J1 a través del diagrama digital con los componentes seleccionados

En esta sección se establecieron las propuestas de BHA en cada una de las fases a desarrollar (Conductor, 12 ¼” y 8 ½”), se presentan las herramientas y accesorios que cumplen los parámetros establecidos de costo eficiencia y seguridad.

Las fases propuestas están diseñadas con el objetivo de desarrollarse entre la profundidad de 0` y 8500` – 9000` MD aproximadamente y las características litológicas que se presentan en la tres agrupaciones de formaciones a evaluar son las siguientes: en la formación A1 (0`-3400`MD) se presenta una mezcla de rocas blancas con alta presencia de conglomerados y arcillolitas, en la formación A2 (3400`-5620`MD) se presentan intercalaciones de rocas blandas y abrasivas con altos niveles de conglomerados y en la formación ALPHA (5620` - TD) se presenta una mezcla de rocas duras y blandas con paquetes de arena translúcida con cuarzo de grano grueso.

A continuación, se muestra la configuración de las herramientas seleccionadas para las dos propuestas de BHA presentadas al equipo de perforación de GTE con las cuales se realizará su posterior selección.

Para el desarrollo de las propuestas de estos diseños en la fase “Conductor” se realizó una revisión del historial de los BHA utilizados en este campo identificando buenas prácticas operativas, los mejores rendimientos, al igual que el apoyo y experiencia del personal de GTE, dando como resultado la variación de los diámetros y la utilización de una herramienta de NMDC (Non Magnetic drill Collar) la cual reducirá la interferencia de los campos electromagnéticos producidos por otras herramientas dentro del BHA y de posibles alteraciones en los registros y lecturas generados por piezas metálicas en pozos del mismo Pad.

Tabla 6

Configuración de las propuestas presentadas para los dos escenarios de BHA para la fase conductor.

Fase: Conductor					
PROPUESTA A			PROPUESTA B		
Herramienta	OD (in)	ID (in)	Herramienta	OD (in)	ID (in)
(9) HWDP 5 1/2"	5 7/8"	4	(9) HWDP 5 1/2"	5 1/2"	3 1/4
CROSSOVER DRILL COLLAR 6 1/2" SPIRAL CROSSOVER	6 7/8"	3 1/16"	CROSSOVER DRILL COLLAR 6 1/2" SPIRAL CROSSOVER	6 7/16"	3
DRILL COLLAR 8"	6 7/8"	3 1/16"	DRILL COLLAR 8"	6 1/2"	3
BIT SUB TRC BIT	6 7/8"	3	BIT SUB TRC BIT	8	3
BIT SUB TRC BIT	8	3 1/4"	BIT SUB TRC BIT	8	3
BIT SUB TRC BIT	8	6 5/8	BIT SUB TRC BIT	7 7/8"	4
BIT SUB TRC BIT	12 1/4		BIT SUB TRC BIT	12 1/4"	

Nota: Esta tabla muestra las especificaciones principales de la sección conductor consideradas para las dos propuestas de BHA.

En el desarrollo de las propuestas de estos diseños durante la fase "12 1/4" se realizó una revisión del historial de los BHA utilizados en este campo identificando buenas prácticas operativas, los mejores rendimientos, al igual que el apoyo y experiencia del personal de GTE, de esta manera se generaron dos propuestas muy similares pero con un alcance muy diferente en cuanto a operatividad y desempeño, las características diferenciales entre las dos propuestas son la utilización de un UBHO (Universal Bottom Hole Orientation Sub) el cual cumple la función de proporcionar el control de flujo de fluido de perforación a la parte final del BHA evitando la

obstrucción de las boquillas de la broca. De igual forma se adicionó un String Stabilizer Reamer el cual brinda una acción doble de limpieza y estabilización de la sarta dentro del pozo, siendo estas en el papel, de mejor operatividad pero con costes mucho más altos que una propuesta con diámetros más conservadores y específicos para la correcta transmisión de la energía, la broca se mantiene del mismo tipo (PDC), con ligeras modificaciones en las boquillas y en los hombros brindando así un mayor TFA, que favorece la limpieza, la refrigeración y por ende la eficiencia de la broca en formaciones que requieren un comportamiento seguro y confiable de esta.

Tabla 7

Configuración de las propuestas presentadas para los dos escenarios de BHA para la fase 12 1/4".

Fase: 12 1/4"					
PROPUESTA A			PROPUESTA B		
Herramienta	OD (in)	ID (in)	Herramienta	OD (in)	ID (in)
(3) HWDP 5"	5,875	4	(3) HWDP 5"	5	
ACCELERATO				1/2	3 1/4
R	5,875	4	ACCELERATOR	6	
(3) HWDP 5"	5,875	4	(3) HWDP 5"	1/2	2.5
HYDRAULIC			HYDRAULIC	5	
JAR	5,875	4	JAR	1/2	3 1/4"
(23) HWDP 5			(23) HWDP 5	6	
1/2"	5,875	4	(24) HWDP 5 1/2"	1/2	3 1/4"
CROSS OVER			CROSS OVER	5	
(3) DC 6 1/2"	6,875	3	(3) DC 6 1/2"	6	
CROSS OVER			CROSS OVER	4/9	3
UBHO	6.5	3	(6) DC 6 1/2"	6	
(3) DC 6 1/2"	6.436	2.813	CROSS OVER	1/2	3
CROSS OVER			CROSS OVER	8	
UBHO	7.938	2.188	8" NMDC	1/4	3
8" NMDC	8	3.25	8 1/4" HEL	8	
8 1/4" HEL	8.25	3.875	8 1/4" HEL	1/5	
12" STRING			12" REAMER	8	
STABILZER	8.26	2.875	12" REAMER	1/4	
			MUD MOTOR	7	
			MUD MOTOR	3/4	

REAMER.			
8" MUD			
MOTOR, SLEEVE			12
12"	8	12 1/4" PDC	1/4
BIT PDC 12 1/4"	12.25		

Nota: Esta tabla muestra las especificaciones principales de la sección 12 ¼” consideradas para las dos propuestas de BHA.

Para el desarrollo de las propuestas de estos diseños para la fase 8 ½” se realizó una revisión del historial de los BHA utilizados en este campo identificando buenas prácticas operativas, los mejores rendimientos, al igual que el apoyo y experiencia del personal de GTE. Para esta sección, al ser la más profunda se propuso la utilización de un PBL (válvula PBL-Sistema de Bypass de multiple activación), la cual es la encargada de intercambiar el flujo del fluido de perforación entre el anular y la parte interna de la sarta de perforación brindando un poder mayor en cuanto a control de pozo, limpieza de pozo, dando la posibilidad de tener una interacción directa con la formación, reduciendo así tiempos y cantidades de viajes, aliviando las presiones internas y reduciendo los costos químicos en el fluido de perforación entre otros beneficios. Además, se adiciona el rimador como elemento de limpieza y rectificación de diámetros, el cual, promueve la limpieza y evita la pega de la sarta.

Tabla 8

Configuración de las propuestas presentadas para los dos escenarios de BHA para la fase 8 1/2'.

Fase: 8 1/2"					
PROPUESTA A			PROPUESTA B		
Herramienta	OD (in)	ID (in)	Herramienta	OD (in)	ID (in)
(3) HWDP 5"	5	3	(3) HWDP 5"	5	3 1/4
ACCELERATO				1/2	3 1/4
R	6 1/2	2 3/4	ACCELERATOR	6	
				1/2	2 4/5
(3) HWDP 5"	5	3	(3) HWDP 5"	5	
HYDRAULIC				1/2	3 1/4
JAR	6 1/2	2 3/4	HYDRAULIC JAR	6	
				1/2	2.5
(23) HWDP 5 "	5	3	(24) HWDP 5 1/2"	5	
(2) DC 6 1/2"	6 1/2	2 7/8	CROSSOVER	1/2	3 1/4
6 1/2" NMDC	7	3		6	2
6 3/4" HEL	7		(3) DC 6 1/2"	4/9	15/16
MFT (GR-RES)	6 1/2			6	
VDR 8 1/8"	6 3/4		6 1/2" PBL	1/2	2 7/8
6 3/4" MUD	6 5/8			6	
MOTOR-			6 3/4" NMDC	3/8	
				6	
			6 3/4" HEL (MWD)	3/4	
			6 3/4" MFR	6	
			(Resistivity-GR)	3/4	

CAMISA 8 1/4"			6
		8 3/4" REAMER	3/4
			6
8 1/2" PDC	8 1/2	6 3/4" Mud Motor	3/4
			8
		8 1/2" PDC	1/2

Nota: Esta tabla muestra las especificaciones principales de la sección 8 1/2" consideradas para las dos propuestas de BHA.

2.2 Fase 4: Implementación y evaluación de la corrida del diseño seleccionado (D&J)

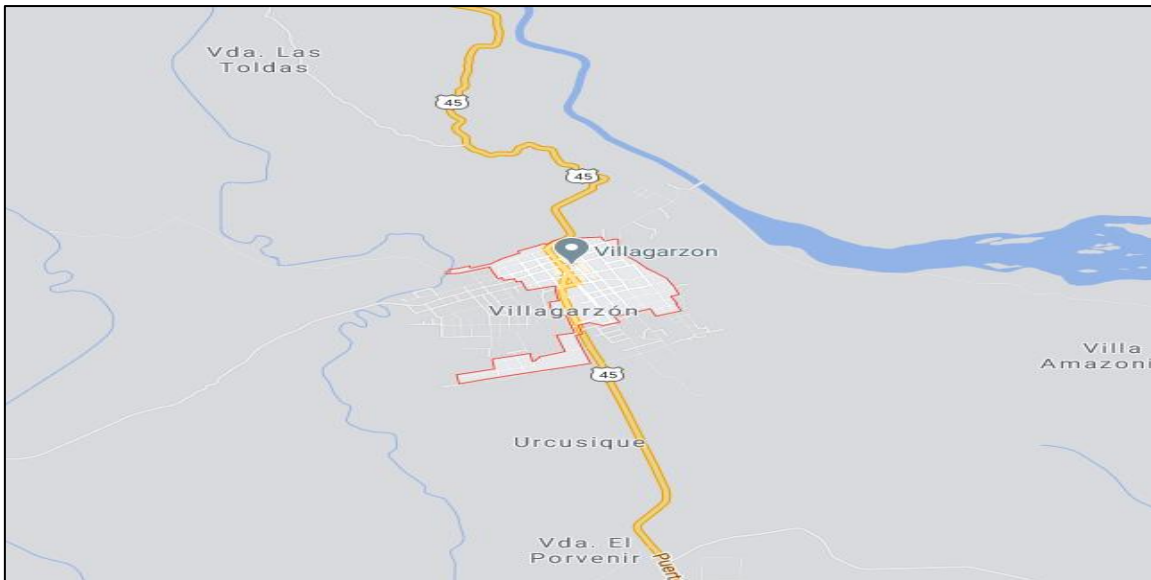
Con la selección de las propuestas de BHA que realizó GTE, se procedió a implementar el diseño final, teniendo en cuenta las especificaciones y parámetros enunciados a continuación, abarcando aspectos generales del pozo y parámetros de la corrida.

2.2.1 Generalidades del Pozo

La implementación se llevó a cabo en el campo J1 de la cuenca sedimentaria Cagúan-Putumayo ubicada al Sur de Colombia en el departamento de Putumayo, en la jurisdicción del municipio de Villa Garzón, siendo este pozo clasificado según la Lahee como un pozo de desarrollo. El tipo de pozo es direccional tipo "S" con un MD de 8780' y un TVD de 8552' siendo este, desarrollado en una estructura geológica de tipo anticlinal fallado compuesta principalmente de intercalaciones conglomeradas de arenas y arcillas, dentro de una zona ampliamente explorada y desarrollada por GTE previamente.

Figura 16.

Localización del pozo J1.



Nota: La figura representa el mapa geográfico del pozo J1. Tomado de: Informe final de perforación, GTE

2.4.2 Parámetros de la corrida

Los BHA seleccionados por la empresa bajo los criterios anteriormente mencionados, fueron implementados en las fases $12\frac{1}{4}$ "y $8\frac{1}{2}$ ", comprendidas entre (400' – 5700' y 5700' -8780') respectivamente, bajo la selección de los mejores rangos operativos basados en los planes de perforación históricos y considerando los pozos evaluados en la línea base, dando como resultado los siguientes parámetros expuestos en la siguiente tabla.

Tabla 9*Parámetros Operativos seleccionados.*

FORMACIONES	ROP (ft/h)		WOB (KLb)		RPM		Q (gal/min)		MSE sup (Kpsi)		MSE motor (kpsi)	
	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max
A1	30	90	17	35	40	100	800	1000	0.6	90	1	25
A2	20	400	14	40	37	105	450	985	0.2	600	1	100
ALPHA	15	250	17	46	45	100	500	710	30	1400	1	80

Nota: Esta tabla muestra los parámetros operativos seleccionados por formación de los pozos considerados en la línea base.

Una vez perforado el pozo y recolectada toda la data de perforación se procede a realizar la comparación de los parámetros reales de perforación contra los parámetros de línea base, buscando identificar los parámetros optimizados para así volverlos estándar y considerarlos en de futuros proyectos de pozos en el campo J1, teniendo presente la premisa de que no todas las formaciones se comportan de la misma manera en todos los momentos y por esto los parámetros son definidos conforme al componente estructural y clasificación de cada formación.

2.5 Fase 5: Evaluación financiera. Calculo (Beneficio/Costo).

Por último, se lleva a cabo una evaluación financiera que permite ver los costos del proyecto a partir de la realización del formato de costos AFE (Autorización en el gasto), calculando el valor total junto con el costo por pie perforado y por último llevar a cabo un análisis con el indicador financiero Beneficio/Costo.

2.5.1 Cálculo total del formato AFE

El AFE es el documento que reúne todo el presupuesto esperado de la perforación de un pozo hasta una profundidad específica, siendo este de carácter fundamental para la planeación y

desarrollo del pozo, este documento reúne todas las variables representativas de la perforación brindando un límite de efectividad económica.

El formato AFE secciona y clasifica todos los gastos realizados durante la perforación, presentando una discriminación de fácil seguimiento y análisis, a continuación, se muestran todos los factores involucrados en el cálculo final del AFE en este pozo.

Tabla 10

Ítems considerados para el cálculo del AFE total.

Ítem	
Servicios especializados de geología	Renta de equipos de fondo de pozo
Renta de equipos de control de pozo	Equipo de corrida del Casing
Seguridad / Servicios de apoyo en seguridad	Cabezal de pozo y colgadores
Renta de equipo	Inspección de tubería
Movilizaciones / Desmovilizaciones / Transporte	Disposición, inyección y disposición
Renta de taladro / Personal	Centralizadores y equipo de flotación
Inspección de taladro	Servicios de consultoría
Servicios especializados de perforación	Supervisión
Renta de tubería	Transporte de personal
Brocas de perforación	Renta de vehículos
Fluidos de perforación químicos	Materiales

Unidad de cementación	Comunicaciones
Equipamiento direccional	Agua potable
Registros Eléctricos	Combustibles y lubricantes
LWD	Personal temporal
Mud Logging	Acomodación y abastecimiento
Equipo de control de solidos	Servicios complementarios
Casing de producción / liner / tubería colgada	Costo de labor
	Servicios de conducción

Nota: Esta tabla muestra los ítems considerados en el cálculo final del costo total de la perforación.

2.5.2 Comparación de costos de BHA

Adicionalmente para tener una comparación más acertada del motivo de estudio de este proyecto se decide comparar los costos discriminados únicamente en el BHA, los cuales comprenden los siguientes ítems:

Tabla 11

Ítems seleccionados para el cálculo del costo del BHA.

Ítem
Brocas de perforación
Renta de tubería
Equipo Direccional
LWD
Renta de equipo de fondo de pozo
Centralizadores y equipos de flotación

Nota: Esta tabla muestra los ítems considerados en el cálculo final del costo total del BHA.

2.5.3 Cálculo del indicador financiero Beneficio/Costo

Finalmente se evalúa el indicador financiero Beneficio/Costo. En donde, el denominador “Costo” es constituido por la sumatoria de todos los gastos incurridos en el desarrollo del pozo, siendo estos extraídos del documento del costo total de perforación expedido por GTE, este, se constituye por: Servicios Geológicos especializados, Renta de equipos, Seguridad, Movilizaciones, renta de taladro y personal, servicios especializados de perforación, renta de tubería, brocas, fluidos de perforación, equipos de cementación, equipos direccionales, equipos de registros eléctricos, LWD, Equipo de mud logging, equipo de control de sólidos, renta de equipo de fondo de pozo, casing, inspección de tubería, inyección y disposición, centralizadores, equipo de flotación, supervisión, transporte de personal y materiales, comunicaciones, agua potable, costo laboral, servicios de conductor, Casing, liner y conexión de producción. Como numerador “Beneficio” se evalúa la proyección de producción estimada en una ventana establecida de 6 meses, periodo en cual se espera la amortización completa de la inversión, siendo este periodo y la información de cálculo sugerida y provista por GTE. Adicionalmente se tienen en cuenta como factor variable de ingresos por ventas, el precio del marcador internacional BRENT. Marcador bajo el cual es puesto en el mercado internacional el petróleo crudo producido en Colombia, para tres momentos diferentes. El primero basado en el año en el

que se realizó la inversión, generando un promedio del precio spot de este, en año corrido hasta el último mes de cierre al momento de la realización del ejercicio (octubre), un segundo momento basado en la información del cierre del último mes de operación del mercado de contratos futuros en NYMEX (30 de Octubre) y un último en el que se tiene en cuenta la información más actualizada posible de contratos futuros publicados por NYMEX al momento del ejercicio, siendo estos aplicados en la siguiente ecuación.

$$B/C = \frac{\textit{Proyeccion de produccion 6 meses}}{\textit{Costo total de la perforación}}$$

Este indicador representa la viabilidad y rentabilidad económica de un proyecto en un momento de tiempo determinado, para efectos de este proyecto se tuvo en consideración un periodo de 6 meses de producción, buscando corroborar que la inversión realizada por la empresa operadora tenga retornos y genere flujo libre de caja en un tiempo adecuado.

3 RESULTADOS Y ANÁLISIS

El presente trabajo de investigación se realizó bajo la metodología y los datos que fueron presentados en el capítulo anterior. Siendo este desarrollado con el propósito fundamental de cumplir los objetivos propuestos, los cuales se han establecido en aras de la selección de un diseño de BHA, que incluya una configuración y selección de motor adecuada para el tipo de formaciones presentes en el Campo J1, ubicado en la cuenca Caguán-Putumayo, de manera que brinde mejores rendimientos en términos de costo-eficiencia, tiempos de perforación y cumplimiento de los estándares de seguridad definidos por la empresa, para su posterior implementación en campo. A su vez, la recolección de la información relacionada a los parámetros de perforación utilizados en la corrida del BHA seleccionado con su posterior análisis y correlación que permitan la definición de los mejores rangos operativos para este campo.

3.1 Criterios de los Parámetros base para el de diseño seleccionado

Para la definición de los criterios de diseño se tuvieron en cuenta los parámetros de operación establecidos e ítems definidos dentro de la metodología, dando como resultado los siguientes rangos operativos declarados como línea base.

Tabla 12

Parámetros operativos de diseño considerados para cada una de las formaciones a evaluar.

Formaciones		ROP		WOB		RPM		Q		MSE sup		MSE moto	
		Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max
A1	Tornado	100	900	7	34	45	100	800	1000	1	60	1	20
	Corcel	30	750	12	35	40	90	900	1000	0,6	90	1	25
A2	L1	50	350	16	32	40	75	845	950	0,2	150	1	40
	L2	50	400	14	34	40	90	500	985	20	150	1	30
	L3	20	85	20	40	37	60	450	835	50	350	2	80
	Rum 1	30	250	20	36	48	105	620	710	20	600	1	100
ALPHA	Eslaba	30	160	20	36	50	100	620	710	30	650	1	60
	Carota	40	200	10	46	45	100	600	710	50	700	1	35
	Percel	35	200	7	45	50	90	630	710	80	950	5	74
	S1	35	250	10	37	50	92	630	700	80	740	1,5	60
	Cal A	50	250	18	40	50	90	625	700	100	700	1	80
	Esmeralda	30	170	15	40	45	90	625	700	100	800	1	65
	Viñas	40	150	10	34	45	90	620	705	50	730	1	40
	Coruña	15	150	10	35	45	90	500	710	40	1400	2	60

Nota: Esta tabla muestra los parámetros seleccionados de la línea base para las formaciones a evaluar en el Campo J1.

Como se evidencia en la tabla 12 estos parámetros de línea base representan la generalidad de todos los pozos para cada una de las formaciones que incluye la columna estratigráfica del campo J1, en esta se consideran los parámetros más representativos en la perforación. La agrupación A1 presentan los máximos rangos operativos de ROP con valores promedio entre 65–825 ft/h, al ser estas formaciones blandas, de corte sencillo y con bajo contenido de intercalación de conglomerado que dificultan la perforación en formaciones más profundas como se evidencia en la agrupación ALPHA en donde el valor promedio de ROP oscila entre 28-200 ft/h mostrando el efecto que tienen las formaciones “duras” en la perforación. Siguiendo la misma línea los valores de MSE de superficie, variable que representa la sumatoria de toda la energía mecánica requerida para la perforación medida en superficie, muestra valores entre 1 - 75 Kpsi en la formación A1, 35 – 250 durante la formación A2 y 65 – 1000 Kpsi en la formación ALPHA, de igual forma se identifica que en cuanto a WOB los rangos oscilan entre 10 – 35 Klb durante la formación A1 y 18 – 36 Klb en la formación A2 y 15 – 40 Klb durante la formación ALPHA, finalmente en términos de RPM la estimación de los intervalos son de 43-95 en la formación A1, 43-90 durante la formación A2 y 45-90. Mostrando así ventanas de operación bastante amplias

para cada una de las formaciones, las cuales promueven la incertidumbre en la respuesta de la geología frente a las decisiones ejecutadas por el perforador en el campo.

Estos parámetros fueron utilizados como punto de referencia, comparación y mejora en la definición de los parámetros óptimos, teniendo en cuenta los aspectos de desempeño y los parámetros reales que se obtuvieron del BHA seleccionado por la empresa.

3.2 Presentación de los dos escenarios de BHA propuestos

Cumpliendo los parámetros operativos de cada herramienta y las especificaciones requeridas por la empresa se procedió a realizar el diseño junto con la presentación de los dos escenarios propuestos al equipo de perforación de GTE, incluyendo sus respectivos motores de fondo y accesorios, para cada una de las secciones: Conductor, 12 ¼” y 8 ½”. En la propuesta se presentaron los elementos propios de un BHA como lo son la Broca, el motor de fondo, los Reamer, MFR, MWD, Drill Collar, Non Magnetic Drill Collar, Crossover y la tubería intermedia entre el martillo-acelerador, los cuales cubren todos los lineamientos y requerimientos específicos de seguridad. Adicionalmente se presentan los costos planeados siendo estos especificados para cada una de las propuestas en donde la fase conductora fue incluida dentro de la fase de 12 ¼ “. Los BHA se presentan a continuación.

3.2.1 Especificaciones para cada fase del diseño de BHA de la propuesta A

En esta sección se presentan las especificaciones técnicas más relevantes considerados en la primera propuesta para la selección del BHA por parte de GTE, presentando en las figuras subsecuentes los cálculos de longitud efectiva, conexiones y pesos acumulados y finalmente el valor calculado del peso boyado, el cual es considerado como margen de seguridad al momento de determinar el peso bajo el martillo, en los casos que aplique.


En esta fase se propone un BHA convencional, con la siguiente configuración, como primer elemento se encuentra una broca tricónica de 12 ¼ “, seguido de un Bit sub de 8”, el cual hace las veces de crossover para realizar las conexiones del drillcollar en la parte superior, después de

esto se ubican 3 drill collar de 6 ½ “, esta cuenta con una conexión NC-50 Box-Pin y finalmente se tienen 9 tubos de Heavy weight Drill Pipe, con conexiones XT-54 Box-Pin, tubería que se utiliza para darle peso adicional a la broca y que de esta forma perfora con mayor solvencia las formaciones someras.

A continuación, se presenta la propuesta de diseño para la fase conductor de la propuesta A con la configuración considerada por los autores.

Tabla 13

Diseño de BHA propuesta A para la fase Conductor.

BHA.1 CONVENCIONAL									
DENSIDAD DEL LODO (Lb/Gal):		9,0							
FACTOR DE BOYANZA:		0,8626							
PESO DEL BLOQUE (klb)		50000							
62,34									
DESCRIPCIÓN	CONEXIÓN	OD	ID	LONG. EFECTIVA	LONG. PARCIAL	LONG. ACUMULADA	PESO	PESO ACUMULADO (LBS)	PESO BOYADO
 (9)HWDP 5 1/2"	XT54 Pin x BOX	5 1/2"	4"	30,28	270,19	402,35	1888	25082	21636
		5 1/2"	4"	30,36		372,07	1893	23195	20008
		5 1/2"	4"	29,30		341,71	1827	21302	18375
		5 1/2"	4"	30,38		312,41	1894	19476	16800
		5 1/2"	4"	29,36		282,03	1830	17582	15166
		5 1/2"	4"	30,04		252,67	1873	15751	13587
		5 1/2"	4"	30,37		222,63	1893	13879	11972
		5 1/2"	4"	29,95		192,26	1867	11985	10339
		5 1/2"	4"	30,15		162,31	1880	10118	8728
CROSSOVER	XT57 Box NC 50 Pin		3 1/16"	3,22	3,22	132,16	201	8239	7107
DRILL COLLAR 6 1/2" SPIRAL	NC 50 Box/Pin	6 1/2"	3 1/16"	29,89	90,96	128,94	1863	8038	6934
		6 1/2"	3 1/16"	30,7		99,05	1914	6175	5326
		6 1/2"	3 1/16"	30,37		68,35	1893	4261	3675
CROSSOVER	XT57 Box NC 50 Pin		3	3,3	3,3	37,98	206	2368	2042
DRILL COLLAR	6 5/8 REG Box/Pin	8	3 1/4	30,65	30,65	34,68	1911	2162	1865
BIT SUB	6 5/8 REG Box/Pin	8		2,95	2,95	4,03	184	251	217
TRC BIT	6 5/8 REG	12 1/4		1,08	1,08	1,08	67	67	58
BOQUILLAS BIT	3 x 10/32"								
TFA	0,743 in ²								

Nota: Esta tabla muestra las Especificaciones y el diagrama del BHA de la propuesta A para la fase Conductor

Para esta fase se propone un BHA direccional con la siguiente configuración: una broca PDC de 12 ¼” con conexión 6 5/8” regular, seguida de un motor de 8” como herramienta direccional y de potencia con conexión 6 5/8” regular, seguido de una herramienta complementaria encargada de la limpieza y homogenización del hueco como lo es un rimador estabilizador de 12”, una herramienta HEL con un OD de 8 ¼” el cual es el encargado de la medición y registro de variables físicas como la presión, temperatura y trayectoria del pozo a medida que se perfora, luego de este se presenta el MNDC de 8” el cual aísla las interferencias electromagnéticas emitidas por las herramientas de la sarta, UBHO con una conexión 6 5/8” regular que ayuda a controlar la trayectoria del pozo, un crossover de conexión a los tres tubos de Drill Collar con otro crossover que junta las 23 tubos de HWDP con una conexión XT-54, seguido de un martillo hidráulico con conexión XT-54, esta herramienta brinda la facilidad de “soltar” la sarta de perforación en caso de eventuales pegas o atascamientos y finalmente 3 tubos de HWDP junto al acelerador con conexión XT-54, el cual sirve como potenciador del efecto del martillo y de las herramientas de fondo.

A continuación, se presenta la propuesta de diseño en la fase 12 ¼” de la propuesta A con la configuración considerada por los autores.

Tabla 14

Diseño de BHA propuesta A para la fase 12 ¼”.

BHA 2 DIRECCIONAL									
DENSIDAD DEL LODO (Lb/Gal):		11,0							
FACTOR DE BOYANZA:		0,8321							
PESO DEL BLOQUE (Klb)		40000							
62,34									
DESCRIPCIÓN	CONEXIÓN	OD	ID	LONG. EFECTIVA	LONG. PARCIAL	LONG. ACUMULADA	PESO	PESO ACUMULADO (LBS)	PESO BOYADO
(3) HWDP 5"	XT54 Pin x Box	5"	4	30,18	87,31	1119,51	1881	67727	56353
		5"	4	26,64		1089,33	1861	65846	54788
		5"	4	30,49		1062,69	1901	64185	53406
ACCELERATOR	XT54 Pin x Box	5,875"	4	31,65	31,65	1032,20	1973	62285	51825
(3) HWDP 5"	XT54 Pin x Box	5"	4	30,42	91,05	1000,55	1896	60311	50183
		5"	4	30,1		970,13	1876	58415	48605
		5"	4	30,53		940,03	1903	56539	47044
HYDRAULIC JAR	XT54 Pin x Box	5,875"	4	32,32	32,32	909,50	2015	54635	45400
(23) HWDP 5 1/2"	XT54 Pin x Box	5 1/2"	4	30,33	686,78	877,18	1891	52621	43784
		5 1/2"	4	30,16		846,85	1880	50730	42210
		5 1/2"	4	30,22		816,69	1884	0	0
		5 1/2"	4	30,35		786,47	1892	48850	40646
		5 1/2"	4	29,91		756,12	1865	46958	39072
		5 1/2"	4	30,25		726,21	1886	45093	37520
		5 1/2"	4	29,76		695,96	1855	43207	35951
		5 1/2"	4	30,23		666,20	1885	41352	34407
		5 1/2"	4	31,7		635,97	1976	39467	32839
		5 1/2"	4	30,41		604,27	1896	37491	31195
		5 1/2"	4	30,52		573,86	1903	35596	29618
		5 1/2"	4	30,7		543,34	1914	33693	28035
		5 1/2"	4	30,6		512,64	1908	31779	26442
		5 1/2"	4	30,25		482,04	1886	29871	24855
		5 1/2"	4	30,28		451,79	1888	27986	23286
		5 1/2"	4	30,36		421,51	1893	26098	21715
		5 1/2"	4	20,3		391,15	1266	24205	20140
		5 1/2"	4	30,38		370,85	1894	22940	19087
		5 1/2"	4	29,36		340,47	1830	21046	17512
		5 1/2"	4	30,24		311,11	1885	19216	15989
		5 1/2"	4	30,37		280,87	1893	17331	14420
		5 1/2"	4	29,95		250,50	1867	15437	12845
		5 1/2"	4	30,15		220,55	1880	13570	11291
CROSS OVER	4 1/2" IF Pin XT55 Box	6,875	3	3,22	3,22	190,40	201	11691	9727
(3) DC 6 1/2"	4 1/2 IF Pin x Box	6,5	3	29,89	97,13	187,18	1863	11490	9560
		6,5	3	30,7		157,29	1914	9627	8010
		6,5	3	30,37		126,59	1893	7713	6417
CROSS OVER	4 1/2 IF	6,436	2,813	3,3		96,22	206	5819	4842
UBHO	6 5/8 Reg Pin	7,938	2,188	2,87		92,92	179		0
8" NMDC	6 5/8 Reg Pin x Box	8	3,25	27,9	27,9	90,05	1739	5614	4671
8 1/4" HEL	6 5/8 Reg	8,25	3,875	24,51	24,51	62,15	1528	3874	3224
12" STRING STABILIZER REAMER	6 5/8" REG Pin x Box		2,875	6,88	6,88	37,64	416	2346	1952
8" mud motor sleeve 12"	6 5/8" REG Pin x Box	8		29,53	29,53	30,96	1841	1930	1606
BIT PDC 12 1/4"	6 5/8 REG	12,25		1,43	1,43	1,43	89	89	74
BOQUILLAS BIT	2 x 13/32" + 5 x 14/32"								
TFA	1,011 in ²								

Nota: Esta tabla muestra las Especificaciones y el diagrama del BHA de la propuesta A para la fase 12 ¼”.

En la sección 8 ½” se presenta un BHA direccional con la siguiente configuración: una broca PDC de 8 ½”, seguida de un motor 6 ¾” como herramienta direccional y de potencia, seguido del VDR 8 1/8”, el cual hace las labores de un rimador, un MFT, el cual es un conjunto de registros asociados al Gamma Ray y a los registros resistivos, un HEL 6 ¾” con conexión 4 ½”,

un NMDC, dos tubos Drill Collar de 6 ½” y 23 tubos de HDWP de 5” para dar peso, rigidez y resistencia a la sarta, un martillo hidráulico con conexión XT-54, esta herramienta brinda la facilidad de “soltar” la sarta de perforación en caso de eventuales pegas o atascamientos y finalmente 3 tubos de HWDP junto al acelerador con conexión XT-54, el cual sirve para potenciar el efecto del martillo y en las herramientas de fondo.

A continuación, se presenta la propuesta de diseño en la fase 8 ½” de la propuesta A con la configuración considerada por los autores.

Tabla 15

Diseño de BHA propuesta A para la fase 8 ½”.

BHA.3 DIRECCIONAL										
DENSIDAD DEL LODO (Lb/Gal):										12.0
FACTOR DE BOYANZA:										0.817
PESO DEL BLOQUE (Kib)										40000

62.34

DESCRIPCIÓN	CONEXIÓN PIN	CONEXIÓN BOX	OD	ID	LONG. EFECTIVA	LONG. PARCIAL	LONG. ACUMULADA	PESO	PESO ACUMULADO (LBS)	PESO BOYADO
(3) HWDP 5"	4 1/2	4 1/2	5	3	30.48	90.88	1140.12	1900	71075	58054
			5	3	29.96		1109.64	1868	69175	56502
			5	3	30.44		1079.68	1838	67307	54976
ACCELERATOR	4 1/2	4 1/2	6 1/2"	2 3/4"	31.03	31.03	1049.24	1934	85410	53426
(3) HWDP 5"	4 1/2	4 1/2	5	3	29.98	90.31	1018.21	1869	83475	51846
			5	3	30.32		988.23	1890	81606	50320
			5	3	30.01		957.91	1871	79716	48776
HYDRAULIC JAR	4 1/2	4 1/2	6 1/2"	2 3/4"	31.58	31.58	927.90	1969	57845	
(23) HWDP 5"	4 1/2	4 1/2	5	3	30.24	726.44	896.32	1885	55877	45640
			5	3	30.33		866.08	1891	53991	44100
			5	3	30.60		835.75	1908	52101	42555
			5	3	29.96		805.15	1868	50193	40997
			5	3	30.21		775.19	1883	48325	39472
			5	3	30.16		744.98	1880	46442	37934
			5	3	30.64		714.82	1910	44582	36398
			5	3	30.23		684.18	1885	42652	34838
			5	3	30.59		653.95	1907	40767	33298
			5	3	30.47		623.36	1899	38860	31741
			5	3	30.43		592.89	1897	36961	30189
			5	3	30.11		562.46	1877	35094	28640
			5	3	30.35		532.35	1892	33197	27107
			5	3	30.18		502.00	1881	31295	25561
			5	3	30.45		471.82	1898	29413	24025
			5	3	29.99		441.37	1870	27515	22474
			5	3	30.14		411.38	1879	25645	20947
			5	3	30.63		381.24	1909	23767	19412
			5	3	30.16		350.61	1880	21857	17853
			5	3	30.20		320.45	1883	19977	16317
			5	3	30.62		290.25	1909	18094	14779
			5	3	29.82		259.63	1859	16185	13220
			5	3	30.04		229.81	1873	14326	11702
5	3	29.89	199.77	1863	12454	10172				
(2) DC 8 1/2"	4 1/2	4 1/2	6 1/2	2 7/8	30.70	61.07	169.88	1914	10590	8650
6 1/2" NMDC	4 1/2	4 1/2	6 1/2	3	28.89	28.89	108.81	1801	6783	5540
6 3/4" HEL	4 1/2	4 1/2	6 3/4		19.15	19.15	79.92	1194	4982	4069
MFT (GR.RES)	4 1/2	4 1/2	6 1/2		27.13	27.13	60.77	1691	3788	3094
VDR 8 1/8"	4 1/2	4 1/2			6.67	6.67	33.64	416	2097	1713
6 3/4" MUD MOTOR-CAMISA 8 1/4"	4 1/2	4 1/2	6 3/4		25.85	25.85	26.97	1611	1681	1373
8 1/2" PDC	4 1/2		8 1/2		1.12	1.12	1.12	70	70	57

BOQUILLAS BIT	5 x 16"
TFA	0.982 m ²

Nota: Esta tabla muestra las Especificaciones y el diagrama del BHA de la propuesta A para la fase 8 ½”.

3.2.2 Especificaciones para cada fase del diseño de BHA de la propuesta B

En esta sección se presentan las especificaciones técnicas más relevantes en la segunda propuesta para la selección del BHA por parte de GTE, presentando en las figuras subsecuentes los cálculos de longitud efectiva, conexiones y pesos acumulados y finalmente el valor calculado

del peso boyado, el cual es considerado como margen de seguridad al momento de determinar el peso bajo el martillo, en los casos que aplique.

En esta fase se propone un BHA convencional, con la siguiente configuración, como primer elemento se encuentra una broca tricónica de 12 ¼” con conexión 6 5/8” regular, seguido de un Bit sub de 7 7/8”, el cual hace las veces de crossover para realizar las conexiones del NMDC de 8” en la parte superior, después de esto se ubica un crossover de conexión entre los 6 drill collar de 6 ½ “, la cual cuenta con una conexión NC-50 Box-Pin y finalmente se un crossover con una conexión NC-50 pin y XT-54 Box para conectar tienen 9 tubos de Heavy weight Drill Pipe de 5 ½”, con conexiones XT-54 Box-Pin, tubería que se utiliza con el fin de darle peso adicional a la broca y que de esta forma perfore con mayor solvencia las formaciones someras.



A continuación, se presenta la propuesta de diseño en la fase conductor de la propuesta B con la configuración considerada.

Tabla 16

Diseño de BHA propuesta B para la fase Conductor.

BHA.1 CONVENCIONAL									
DENSIDAD DEL LODO (Lb/Gal):	8,5								
FACTOR DE BOYANZA:	0,870								
PESO DEL BLOQUE (Kib)	40000								

62,34

	DESCRIPCIÓN	CONEXIÓN	OD	ID	LONG. EFECTIVA	LONG. PARCIAL	LONG. ACUMULADA	PESO	PESO ACUMULADO (LBS)	PESO BOYADO
	(9)HWDP 5 1/2"	XT54 Pin x BOX	5 1/2"	3 1/4"	30,85	276,85	499,45	1923	31136	27095
			5 1/2"	3 1/4"	30,49		468,6	1901	29213	25422
			5 1/2"	3 1/4"	30,69		438,11	1913	27312	23788
			5 1/2"	3 1/4"	30,86		407,42	1924	25399	22103
			5 1/2"	3 1/4"	30,79		376,56	1919	23475	20428
			5 1/2"	3 1/4"	30,69		345,77	1913	21555	18758
			5 1/2"	3 1/4"	31		315,08	1933	19642	17093
			5 1/2"	3 1/4"	30,88		284,08	1925	17710	15411
			5 1/2"	3 1/4"	30,6		253,2	1908	15784	13736
				CROSSOVER	NC50 Pin XT54 Box		6 7/16"	3	3,45	3,45
			6,5"	3	30,81		219,15	1921	13662	11889
	DRILL COLLAR 6 1/2" SPIRAL	NC 50 Pin x Box	6,5"	3	30,1	184,7	188,34	1876	11741	10217
			6,5"	3	30,3		158,24	1889	9865	8585
			6,5"	3	31,15		127,94	1942	7976	6941
			6,5"	3	31,17		96,79	1943	6034	5251
			6,5"	3	31,17		65,62	1943	4091	3560
				CROSSOVER	6 5/8 REG Pin NC50 Box		8	3	2,62	2,62
	NMDC	6 5/8 REG Pin x Box	8	3	26,76	26,76	31,83	1668,2184	1984,2822	1727
	BIT SUB	6 5/8 REG Pix x Box	7 7/8"	4	3,99	3,99	5,07	248,7366	316,0638	275
	BIT TRC	6 5/8 REG	12 1/4"		1,08	1,08	1,08	67,3272	67,3272	59

BOQUILLAS BIT	3 x 18/32"								
TFA	0,746 in ²								

Nota: Esta tabla muestra las Especificaciones y el diagrama del BHA de la propuesta B para la fase Conductor.


Para la fase 12 ¼” se propone un BHA direccional con la siguiente configuración: una broca PDC de 12 ¼” con conexión 6 5/8” regular, seguida de un motor de 7 12/16” como herramienta direccional y de potencia con conexión 6 5/8” regular, seguido de una herramienta complementaria encargada de la limpieza y homogenización del hueco como lo es un rimador de 12” con una conexión 6 5/8 “ regular , una herramienta HEL con un OD de 8 ¼ “ y una conexión 6 5/8 “ el cual es el encargado de la medición y registro de variables físicas como la presión, temperatura y trayectoria del pozo a medida que se perfora, luego de este se presenta el MNDC de 8” el cual aísla las interferencias electromagnéticas emitidas por las herramientas de la sarta , un crossover de conexión a los seis tubos de Drill Collar con conexión de 4 ½” con otro crossover de conexión XT-55 que une los 24 tubos de HWDP de 5 ½”, con una conexión XT-54, seguido de un martillo hidráulico de 6 ½” con conexión XT-54, esta herramienta brinda la

facilidad de “soltar” la sarta de perforación en caso de eventuales pegas o atascamientos y finalmente 3 tubos de HWDP junto al acelerador de 6 ½” con conexión XT-54, el cual sirve para potenciar el efecto del martillo y en las herramientas de fondo.

A continuación, se presenta la propuesta de diseño durante la fase 12 ¼” de la propuesta B con la configuración considerada por los autores.

Tabla 17

Diseño de BHA propuesta B para la fase 12 ¼”.

BHA 2 DIRECCIONAL										
DENSIDAD DEL LODO (Lb/Gal):		11.0								
FACTOR DE BOYANZA:		0.8321								
PESO DEL BLOQUE (Klb)		40000								
62,34										
	DESCRIPCIÓN	CONEXIÓN	OD	ID	LONG. EFECTIVA	LONG. PARCIAL	LONG. ACUMULADA	PESO	PESO ACUMULADO (LBS)	PESO BOYADO
	(3) HWDP 5"	XT54 Pin x Box	5"	3 1/4"	30.75	92.65	1264	1917	78807	65572
			5"	3 1/4"	30.72		1233	1915	76890	63977
			5"	3 1/4"	31.18		1202	1944	74975	62384
	ACCELERATOR	XT54 Pin x Box	6 1/2"	2.5"	32.57	32.57	1171	2030	73031	60767
	(3) HWDP 5"	XT54 Pin x Box	5"	3 1/4"	30.74	92.76	1139	1916	71001	59077
			5"	3 1/4"	30.85		1108	1923	69085	57483
			5"	3 1/4"	31.17		1077	1943	67161	55882
	HYDRAULIC JAR	XT54 Pin x Box	6 1/2"	2.5"	31.35	31.35	1046	1954	65218	54266
	(24) HWDP 5 1/2"	XT54 Pin x Box	5 1/2"	3 1/4"	30.99	737.39	1015	1932	63264	52639
			5 1/2"	3 1/4"	30.81		984	1921	61332	51032
			5 1/2"	3 1/4"	31.03		953	1934	59411	49434
			5 1/2"	3 1/4"	30.85		922	1923	57477	47824
			5 1/2"	3 1/4"	30.52		891	1903	55554	46224
			5 1/2"	3 1/4"	30.69		860	1913	53651	44641
			5 1/2"	3 1/4"	30.55		830	1904	51738	43049
			5 1/2"	3 1/4"	30.42		799	1896	49833	41464
			5 1/2"	3 1/4"	30.95		769	1920	47937	39886
			5 1/2"	3 1/4"	30.45		738	1898	46008	38281
			5 1/2"	3 1/4"	30.03		707	1872	44109	36702
5 1/2"			3 1/4"	31.1	677		1939	42237	35144	
5 1/2"			3 1/4"	30.76	646		1918	40298	33531	
5 1/2"			3 1/4"	30.5	615		1901	38381	31935	
5 1/2"			3 1/4"	30.85	585		1923	36479	30353	
5 1/2"			3 1/4"	30.75	554		1917	34556	28753	
5 1/2"			3 1/4"	30.69	523		1913	32639	27158	
5 1/2"			3 1/4"	30.86	493		1924	30726	25566	
5 1/2"			3 1/4"	30.79	462		1919	28802	23965	
5 1/2"			3 1/4"	30.69	431		1913	26883	22368	
5 1/2"	3 1/4"	31	400	1933	24970	20776				
5 1/2"	3 1/4"	30.63	369	1909	23037	19168				
5 1/2"	3 1/4"	30.88	339	1925	21128	17579				
5 1/2"	3 1/4"	30.6	308	1908	19203	15978				
CROSS OVER	4 1/2" IF Pin XT55 Box		3	3.45	3.45	277	215	17295	14390	
(6) DC 6 1/2"	4 1/2 IF Pin x Box	6 1/2"	3	30.75	184.28	274	1917	17080	14212	
		6 1/2"	3	30.81		243	1921	15163		
		6 1/2"	3	30.1		212	1876	13242	11018	
		6 1/2"	3	30.3		182	1889	11366		
		6 1/2"	3	31.15		152	1942	9477	7885	
6 1/2"	3	31.17	121	1943	7535					
CROSS OVER	6 5/8 Reg Pin		3	2.82	2.82	90	163	5593	4654	
8" NMDC	6 5/8 Reg Pin x Box	8"		26.73	26.73	87	1666	5430		
8 1/4" HEL	6 5/8 Reg	8 1/4"		22.85	22.85	60	1424	3763		
12" REAMER	6 5/8" REG Pin x Box	12"		7.07	7.07	38	441	2339	3131	
MUD MOTOR	6 5/8" REG Pin x Box	7 12/16"		29.02	29.02	30	1809	1898		
12 1/4" PCD	6 5/8 REG	12.25"		1.43	1.43	1	89	89	1579	
BOQUILLAS BIT		7x 13 / 32"								
TFA		0.907 in²								

Nota: Esta tabla muestra las Especificaciones y el diagrama del BHA de la propuesta B para la fase 12 ¼”.

En la sección 8 ½” se presenta un BHA direccional con la siguiente configuración: una broca PDC de 8 ½”, seguida de un motor 6 ¾” como herramienta direccional y de potencia con conexión 4 ½” regular, seguido de un rimador de 8 ¾” con conexión NC-50, un MFR, el cual es un conjunto de registros asociados al Gamma Ray y a los registros resistivos con conexión NC-50, un HEL 6 ¾” con conexión NC-50 a un NMDC, un PBL de 6 ½” conectados a tres tubos Drill Collar de 6 ½” a un crossover de conexión a 24 tubos de HDWP de 5 ½” brindando peso, rigidez y resistencia a la sarta, un martillo hidráulico con conexión XT-54, esta herramienta brinda la facilidad de “soltar” la sarta de perforación en caso de eventuales pegas o atascamientos y finalmente 3 tubos de HWDP junto al acelerador con conexión XT-54, el cual sirve como potenciador el efecto del martillo y en las herramientas de fondo.

A continuación, se presenta la propuesta de diseño para la fase 8 ½” de la propuesta B con la configuración considerada por los autores.

Tabla 18

Diseño de BHA propuesta B para la fase 8 ½”.

BHA.3 DIRECCIONAL									
DENSIDAD DEL LODO (Lb/Gal):		12.0							
FACTOR DE BOYANZA:		0.817							
PESO DEL BLOQUE (Kib)		40000							

DESCRIPCIÓN	CONEXION	OD	ID	LONG. EFECTIVA	LONG. PARCIAL	LONG. ACUMULADA	PESO	PESO ACUMULADO (LBS)	PESO BOYADO
(3) HWDP 5 1/2"	XT54 Pin x Box	5 1/2"	3 1/4"	31	93	1258	1917	78437	64067
		5 1/2"	3 1/4"	31		1227	1915	76520	62501
		5 1/2"	3 1/4"	31		1197	1944	74605	60937
ACCELERATOR	XT54 Pin x Box	6 1/2"	2 4/5"	33	33	1166	2030	72661	59349
(3) HWDP 5 1/2"	XT54 Pin x Box	5 1/2"	3 1/4"	30	153	1133	1878	70631	57691
		5 1/2"	3 1/4"	31		1103	1903	68753	56157
		5 1/2"	3 1/4"	31		1072	1943	66850	54602
		5 1/2"	3 1/4"	31		1041	1923	64907	
JAR	XT54 Pin x Box	6 1/2"	2.5"	31	31	980	1954	61067	49879
(24) HWDP 5 1/2"	XT54 Pin x Box	5 1/2"	3 1/4"	31	737	948	1932	59113	48283
		5 1/2"	3 1/4"	31		917	1921	57181	46705
		5 1/2"	3 1/4"	31		886	1934	55280	45136
		5 1/2"	3 1/4"	31		855	1923	53326	43566
		5 1/2"	3 1/4"	31		825	1903	51402	41985
		5 1/2"	3 1/4"	31		794	1913	49500	40431
		5 1/2"	3 1/4"	31		763	1904	47587	38868
		5 1/2"	3 1/4"	30		733	1896	45682	37313
		5 1/2"	3 1/4"	31		702	1929	43786	35764
		5 1/2"	3 1/4"	30		671	1898	41856	34188
		5 1/2"	3 1/4"	30		641	1872	39958	32638
		5 1/2"	3 1/4"	31		611	1939	38086	31108
		5 1/2"	3 1/4"	31		580	1918	36147	29525
		5 1/2"	3 1/4"	31		549	1901	34230	27959
		5 1/2"	3 1/4"	31		519	1923	32328	26406
		5 1/2"	3 1/4"	31		488	1917	30405	24835
		5 1/2"	3 1/4"	31		457	1913	28488	23269
		5 1/2"	3 1/4"	31		426	1924	26575	21706
		5 1/2"	3 1/4"	31		395	1919	24651	20135
		5 1/2"	3 1/4"	31		365	1913	22732	18567
		5 1/2"	3 1/4"	31		334	1933	20818	17004
		5 1/2"	3 1/4"	31		303	1909	18886	15426
		5 1/2"	3 1/4"	31		272	1925	16976	13866
		5 1/2"	3 1/4"	31		241	1908	15051	12294
CROSS-OVER 6 15/16	BHT54 Pin 4 1/2" IF Box		2 15/16	3	3	211	215	13144	10736
(3) DC 6 1/2"	4 1/2" IF Pin x Box	6 1/2"	2 7/8	30	93	207	1889	12929	10560
				31		177	1942	11040	9017
				31		146	1943	9098	7431
6 1/2" PBL	NC50 Pin x Box	6 1/2"		7	7	115	442	7155	5844
6 3/4" NMDC	NC50 Pin x Box	6 3/4"		27	27	108	1663	6713	5483
6 3/4" HEL (MWD)	NC50 Pin x Box	6 3/4"		19	19	81	1201	5050	4124
6 3/4" MFR (Resistivity-GR)	NC50 Pin x Box	6 3/4"		26	26	62	1643	3849	3144
8 3/4" REAMER	NC50 Pin x Box	8 3/4"		7	7	35	411	2206	1802
6 3/4" Mud Motor	4 1/2" REG	6 3/4"		28	28	29	1724	1794	1465
8 1/2" PDC	P 4 1/2" REG	8 1/2"		1	1	1	70	70	57

BOQUILLAS BIT	5 X 14"
TFA	0.752 in²

Nota: Esta tabla muestra las Especificaciones y el diagrama del BHA de la propuesta B para la fase 8 ½”

3.3 Criterios de selección del BHA a implementar

Como se estipuló en la metodología, la empresa GTE es quien realiza la evaluación de cada uno de los diseños presentados, tomando como ponderadores para su decisión los temas relacionados a costos totales por sección y las diferentes consideraciones y especificaciones tanto de las herramientas estándar como de las herramientas modificadas en cada BHA (broca y motor).

Como resultado de la evaluación fue seleccionada la propuesta B, los aspectos que se tuvieron en cuenta para la toma de esta decisión se describen a continuación.

El principal ponderador para la selección del BHA fue el costo estimado de cada propuesta, en dónde se evidencia un diferencial considerable entre las dos opciones, presentando en una de ellas un ahorro significativo de más de 120.000 USD comparado con la otra.

Tabla 19*Costos de cada propuesta de BHA.*

SECCIÓN	HERRAMIENTA	PROPUESTA (USD)			
		Costo (USD)	A	Costo (USD)	B
CONDUCTOR & 12 ¼ "	Rig rental	202.136	276.098	109.735	180.255
	Spud & Pipe rental	4.732		3.090	
	Centralizadores y equipos de flotación	10.630		15.430	
	Herramientas direccionales	35.600		32.000	
	Broca	23.000		20.000	
8 ½ "	Rig Rental	270.564	374.910	249.571	344.111
	Spud & Pipe rental	3.556		2.800	
	Centralizadores y equipos de flotación	27.290		21.740	
	Herramientas direccionales	48.500		45.000	
	Broca	25.000		25.000	
TOTAL		651.008		524.366	
DIFERENCIA		126.642			

Nota: Esta tabla muestra los costos de cada fase para cada una de las propuestas de los diseños de BHA.

Con Base a la Tabla 19 se puede evidenciar que los costos del taladro, los cuales son facturados diariamente se ven disminuidos notablemente cuando se tiene un BHA que además de ser más económico en casi todas sus partes logra adaptarse de una manera adecuada a las

formaciones, perforando así más rápido y con menos NPT's, lo cual se ve traducido en ahorros económicos, llegando a representar una variación porcentual de -24% en los costos totales de arriendo del taladro, así a grandes rasgos en la selección del BHA se alcanzó un ahorro neto de más de 126.642 USD.

El segundo ponderador para la selección del BHA, como fue mencionado en la sección anterior, está dado por las eficiencias de cada una de las propuestas, este valor es determinado por el análisis de pozos de una configuración similar usados en el mismo campo, en términos de diseño de BHA, tomando como puntos de referencia los valores de MSE, ROP, tiempos y costos por pie perforado a lo largo de cada formación y los valores acumulados. Estos pozos fueron determinados por GTE con base en el historial y las similitudes con las propuestas diseñadas y presentadas. Los resultados de este análisis se presentan en la siguiente tabla.

Tabla 20

Eficiencias de cada propuesta de BHA.

Formación	Propuesta A				Propuesta B				dt	V% (t)
	time (d)	Cost	ROP	MSE	time (d)	Cost	ROP	MSE		
Tornado	0,41	583505	254	21612	0,26	533845	403	711	0,15	-37%
Corcel	0,45	385165	152	36518	0,23	352385	302	699	0,22	-49%
L1	0,20	102930	89	84226	0,10	94170	174	393	0,1	-49%
L2	0,28	180950	115	73894	0,16	165550	200	9498	0,12	-42%
L3	0,34	68150	35	233040	0,21	62350	57	59767	0,13	-38%
Rum1	0,54	408900	134	151755	0,54	374100	133	66619	-0	1%
Eslaba	0,04	29845	136	186629	0,05	27305	113	58007	-0	20%
Carota	0,24	139355	101	289499	0,24	127495	104	77552	0,01	-2%
Percel	0,07	25850	69	467424	0,05	23650	97	109787	0,02	-29%
S1	0,02	11280	93	384925	0,01	10320	138	130079	0,01	-32%
Cal A	0,04	21385	106	334577	0,03	19565	111	134311	0	-4%
Esmeralda	0,04	11985	60	675791	0,02	10965	99	152928	0,01	-39%
Viñas	0,07	27730	67	503707	0,05	25370	109	84535	0,03	-38%
Coruña	0,18	66270	64	601013	0,17	60630	68	72314	0,01	-6%
Total	2,92	\$2.063.300			2,13	\$1.887.700			0,8	-27%

Nota: Esta tabla muestra eficiencias calculadas con base a los parámetros MSE y ROP para las formaciones consideradas en el campo J1.

Como se evidencia en la tabla anterior la eficiencia evaluada en función de estos parámetros puede ser traducida principalmente en tiempos operativos mediante la ROP, de esta forma se evalúa cada una de las litologías que componen la columna estratigráfica del campo J1, agrupándolas como se especifica en la metodología, entre formaciones “someras” y “profundas”. Las “someras” abarcan las formaciones Tornado, Corcel, L1, L2 y L3, mientras que las “profundas” abarcan las formaciones Rum-1, Eslaba, Carota, Percel, S1, Cal A, Esmeralda, Villas y Coruña. Con esto claro, se evidencia que en la primera agrupación se obtienen valores de MSE cercanos a los 90 Kpsi para la propuesta A, mientras que en la propuesta B se tienen valores cercanos a los 15Kpsi lo cual representa una variación porcentual del 84%, una diferencia bastante considerable y en la cual se evidencia una mejora amplia que puede generar el cambio en el diseño del BHA. En la segunda agrupación se obtienen valores promedio de 400 Kpsi y 100 Kpsi respectivamente de las propuestas A y B.

Bajo la misma lógica de análisis se evidencia que en las formaciones someras se presentan valores promedio de 129 ft/h para la propuesta A, mientras que en la propuesta B se obtuvieron valores de 227 ft/h en promedio evidenciando así una mayor disponibilidad de peso y reducción de perdidas en la perforación relativas a las vibraciones, con una variación porcentual del 75%, generando así una operación más rápida, firme y con una identificación más clara de los valores óptimos de los parámetros y los puntos en donde la formación permita el aprovechamiento de la energía, la cual se traduce en velocidad y por ende en menores tiempos de perforación. Durante las formaciones profundas se evidencia que en la propuesta A se presentan valores promedio de 92 ft/h mientras que en la propuesta B se tienen valores de 108 ft/h, la identificación de la eficiencia mediante la ROP se logra evidenciar que en las formaciones S1, Esmeralda y Villas se puede aplicar una mayor carga en términos de energía disponible en la broca, para así aumentar la ROP y recortar tiempos en estas formaciones que presentan una alta variabilidad en su comportamiento ante la exposición a mayores cargas.

Finalmente se realiza el análisis relacionado a las variables de costos y tiempos de operación, los cuales fueron evaluados con base en la relación de ROP con tiempo y el Costo por pie perforado a lo largo de la corrida reportado por GTE para estos pozos similares a las propuestas, teniendo así un costo por pie perforado para la Propuesta A de 235 USD/ft y para la Propuesta B

de 215 USD/ft dando como resultado en esos casos un ahorro del 9% lo cual representa 175.600 USD, de igual forma el tiempo de perforación evidencia una disminución de casi el 30% lo cual es un punto de referencia bastante adecuado al buscar una optimización conjunta mediante la implementación de los diseños y parámetros propuestos en este proyecto.

3.4 Análisis de resultados y selección de parámetros operativos.

Utilizando la herramienta presentada anteriormente construida en EXCEL y adicionalmente la programación de visualizaciones matemáticas mediante la librería MATHPLOTLIB de PYTHON, se llevaron a cabo diferentes análisis entre los parámetros de perforación de los pozos considerados en la línea base versus los parámetros reales de la implementación de la propuesta B seleccionada por GTE. La programación de estas herramientas contribuyó a la facilidad de análisis y calidad de imágenes para la presentación de los resultados, brindando una representación visual detallada de todos los parámetros establecidos tales como (MSE, ROP, WOB, RPM y Q) en una sola gráfica.

Adicionalmente, Considerando el trabajo realizado de recolección de datos presentado en la metodología se establecen valores operativos representativos para cada BHA utilizado en la perforación como fue descrito en la delimitación de este proyecto. Dando como resultado 6 pozos representativos, con valores de MSE que oscilan entre 200 Kpsi en el BHA utilizado en la fase de 12 ¼” y de 500 Kpsi en la fase de 8 ½”, como se evidencia en las gráficas de línea base, las cuales agrupan y plasman gráficamente los valores de MSE generando un mejor análisis.

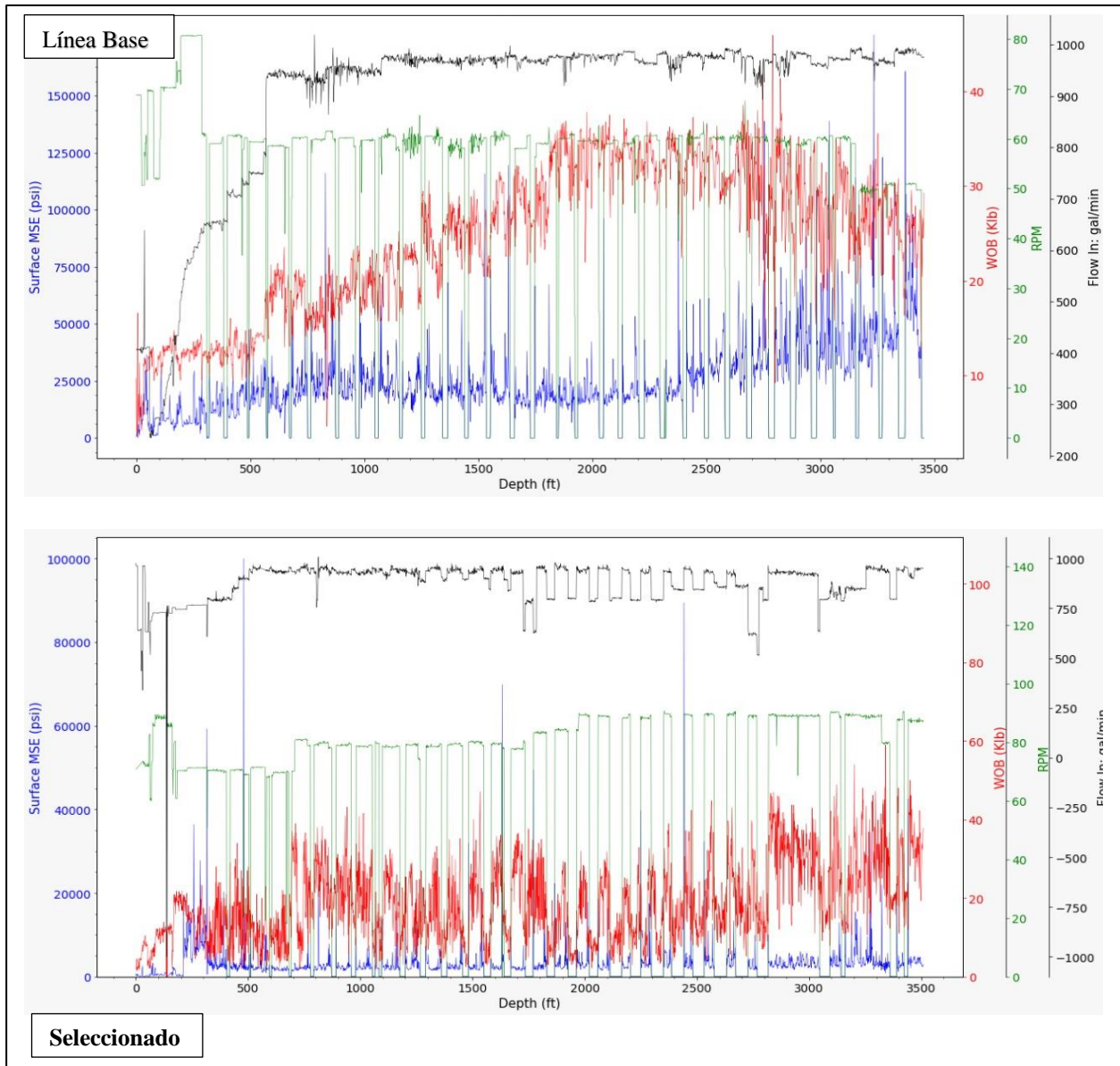
A continuación, se presentan algunos de los resultados más representativos del proceso de análisis, llevado a cabo para cada uno de los BHA utilizado en la perforación de cada una de las formaciones presentadas en la metodología de este proyecto, las cuales en conjunto conforman la columna estratigráfica del campo J1:

3.4.1 Evaluación de parámetros usados en la formación Tornado

A continuación, se muestra el análisis y el comportamiento de los parámetros para la formación Tornado que va desde superficie hasta los 3500 ft

Figura 17.

Análisis de la formación Tornado.



Nota: Esta tabla muestra las gráficas del análisis para los parámetros de la línea base y los seleccionados para la formación Tornado.

En la corrida del diseño seleccionado se logra identificar que gracias a las capacidades y especificaciones del diseño se evidencia una mejora en el régimen de RPM en cuanto a magnitud y a continuidad (80-90), lo cual se refleja en valores de MSE menores y estables oscilando entre

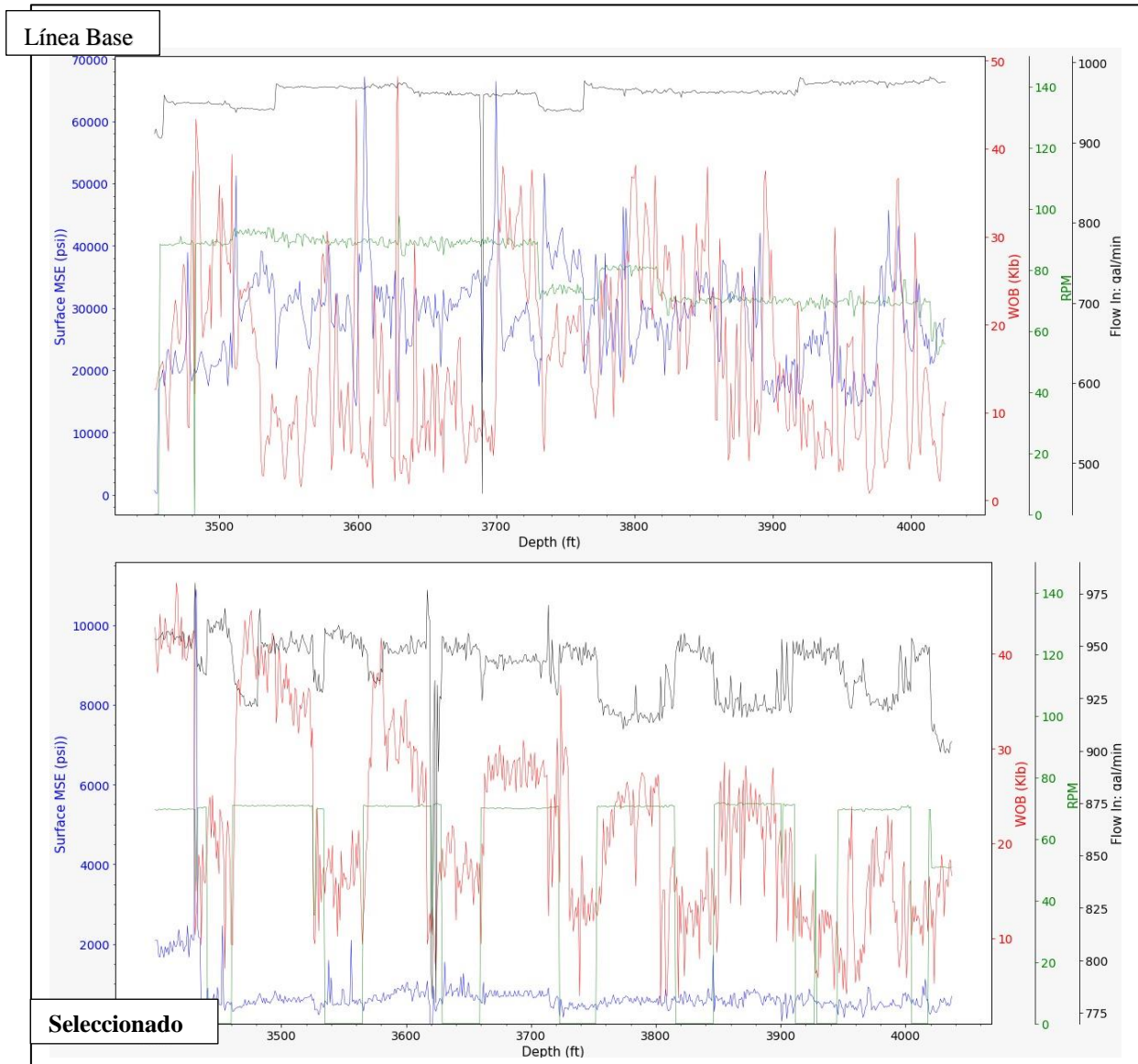
(5 – 10 Kpsi) y comparados con los evidenciados en la línea base tal como se muestra en la figura 17.

3.4.2 Evaluación de parámetros usados en la formación Corcel

A continuación, se muestra el análisis y los diferentes comportamientos y tendencias de los parámetros para la formación Corcel que va desde los 3550 ft hasta los 4000 ft.

Figura 18.

Análisis de la formación Corcel.



Nota: Esta tabla muestra las gráficas del análisis para los parámetros de la línea base y los seleccionados para la formación Corcel.

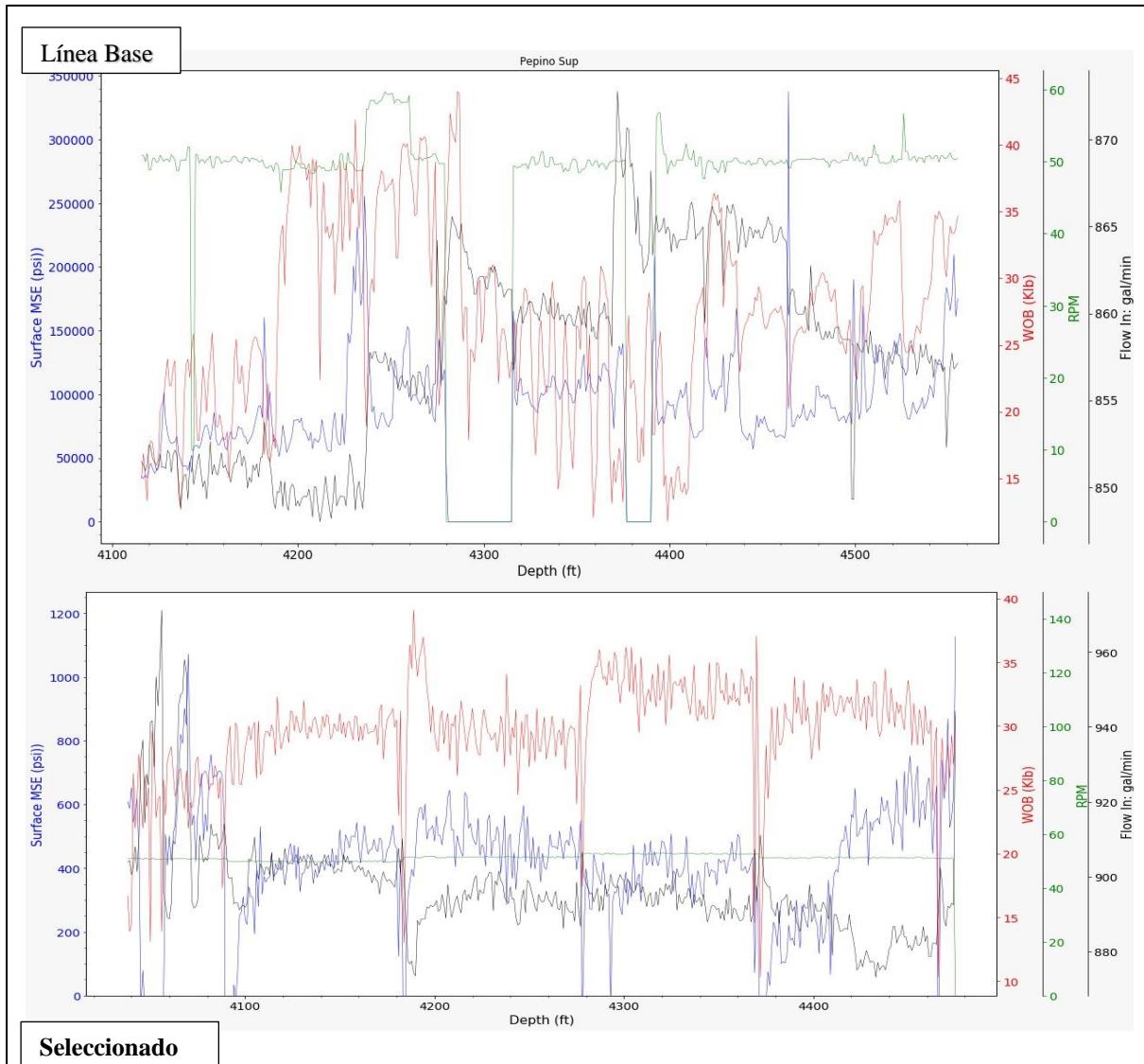
El diseño seleccionado permite una utilización cíclica de mayores WOB (10-30 Klb) y RPM estables (70), lo cual permite alcanzar una cantidad superior de energía disponible en la broca, brindando una mejor eficiencia de perforación, con un MSE menor y más constante entre (500-1000 psi), lo cual es indicativo de un buen proceso de corte de la roca a lo largo de la formación con un ligero pico de (2000 psi) alrededor de la profundidad de 3400 ft.

3.4.3 Evaluación de parámetros usados en la formación L-1.

A continuación, se muestra el análisis y la tendencia de los parámetros a evaluar para la formación L-1 para el diseño seleccionado que va desde los 4000 ft hasta los 4700 ft.

Figura 19.

Análisis de la formación L-1.



Nota: Esta tabla muestra las gráficas del análisis para los parámetros de la línea base y los seleccionados para la formación L-1.

En esta formación se encuentran WOB promedio de 30 Klb más controlados debido a las bondades del diseño, sin embargo, en el momento en que se incrementa el WOB de este valor, se evidencia una disminución del MSE llegando a valores promedio de 400 psi y hasta 300 psi, indicando que, aunque el Founder point no ha sido identificado aún, con un WOB más alto (35 Klb) se logra mejorar sustancialmente el MSE. Adicionalmente se identifica que las RPM son un

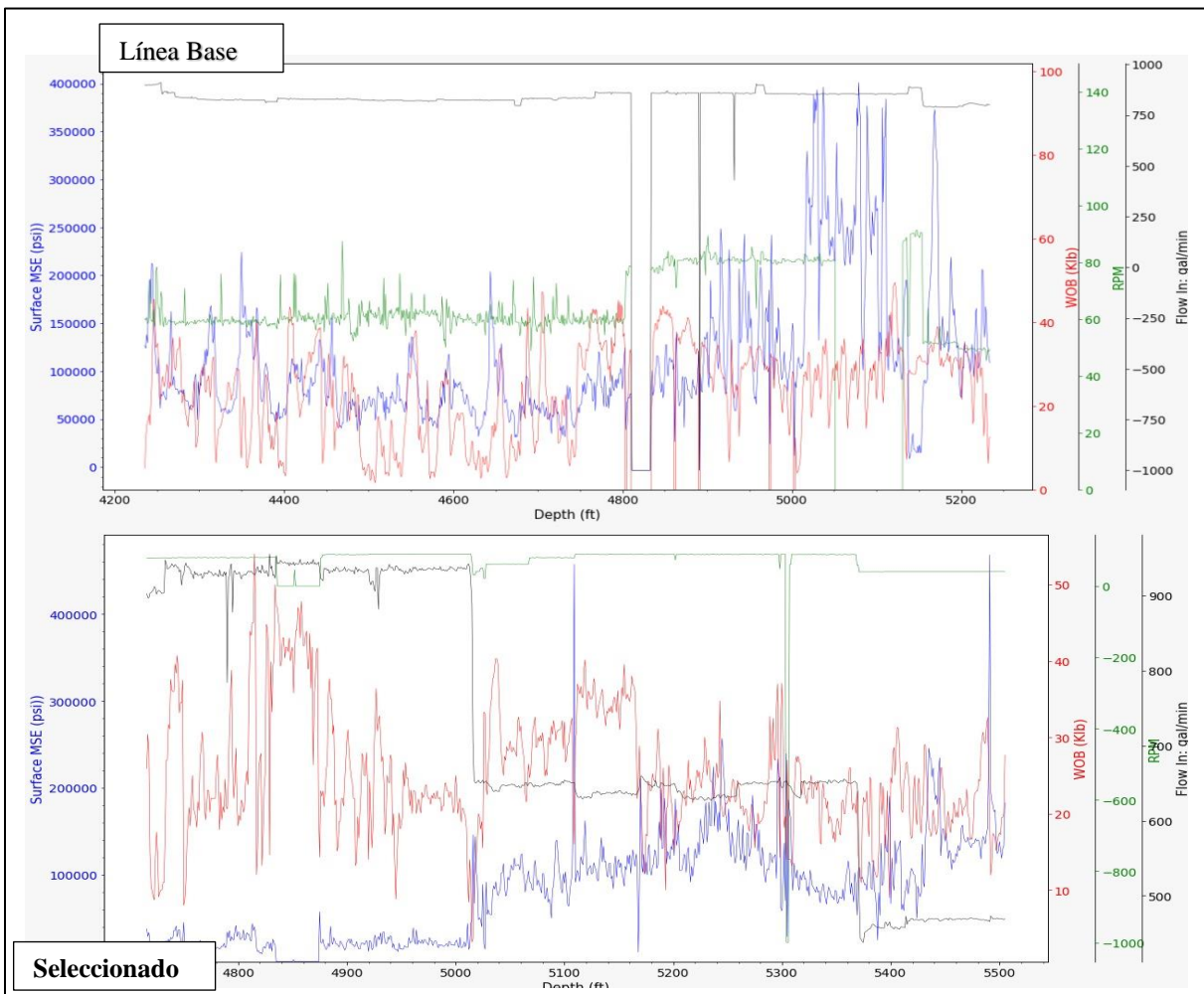
indicador para considerar en la evaluación del MSE, debido a que este tiene una respuesta inmediata a cambios abruptos en el régimen de RPM manejado equivalente a 50. Finalmente se identifica que el caudal de lodo circulado es en menor medida un factor incidente en la eficiencia de perforación, dado que beneficia la limpieza de hueco y ayuda indirectamente a la perforación.

3.4.4 Evaluación de parámetros usados en la formación L-2.

A continuación, se muestra el análisis y el comportamiento de los parámetros de análisis en la formación L-2 que va desde los 4700 ft hasta los 5500 ft para el diseño seleccionado.

Figura 20.

Análisis de la formación L-2.



Nota: Esta tabla muestra las gráficas del análisis para los parámetros de la línea base y los seleccionados para la formación L-2.

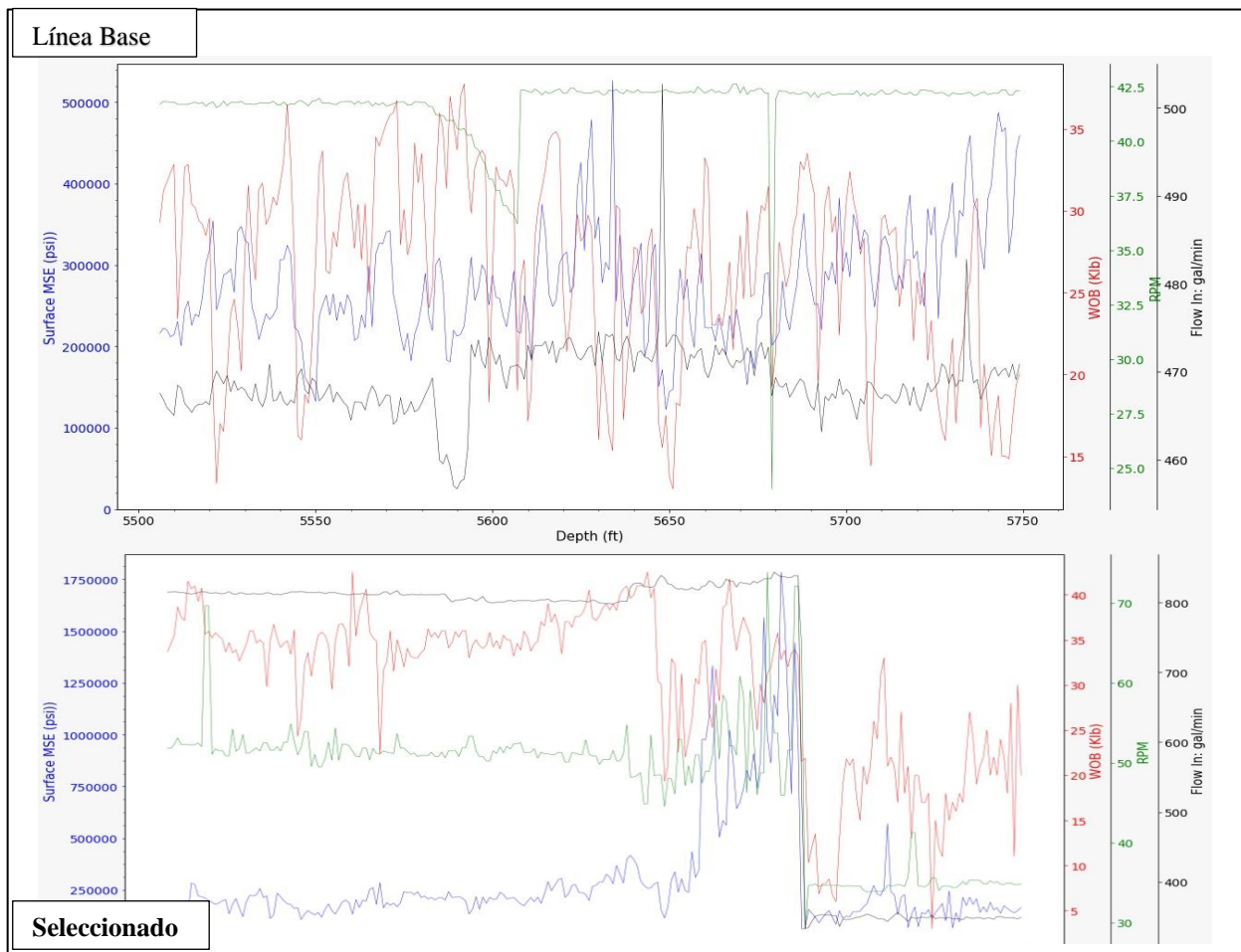
Se identificó en la figura 20, que parámetros como la RPM con un valor oscilante entre 60-70 y el Caudal entre 700 gal/min promedio, individualmente no representan cambios significativos en MSE, en formaciones altamente conglomeradas y de arcillas. Se considera apropiado identificar los límites operacionales permitidos por la roca para así llevar los parámetros de la forma más constante y controlada posible a lo largo de la formación.

3.4.5 Evaluación de parámetros usados en la formación L-3.

A continuación, se muestra el análisis y la tendencia representativa de los parámetros para la formación L-3 que va desde los 5500 ft hasta los 5600 ft para el diseño seleccionado.

Figura 21.

Análisis de la formación L-3.



Nota: Esta tabla muestra las gráficas del análisis para los parámetros de la línea base y los seleccionados para la formación L-3.

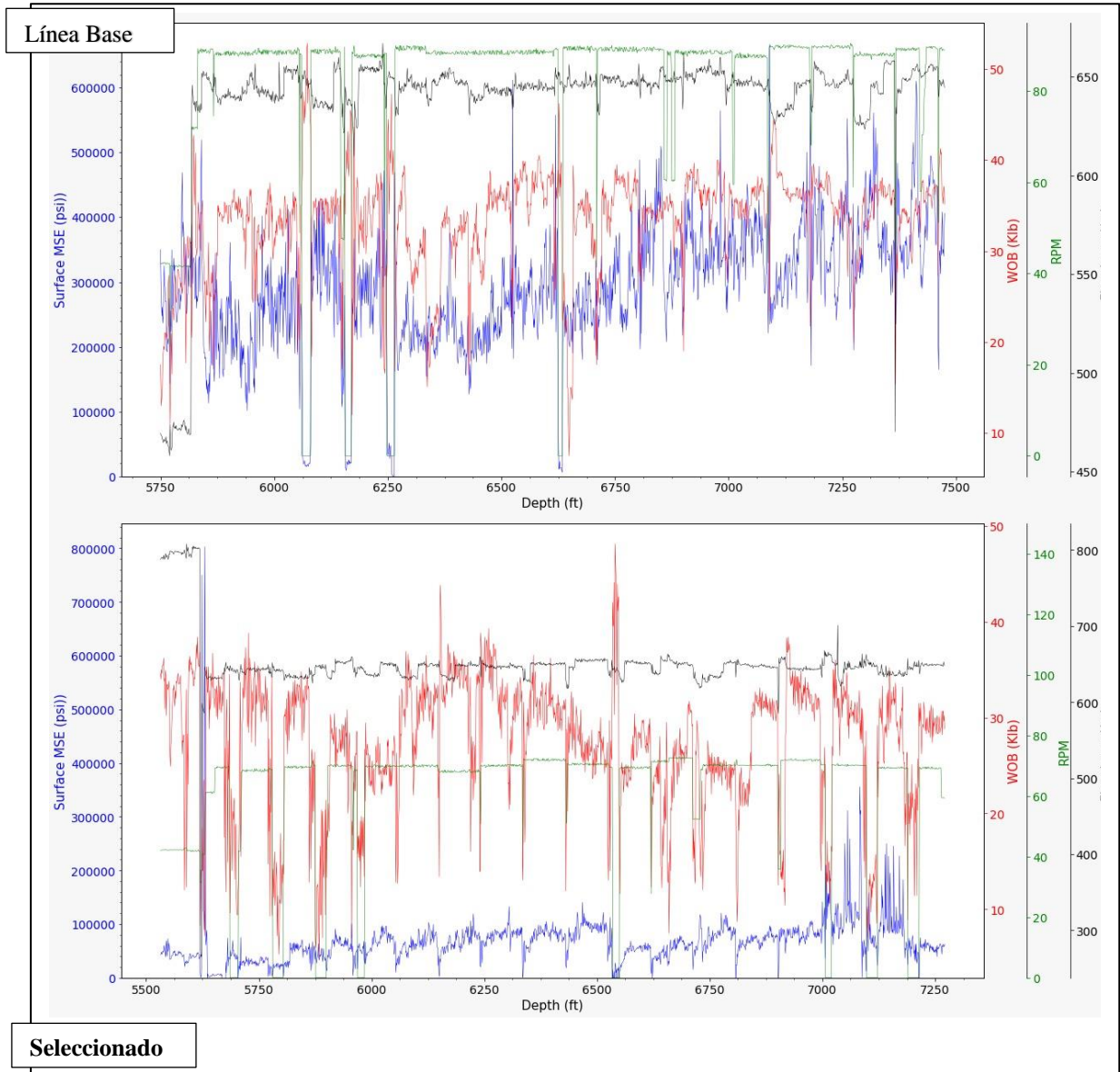
Según el análisis de la figura 21, se pudo determinar que los ajustes realizados en la broca, permitieron perforar casi toda la formación L3 sin necesidad de reemplazarla, lo cual era común en los pozos analizados en la línea base, en general se identificó que ser conservadores en los parámetros de la broca no siempre representa cuidarla, muchas veces ser agresivo o considerar la cantidad apropiada de energía, brinda un mejor performance y durabilidad para la broca, de igual forma no siempre se cumple la premisa de que aplicar mayor cantidad de WOB (40 Klb) significa tener valores de MSE bajos como ocurre en la profundidad de 4425`. Lo óptimo es encontrar la correcta combinación de parámetros logrando un MSE eficiente en esta formación que podría encontrarse en los 250 Kpsi. Adicionalmente se identificaron en los pozos evaluados en la línea base algunas fallas en la calibración de los sensores, las cuales fueron notificadas y corregidas para tomarse en cuenta en la corrida de la propuesta seleccionada.

3.4.6 Evaluación de parámetros usados en la formación Rum-1

A continuación, se va mostrar el análisis y los rangos variables entre los parámetros de la formación Rum-1 que va desde los 5600 ft hasta los 7250ft para el diseño seleccionado.

Figura 22.

Análisis de la formación Rum-1.



Nota: Esta tabla muestra las gráficas del análisis para los parámetros de la línea base y los seleccionados para la formación Rum-1.

La formación Rum-1 se ha caracterizado por ser una formación extensa y con altos índices de intercalaciones de arcillas, limolita y arenas. Por estas cualidades se requiere que los parámetros operativos, especialmente del WOB se mantenga constante en valores de entre 25 -35 Klb para

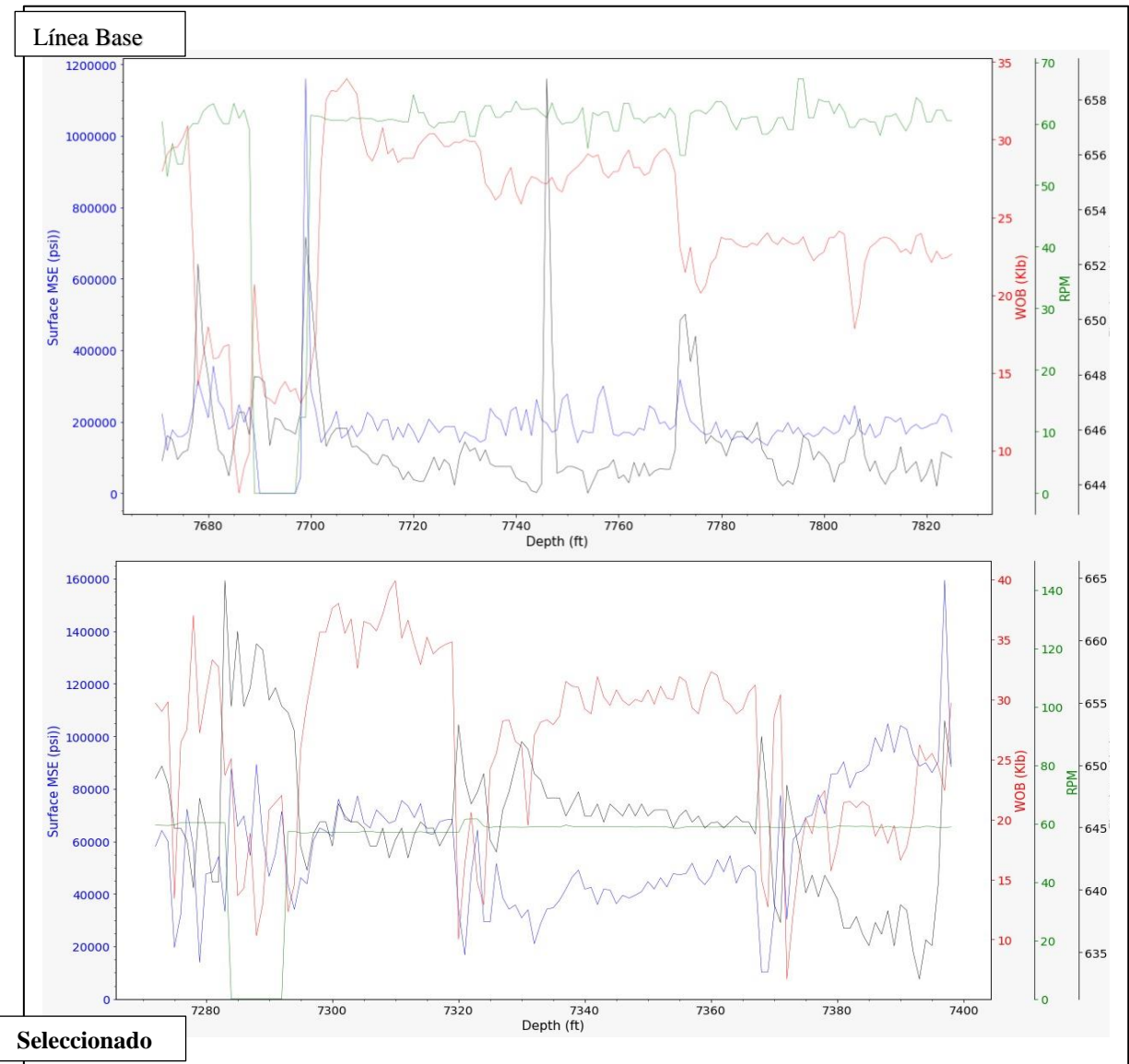
que el MSE responda positivamente, en esta formación al igual que en la formación L3 a través de figura 22, se identificó que al mantener altos valores de WOB (más de 35 Klb) se puede llegar a desfasar el comportamiento regular y positivo del MSE, el cual se mantuvo entre 50-100 Kpsi durante gran parte de la corrida, por lo que la identificación de los límites operativos adecuados es fundamental en una formación con estas características litológicas, evitando así vibraciones axiales y torsionales excesivas que permitan aprovechar de mejor forma la energía disponible en la broca.

3.4.7 Evaluación de parámetros usados en la formación Eslaba.

A continuación, se muestra el análisis de parámetros para la formación Eslaba que va desde los 7250ft hasta los 7400 ft para el diseño seleccionado.

Figura 23.

Análisis de la formación Eslaba.



Nota: Esta tabla muestra las gráficas del análisis para los parámetros de la línea base y los seleccionados para la formación Eslaba.

Manteniendo las RPM constantes en valores de 60, la distancia de deslizamiento por minuto de cada cortador de la broca seguirá siendo la misma sin importar cuanto WOB se aplique, adicionalmente se identifica que al generar un cambio abrupto el WOB, como lo es pasar de 35 a 15 Klb como se evidencia en la profundidad de 7320 se presenta una variación directa en todos

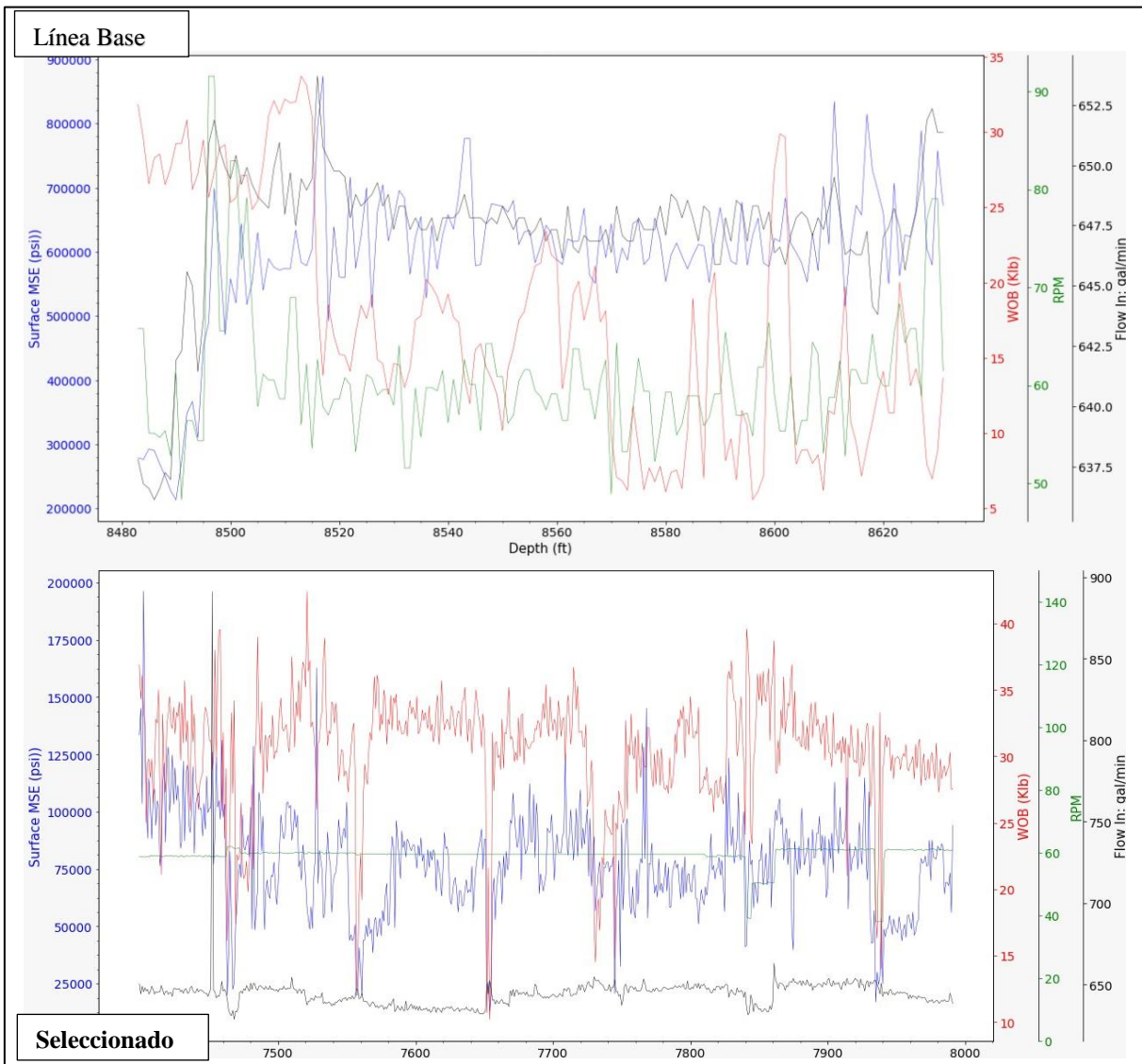
los demás parámetros de la perforación, esto respaldado a través de los coeficientes de correlación calculados para las diferentes variables.

3.4.8 Evaluación de parámetros usados en la formación Carota

A continuación, se va mostrar el análisis y el comportamiento de los parámetros en la formación Carota que va desde los 7400 ft hasta los 8000 ft para el diseño seleccionado.

Figura 24.

Análisis de la formación Carota



Nota: Esta tabla muestra las gráficas del análisis para los parámetros de la línea base y los seleccionados para la formación Carota.

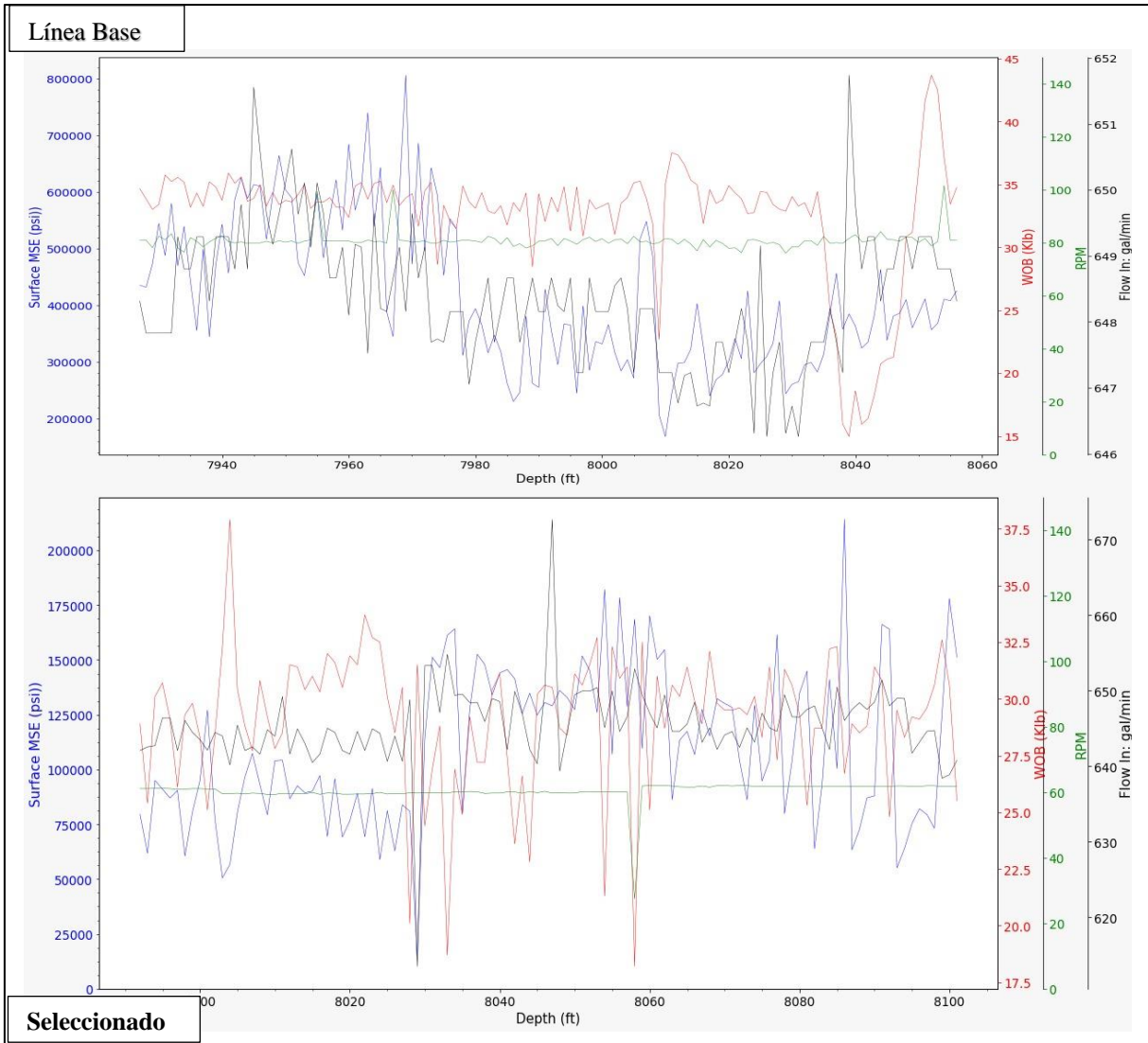
Una selección más estable y constante de la RPM (60), junto a rangos controlados y definidos de WOB(30-35 Klb) conllevan a la disminución de MSE con un valor de 75 Klb promedio en formaciones compuestas por Lutitas y Calizas, en esta formación específicamente se identifica a través de la Figura 24 que si el WOB se reduce, alcanzando valores menores a 30 Klb, en zonas con severidad interfacial a un nivel que produzca un MSE menor a 80 Kpsi el daño se limita lo suficiente como para que la broca logre un mayor alcance de perforación.

3.4.9 Evaluación de parámetros usados en la formación Percel

A continuación, se va mostrar el análisis de parámetros en la formación Percel que va desde los 8000 ft hasta los 8100 ft para el diseño seleccionado.

Figura 25.

Análisis de la formación Percel.



Nota: Esta tabla muestra las gráficas del análisis para los parámetros de la línea base y los seleccionados para la formación Percel.

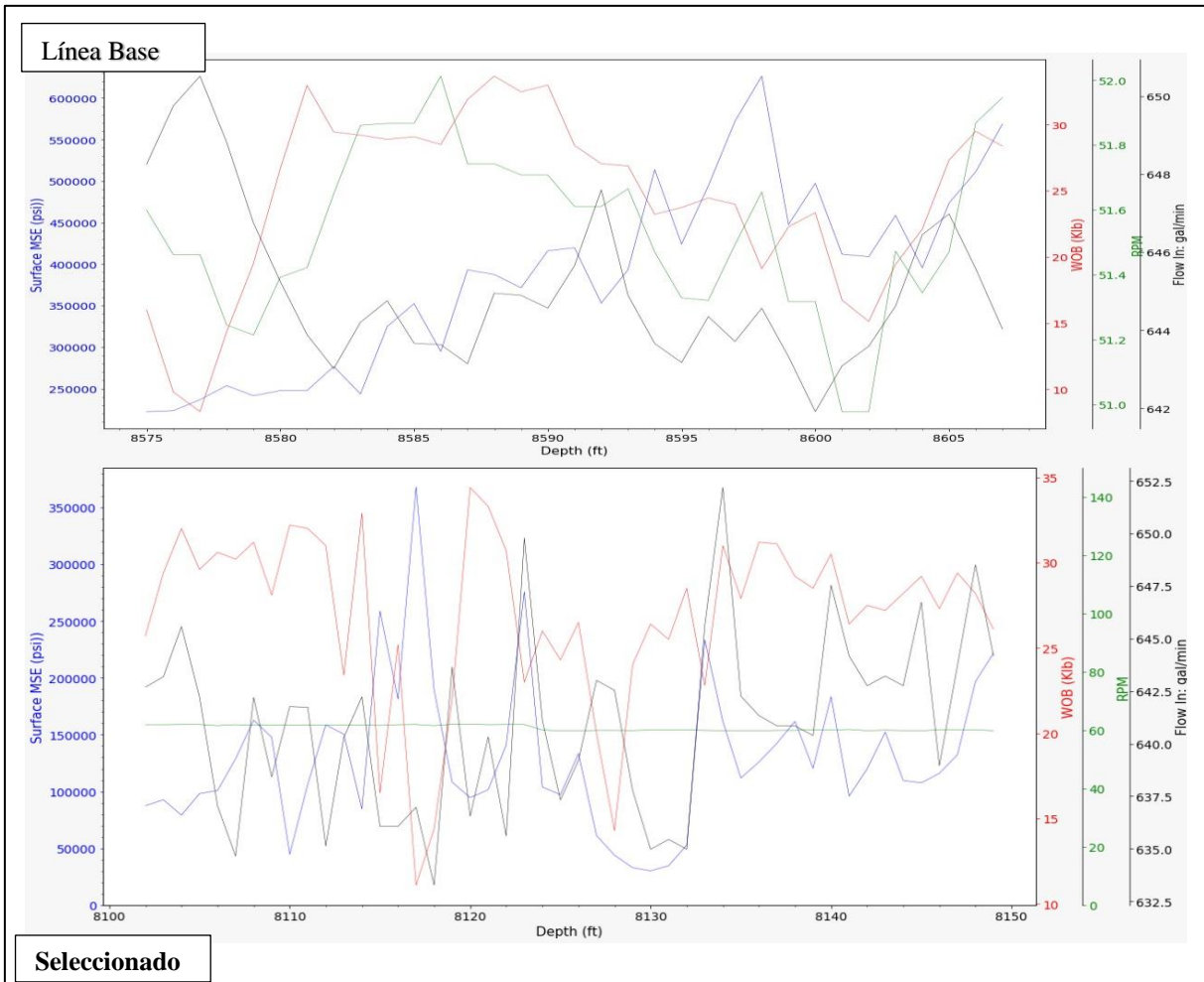
Se identificó que los picos de MSE durante las conexiones alcanzando valores mayores a 150 Kpsi, se debían a las prácticas de conexión estándar que consisten en la aplicación de un WOB ligero menor a 25 Klb con altos valores de RPM equivalentes a 60.

3.4.10 Evaluación de parámetros usados en la formación S-1.

A continuación, se va mostrar el análisis de parámetros en la formación S-1 que va desde los 8100 ft hasta los 8150 ft para el diseño seleccionado.

Figura 26.

Análisis de la formación S-1.



Nota: Esta tabla muestra las gráficas del análisis para los parámetros de la línea base y los seleccionados para la formación S-1.

En formaciones con alto contenido de lutitas como lo es S-1 es apropiado el correcto manejo de los caudales de fluido de perforación, manteniéndolos cercanos a 645 gal/min, eso coadyuva a reducir el desgaste de la broca, aplanando la onda sinusoidal generada por las vibraciones axiales

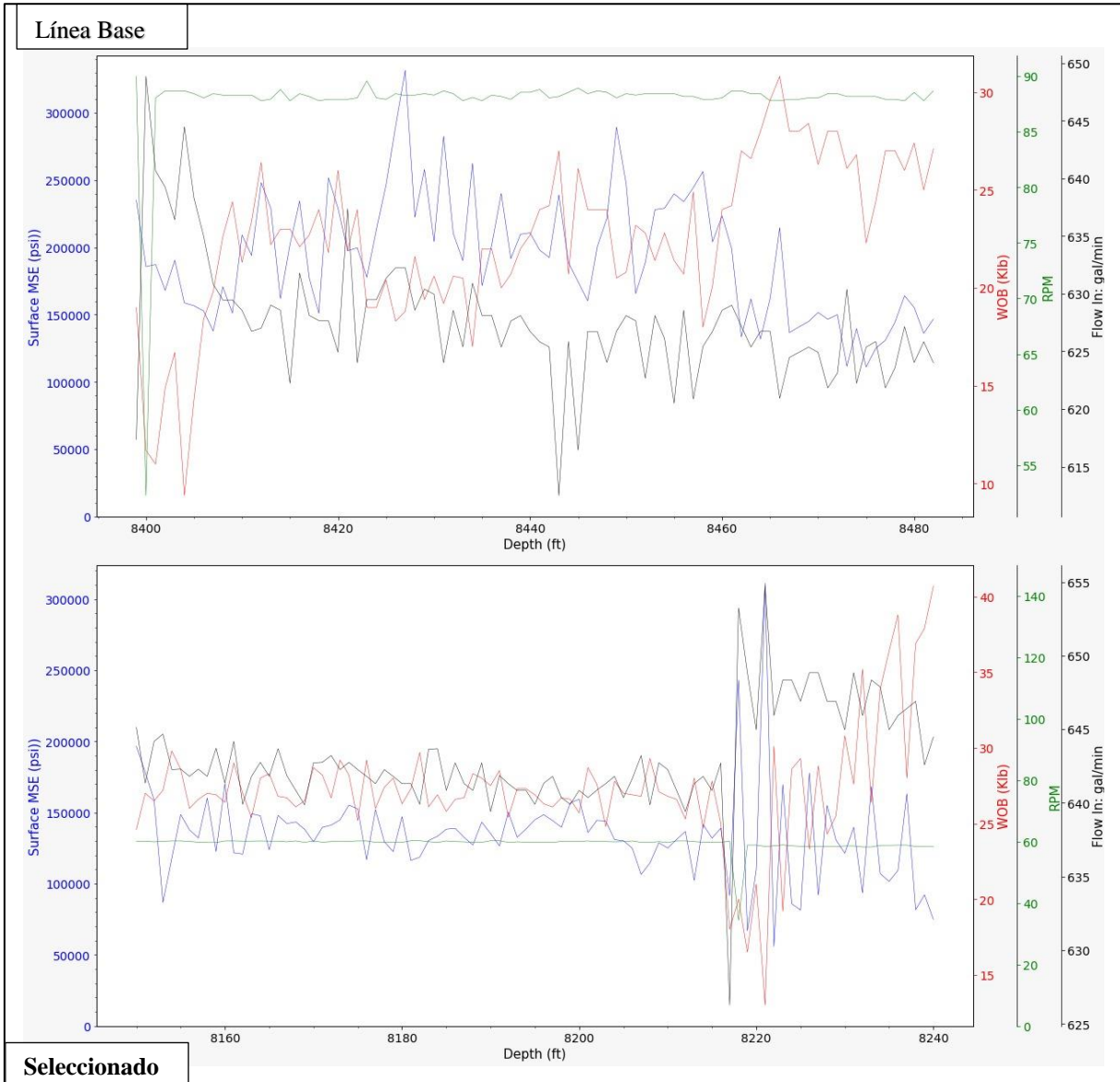
de la broca en fondo, por ende el desgaste y daño de herramientas de fondo sensibles como los sensores y partes móviles, de igual forma el análisis del MSE altamente variable (100 y 250 Kpsi) puede llevar a la identificación de vibraciones torsionales o laterales de la sarta, las cuales resultan en mayor desgaste a la broca e ineficiencia en la perforación.

3.4.11 Evaluación de parámetros usados en la formación Cal-A.

A continuación, se va mostrar el análisis y la tendencia de los parámetros en la formación Cal-A que va desde los 8150 ft hasta los 8240 ft para el diseño seleccionado.

Figura 27.

Análisis de la formación Cal-A.



Nota: Esta tabla muestra las gráficas del análisis para los parámetros de la línea base y los seleccionados para la formación Cal-A.

Mientras que en la línea base se manejaron RPM del orden de 90, para el diseño seleccionado se evidenció una disminución de la RPM a valores cercanos a 60. Esto refleja que el control de Rpm en formaciones de calizas altamente profundas, de la mano de la correcta selección del

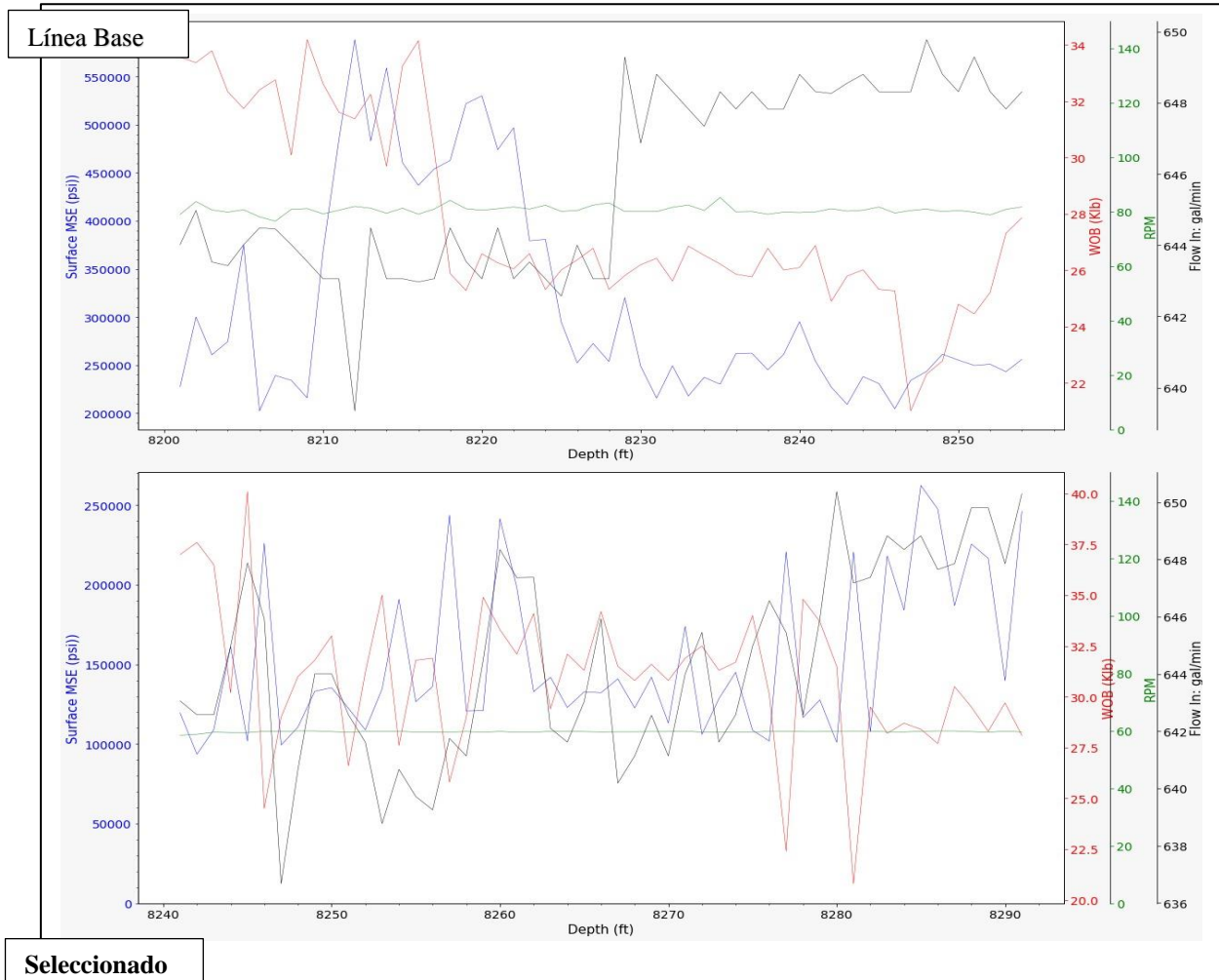
WOB y del conocimiento de la fuerza compresiva de la roca, se logra una estabilización de las condiciones de perforación, brindando así una corrida más firme, constante y con un menor gasto energético.

3.4.12 Evaluación de parámetros usados en la formación Esmeralda.

A continuación, se va a mostrar el análisis de parámetros en la formación Esmeralda que va desde los 8240 ft hasta los 8290 ft para el diseño seleccionado.

Figura 28.

Análisis de la formación Esmeralda.



Nota: Esta tabla muestra las gráficas del análisis para los parámetros de la línea base y los seleccionados para la formación Esmeralda.

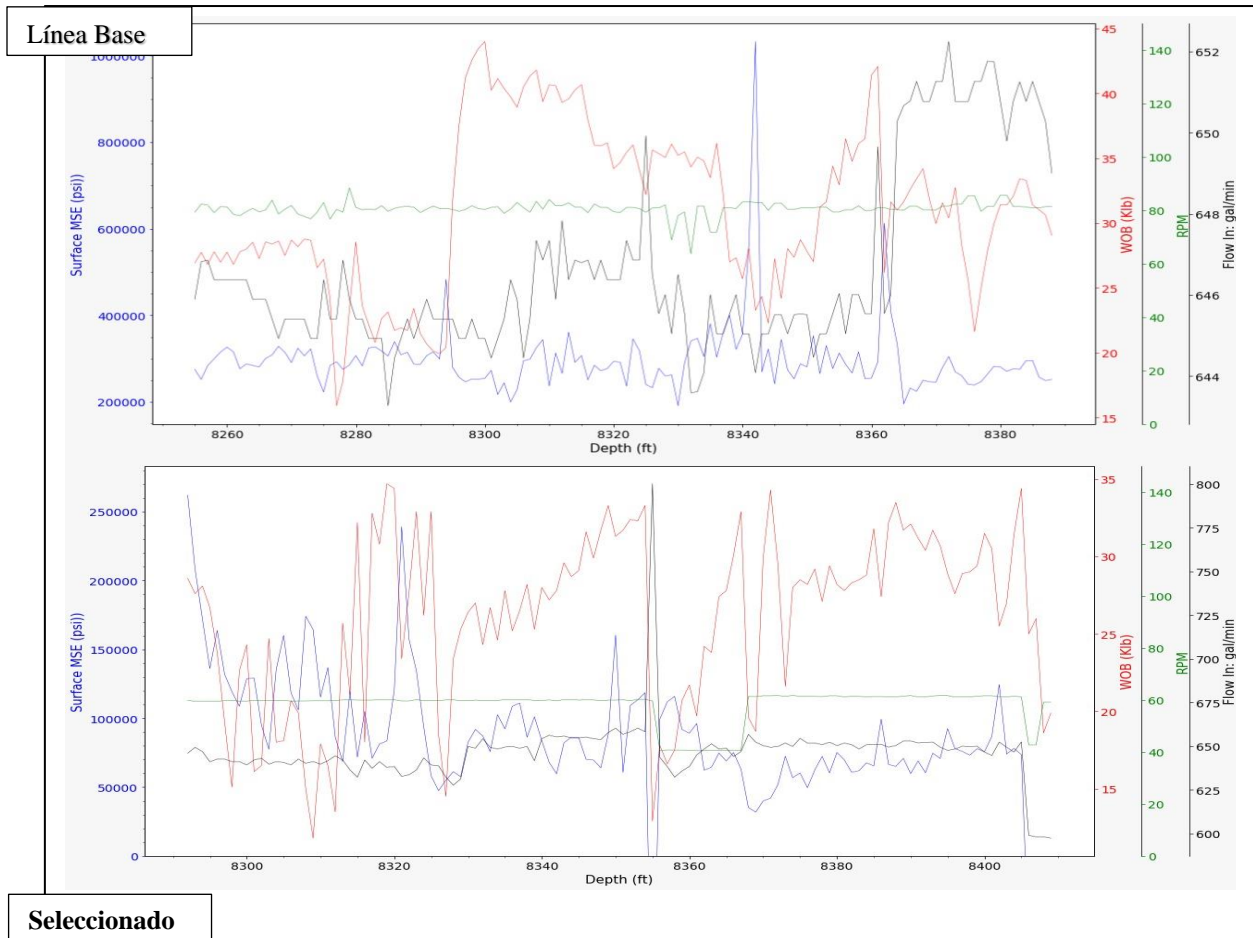
Se identifica que el uso de WOB constante que oscile los 33 Klb y caudales moderados entre 642-648 gal/min, que no se acerquen a los límites operativos de las bombas en superficie en altas profundidades aproximadamente de 2220 ft, favorece al adecuado funcionamiento de los motores de fondo, al mantenimiento de la presión de circulación y los diferenciales de presión establecidos por el motor, brindando de esta forma una perforación eficaz mientras se cuidan los elementos de perforación.

3.4.13 Evaluación de parámetros usados en la formación Villas

A continuación, se va mostrar el análisis de parámetros en la formación Villas que va desde los 8290 ft hasta los 8400 ft para el diseño seleccionado.

Figura 29.

Análisis de la formación Villas.



Nota: Esta tabla muestra las gráficas del análisis para los parámetros de la línea base y los seleccionados para la formación Villas.

Al momento de estabilizar el parámetro de WOB en 30 Klb, el MSE mantiene una tendencia constante, menor y óptima reflejando valores de 50-100 Klb, adicionalmente se remarca la importancia de establecer, mantener e identificar las RPM adecuadas con el objetivo de no

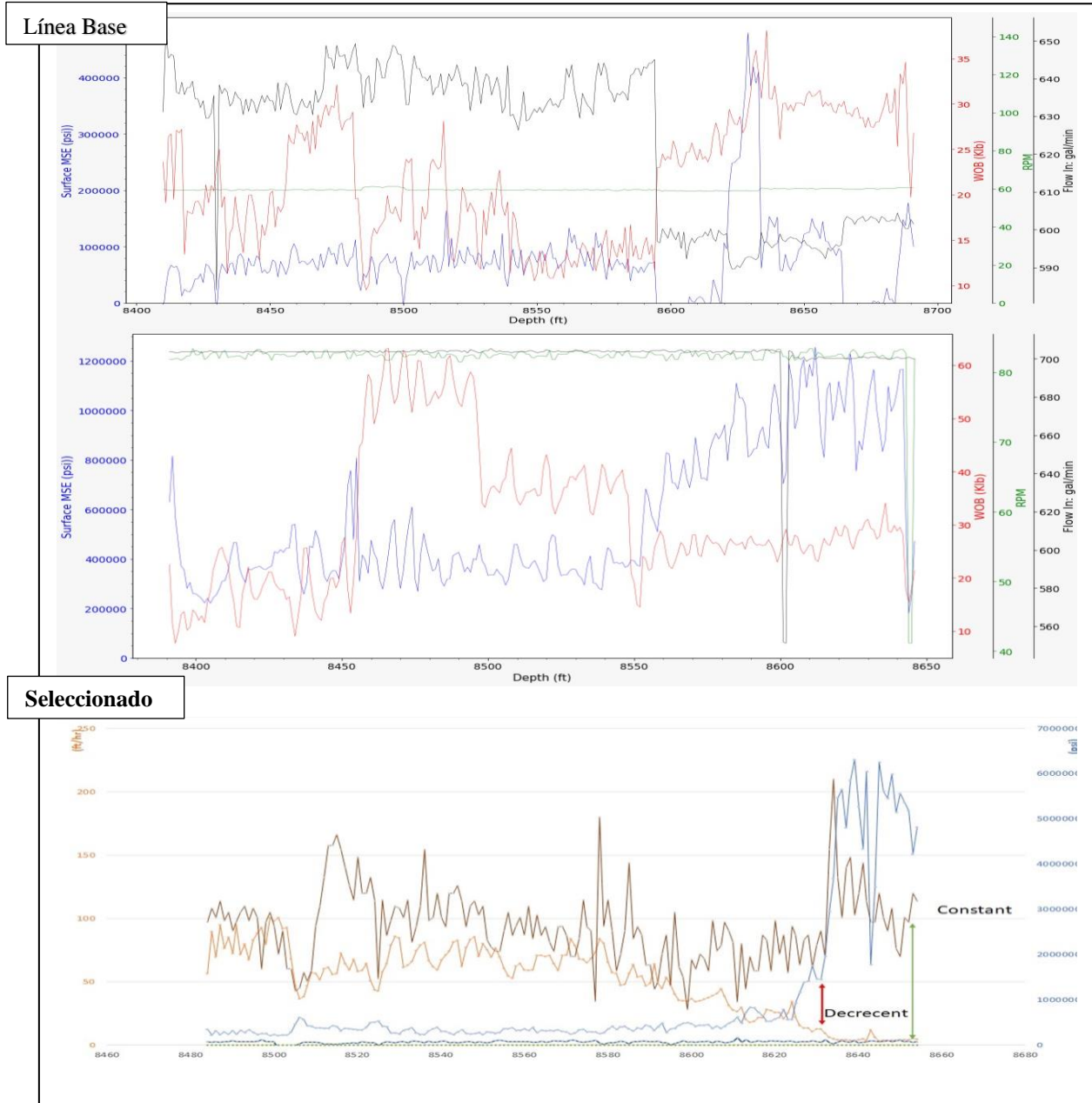
generar un “Dysfunction” en la broca que genere ineficiencias y retrasos en los tiempos de perforación para esta formación en específico, se identifican las 60 RPM como el valor óptimo.

3.4.14 Evaluación de parámetros usados en la formación Coruña

A continuación, se va a mostrar el análisis de parámetros para la formación Coruña que va desde los 8400 ft hasta los 8650 ft para el diseño seleccionado.

Figura 30.

Análisis de la formación Coruña.



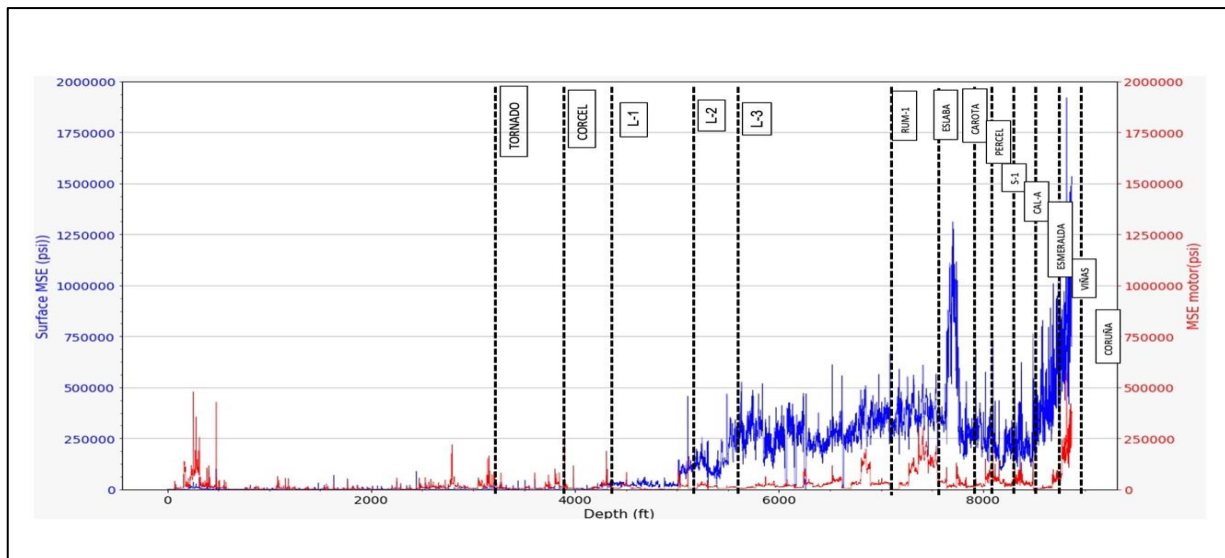
Nota: Esta tabla muestra las gráficas del análisis para los parámetros de la línea base y los seleccionados para la formación Coruña.

Como se muestra en la figura 30 se presenta una comparativa de los dos pozos en términos de ROP y MSE identificando que una selección apropiada de los elementos de la sarta junto a unos parámetros correctamente seleccionados en la formación objetivo conduce a una ROP eficiente que en el caso del BHA seleccionado muestra valores de 50 a 150 ft/hr exponiendo una relación inversamente proporcional entre las curvas presentadas.

Adicionalmente se realizó un análisis de la comparación del MSE resultante en superficie versus el MSE de motor tal como se muestra en la siguiente figura:

Figura 31.

Análisis del MSE de motor y Superficie.



Nota: Esta tabla muestra las gráficas del análisis para los parámetros del MSE de superficie y MSE de motor a lo largo de todo el pozo.

El MSE del motor es un parámetro el cual relaciona el torque del motor, las RPM, ΔP , Galonaje, WOB, diámetro de la fase y ROP como se ilustra en la sección 1.3.1. De esta forma se logra tener una visión más cercana a las condiciones de perforación en fondo de pozo y lograr contrastar las mejoras que brinda el motor de fondo en la eficiencia de perforación. Cómo se puede identificar en el pozo en dónde se implementó el diseño de BHA y el motor de fondo D&J se evidencia una mejora clara y amplia en los valores resultantes de MSE de motor comparado con el MSE de superficie resultando en valores de 125-250 Kpsi y 250-750 Kpsi promedio respectivamente. Esto indica que la potencia adicional proveída por el motor de fondo a la broca,

junto a los parámetros seleccionados (especialmente el Q y el WOB, los cuales son los más incidentes en el funcionamiento del motor de fondo) fueron acertados y adecuadamente ejecutados.

3.5 Comparación y análisis de resultados entre los parámetros de línea base y los obtenidos por el BHA D&J.

En la siguiente tabla se presenta la comparación de los parámetros de línea base y los parámetros obtenidos en la corrida bajo el diseño seleccionado y el uso del motor de fondo D&J, en donde se logra identificar que en todos los parámetros evaluados se observaron rangos operativos mucho más “apretados”, que brindan al perforador en campo una ventana de operación mucho más ajustada, permitiendo un mayor aprovechamiento de los recursos, reduciendo tiempos no productivos, maximizando las capacidades de las herramientas y brindando un mejor performance no solo del BHA sino de la perforación en general. El adecuado diseño y elección de las herramientas de un BHA junto a la selección de los parámetros apropiados es la combinación más acertada para lograr una perforación rápida, segura y con buen rendimiento. En el caso de estudio de este proyecto, en cuanto a ROP, se presenta una variación porcentual positiva del 46% que representa una disminución en los tiempos de perforación gracias a parámetros más óptimos, para el WOB hasta un 26% más de peso en comparación con lo expuesto en la línea base, lo cual confirma que subutilizar las capacidades de la broca con el ánimo de cuidar su integridad no siempre resulta beneficioso para la perforación, mientras que identificar y exigir de forma controlada la broca resulta beneficioso económica y técnicamente. De la misma manera esta hipótesis es confirmada con los valores de MSE sup y MSE motor, los cuales con los parámetros adecuados fueron capaces de disminuir en promedio un 26% para ambos parámetros, lo cual nos indica que, al aumentar la energía disponible en la broca, el gasto energético disminuye y la perforación en general se vuelve más eficiente, rápida, económica y segura.

Finalmente, al realizar el análisis sobre todas las variables obtenidas durante cada formación, fueron identificados los parámetros presentados en la Tabla 21. En cuanto a la agrupación de formaciones A1, la cual incluye la formación tornado y corcel se evidenció que la ROP presentó

una mejora considerable, alcanzando un valor del 41%, en promedio para estas formaciones, teniendo en promedio de 382 ft/h en la línea base y pasando a 537 ft/h en la propuesta seleccionada. Estos valores reflejan un aumento importante en la velocidad de perforación y por ende una reducción de los tiempos, los cuales tienen una incidencia directa en los costos de perforación por renta de equipos y personal especialmente. Por otro lado, en cuanto a WOB se evidenció que al proveer RPM's más bajas (-7%) fue posible aumentar considerablemente la cantidad de peso en la broca pasando de 22 Klb en la línea base de 30 Klb. Mediante estas optimizaciones de los parámetros se logró una reducción del MSE del motor y de superficie de (-22%) en promedio. Identificando así que, en formaciones someras, no tan conglomeradas y con litología blanda el aumento de parámetros, especialmente el WOB resulta en una perforación más eficiente y rápida.

Siguiendo con la formación A2, la cual incluye las formaciones L1, L2, L3 y Rum-1 se evidenció, al igual que en la formación supra adyacente, que el aumento del WOB generó beneficios en la rata de perforación. Al estar esta agrupación constituida de formaciones más conglomeradas y en parte "Duras" se logró solamente aumentar el WOB en (17%), pasando de 26.5 Klb en la línea base a 31 Klb. Identificando así, que en estas formaciones el founder point tiene un límite menor que en las formaciones "blandas", se resalta que ubicar la perforación en el Founder point representó una mejora en la ROP y en el MSE de (41%) y (-50%) respectivamente. Vale la pena mencionar que en esta agrupación se lleva a cabo el trabajo direccional, por ende, la correcta aplicación y control de parámetros es necesaria para no generar Dog legs mayores a 3° por cada 100 ft, esta correcta aplicación de parámetros se ve optimizada por la potencia y rigidez proporcionada por el motor de fondo el cual en esta etapa genera el perfil necesario.

Finalmente, en la misma línea de los hallazgos anteriores, se identificó que en la formación ALPHA, compuesta por las formaciones Eslaba, Carota, Percel, S1, Cal A, Esmeraldas, Viñas y Coruña, las cuales históricamente han presentado un alto nivel de complejidad y problemática al ser atravesadas por la broca, se alcanzó una mejora en la ROP de más del (50%), esto generado en mayor medida por la potencia que ejerce la configuración seleccionada del motor de fondo, la cual optimiza de forma exponencial el rendimiento de la perforación en general, aumentando el

WOB en cifras de no tanta magnitud como en la formación A1 pero si de forma efectiva en valores cercanos al (25%), de igual forma el uso de esta configuración, permitió aumentar las RPM en un (11%). Así gran parte del trabajo mecánico de la perforación es asumida por el motor de fondo, como se evidencia en los valores al reducir un (-7%), pasando de 30.46 Kpsi en la línea base a 28.43 Kpsi en la propuesta seleccionada.

De esta forma se analiza que, al tener parámetros y diseños óptimos, que respondan de manera adecuada a las variaciones litológicas, se logra una mejora enlazada en las variables de todo el sistema y por ende de los indicadores de perforación, aunando en la importancia de encontrar y permanecer en el founder point mediante parámetros mejor seleccionados, más estrechos y de acuerdo a los diseños de BHA establecidos.

Tabla 21

Parámetros comparativos entre de línea Base y propuesta seleccionada.

Formaciones		ROP			WOB			RPM			Q			MSE sup			MSE motor																					
		LB Min	PS Max	V%	LB Min	PS Max	V%	LB Min	PS Max	V%	LB Min	PS Max	V%	LB Min	PS Max	V%	LB Min	PS Max	V%																			
A1	Tornado Corcel	100	800	41%	7	34	38%	45	100	-7%	800	1000	4%	1	60	-21%	1	20	-23%																			
		30	600		12	35		40	90		900	1000		0,6	90		20	40		1	25	5	15															
A2	L1	50	250	41%	16	32	17%	40	75	-2%	845	950	6%	0,2	150	-40%	1	40	-50%																			
	L2	50	350		14	34		40	90		500	985		650	800		20	150		80	120	1	30	3	15													
	L3	20	60		40	85		20	40		28	38		37	60		45	55		450	835	790	800	50	350	50	130	2	80	5	35							
	Rum 1	30	200		100	250		20	36		30	36		48	105		80	85		620	710	700	710	20	600	80	200	1	100	5	35							
ALPHA	Eslaba	30	140	57%	20	36	34	50	100	80	85	620	710	700	710	30	650	300	400	1	60	20	40															
	Carota	40	150		60	200		10	46		26		36		45		100		80		85		600	710	700	710	50	700	200	500	1	35	10	30				
	Perceles	35	120		60	200		7	45		30		34		50		90		75		82		630	710	700	710	80	950	300	600	5	74	18	30				
	S1	35	170		100	250		10	37		30		37		50		92		83		85		630	700	690	700	80	740	300	500	80	740	300	500	1,5	60	20	39
	Cal A	50	130		100	250		18	40		26		34		50		90		75		85		625	700	690	700	100	700	260	340	1	80	20	33	-7%			
	Esmeralda	30	120		80	170		15	40		28		34		45		90		75		80		625	700	690	700	100	800	200	300	1	65	40	60				
	Viñas	40	110		50	150		10	34		28		33		45		90		75		85		620	705	620	660	50	730	200	450	1	40	15	30				
Coruña	15	100	20	150	10	35	32	35	45	90	50	65	500	710	500	505	40	1400	330	700	2	60	10	40														

Nota: Esta tabla muestra los parámetros determinados para cada formación entre línea base y propuesta del BHA seleccionado.

3.6 Análisis Financiero.

La correcta selección de los BHA y parámetros de perforación brinda diferentes tipos de beneficios técnicos, los cuales para que sean viables y masificarles por GTE, deben ser eficientes en cuanto al uso del capital, el cual representado en costos y tiempos operativos.

Estos posibles beneficios son considerados a través de un análisis económico llevado a cabo a través el cálculo del costo total de perforación, el costo diferencial entre los BHA y sus respectivos costos por pie perforado.

Finalmente, la rentabilidad de la propuesta fue evaluada mediante el indicador financiero B/C (Beneficio – Costo), este proporciona una relación entre los costos de inversión asociados al desarrollo del proyecto y la usufructuación o beneficios económicos que se puede obtener de este. De esta forma se puede tener un indicador macro que brinde luces sobre la viabilidad de la implementación del proyecto evaluado y ser usado como punto de referencia para proyectos futuros.

3.6.1 Cálculo total de la perforación

En esta sección se presenta el cálculo total del capital invertido únicamente en la perforación por parte de GTE, comparando el valor del promedio de los pozos considerados en la línea base y el valor de los costos registrados por la perforación llevada a cabo con la propuesta del BHA seleccionado, en el cual se implementó el motor de fondo D&J. La información de estos valores fue obtenida a mediante el documento AFE (Autorización para el Gasto) proveído por GTE representado en la Tabla 22.

Tabla 22

Comparación de los costos totales de perforación de línea base vs la propuesta seleccionada.

DESCRIPCIÓN	COSTOS BHA SELECCIONADO & MOTOR DE FONDO D&J (USD)	COSTOS LINEA BASE (USD)
Servicios geológicos especializados	0	0
Renta de equipos de Well Control	0	0
Seguridad / Servicios de seguridad	65.000	65.000
Renta de equipos	49.000	45.000

Movilizaciones y desmovilizaciones	129.598	129.598
Renta de taladro y personal	359.306	480.100
Inspección del taladro	0	0
Servicios especializados de perforación	3.500	3.500
Renta de tubería	7.900	8.200
Brocas	45.000	40.000
Equipos de Coring	0	0
Químicos de fluidos de perforación	190.250	209.040
Equipos de cementación	122.550	122.550
Equipo direccional	90.000	94.310
Equipo de registros eléctricos Wireline	80.000	80.000
Equipamiento de pesca	0	0
Logging While Drilling (LWD)	18.000	21.000
Equipo de mud-logging	25.000	28.350
Equipo de control de solidos	55.880	70.897
Renta de equipo de fondo de pozo	33.736	31.130
Equipo de casing tubing	27.309	27.309
Tubing hanger de cabezal	29.266	29.266
Inspección de tubería	18.048	18.048
inyección, disposición y almacenamiento	90.712	90.712
Centralizadores y equipo de flotación	37.170	37.928
Servicios de consultoría	20.000	20.000

Supervisión	27.780	27.788
Transporte de personal	4.700	4.700
Renta de vehículos	0	0
Transporte de materiales	75.600	75.600
Comunicaciones	7.390	7.390
Agua potable	12.400	13.400
Costo laboral	30.000	30.000
Servicios de conductor	40.900	40.900
Casing / Liner / Conexión de producción	250.560	250.560
TOTAL	1`946.555	2`102.276

Nota: Esta tabla representa los costos asociados a la perforación de los pozos considerados como línea base y el perforado con la implementación de herramientas y parámetros expuestos en el presente documento.

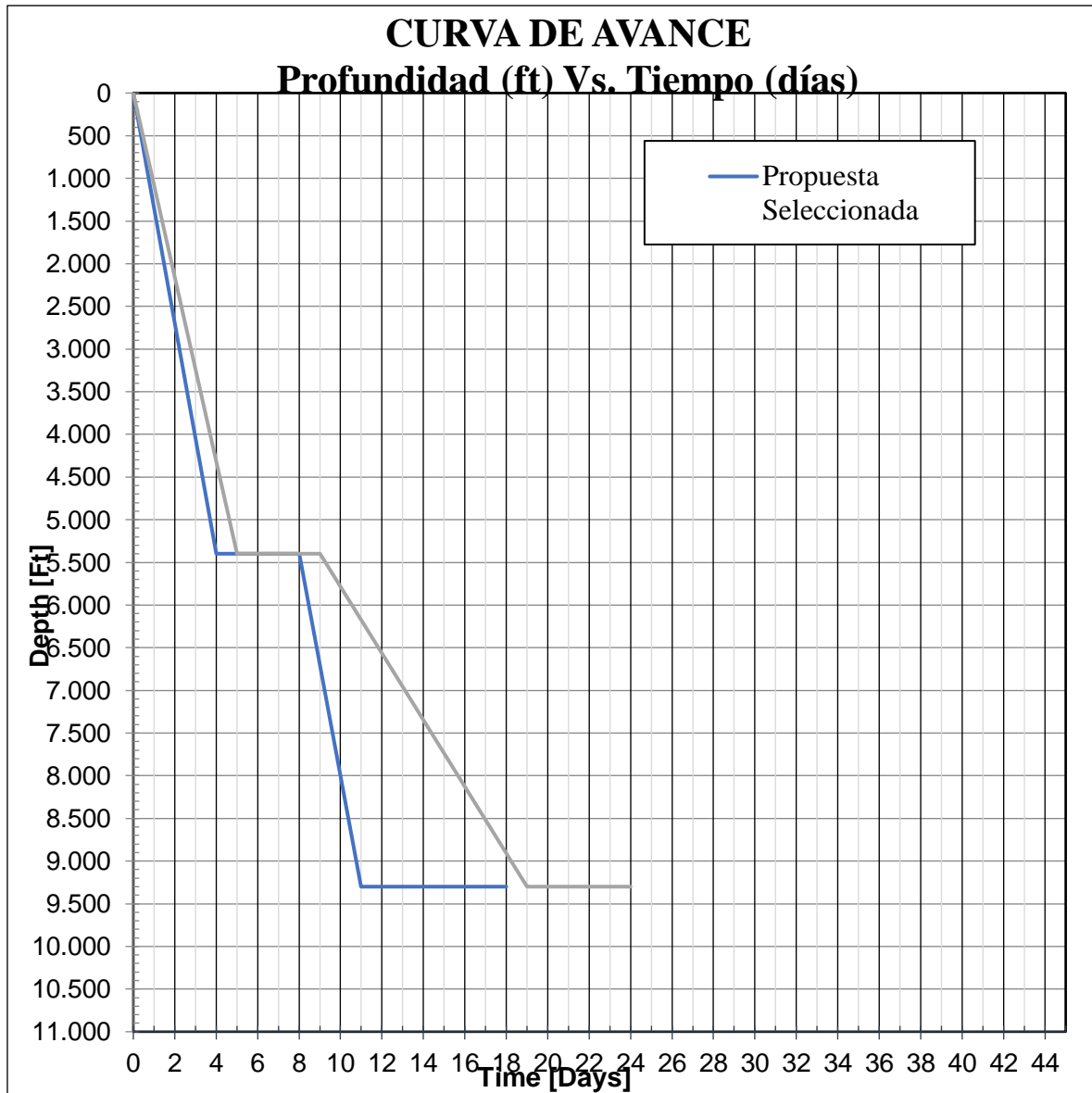
Como se puede evidenciar en la tabla anterior junto con la sección 3.3 y en la Tabla 19, los costos relacionados con la perforación y del BHA fueron considerablemente optimizados en comparación con la línea base. Esto indica que variables como el estudio de la geología, las resistencias a la perforación y la eficiencia de las herramientas, junto con parámetros que permitan la entrega total de las cualidades y bondades de estas, brindan un ahorro económico significativo que logra una reducción en el valor significativo del MSE en la operación de perforación como se demostró en secciones anteriores.

En términos generales, la implementación de la propuesta que incluye al motor de fondo D&J representó un ahorro en términos económicos de 155.721 USD o lo que es lo mismo en pesos colombianos (tomando en cuenta una tasa de cambio de 3.800 COP/USD), de más de 580 MMCOP, que representan un 7.7% de ahorro conseguido, (impulsado en mayor medida por los ahorros en el BHA). Esto, sigue reafirmando la correcta selección de herramientas y parámetros.

A continuación, se presenta la gráfica comparativa entre el tiempo y la profundidad requerida, entre el promedio de los pozos evaluados para línea base y el pozo con la propuesta seleccionada. Cabe resaltar que la profundidad se llevó a un mismo punto de referencia debido a que es indispensable comparar el mismo valor de TVD para proporcionar un análisis correcto en base de tiempos y costos.

Figura 32.

Comparación de la curva de avance de la línea base vs la propuesta seleccionada.



Nota: La gráfica representa los días requeridos para alcanzar las profundidades y formaciones objetivo en el pozo perforado con la propuesta seleccionada y la línea base.

Al analizar esta gráfica, la cual representa el avance que va teniendo la perforación en el tiempo, se puede tener un idea de este factor, relacionado con la eficiencia, en este caso específico, el avance es un factor clave a la hora de comparar la eficiencia y el comportamiento del motor de fondo D&J, el cual además de aportar potencia extra y la construcción del perfil direccional tipo “S” (al igual que la mayoría de pozos realizados en este campo), logró una reducción de al menos 6 días (teniendo en cuenta que las actividades de perforación no acaban con la llegada al objetivo sino que se llevan a cabo actividades que se consideran en tiempos planos que van directamente relacionadas al repaso del hueco, aseguramiento de herramientas, quebrada de tubería, entre otras.

El tiempo, es un factor que representa dinero en términos de facturación de personal, equipos e insumos de distintos indoles. Con esta reducción de alrededor de 6 días en llegada al TVD y 3 al menos en la perforación total, se cumplen las expectativas de GTE en cuanto a tiempos y costos. Gracias a esto, se determina factible, utilizar el mismo esquema de herramientas, parámetros y metodología de perforación para los futuros pozos que se perforen en el campo J1, aunque por la coyuntura del COVID-19 y la crisis de precios presentada en lo corrido del año en curso, se hayan visto retrasadas inversiones de desarrollo y exploración en esta como en todas las empresas petroleras que operan en el país. Se espera que para el momento en el que se reactive la actividad exploratoria y de desarrollo; los parámetros, elementos del BHA y metodología determinada y utilizada en este proyecto se replique y se siga mejorando a medida que se comprende de mejor forma las particularidades de la geología y su interacción con las herramientas.

Finalmente, en esta sección se presenta el costo por pie perforado bajo la misma lógica comparativa del promedio de los pozos evaluados en la línea base contra el pozo de la propuesta seleccionada.

Tabla 23

Comparación de costos por pie perforado.

Aspecto por evaluar	BHA seleccionado & motor de fondo D&J	Línea Base
Profundidad(ft)	9.300	9.300
Costo total del pozo (USD)	1`946,555	2`102,276
Costo por pie perforado (USD)	209	226

Nota: La tabla presenta la comparación entre los costos por pie perforado para el pozo perforado con la propuesta seleccionada y la línea base

Como se evidencia en la tabla y considerando que la profundidad del pozo seleccionado y los de línea base se ajustaron a la misma escala para comparar la misma medida y así conocer que el alcance de costos presenta una disminución en más de 15 USD por pie lo que representa una variación del 7%.

3.6.2 Comparación de Costos de BHA

En esta sección se presenta el cálculo de todos los gastos incurridos por la empresa operadora en el BHA, para la comparación se utilizó el valor total promedio de los pozos considerados en la línea base y el valor de los costos registrados de la perforación llevada a cabo con la propuesta del BHA seleccionado, en el cual se implementó el motor de fondo D&J. La información de estos costos fue obtenida mediante el documento AFE provisto por GTE, como se evidencia en la Tabla 24.

Tabla 24

Comparación de los costos relacionados al BHA de la propuesta seleccionada vs la línea base

HERRAMIENTA	Línea Base (USD)	Propuesta a Seleccionada (USD)	V%
Renta del taladro	480.100	359.306	-25,16%
Renta de tubería	8.200	7.900	-3,65%
Centralizadores y equipos de flotación	37.928	37.170	-1,99%
Herramientas direccionales	94.310	90.000	-4,57%
Broca	40.000	45.000	12,50%
TOTAL	660.538	539.376	- 18.34%
DIFERENCIA	121.162		

Nota: Esta tabla expone los costos diferenciales de los BHA de la línea Base del campo J1 vs la propuesta de BHA seleccionada especificando y diferenciando los diferentes rubros de gasto.

Analizando la tabla anterior se puede dimensionar el impacto que tuvo la implementación de la estructura principal de este trabajo, la selección de un BHA que se adapte de mejor forma a las necesidades de las formaciones y que además brinde resultados económicos positivos. Uno de los aspectos que más peso tienen en los costos de perforación es el costo del arrendamiento del taladro el cual puede reducirse mediante una perforación más rápida, como se ha evidenciado a lo largo del trabajo, las reducciones en tiempos de perforación tienen una relación directamente proporcional con la optimización del BHA y la correcta implementación y selección de parámetros, de esta forma se logró reducir en 25% los costos asociados a este rubro.

En cuanto a la renta de tubería la utilización de un BHA que tenga más rigidez gracias al motor de fondo D&J reduce la necesidad de utilizar tubería de calibres mayores, resistencias o cualidades específicas mejoradas, de esta forma se aporta soporte y estructura a la sarta, se evitan pegas en la perforación y se optimiza este aspecto. Todos estos beneficios se ven reflejados en la reducción de casi el 4% de los costos asociados a este rubro.

Los centralizadores usados en la corrida tienen un diseño mucho más específico que brinda mayor calidad en el hueco evitando vibraciones excesivas y por consiguiente daños operativos prematuros en las herramientas al ser un diseño específico el espectro de ahorro no fue remarcable, pero se logró un ahorro del 2%.

Como mencionamos anteriormente las herramientas direccionales, más específicamente el motor de fondo en nuestro caso, gracias a la investigación y desarrollo asociado a este logró tener un mejor rendimiento en campo sin mencionar los ya mencionados beneficios de estabilidad a la sarta, representando un ahorro de 4,6%. Un ahorro significativo para una herramienta tan sensible como lo es el motor de fondo.

Por último se analizaron los costos efectuados por la broca, la cual sufrió cambios en su estructura de flujo y área total de flujo TFA, nos muestra que aunque su rendimiento fue óptimo gracias a los parámetros y selección utilizada el cambio de este parámetro significó un sobre costo frente a la línea base que venía utilizando TFA's más controlados, de esta forma vemos que en futuras corridas podría considerarse utilizar un tamaño de las aberturas intermedio entre los de la línea base y los utilizados con el ánimo de reducir ese costo excedente de 12,5%.

Como análisis final se tiene que la propuesta logró una optimización económica de un 10% lo cual no es nada despreciable teniendo en cuenta que todos estos procesos han sido optimizados a lo largo de los más de 20 pozos que se han perforado en el campo J1.

3.6.3 Cálculo del indicador financiero Beneficio/Costo

En esta sección se presenta el cálculo del indicador financiero B/C, el cual es calculado mediante el estimado del beneficio económico generado con base a la producción esperada diaria para una ventana de tiempo de 6 meses del pozo perforado con la propuesta del BHA seleccionado en USD corrientes, sobre, la sumatoria de los costos totales incurridos en la perforación en USD corrientes. Se realizó un análisis con tres escenarios, el primero basado en los promedios mensuales históricos de precios del mercado spot [6] del marcador BRENT durante el 2020 (hasta el mes de Octubre), marcador bajo el cual se comercializa el petróleo crudo producido en Colombia, el segundo con base a los precios reportados de contratos los contratos de futuros [7] de la misma referencia (Bajo la publicación de la liquidación del mercado de contratos en NYMEX del 30 de octubre de 2020), para el periodo Enero-Diciembre 2021 y el tercero con base a los precios reportados de contratos de futuros (Bajo la publicación de la liquidación del mercado de contratos en NYMEX del 13 de noviembre de 2020 [7]) , para el periodo Enero-Diciembre 2021, recolectando la información la tabla de precios y promedios queda definida en la tabla 25.

Tabla 25

Tabla de precios utilizados en la evaluación de los escenarios de rentabilidad.

AÑO 2020	PRECIO PROMEDIO MENSUAL	AÑO 2021	30- OCTUBRE DE 2020	13- NOVIEMBRE DE 2020
ENERO	63.65	ENERO	37.94	42.78
FEBRERO	55.66	FEBRERO	38.4	42.96
MARZO	32.01	MARZO	38.85	43.19
ABRIL	18.38	ABRIL	39.28	43.45
MAYO	29.38	MAYO	39.69	43.71
JUNIO	40.27	JUNIO	40.04	43.95
JULIO	43.24	JULIO	40.31	44.1
AGOSTO	44.74	AGOSTO	40.58	44.26
SEPTIEMBRE	40.91	SEPTIEMBRE	40.84	44.41
OCTUBRE	40.19	OCTUBRE	41.07	44.52
NOVIEMBRE		NOVIEMBRE	41.28	44.61
DICIEMBRE		DICIEMBRE	41.47	44.69
PROMEDIO	40.84		39.98	43.89

Nota: Esta tabla expone la compilación y cálculos realizados para la determinación de los promedios de precios históricos del mercado spot y de contratos futuros a utilizar en los cálculos de Beneficio/costo en los diferentes escenarios de evaluación.

De esta forma se genera una visión del escenario bajo el cual incluye tres perspectivas, la primera enfocada en la inversión, la segunda basada en el panorama de precios al último cierre del mes del mercado y la tercer con la información más actualizada al momento de realizar el trabajo, con la intención de generar un benchmarking en diferentes temporalidades y que el resultado sea más aproximado a la realidad bajo la cual se remunerarán los contratos de venta de crudo en el corto plazo como se muestra a continuación:

- Cálculo del mercado spot promedio 2020:

$$\frac{\text{Beneficio}}{\text{Costo}} = \frac{PE * (6 * 30) * BRENTia}{CCI}$$

$$\frac{\text{Beneficio}}{\text{Costo}} = \frac{400 \left(\frac{Bl}{d}\right) * 180(d) * 40.84 \left(\frac{USD}{Bl}\right)}{1'946.555 (USD)}$$

$$\frac{\text{Beneficio}}{\text{Costo}} = \frac{2'940.480 (USD)}{1'946.555 (USD)}$$

$$\frac{\text{Beneficio}}{\text{Costo}} = \mathbf{1,51}$$

- Cálculo basado en el panorama de precios de contratos futuros al último cierre de mes del mercado:

$$\frac{\text{Beneficio}}{\text{Costo}} = \frac{PE * (6 * 30) * BRENTif1}{CCI}$$

$$\frac{\text{Beneficio}}{\text{Costo}} = \frac{400 \left(\frac{Bl}{d}\right) * 180(d) * 39.98 \left(\frac{USD}{Bl}\right)}{1'946.555 (USD)}$$

$$\frac{\text{Beneficio}}{\text{Costo}} = \frac{2'878.560(USD)}{1'946.555 (USD)}$$

$$\frac{\text{Beneficio}}{\text{Costo}} = \mathbf{1,47}$$

- Cálculo basado en el panorama de precios de contratos con la mejor información disponible al momento del cálculo:

$$\frac{\text{Beneficio}}{\text{Costo}} = \frac{PE * (6 * 30) * BRENTif2}{CCI}$$

$$\frac{\text{Beneficio}}{\text{Costo}} = \frac{400 \left(\frac{Bl}{d}\right) * 180(d) * 43.89 \left(\frac{USD}{Bl}\right)}{1'946.555 (USD)}$$

$$\frac{\text{Beneficio}}{\text{Costo}} = \frac{3'160.080 (USD)}{1'946.555(USD)}$$

$$\frac{\text{Beneficio}}{\text{Costo}} = \mathbf{1,62}$$

PE: Producción esperada en base al historial de producción de los pozos del campo J1.

BRENTia: Índice de precio del marcador BRENT promedio de 2020 año corrido

BRENTif1: Índice de precio del marcador BRENT promedio de futuros promedio 2021 año corrido (30-10-2020)

BRENTif2: Índice de precio del marcador BRENT promedio de futuros promedio 2021 año corrido (13-11-2020)

CCI: Costo Capital de la inversión (Costo total de la perforación)

Gracias al cálculo de este indicador financiero, el cual evalúa directa y cuantitativamente la rentabilidad y viabilidad de la implementación de la propuesta de la que trata el presente proyecto se determina que en todos los escenarios evaluados (precio al momento de la inversión, precios futuros al momento de la inversión y precios futuros al momento de la escritura de este documento), los beneficios del proyecto superan con creces los costos de este. Como es de esperarse en la industria petrolera las funciones de rentabilidad y viabilidad de los proyectos siempre son dependientes del precio de este commodity en el mercado. El año 2020 ha sido un año excepcionalmente de cambios y fluctuaciones abruptas para los ingresos y proyecciones de las empresas petroleras en especial las que no están integradas verticalmente y que todos o gran parte de sus ingresos dependen de la venta del petróleo crudo o del gas en los mercados nacionales o internacionales como es el caso de GTE, en este contexto estas empresas requieren activos de bajo costo los cuales maximicen y presenten retornos positivos aún en escenarios de incertidumbre como los vividos en este año, de esta forma se determinó que la implementación de la propuesta expuesta en este trabajo es rentable hasta que los precios internacionales del marcador BRENT bajo el cual se comercializa el crudo producido en el campo J1 lleguen a valores de 27 USD/BL, considerando costos constantes en el tiempo, los cuales para una evaluación más precisa al futuro deberán ajustarse a la inflación y variaciones de productos y servicios, pero en el momento de la evaluación de este proyecto ese es el “Break-even point” el cual alcanza valores bastante positivos y van en línea con un desarrollo sostenible en el tiempo para el campo y la empresa. De igual manera se establece que por cada dólar que baje o que suba el precio internacional se generarán ± 72.000 USD, generando un impacto de 0,037 puntos en la rentabilidad del proyecto evaluada mediante el indicador Beneficio/Costo.

4 CONCLUSIONES

Se concluye que, al tener presente en las etapas de planeación y ejecución, como guía, el founder point, este ayudará a la correcta identificación de parámetros de perforación como el WOB y RPM, con los cuales se logrará un mejor aprovechamiento de las estructuras y capacidades de corte de la broca, al mismo tiempo que optimiza el funcionamiento de las herramientas del BHA.

Mediante la correcta elección y utilización de herramientas como centralizadores, reamers, motores de fondo eficientes y configuraciones de flujo de la broca congruentes a la litología, se presenta una disminución notable en las vibraciones y pérdidas de energía, reduciendo el tiempo de perforación en un 25% y logrando ahorros de más de 150.000 USD en el total de la perforación

La implementación de la propuesta de BHA seleccionada junto al motor de fondo D&J redujo los NPT por pegas ya que esta herramienta direccional además de ofrecer potencia adicional a la broca puede reducir el ángulo de curvatura, brindando mayor estabilidad e integridad al BHA, y evitando “Dog Legs” mayores a 3° por cada 100 ft, lo cual conserva los parámetros de seguridad establecidos por GTE.

El adecuado diseño y elección de las herramientas del BHA, logró una mejora promedio en el pozo estudiado de 46% en la ROP, y una disminución de 26% en los valores de MSE frente a la línea base desarrollada en el proyecto, evidenciando que un diseño con menos restricciones en la transferencia y disposición de la energía disponible para la perforación ,proporciona una perforación más rápida, segura y efectiva.

A través de la aplicación de WOB comprendidos entre (25-34, 27-35, 30-37) Klb, en las formaciones A1, A2 y ALPHA respectivamente, se logra identificar que muchas veces tiene mejores efectos en la eficiencia de perforación, bajo la mirada del MSE, un WOB controlado pero efectivo que uno excesivo o insuficiente que no responda a las necesidades y capacidades de

las formaciones especialmente para la agrupación A2, en donde se encuentran las formaciones conglomeradas L1, L2 y L3.

La línea base desarrollada en el proyecto evidenció las falencias en la selección de los elementos del BHA, especialmente para las formaciones L3 y Coruña las cuales presentaron diversos problemas operativos y disminución de parámetros en la mayoría de los pozos evaluados, teniendo valores críticos altamente variables de MSE (40-1400Kpsi), WOB (10-40 Klb), ROP (15-100) reflejando así la necesidad de mejorar los parámetros operativos en estas formaciones.

La implementación de la propuesta de BHA seleccionada junto al motor de fondo D&J en la perforación presentó una mejora económica del 10% representando ahorros de más de 55.000 USD, adicionalmente presentó un beneficio mayor a los costos de implementación, en todos los escenarios evaluados alcanzando un Break-even point de 27 USD/Bbl competitivo para la producción colombiana y el mercado internacional actual.

Teniendo en cuenta los ahorros económicos y de tiempos, efectuadas por las mejoras técnicas ofrecidos por la propuesta de BHA, el motor de fondo D&J y los parámetros recomendados, se considera que el modelo y los valores expuestos a lo largo del proyecto de grado, son replicables en futuros pozos en el campo J1.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] A. P. C. J. M. D. Barreto, *Colombian Sedimentary Basins.*, Bogotá: ANH and B&M Exploration Ltda, 2007.
- [2] W. K. F. Dupriest, «Maximizing Drill Rates with Real-Time Surveillance of Mechanical Specific Energy,» de *SPE/IADC Drilling Conference*, Amsterdam, 2005.
- [3] Ulterra: Peso sobre la broca, «Ulterra,» [En línea]. Available: <https://ulterra.com/pdc-bit/weight-on-bit-wob/>. [Último acceso: Septiembre 2020].
- [4] Ø. S. P. Vegar, «Model for evaluating drilling efficiency based on the concept of Mechanical Specific Energy,» Trondheim, 2016.
- [5] Perforador, «Cálculo del Factor de Flotación,» 9 Julio 2019. [En línea]. Available: <https://perforador20.wordpress.com/2019/07/09/calculo-del-factor-de-flotacion/>. [Último acceso: Septiembre 2020].
- [6] E. (. E. I. Administration), «Datos del mercado spot obtenidos de la información de precios publicados por EIA,» 16 Noviembre 2020. [En línea]. Available: <https://www.eia.gov/dnav/pet/hist/RBRTED.htm>. [Último acceso: 2020].
- [7] NYMEX(New York Mercantile Exchange), «Datos de los contratos futuros obtenidos del reporte diario publicado por NYMEX,» 24 Noviembre 2020. [En línea]. Available: https://www.cmegroup.com/trading/energy/crude-oil/brent-crude-oil-last-day_quotes_settlements_futures.html. [Último acceso: 2020].
- [8] C. Guerrero, «www.slideshare.com,» 5 Abril 2007. [En línea]. Available: <https://es.slideshare.net/francoiskdevos/2007-drilling-drlg-sym-optimizing-bit-performance>. [Último acceso: Agosto 2020].
- [9] M. F. R.C. Pessier, «Quantifying Common Drilling Problems With Mechanical Specific Energy and a Bit-Specific Coefficient of Sliding Friction,» de *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, Washington DC, 1992.

ANEXOS

ANEXO 1

SURVEY FINAL DEL POZO CORRIDO CON LA PROPUESTA B EN EL CAMPO J1 DE LA CUENCA CAGUÁN PUTUMAYO.

MD (ft)	Inc (°)	Az (°)	TVD (ft)	Elevation (ft)	N. Offset (ft)	E. Offset (ft)	Northing (m)	Easting (m)	Easting (° ' '')	Longitud (° ' '')	DLS (%/100ft)	B. Rate (%/100ft)	T. Rate (%/100ft)	VS (ft)	Dist to Plan (ft)	High to Plan (ft)	Right to Plan (ft)
0	0	0	0	1247	0	0	599985,2	719318,7	0° 58' 39.84"	-76° 35' 54.45"	0	0	0	0	0	0	0
27	0	0	27	1220	0	0	599985,2	719318,7	0° 58' 39.84"	-76° 35' 54.45"	0	0	0	0	0	0	0
321	0,53	55	321	926	0,78	1,11	599985,4	719319	0° 58' 39.85"	-76° 35' 54.43"	0,18	0,18	0	1,17	1,36	-1,36	0
413	0,45	58	412,99	834,01	1,22	1,76	599985,6	719319,2	0° 58' 39.85"	-76° 35' 54.43"	0,09	-0,09	3,8	1,86	2,15	-2,14	0,11
505	0,45	11	504,99	742,01	1,77	2,14	599985,7	719319,3	0° 58' 39.86"	-76° 35' 54.42"	0,39	0	-51	2,28	2,78	-2,15	-1,76
615	2,76	75	614,94	632,06	2,87	4,79	599986,1	719320,1	0° 58' 39.87"	-76° 35' 54.40"	2,36	2,1	58,1	5,01	5,55	-5,33	1,55
677	5,08	86	676,79	570,21	3,44	8,97	599986,3	719321,4	0° 58' 39.87"	-76° 35' 54.36"	3,91	3,74	17,5	9,22	8,94	-8,49	2,8
739	6,4	91	738,48	508,52	3,57	15,16	599986,3	719323,3	0° 58' 39.88"	-76° 35' 54.30"	2,28	2,13	8,1	15,41	13,38	-12,88	3,62
802	6,87	95	801,06	445,94	3,2	22,43	599986,2	719325,5	0° 58' 39.87"	-76° 35' 54.23"	1	0,75	5,7	22,62	18,01	-17,51	4,25
865	6,71	96	863,62	383,38	2,5	29,85	599986	719327,8	0° 58' 39.86"	-76° 35' 54.15"	0,37	-0,25	2,3	29,95	21,99	-21,59	4,15
928	6,4	97	926,21	320,79	1,72	36,99	599985,7	719329,9	0° 58' 39.86"	-76° 35' 54.08"	0,5	-0,49	0,6	37,01	24,87	-24,63	3,48
988	6,01	93	985,86	261,14	1,16	43,45	599985,6	719331,9	0° 58' 39.85"	-76° 35' 54.02"	0,87	-0,65	-5,4	43,4	26,48	-26,46	1,23
1051	5,88	87	1048,5	198,48	1,16	49,97	599985,6	719333,9	0° 58' 39.85"	-76° 35' 53.95"	1,07	-0,21	-10,2	49,89	27,04	-26,94	-2,25
1113	6,77	82	1110,1	136,86	1,86	56,76	599985,8	719336	0° 58' 39.86"	-76° 35' 53.89"	1,69	1,44	-8,2	56,71	27,06	-26,69	-4,49
1175	7,76	82	1171,6	75,36	2,96	64,52	599986,1	719338,3	0° 58' 39.87"	-76° 35' 53.81"	1,6	1,6	0,4	64,54	27,19	-26,9	-3,93
1238	8,66	85	1234	13	4	73,45	599986,4	719341,1	0° 58' 39.88"	-76° 35' 53.72"	1,55	1,43	4,2	73,53	27,48	-27,38	-2,41
1309	9,53	88	1304,1	-57,1	4,74	84,65	599986,6	719344,5	0° 58' 39.89"	-76° 35' 53.61"	1,4	1,23	4,3	84,75	27,87	-27,85	-1,15
1403	10,5	89	1396,7	-149,67	5,17	100,96	599986,8	719349,4	0° 58' 39.89"	-76° 35' 53.45"	1,04	1	1,7	101,04	28,16	-28,13	-1,32
1497	10,8	90	1489,1	-242,06	5,3	118,3	599986,8	719354,7	0° 58' 39.89"	-76° 35' 53.28"	0,37	0,34	0,7	118,33	27,53	-27,43	-2,37
1590	11,7	86	1580,3	-333,27	5,96	136,42	599987	719360,2	0° 58' 39.90"	-76° 35' 53.10"	1,28	0,99	-4,2	136,44	25,96	-25,46	-5,06
1684	12,6	84	1672,2	-425,17	7,7	156,13	599987,6	719366,3	0° 58' 39.92"	-76° 35' 52.91"	1,07	0,95	-2,3	156,23	23,71	-22,98	-5,84
1778	13,7	84	1763,7	-516,7	10,01	177,39	599988,3	719372,7	0° 58' 39.94"	-76° 35' 52.70"	1,17	1,17	-0,1	177,61	21	-20,32	-5,3
1872	15,3	84	1854,7	-607,69	12,42	200,84	599989	719379,9	0° 58' 39.96"	-76° 35' 52.47"	1,75	1,74	0,7	201,17	18,53	-17,96	-4,58
1966	16,9	86	1945	-697,99	14,59	226,87	599989,7	719387,8	0° 58' 39.99"	-76° 35' 52.21"	1,75	1,69	1,7	227,29	16,81	-16,29	-4,14
2060	17,9	85	2034,7	-787,67	16,91	254,92	599990,4	719396,4	0° 58' 40.01"	-76° 35' 51.94"	1,15	1,06	-1,5	255,45	15,8	-15,14	-4,53
2154	18,9	81	2123,9	-876,87	20,61	284,34	599991,5	719405,3	0° 58' 40.05"	-76° 35' 51.65"	1,52	0,99	-3,6	285,07	15,95	-15,4	-4,18
2248	19,8	83	2212,6	-965,57	24,92	315,15	599992,8	719414,7	0° 58' 40.09"	-76° 35' 51.34"	1,16	0,99	1,8	316,13	17,66	-17,54	-2,09
2342	19,6	84	2301,1	-1054,1	28,67	346,56	599993,9	719424,3	0° 58' 40.13"	-76° 35' 51.03"	0,35	-0,26	0,7	347,75	20,17	-20,16	-0,84
2436	19,4	84	2389,7	-1142,7	32,02	377,7	599995	719433,8	0° 58' 40.19"	-76° 35' 50.73"	0,29	-0,19	0,7	379,05	22,41	-22,41	0,08
2529	18,8	84	2477,6	-1230,6	35,28	407,92	599996	719443	0° 58' 40.19"	-76° 35' 50.43"	0,66	-0,62	-0,7	409,44	24,03	-24,02	0,53
2623	19,1	86	2566,5	-1319,5	38,09	438,33	599996,8	719452,3	0° 58' 40.22"	-76° 35' 50.13"	0,87	0,36	2,4	439,98	25,45	-25,39	1,74

MD	Inc	Az	TVD	Elevation	N.Offset	E.Offset	Northing	Easting	Easting	Longitude	DLS	B.Rate	T.Rate	VS	Dist to Plan	High to Plan	Right to Plan
2717	18,7	87	2655,4	-1408,4	40,12	468,72	599997,4	719461,5	0° 58' 40.24"	-76° 35' 49.83"	0,53	-0,48	0,7	470,43	26,75	-26,71	1,54
2811	18,3	87	2744,6	-1497,6	41,81	498,49	599997,9	719470,6	0° 58' 40.26"	-76° 35' 49.54"	0,42	-0,39	0,5	500,24	27,38	-27,36	0,96
2905	17,7	87	2834	-1587	43,38	527,51	599998,4	719479,5	0° 58' 40.27"	-76° 35' 49.25"	0,64	-0,64	-0,1	529,29	27,24	-27,24	0,05
3000	17,8	87	2924,5	-1677,5	44,95	556,44	599998,9	719488,3	0° 58' 40.29"	-76° 35' 48.97"	0,1	0,09	0,1	558,25	26,7	-26,69	-0,75
3094	17,6	88	3014	-1767	46,31	584,97	599999,3	719497	0° 58' 40.30"	-76° 35' 48.68"	0,3	-0,22	0,6	586,8	26,1	-26,06	-1,53
3188	18,2	87	3103,5	-1856,5	47,82	613,85	599999,8	719505,8	0° 58' 40.32"	-76° 35' 48.40"	0,78	0,69	-1,2	615,7	25,9	-25,74	-2,91
3282	19	83	3192,5	-1945,5	50,48	643,75	600000,6	719514,9	0° 58' 40.34"	-76° 35' 48.11"	1,32	0,83	-3,2	645,72	26,74	-26,43	-4,06
3376	19,5	83	3281,3	-2034,3	54,25	674,54	600001,7	719524,3	0° 58' 40.38"	-76° 35' 47.80"	0,6	0,53	-0,9	676,72	28,51	-28,32	-3,31
3470	19,4	84	3369,9	-2122,9	57,92	705,6	600002,9	719533,7	0° 58' 40.42"	-76° 35' 47.50"	0,48	-0,18	1,4	707,97	30,63	-30,59	-1,69
3564	18,3	84	3458,9	-2211,9	61,23	735,74	600003,9	719542,9	0° 58' 40.45"	-76° 35' 47.20"	1,13	-1,13	-0,3	738,29	31,8	-31,78	-1,09
3658	18,1	84	3548,2	-2301,2	64,54	764,93	600004,9	719551,8	0° 58' 40.49"	-76° 35' 46.91"	0,17	-0,17	-0,1	767,65	31,99	-31,98	-0,28
3752	18,1	85	3637,5	-2390,5	67,47	794,02	600005,8	719560,7	0° 58' 40.51"	-76° 35' 46.63"	0,53	-0,01	1,7	796,88	32,04	-32,03	1,05
3846	18,4	86	3726,8	-2479,8	69,87	823,34	600006,5	719569,6	0° 58' 40.54"	-76° 35' 46.34"	0,3	0,24	0,5	826,3	32,27	-32,24	1,28
3940	17,9	83	3816,1	-2569,1	72,74	852,47	600007,4	719578,5	0° 58' 40.57"	-76° 35' 46.05"	0,91	-0,44	-2,6	855,56	32,36	-32,36	0,42
4034	18,4	83	3905,4	-2658,4	76,32	881,57	600008,5	719587,4	0° 58' 40.60"	-76° 35' 45.76"	0,52	0,51	-0,3	884,87	32,55	-32,52	1,39
4128	18,1	85	3994,7	-2747,7	79,41	910,89	600009,4	719596,3	0° 58' 40.63"	-76° 35' 45.48"	0,83	-0,3	2,5	914,34	32,9	-32,74	3,27
4222	16,9	85	4084,3	-2837,3	81,82	939,06	600010,1	719604,9	0° 58' 40.66"	-76° 35' 45.20"	1,35	-1,35	-0,1	942,61	31,94	-31,77	3,29
4316	16,2	84	4174,4	-2927,4	84,45	965,67	600010,9	719613	0° 58' 40.68"	-76° 35' 44.94"	0,85	-0,72	-1,6	969,35	29,42	-29,27	2,99
4410	15,5	85	4264,9	-3017,9	87	991,22	600011,7	719620,8	0° 58' 40.71"	-76° 35' 44.68"	0,84	-0,72	1,6	995,02	25,82	-25,49	4,13
4503	14,9	82	4354,6	-3107,6	89,68	1015,4	600012,5	719628,2	0° 58' 40.74"	-76° 35' 44.45"	1,04	-0,68	-3	1019,4	21,32	-20,97	3,82
4598	16	85	4446,2	-3199,2	92,52	1040,6	600013,4	719635,8	0° 58' 40.76"	-76° 35' 44.20"	1,35	1,16	2,6	1044,6	17,27	-16,39	5,46
4692	17,2	88	4536,3	-3289,3	94,21	1067,3	600013,9	719644	0° 58' 40.78"	-76° 35' 43.93"	1,57	1,26	3,3	1071,4	14,73	-13,6	5,65
4786	17,5	86	4626	-3379	95,72	1095,2	600014,4	719652,5	0° 58' 40.80"	-76° 35' 43.66"	0,68	0,32	-2	1099,4	13,23	-12,48	4,38
4880	18	86	4715,6	-3468,6	97,77	1123,8	600015	719661,2	0° 58' 40.82"	-76° 35' 43.38"	0,6	0,6	-0,2	1128	12,57	-11,91	4,01
4973	17,7	86	4804,1	-3557,1	99,77	1152,3	600015,6	719669,9	0° 58' 40.84"	-76° 35' 43.10"	0,35	-0,32	0,4	1156,6	12,1	-11,53	3,7
5067	17,5	84	4893,7	-3646,7	102,2	1180,6	600016,4	719678,5	0° 58' 40.86"	-76° 35' 42.82"	0,72	-0,19	-2,3	1185	11,39	-10,88	3,35
5161	17,1	83	4983,4	-3736,4	105,4	1208,4	600017,3	719687	0° 58' 40.89"	-76° 35' 42.55"	0,57	-0,46	-1,1	1213	10,5	-9,7	4,04
5256	16,6	83	5074,3	-3827,3	108,8	1235,8	600018,4	719695,3	0° 58' 40.93"	-76° 35' 42.28"	0,51	-0,51	-0,2	1240,6	9,31	-7,7	5,22
5349	15,6	82	5163,6	-3916,6	112,2	1261,4	600019,4	719703,1	0° 58' 40.96"	-76° 35' 42.02"	1,11	-1,08	-1	1266,4	8,05	-4,64	6,58
5444	14,9	80	5255,3	-4008,3	116,2	1286	600020,6	719710,7	0° 58' 41.00"	-76° 35' 41.78"	1,01	-0,81	-2,3	1291,3	8,76	-0,29	8,75
5537	14	79	5345,4	-4098,4	120,5	1308,8	600021,9	719717,6	0° 58' 41.04"	-76° 35' 41.56"	0,96	-0,92	-1	1314,3	12,95	5,32	11,8
5631	13,1	77	5436,7	-4189,7	125,2	1330,4	600023,4	719724,2	0° 58' 41.09"	-76° 35' 41.34"	1,02	-0,91	-1,9	1336,2	19,85	12,03	15,8

MD	Inc	Az	TVD	Elevation	N.Offset	E.Offset	Northing	Easting	Easting	Longitude	DLS	B.Rate	T.Rate	VS	Dist to Plai	High to Plar	Right to Plan
5662	12,9	77	5466,9	-4219,9	126,8	1337,2	600023,8	719726,2	0° 58' 41.11"	-76° 35' 41.28"	0,91	-0,9	-0,6	1343,1	22,59	14,61	17,24
5790	12,1	79	5591,9	-4344,9	132,7	1364,2	600025,6	719734,5	0° 58' 41.16"	-76° 35' 41.01"	0,66	-0,57	1,5	1370,5	34,92	27,3	21,78
5884	12,5	81	5683,8	-4436,8	136,2	1383,9	600026,7	719740,5	0° 58' 41.20"	-76° 35' 40.82"	0,68	0,37	2,6	1390,5	43,82	37,23	23,12
5978	13	82	5775,4	-4528,4	139,2	1404,4	600027,6	719746,7	0° 58' 41.23"	-76° 35' 40.61"	0,59	0,55	0,9	1411,2	50,6	44,39	24,29
6072	13,6	84	5866,9	-4619,9	141,8	1425,9	600028,4	719753,3	0° 58' 41.26"	-76° 35' 40.40"	0,85	0,68	2,2	1432,8	54,87	49,52	23,62
6166	13,2	85	5958,3	-4711,3	143,9	1447,7	600029,1	719759,9	0° 58' 41.28"	-76° 35' 40.19"	0,53	-0,46	1,1	1454,6	57,2	52,38	22,97
6260	12,8	85	6049,9	-4802,9	145,7	1468,8	600029,6	719766,3	0° 58' 41.30"	-76° 35' 39.98"	0,41	-0,4	-0,3	1475,8	58,58	53,76	23,27
6354	12,4	85	6141,7	-4894,7	147,6	1489,2	600030,2	719772,6	0° 58' 41.31"	-76° 35' 39.78"	0,48	-0,48	-0,2	1496,3	59,1	54,19	23,6
6448	11,8	84	6233,6	-4986,6	149,6	1508,8	600030,8	719778,5	0° 58' 41.33"	-76° 35' 39.59"	0,67	-0,64	-1	1516	58,99	53,54	24,77
6542	11,3	82	6325,7	-5078,7	151,8	1527,4	600031,5	719784,2	0° 58' 41.36"	-76° 35' 39.40"	0,6	-0,52	-1,5	1534,8	58,36	51,87	26,73
6636	11,1	87	6417,9	-5170,9	153,6	1545,5	600032	719789,7	0° 58' 41.37"	-76° 35' 39.23"	0,9	-0,24	4,5	1553	56,59	51,61	23,22
6730	10,5	87	6510,2	-5263,2	154,6	1563,1	600032,3	719795,1	0° 58' 41.38"	-76° 35' 39.05"	0,64	-0,64	0,3	1570,5	53,69	48,7	22,6
6824	10,2	87	6602,7	-5355,7	155,5	1579,8	600032,6	719800,2	0° 58' 41.39"	-76° 35' 38.89"	0,33	-0,33	0,3	1587,3	49,98	44,88	21,99
6918	9,68	88	6695,3	-5448,3	156,2	1596	600032,8	719805,1	0° 58' 41.40"	-76° 35' 38.73"	0,51	-0,5	0,6	1603,5	45,41	40,18	21,15
7012	9,01	88	6788,1	-5541,1	156,8	1611,3	600033	719809,8	0° 58' 41.41"	-76° 35' 38.58"	0,72	-0,71	0,8	1618,7	40,29	34,85	20,2
7106	8,04	83	6881	-5634	157,7	1625,2	600033,3	719814	0° 58' 41.42"	-76° 35' 38.44"	1,29	-1,03	-5,3	1632,6	35,44	27,18	22,75
7200	6,98	84	6974,2	-5727,2	159,1	1637,4	600033,7	719817,7	0° 58' 41.43"	-76° 35' 38.32"	1,13	-1,13	0,4	1644,9	31,34	21,51	22,79
7294	4,75	84	7067,7	-5820,7	160,1	1646,9	600034	719820,6	0° 58' 41.44"	-76° 35' 38.23"	2,37	-2,37	0,2	1654,5	28,39	16,87	22,84
7388	3,65	83	7161,5	-5914,5	160,9	1653,8	600034,2	719822,7	0° 58' 41.45"	-76° 35' 38.16"	1,18	-1,17	-1,5	1661,4	26,53	12,67	23,31
7482	3,47	86	7255,3	-6008,3	161,5	1659,6	600034,4	719824,5	0° 58' 41.45"	-76° 35' 38.10"	0,31	-0,19	4	1667,2	24,69	9,97	22,59
7576	3,13	89	7349,1	-6102,1	161,7	1665	600034,5	719826,1	0° 58' 41.46"	-76° 35' 38.05"	0,39	-0,36	2,7	1672,6	22,97	5,76	22,24
7670	2,78	84	7443	-6196	162	1669,8	600034,6	719827,6	0° 58' 41.46"	-76° 35' 38.00"	0,45	-0,37	-4,9	1677,5	22,44	-0,88	22,42
7764	2,47	78	7536,9	-6289,9	162,6	1674	600034,8	719828,9	0° 58' 41.46"	-76° 35' 37.96"	0,45	-0,33	-6,9	1681,8	23,23	-7,68	21,93
7858	2,15	70	7630,8	-6383,8	163,7	1677,7	600035,1	719830	0° 58' 41.47"	-76° 35' 37.92"	0,48	-0,34	-8,5	1685,5	24,95	-14,42	20,36
7952	2,6	77	7724,8	-6477,8	164,8	1681,4	600035,4	719831,2	0° 58' 41.49"	-76° 35' 37.89"	0,57	0,48	7,3	1689,3	27,18	-15,74	22,16
8046	2,3	82	7818,7	-6571,7	165,5	1685,4	600035,7	719832,4	0° 58' 41.49"	-76° 35' 37.85"	0,4	-0,32	5,6	1693,3	29,56	-17,66	23,71
8140	2,1	81	7912,6	-6665,6	166,1	1688,9	600035,8	719833,4	0° 58' 41.50"	-76° 35' 37.81"	0,22	-0,21	-1,1	1696,9	31,87	-21,69	23,35
8234	1,73	70	8006,6	-6759,6	166,8	1692	600036,1	719834,4	0° 58' 41.51"	-76° 35' 37.78"	0,55	-0,39	-11,4	1700	34,25	-28,75	18,61
8328	1,95	54	8100,5	-6853,5	168,3	1694,6	600036,5	719835,2	0° 58' 41.52"	-76° 35' 37.76"	0,61	0,23	-17,7	1702,7	36,99	-35,83	9,18
8422	2	47	8194,5	-6947,5	170,3	1697,1	600037,1	719835,9	0° 58' 41.54"	-76° 35' 37.73"	0,23	0,05	-6,6	1705,4	40,16	-39,84	5,06
8516	1,87	36	8288,4	-7041,4	172,7	1699,2	600037,8	719836,6	0° 58' 41.56"	-76° 35' 37.71"	0,42	-0,14	-11,8	1707,7	43,32	-43,21	-3
8610	1,75	32	8382,4	-7135,4	175,1	1700,9	600038,6	719837,1	0° 58' 41.59"	-76° 35' 37.70"	0,19	-0,13	-4,5	1709,5	46,27	-45,84	-6,31
8704	1,65	29	8476,3	-7229,3	177,5	1702,3	600039,3	719837,5	0° 58' 41.61"	-76° 35' 37.68"	0,15	-0,11	-3,7	1711,1	49,02	-48,15	-9,2
8780	1,53	23	8552,3	-7305,3	179,4	1703,2	600039,9	719837,8	0° 58' 41.63"	-76° 35' 37.67"	0,25	-0,16	-7,1	1712,2	51,08	-49,17	-13,81

ANEXO 2

RECOMENDACIONES

Se recomienda utilizar una Broca PDC con modificaciones en las boquillas que aumenten el TFA, y una herramienta direccional como el motor de fondo, en futuras perforaciones efectuadas en las secciones 12 ¼” y 8 ½” en pozos con características litológicas similares a las estudiadas debido a su respuesta en desempeño, pies perforados y tiempos de corrida.

Se recomienda llevar un seguimiento y análisis más profundo a la información de perforación in-situ, junto con entrenamientos y capacitaciones para todos los operarios de campo, ya que un mejor entendimiento de cómo influyen los parámetros de perforación, junto a las herramientas y la litología generaría una cultura de optimización de procesos que impulsaría al crecimiento técnico, operativo y económico de GTE.

Se recomienda implementar o requerir a la empresa de servicios de mud logging un API (application programming interface) dentro del software de registros, que genere el cálculo y visualización del MSE en tiempo real para tener mayor capacidad de respuesta y análisis en la perforación.

Se recomienda realizar una evaluación conjunta de los parámetros de perforación presentados en el presente proyecto, con las características litológicas expuestas por el registro de Gamma Ray, con el ánimo de establecer las posibles correlaciones del MSE dentro de un marco geológico más profundo para el campo J1.

Se recomienda la inclusión permanente del UCS (Resistencia Compresiva Uniaxial), variable que reúne las propiedades mecánicas de la roca relevantes en la perforación, con el ánimo de evaluar en tiempo real la posible inestabilidad de los pozos para evitar problemas durante la perforación.