



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

TEMA:

**“EVALUACIÓN DE LA INTERACCIÓN ENTRE PARÁMETROS
CRÍTICOS Y LA ESTABILIDAD OPERATIVA EN LA PERFORACIÓN
DIRECCIONAL DE POZOS DE DESARROLLO EN EL CAMPO
SHUSHUFINDI”**

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

AUTOR:

MORALES JARA YELENNY NICOLE

TUTOR:

ING. CARLOS ALFREDO MALAVÉ CARRERA, MSC.

LA LIBERTAD, ECUADOR

2026

UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA

FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA

CARRERA DE PETRÓLEOS

TEMA:

**“EVALUACIÓN DE LA INTERACCIÓN ENTRE
PARÁMETROS CRÍTICOS Y LA ESTABILIDAD
OPERATIVA EN LA PERFORACIÓN DIRECCIONAL DE
POZOS DE DESARROLLO EN EL CAMPO
SHUSHUFINDI”**

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

AUTOR:

MORALES JARA YELENNY NICOLE

TUTOR:

ING. CARLOS ALFREDO MALAVÉ CARRERA, MSC.

LA LIBERTAD – ECUADOR

2026

UPSE

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN

ING. MARLLELIS GUITIERREZ, PhD.

DIRECTOR DE CARRERA

ING. CARLOS MALAVÉ, MSc

DOCENTE TUTOR

ING. CARLOS PORTILLA, MSc.

DOCENTE ESPECIALISTA

ING. EDISON BRITO, Msc.

DOCENTE UIC

ING. DAVID VEGA

SECRETARIA DEL TRIBUNAL

DEDICATORIA

Dedico este trabajo, en primer lugar, a **Dios**, por sostenerme en cada paso del camino, por regalarme salud, fortaleza y sabiduría para superar los desafíos y permitirme alcanzar esta meta que hoy se convierte en realidad.

A mi **Familia**, por su amor incondicional, sus palabras de aliento y por creer en mí incluso en los momentos que yo dudaba. Este logro también les pertenece.

Y, de manera muy especial, dedico este trabajo a mi mascota **Nerón**, quien estuvo a mi lado en los momentos más difíciles de este recorrido y que, aunque ya no está físicamente conmigo, permanece para siempre en mi corazón.

Con mucho amor, Yelenny Morales

CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO

En calidad de tutor del trabajo de investigación para titulación del tema elaborado “EVALUACIÓN DE LA INTERACCIÓN ENTRE PARÁMETROS CRÍTICOS Y LA ESTABILIDAD OPERATIVA EN LA PERFORACIÓN DIRECCIONAL DE POZOS DE DESARROLLO EN EL CAMPO SHUSHUFINDI” por la estudiante MORALES JARA YELENNY NICOLE, egresada de la carrera de Ingeniería en Petróleos, de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, me permito declarar que una vez analizado en el sistema antiplagio COMPILATIO, luego de haber cumplido con los requerimientos exigidos de valoración, la presente tesis, se encuentra con un 1% de la valoración permitida.



Certificado de análisis
Compilatio Studium

EVALUACIÓN DE LA INTERACCIÓN ENTRE PARÁMETROS CRÍTICOS Y LA ESTABILIDAD OPERATIVA EN LA PERFORACIÓN DIRECCIONAL DE POZOS DE DESARROLLO EN EL CAMPO SHUSHUFINDI

ID : 75c1e75196990431a37c9079b42a0927cbd37ab0



<1%
Textos
sospechosos

Nombre del fichero : COMPILATIO.txt
Tamaño del archivo original : 184,54 kB
Número de palabras : 6322

Depositante : Carlos Malave Carrera
Autor : Yelenny Nicole Morales Jara
Fecha de depósito : 25 de julio de 2026
Tipo de carga : Interfaze
fecha de fin de análisis : 25 de julio de 2026



Firmado electrónicamente por:
**CARLOS
ALFREDO
MALAVE
CARRERA**

Ing. Carlos Alfredo Malavé Carrera, Msc.

TUTOR DE TESIS

CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA

VALIDACIÓN GRAMATICAL Y ORTOGRÁFICA

CERTIFICO

Que, he realizado la revisión y corrección del Trabajo de Integración Curricular para la obtención del título de Ingeniera en Petróleos, con el tema: **“EVALUACIÓN DE LA INTERACCIÓN ENTRE PARÁMETROS CRÍTICOS Y LA ESTABILIDAD OPERATIVA EN LA PERFORACIÓN DIRECCIONAL DE POZOS DE DESARROLLO EN EL CAMPO SHUSHUFINDI”**. Ha sido desarrollado por la estudiante de la Carrera de Ingeniería en Petróleos: **MORALES JARA YELENNY NICOLE** de la Universidad Estatal Península de Santa Elena.

Que, el trabajo presenta un dominio formal del lenguaje, con expresión clara, coherencia discursiva y solidez interpretativa. Asimismo, garantizando su adecuación a los estándares académicos y formales requeridos.

Por lo expuesto, se expide el presente certificado para que los interesados lo utilicen ante las instancias que correspondan.

Atentamente,



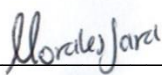
Lic. Mónica Paredes Castro, M.Sc.
Magister en Educación Básica
Correo: misabelp1017@gmail.com
C.C: 0605353143
Celular: 0969917044

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Yo, MORALES JARA YELENNY NICOLE, declaro bajo juramento que el presente trabajo de titulación denominado **“EVALUACIÓN DE LA INTERACCIÓN ENTRE PARÁMETROS CRÍTICOS Y LA ESTABILIDAD OPERATIVA EN LA PERFORACIÓN DIRECCIONAL DE POZOS DE DESARROLLO EN EL CAMPO SHUSHUFINDI”**, no tiene antecedentes de haber sido elaborado en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, Carrera de Petróleos, lo cual es un trabajo exclusivamente inédito y perteneciente de mi autoría.

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

Atentamente,



MORALES JARA YELENNY NICOLE

AUTOR DE TESIS

C.I. 0997262168

CERTIFICACIÓN DEL TUTOR

Ing. Carlos Alfredo Malavé Carrera, Msc.

TUTOR DE PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

Universidad Estatal Península de Santa Elena

En mi calidad de Tutor del presente trabajo **“EVALUACIÓN DE LA INTERACCIÓN ENTRE PARÁMETROS CRÍTICOS Y LA ESTABILIDAD OPERATIVA EN LA PERFORACIÓN DIRECCIONAL DE POZOS DE DESARROLLO EN EL CAMPO SHUSHUFINDI”** previo a la obtención del Título de Ingeniero en Petróleos elaborado por la señorita MORALES JARA YELENNY NICOLE, egresada de la carrera de Ingeniería en Petróleos, Facultad Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, me permito declarar que luego de haber orientado, estudiado y revisado, la apruebo en todas sus partes.



Firmado electrónicamente por:

CARLOS
ALFREDO
MALAVE
CARRERA

Ing. Ing. Carlos Alfredo Malavé Carrera, Msc.

TUTOR

AGRADECIMIENTOS

Quiero expresar mi más sincero agradecimiento a todas aquellas personas que, con una palabra de aliento, un abrazo, una oración o un gesto de cariño, estuvieron presentes a lo largo de este camino.

Mi más profundo agradecimiento es para el amor de mi vida, mi madre, **Magdalena Andrade**. Gracias por ser mi mayor inspiración y mi refugio en los días más difíciles. Cada una de tus oraciones, tus consejos, tus sacrificios y tu amor incondicional fueron el motor que me impulsó a seguir adelante cuando pensé en rendirme.

A mis padres, **Jaime Morales** y **Karina Andrade**; a mis hermanos, **Dalembert, Wagner, Madelaine** y **Cristhyan**; y a mi abuelo, **David**, gracias por acompañarme en cada paso y por ser el soporte que necesitaba para alcanzar esta meta.

Quiero dedicar unas palabras muy especiales a mi tío **Alejo**. Aunque hoy ya no estés aquí físicamente entre nosotros. Gracias por creer en mí, por confiar en mis capacidades y por sembrar en mí la seguridad de que podía alcanzar mis sueños.

Finalmente, agradezco a la **Universidad Estatal Península de Santa Elena**, a sus docentes y a todo el personal académico y administrativo, por abrirme las puertas de esta prestigiosa institución y brindarme las herramientas necesarias para mi formación profesional.

INDICE

DEDICATORIA	III
CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO	IV
CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA.....	V
DECLARACIÓN DE AUTORÍA.....	VI
CERTIFICACIÓN DEL TUTOR.....	7
AGRADECIMIENTOS.....	8
INDICE.....	9
LISTADO DE TABLAS.....	12
LISTADO DE FIGURAS.....	13
CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN	16
1.1 PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN.....	16
1.2 ANTEDECENTES	17
1.3 HIPÓTESIS.....	18
1.4 OBJETIVOS	18
1.4.1 <i>Objetivo general</i>	18
1.4.2 <i>Objetivos específicos</i>	18
1.5 ALCANCE.....	19
1.6 VARIABLES	19
1.6.1 VARIABLES DEPENDIENTES	19
1.6.2 <i>Variables independientes</i>	20
CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO	21
2.1 ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN.....	21
2.1.1 <i>Estudios sobre perforación direccional en la Cuenca Oriente</i>	21
2.1.2 <i>Trabajos previos sobre estabilidad de hoyo en Shushufindi</i>	22
2.1.3 <i>Análisis de parámetros de perforación y su efecto en el NPT</i>	23
2.1.4 <i>Investigaciones sobre correlación WOB-ROP en pozos direccionales</i>	24
2.2 ANTECEDENTES DEL CAMPO SHUSHUFINDI	25
2.2.1 <i>Ubicación</i>	25
2.2.2 <i>Historia del Descubrimiento y Desarrollo</i>	25
2.2.3 <i>Geología y Estructura</i>	26
2.2.4 <i>Historial de Producción y Estado Actual</i>	28
2.2.5 <i>Tecnologías de Perforación Implementadas</i>	28
2.3 FUNDAMENTOS DE PERFORACIÓN DIRECCIONAL.....	29
2.3.1 <i>Definición y principios básicos</i>	29

2.3.2 Tipos de trayectorias direccionales (J, S, Horizontal).....	30
2.3.3 Aplicaciones en pozos de desarrollo.....	32
2.3.4 Sistemas de control direccional (MWD, LWD, Rotary Steerable).....	33
2.3.5 Geometría del pozo: Dog Leg Severity (DLS), inclinación, azimuth.....	35
2.4 PARÁMETROS CRÍTICOS DE PERFORACIÓN.....	38
2.4.1 Peso sobre la barrena (WOB - Weight on Bit).....	38
2.4.2 Revoluciones por minuto (RPM).....	39
2.4.3 Caudal de circulación (Flow Rate).....	40
2.4.4 Torque y arrastre (Torque & Drag).....	41
2.5 PROPIEDADES DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN	42
2.5.1 Funciones del lodo de perforación.....	42
2.5.2 Propiedades reológicas críticas.....	44
2.5.3 Selección de fluido según formaciones	45
2.6 ESTABILIDAD OPERATIVA Y MECÁNICA DEL HOYO	47
2.6.1 Definición de estabilidad del hoyo.....	47
2.6.2 Mecanismos de inestabilidad	48
CAPITULO III: METODOLOGIA.....	51
3.1 METODOLOGÍA PROPUESTA	51
3.1.1 Tipo y Enfoque de la Investigación.....	51
3.1.2 Población y Muestra	51
3.1.3 Técnicas e Instrumentos para la Recolección de Datos	52
3.1.4 Procedimiento de Análisis y Evaluación.....	52
3.2 PROCEDIMIENTO OPERATIVO Y SISTEMATIZACIÓN DE DATOS	53
3.2.1 Protocolo de Recopilación y Auditoría de la Información Técnica.....	53
3.2.2 Criterios de Selección y Estructuración de las Variables Independientes	55
3.2.3 Estructuración de las Variables Dependientes e Indicadores de Inestabilidad	57
3.2.4 Fase de Procesamiento Descriptivo y Control de Calidad Operacional.....	57
3.2.5 Metodología para el Análisis de Correlación de Parámetros y Evaluación de ROP	58
3.2.6 Protocolo de Mapeo de Eventos de Inestabilidad y NPT.....	59
CAPÍTULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS.....	61
4.1 CARACTERIZACIÓN Y AUDITORÍA DE LOS DATOS OPERACIONALES DEL POZO SSFD-110D.....	61
4.2 EVALUACIÓN DEL DESEMPEÑO MECÁNICO Y CONFIGURACIÓN DEL BHA POR SECCIONES.....	62
4.3 ANÁLISIS PARAMÉTRICO DE OPERACIÓN POR INTERVALOS (ROP, WOB, RPM Y TORQUE).....	65
4.4 ANÁLISIS DE LA ENERGÍA ESPECÍFICA MECÁNICA (MSE) POR INTERVALOS.....	68

4.5 CONTROL DE TRAYECTORIA, TORTUOSIDAD Y EVALUACIÓN DIRECCIONAL	70
4.6 EVALUACIÓN DE LA HIDRÁULICA DE PERFORACIÓN Y LIMPIEZA DEL HOYO.....	72
4.7 ANÁLISIS DE TIEMPOS OPERACIONALES Y CURVA DE PERFORACIÓN (DÍAS VS PROFUNDIDAD)	74
CAPITULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	77
5.1 CONCLUSIONES	77
5.2 RECOMENDACIONES	79
BIBLIOGRAFÍA	80
ANEXOS.....	83
ANEXO 1: CORRELACIÓN ENTRE PESO SOBRE LA BROCA (WOB) Y TASA DE PENETRACIÓN (ROP)	83
ANEXO 2: PERFIL DE ENERGÍA ESPECÍFICA MECÁNICA (MSE) VS. PROFUNDIDAD MD.....	84
ANEXO 3. TABLA DE REGISTROS OPERACIONALES Y PARÁMETROS DE PERFORACIÓN EN LA SECCIÓN DE 12.25 PULGADAS DEL POZO SHUSHUFINDI-110D.....	85

LISTADO DE TABLAS

Tabla 1. Columna Estratigráfica.....	27
Tabla 2. Componentes básicos de un sistema de perforación direccional.....	30
Tabla 3 Comparación de trayectorias	32
Tabla.4. Parámetros medidos por MWD	34
Tabla.5. Rangos de inclinación.....	35
Tabla.6. Clasificación de DLS.....	37
Tabla 7. Límites operacionales típicos en Shushunfindi	37
Tabla 8. Efectos de las RPM en la estabilidad operativa.....	39
Tabla 9. Parámetros críticos de perforación: Problemas por caudal excesivo	41
Tabla 11. Relación torque-WOB-ROP	42
Tabla 12. Densidad del lodo típica en shushufindi.....	44
Tabla 13. Tipos de fluido base.....	46
Tabla 14. Estructura de datos y variables seleccionadas del pozo SSFD-110D para el análisis metodológico	54
Tabla 15. Inventario y caracterización de las sábanas de datos técnicos del pozo SSFD-110D.	62
Tabla 16. Especificaciones técnicas de los componentes críticos por cada BHA.	64
Tabla 17. Resumen de parámetros operativos promedio registrados por BHA.	67

LISTADO DE FIGURAS

Figura 1. Columna estratigráfica	27
Figura 2 diagrama resumen de la metodología propuesta	53
Figura 3 esquema metodológico de los intervalos de profundidad por sección analizada para el pozo ssfd-110d.....	56
Figura 4. Diagrama de procesamiento, control de calidad y modelamiento matemático de las variables operacionales en ssfd-110d	60
Figura 5. Comparación de carga mecánica y distribución de peso por ensamble de fondo (bha).	65
Figura 6. Evaluación de la velocidad de penetración (rop) promedio por ensamble de fondo (bha) en el pozo shushufindi-110d.	67
Figura 7. Relación experimental entre la energía específica mecánica (mse) y la velocidad de penetración (rop) en la fase de 12.25 pulgadas.	69
Figura 8. Perfil de trayectoria direccional y distribución de fases en el pozo shushufindi-110d.	71
Figura 9. Comportamiento del caudal (gpm) y la presión de bomba (psi) por ensamble de fondo en el pozo shushufindi-110d.....	73
Figura 10. Curva de avance de perforación (días vs. Profundidad) y comparación de tiempos reales frente a la planificación en el pozo shushufindi-110d.	75

“EVALUACIÓN DE LA INTERACCIÓN ENTRE PARÁMETROS CRÍTICOS Y LA ESTABILIDAD OPERATIVA EN LA PERFORACIÓN DIRECCIONAL DE POZOS DE DESARROLLO EN EL CAMPO SHUSHUFINDI”

Autor: Morales Jara Yelenny Nicole

Tutor: Ing. Carlos Alfredo Malavé Carrera, Msc.

Resumen

El presente trabajo de integración curricular tiene como objetivo evaluar la interacción entre los parámetros críticos de perforación y la estabilidad operativa en la perforación direccional de pozos de desarrollo en el Campo Shushufindi, un activo maduro y estratégico de la Cuenca Oriente ecuatoriana. En la historia operativa del campo, la necesidad de acceder a reservorios secundarios complejos y acumulaciones remanentes ha impulsado la transición de pozos convencionales hacia trayectorias tipo J, S y horizontales de alta desviación. Sin embargo, esta complejidad geométrica incrementa los riesgos operacionales y el Tiempo No Productivo (NPT), causados principalmente por inestabilidad de lutitas, pérdidas de circulación y pegaduras diferenciales.

La metodología se fundamenta en un enfoque multivariante y dinámico que analiza la correlación entre variables de control operacionales—tales como el peso sobre la barrena (WOB), las revoluciones por minuto (RPM) y el caudal de circulación—y las respuestas mecánicas e hidráulicas registradas mediante tecnologías de fondo como MWD y LWD. Adicionalmente, se integra el análisis factorial del perfil de presiones anormales y las características litológicas de formaciones desafiantes como Napo. Los resultados demostraron que la tecnología RSS incrementó la ROP promedio de 15.0 a 52.0 ft/hr y redujo la MSE a un rango eficiente de 22 a 35 ksi, identificando puntos de inflexión operacional (como el bit flounder) para optimizar el avance y preservar la integridad del hoyo. Los resultados obtenidos evidenciaron una reducción del 17,5 % en el tiempo de ejecución real respecto al tiempo planificado, lo que permitió optimizar los procesos y aportar información relevante para la toma de decisiones.

Palabras clave: *Perforación direccional, Estabilidad del hoyo, Campo Shushufindi, Parámetros de perforación, Tiempo no productivo (NPT), Monitoreo en tiempo real.*

“EVALUATION OF THE INTERACTION BETWEEN CRITICAL PARAMETERS AND OPERATIONAL STABILITY INDIRECTIONAL DRILLING OF DEVELOPMENT WELLS IN THE SHUSHUFINDI FIELD”

Author: Morales Jara Yelenny Nicole

Tutor: Ing. Carlos Alfredo Malavé Carrera, Msc.

Abstract

This curricular integration work aims to evaluate the interaction between critical drilling parameters and operational stability in directional drilling for development wells within the Shushufindi Field, a mature and strategic asset in the Ecuadorian Oriente Basin. Throughout the field's production history, the necessity to access complex secondary reservoirs and bypassed oil has driven a transition from conventional wells to high-deviation J-type, S-type, and horizontal trajectories. However, this geometric complexity increases operational risks and Non-Productive Time (NPT), primarily triggered by shale instability, circulation losses, and differential sticking.

The methodology is based on a dynamic, multivariate approach that analyzes the correlation between controllable operational variables—such as Weight on Bit (WOB), revolutions per minute (RPM), and flow rate—and the mechanical and hydraulic responses captured via downhole technologies like MWD and LWD. Furthermore, the study integrates a factorial analysis of abnormal pressure profiles and the lithological characteristics of challenging formations like the Napo shale. The results demonstrated that RSS technology increased the average ROP from 15.0 to 52.0 ft/hr and reduced the MSE to an efficient range of 22 to 35 ksi, identifying operational inflection points (such as bit flounder) to optimize rate of penetration and preserve hole integrity. The results obtained evidenced a 17.5% reduction in actual execution time compared to the planned time, which allowed for process optimization and provided relevant information for decision-making.

Keywords: *Directional drilling, Wellbore stability, Shushufindi Field, Drilling parameters, Non-Productive Time (NPT), Real-time monitoring.*

CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN

1.1 PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN

La perforación de pozos direccionales tipo "J" en el Campo Shushufindi enfrenta un desafío operativo mayor debido a las condiciones geológicas complejas. Estas incluyen la presencia de formaciones inestables (como las lutitas de Napo), alto riesgo de pérdidas de circulación y pegaduras diferenciales. Todos estos eventos se traducen en un alto tiempo no productivo (NPT), siendo la inestabilidad del hoyo un factor directo y frecuentemente asociado a densidades de lodo inadecuadas (Uquillas, 2013).

A pesar de la planificación exhaustiva para alcanzar los objetivos del yacimiento con precisión, la eficiencia y los costos se ven comprometidos por A nivel operativo, la última campaña de perforación se ejecutó en 2023, correspondiente a la octava campaña del campo, lo que evidencia la necesidad de consolidar criterios técnicos que permitan orientar la planificación futura y maximizar el valor de las nuevas inversiones (ORION OIL ER S.A, 2024), la recurrencia de la inestabilidad operativa. La brecha analítica central radica en que la industria aún no cuantifica ni correlaciona de manera rigurosa cómo la interacción dinámica de los parámetros de perforación controlables (WOB, RPM, Flujo) y las propiedades del fluido afectan simultáneamente la Integridad mecánica del hoyo y la eficiencia de penetración (ROP).

Esta deficiencia en el análisis predictivo y optimizado incrementa el NPT, eleva significativamente los costos de perforación y dificulta la mitigación oportuna de riesgos operacionales (Krygier & Solarin, 2020).

El problema crucial es la falta de una herramienta predictiva rigurosa que defina la correlación entre los parámetros operacionales dinámicos y la estabilidad real del pozo en tiempo real. Esta carencia obliga a tomar decisiones sin una base de datos optimizada, lo que resulta en una estabilidad operativa subóptima que impacta directamente en el aumento de costos y la reducción de la tasa de penetración (ROP) deseada en la perforación direccional.

1.2 ANTECEDENTES

La alta densidad de pozos en áreas de producción intensiva, como se observa en el bloque 57 del oriente ecuatoriano, incrementa significativamente el riesgo operacional asociado a la perforación direccional, incluyendo la potencial inestabilidad del hoyo y la interferencia con pozos vecinos. Por ello, se hace indispensable un análisis riguroso que trascienda la mera planificación. Trabajos previos, como la propuesta de (Guale Prudente & García Ramirez, 2024), ya destacan la necesidad de evaluar planes de perforación mediante la determinación cualitativa de la columna litológica y el diseño del pozo, así como el análisis cuantitativo del proceso de cementación. No obstante, una investigación más profunda debe ir más allá de la estimación de tiempos y costos, centrándose en la correlación de los parámetros críticos de perforación con la estabilidad operativa para una efectiva toma de decisiones durante cada sección, tal como se propone en el presente estudio.

La perforación direccional controlada representa un esfuerzo avanzado de ingeniería cuyo fin es desviar intencionalmente un pozo siguiendo una trayectoria planificada, con el objetivo de alcanzar un blanco en el subsuelo con coordenadas y profundidades específicas. (NARANJO BASSANTE, 2012) subraya que esta disciplina es una ciencia y tecnología que requiere un programa establecido en términos de la ubicación relativa del objetivo, el espaciamiento entre pozos y las facilidades en la localización superficial. Para garantizar el éxito de este esfuerzo ingenieril, la optimización de la trayectoria debe considerar no solo la planificación geométrica, sino también el análisis de la interacción dinámica entre los parámetros de control operacional y la respuesta del sistema de fondo, aspecto central de esta investigación para asegurar la máxima eficiencia y evitar desviaciones del programa.

El perforador direccional debe mantener un monitoreo constante de las mediciones de la trayectoria para asegurar la intercepción de los objetivos, siendo la prevención de colisiones una prioridad. En este sentido, (Baquere Reyes, 2018) destaca la importancia de correr reportes de Anticolisión y utilizar modelos de error sistemático para visualizar la proximidad de pozos vecinos y gestionar el riesgo durante la fase de diseño. Sin embargo, para que esta planificación sea efectiva, se requiere que la Integridad Mecánica del Hoyo se mantenga durante toda la operación. Es por ello que esta tesis se enfoca en el Análisis de la Estabilidad Operativa, examinando cómo los parámetros de perforación y la

configuración del BHA influyen directamente en la Eficiencia de Penetración (ROP) y en la minimización de Eventos de Inestabilidad Operativa, que son cruciales para el éxito del monitoreo direccional.

1.3 HIPÓTESIS

La correlación cuantitativa entre los parámetros de control dinámico de la perforación (WOB, RPM, Flujo) y las propiedades reológicas del fluido con la respuesta operacional (ROP, Estabilidad del hoyo) permite un modelamiento predictivo que contribuye significativamente a la optimización integral de la trayectoria, al reducir el tiempo operacional no productivo (NPT) y garantizar la integridad mecánica del hoyo en pozos de desarrollo direccionales.

1.4 OBJETIVOS

1.4.1 Objetivo general

- Evaluar la interacción entre parámetros críticos y la estabilidad operativa en la perforación direccional de pozos de desarrollo en el campo Shushufindi.

1.4.2 Objetivos específicos

- Analizar los parámetros críticos de perforación direccional que condicionan la estabilidad del sistema pozo–BHA en el campo Shushufindi.
- Evaluar los mecanismos de inestabilidad del BHA asociados a combinaciones no óptimas de WOB, RPM y torque durante la perforación direccional.

- Aplicar criterios técnicos preliminares para la selección de parámetros de perforación que mejoren la estabilidad operativa y el control direccional.
- Identificar señales operativas indicativas de inestabilidad del BHA que puedan ser utilizadas como criterios tempranos de control durante la perforación direccional en el campo Shushufindi.

1.5 ALCANCE

Esta tesis se enfoca tanto en evaluar como en validar la eficiencia y estabilidad de la perforación direccional en el campo Shushufindi. La limitación principal se centra en el modelado y análisis de datos operacionales existentes; es decir, no se realizará experimentos en campo, sino que se utilizará la información técnica ya recolectada del plan de perforación del pozo.

Se busca establecer una relación de causa-efecto clara entre lo que el operador controla (los parámetros de perforación como WOB, RPM, Flujo) y el rendimiento técnico del pozo (estabilidad y ROP). Esto permitirá cuantificar cuánto se puede optimizar la perforación de la trayectoria.

1.6 VARIABLES

1.6.1 Variables dependientes

- Tasa de penetración.
- Eventos de inestabilidad operativa (frecuencia de pegas, pérdidas de circulación y taponamientos).
- Tiempo operacional no productivo e índice de eficiencia operacional.

1.6.2 Variables independientes

- Configuración mecánica del BHA.
- Parámetros de control dinámico.
- Perfil de trayectoria direccional (curvatura, DLS).

CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO

2.1 ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN

El estudio de la perforación direccional y la estabilidad operativa en el Campo Shushufindi no surge en el vacío académico. Existe un cuerpo creciente de investigaciones que, desde distintas perspectivas, han abordado problemas relacionados con la perforación, la caracterización de formaciones y la optimización operacional en este campo estratégico. A continuación, se analizan los trabajos previos más relevantes, organizados según su relación directa con los ejes temáticos de esta tesis.

2.1.1 Estudios sobre perforación direccional en la Cuenca Oriente

La Cuenca Oriente ha sido escenario de numerosos estudios orientados a optimizar la perforación direccional, dada su importancia productiva y las complejidades geológicas que presenta. Investigaciones recientes han abordado el diseño de trayectorias y la planificación operativa en esta región.

(Zuñiga Muñoz, 2025) desarrollaron un estudio orientado a la optimización de trayectorias de pozos direccionales utilizando el software COMPASS en el Oriente Ecuatoriano. Su investigación demostró que el uso de herramientas de simulación avanzada permite reducir significativamente los riesgos de colisión entre pozos y mejorar la precisión en la intercepción de objetivos geológicos. Los autores concluyeron que la planificación geométrica, si bien es necesaria, resulta insuficiente si no se acompaña de un análisis dinámico de los parámetros de perforación.

Por su parte evaluaron (Guale Prudente & García Ramirez, 2024) la propuesta del programa de perforación de un pozo direccional tipo S ubicado en el bloque 60 del oriente ecuatoriano. Su trabajo se centró en la determinación cualitativa de la columna litológica y el diseño del pozo, así como en el análisis cuantitativo del proceso de cementación. Los autores identificaron que la estimación de tiempos y costos debe complementarse con un análisis más profundo de los parámetros críticos de perforación para asegurar la estabilidad operativa en cada sección del pozo.

(Naranjo Bassate, 2012) realizó un análisis fundamental sobre las propiedades mecánicas de los elastómeros de los motores de fondo durante las operaciones de perforación en la sección 12 ¼". Aunque su estudio se centró en aspectos específicos del Bottom Hole Assembly (BHA), sus hallazgos sobre el comportamiento dinámico de los componentes de fondo son relevantes para comprender cómo ciertos parámetros (como la temperatura y la fatiga cíclica) afectan la vida útil de las herramientas en condiciones de perforación direccional.

(Aguilar Navarrete & Uquillas Giacometti, 2013) estudiaron los problemas operacionales durante la perforación de pozos horizontales en tres campos del Oriente Ecuatoriano. Su investigación identificó que la inestabilidad del hoyo, frecuentemente asociada a densidades de lodo inadecuadas, constituye uno de los principales factores que generan tiempo no productivo (NPT). Este hallazgo es particularmente relevante para el Campo Shushufindi, donde las lutitas de la Formación Napo representan un desafío constante para la estabilidad mecánica del hoyo.

Un aspecto crítico adicional en la Cuenca Oriente es la presión de formación. (Prudente Vera, 2023) realizó un análisis del perfil de presiones en los pozos del Campo Shushufindi mediante registros eléctricos, sínicos y de resistividad. Su investigación identificó tres zonas con presiones distintas a profundidades variables: entre 1.000-2.000 m en las formaciones Shushufindi y Hollin; entre 2.000-3.000 m en la formación Misahuallí; y entre 3.000-4.000 m en la formación Sacha. El autor advierte que estas presiones anormales pueden afectar significativamente las operaciones de perforación, especialmente las altas presiones que pueden causar fracturas en la roca y problemas de circulación. Este hallazgo es fundamental para esta tesis, pues permite anticipar las zonas críticas donde los parámetros de perforación deben ajustarse para mantener la estabilidad del hoyo

2.1.2 Trabajos previos sobre estabilidad de hoyo en Shushufindi

El Campo Shushufindi, por su madurez productiva y complejidad geológica, ha sido objeto de estudios específicos orientados a evaluar la estabilidad de los pozos y los factores que la afectan.

(Adriana, 2018) desarrolló una investigación sobre ingeniería de perforación direccional con enfoque en análisis anticollisión, utilizando métodos numéricos y simulados. Su

trabajo, aunque de alcance general, estableció bases metodológicas para evaluar el riesgo de interferencia entre pozos vecinos, un problema particularmente relevante en Shushufindi debido a la alta densidad de pozos en plataformas compactas (hasta 12 pozos por locación). El autor destaca la importancia de correr reportes de anticollisión y utilizar modelos de error sistemático para gestionar el riesgo durante la fase de diseño.

En cuanto a los sistemas de producción, (Galarza Santana & Hernández Bravo, 2023) analizaron el tiempo medio entre fallas (MTBF) de los sistemas de bombeo eléctrico sumergible (BES) en el Campo Shushufindi. Aunque su investigación se centra en levantamiento artificial y no directamente en perforación, sus hallazgos sobre los patrones de falla son extrapolables al análisis de confiabilidad de equipos de fondo durante la perforación. Los autores determinaron que la mayor concentración de fallas se presenta al inicio de los 2/5 del tiempo de vida útil, y que las fallas indirectas representan hasta el 55% del total. Este tipo de análisis factorial podría aplicarse al estudio de la estabilidad operativa en perforación direccional.

Un aspecto que no ha sido suficientemente abordado en la literatura es la relación cuantitativa entre los parámetros de perforación controlables (WOB, RPM, caudal) y la ocurrencia de eventos de inestabilidad del hoyo. La mayoría de los estudios existentes se enfocan en aspectos cualitativos o en variables geológicas, dejando un vacío analítico que esta tesis pretende llenar.

2.1.3 Análisis de parámetros de perforación y su efecto en el NPT

El tiempo no productivo (NPT) constituye uno de los indicadores más relevantes en la industria petrolera, pues impacta directamente en la rentabilidad de los proyectos de perforación. (Krygier & Solarin, 2020) analizaron, desde la perspectiva de una empresa de perforación, el NPT asociado a problemas de estabilidad del pozo. Su estudio cuantificó que los eventos de inestabilidad (pegaduras, pérdidas de circulación, colapsos) pueden representar hasta el 30% del tiempo total no productivo en operaciones de perforación direccional en campos maduros.

En la Cuenca Oriente, (Aguilar Navarrete & Uquillas Giacometti, 2013) identificaron que las principales causas de NPT durante la perforación de pozos horizontales incluyen:

- Pérdidas de circulación en zonas fracturadas
- Pegaduras diferenciales (differential sticking)
- Inestabilidad de lutitas (colapso de paredes)
- Desviaciones no planificadas de la trayectoria

Estos hallazgos son directamente aplicables al Campo Shushufindi, donde las formaciones de lutitas del Napo son particularmente propensas a la inestabilidad cuando los parámetros de perforación (especialmente la densidad de lodo y el caudal de circulación) no son óptimos.

Sin embargo, ninguno de los estudios revisados establece una correlación cuantitativa rigurosa entre los parámetros de control dinámico (WOB, RPM, flujo) y la incidencia de NPT. La mayoría se limita a descripciones cualitativas o análisis univariantes, lo que justifica la necesidad de un enfoque multivariante como el propuesto en esta investigación.

2.1.4 Investigaciones sobre correlación WOB-ROP en pozos direccionales

La relación entre el peso sobre la barrena (WOB) y la tasa de penetración (ROP) ha sido ampliamente estudiada en la literatura de perforación, aunque la mayoría de los trabajos se centran en pozos verticales. En el contexto de pozos direccionales, la interacción se vuelve más compleja debido a la fricción adicional y a la desalineación del BHA.

(Naranjo Bassate, 2012) analizó cómo las propiedades mecánicas de los elastómeros de los motores de fondo afectan la eficiencia de transmisión de potencia y, consecuentemente, la ROP en secciones desviadas. Su investigación demostró que la fatiga cíclica generada por combinaciones no óptimas de WOB y RPM puede reducir la vida útil de los componentes del BHA, lo que a su vez incrementa el riesgo de fallas operativas.

(Guale Prudente & García Ramirez, 2024) incluyeron en su análisis del programa de perforación del pozo tipo S del bloque 60 una evaluación de los parámetros de perforación por sección. Aunque no desarrollaron un modelo de correlación cuantitativa, identificaron que ciertas combinaciones de WOB (30,000-40,000 lbs) y RPM (80-120) producían

mejoras significativas en la ROP en las secciones de lutitas, mientras que en areniscas se requerían parámetros diferentes.

La literatura internacional, como la reportada por la Society of Petroleum Engineers (SPE) en diversos papers sobre campos maduros, sugiere que la correlación WOB-ROP sigue patrones no lineales en pozos direccionales, con puntos de inflexión donde incrementos adicionales de WOB no generan mejoras proporcionales en ROP (fenómeno conocido como "bit flounder"). Esta no linealidad refuerza la necesidad de un análisis de optimización multivariante que considere simultáneamente WOB, RPM y propiedades del fluido.

2.2 ANTECEDENTES DEL CAMPO SHUSHUFINDI

El Campo Shushufindi constituye uno de los activos de producción más importantes de la Cuenca Oriente ecuatoriana y representa aproximadamente el 10% de la producción total del país. Por esta razón, comprender su historia, características geológicas y comportamiento operacional resulta fundamental para cualquier investigación orientada a optimizar la perforación direccional en este campo.

2.2.1 Ubicación

El Campo Shushufindi se localiza en el nororiente de Ecuador, en la provincia de Sucumbíos, cantón Shushufindi, dentro del Bloque 57. Pertenecce a la Cuenca Oriente, una cuenca de antepaís que limita al norte con Colombia (Cuenca de Putumayo) y al sur con Perú (Cuenca de Marañón), formando parte de un sistema geológico regional compartido.

Geográficamente, el campo se encuentra en la región amazónica ecuatoriana, lo que impone restricciones ambientales significativas para las operaciones de perforación y producción. Debido a la sensibilidad ambiental de la zona, los pozos se perforan en plataformas compactas o "clusters" que actualmente pueden albergar hasta 12 pozos por locación, minimizando así la huella ecológica en la selva amazónica

2.2.2 Historia del Descubrimiento y Desarrollo

El Campo Shushufindi fue descubierto originalmente en 1968 por Texaco, aunque las referencias más comunes sitúan su descubrimiento oficial en 1972. La producción comercial inició en agosto de 1972 con un programa de desarrollo que estableció un espaciado nominal de 50 acres entre pozos (Ziritt, 2005).

Durante sus primeros años de operación, el campo experimentó un crecimiento sostenido hasta alcanzar su pico máximo de producción de 125,000 barriles de petróleo por día (BOPD) en 1986 (Schlumberger, 2022). A partir de entonces, la producción entró en una fase de declinación natural, llegando a aproximadamente 45,000 BOPD en diciembre de 2011, con unos 150 pozos activos.

Un hito fundamental en la historia reciente del campo ocurrió en diciembre de 2011, cuando Petroamazonas EP (PAM) firmó un contrato de servicios integrados por 15 años con el Consorcio Shushufindi (CSSFD), liderado por Schlumberger. Este consorcio asumió la operación del campo con el objetivo de revitalizar su producción. Los resultados fueron notables: en los primeros 18 meses se perforaron 45 nuevos pozos y se realizaron 35 reacondicionamientos (workovers), incrementando la producción a más de 65,000 BOPD en agosto de 2013. Para inicios de 2016, la producción alcanzó los 90,000 BOPD, gracias a 109 pozos nuevos y 91 workovers completados durante el período (Gozalbo y otros, 2017).

2.2.3 Geología y Estructura

El Campo Shushufindi está asociado a un anticlinal alargado en dirección norte-sur, limitado al este por fallas invertidas. Desde el punto de vista tectónico, la estructura del campo forma parte del cinturón estructural medio de la Cuenca Oriente, caracterizado por bloques asimétricos conjugados formados por esfuerzos compresionales.

La columna estratigráfica del campo incluye tres ciclos sedimentarios principales que se muestran en la Tabla 1:

Ciclo	Edad	Características
Basal	Pre-Cretácico	Capas plásticas basales
Cretácico	Cretácico	Principal ciclo productivo
Molasa	Terciario	Formaciones Tena y Superior

Tabla 1. Columna Estratigráfica
Fuente: Elaboración propia a partir de los datos de (Vera, 2024)

La estructura del campo presenta compartimentación estratigráfica como se muestra en la Figura 1, donde el flujo de fluidos se ve restringido por límites sellantes dentro del reservorio, causados por diversos factores geológicos y dinámicos. Esta compartimentación tiene implicaciones directas en la estabilidad operativa durante la perforación, pues las transiciones entre compartimentos pueden representar zonas de inestabilidad mecánica.

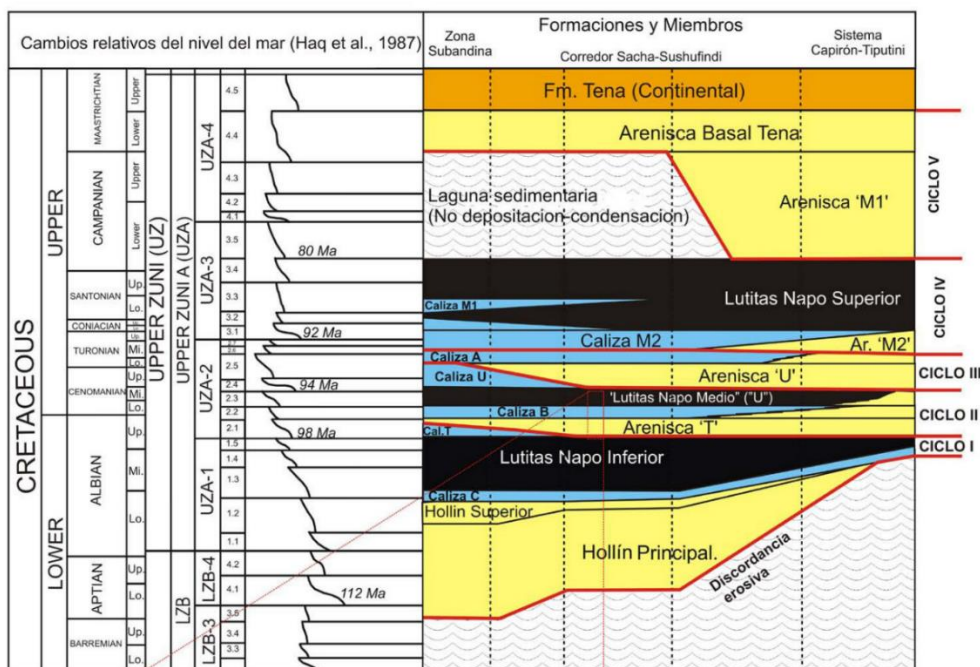


Figura 1. Columna Estratigráfica
Fuente: (HAQ, 1987)

2.2.4 Historial de Producción y Estado Actual

Desde su descubrimiento, el Campo Shushufindi ha producido más de mil millones de barriles de petróleo, con un factor de recobro actual que alcanza aproximadamente el 33% (Ziritt, 2005). Las reservas remanentes se estiman en alrededor de 550 millones de barriles. La producción actual se sitúa alrededor de 58,000 BOPD, mayoritariamente de aceite liviano.

Los principales desafíos que enfrenta actualmente el campo incluyen:

- Depleción de los reservorios más homogéneos después de décadas de producción
- Avance de agua e incremento del corte de agua en los flancos estructurales
- Necesidad de producir desde reservorios secundarios, que presentan propiedades petrofísicas intermedias, variabilidad estratigráfica y baja saturación de hidrocarburos

Para enfrentar estos desafíos, la estrategia de desarrollo del campo se ha orientado hacia la perforación de pozos desviados (deviated wells) que puedan alcanzar múltiples reservorios de forma individual, evolucionando desde pozos tipo S y J hacia pozos J de alta desviación.

2.2.5 Tecnologías de Perforación Implementadas

El Campo Shushufindi ha sido un escenario de implementación de tecnologías de vanguardia en perforación y completación, entre las cuales destacan (Lafournere y otros, 2013):

Centro Integrado de Gestión de Activos (AIM): Ubicado en Quito, este centro monitorea en tiempo real las operaciones de campo. Cada pozo nuevo es supervisado por un equipo en el AIM que compara el progreso con la base de conocimiento establecida por pozos anteriores, optimizando continuamente los parámetros de perforación.

Sistemas de Bombeo Electrosumergible (ESP): La mayoría de los pozos han sido convertidos a levantamiento artificial mediante ESP, cuyos parámetros son optimizados continuamente vía sistema SCADA desde el AIM.

Fracturamiento Hidráulico: Durante la campaña de workovers 2018-2019, se implementaron exitosamente técnicas de fracturamiento HiWAY y TSO en reservorios secundarios, generando una producción incremental de 7,000 BOPD.

Perforación Horizontal: A partir de 2023, se ha identificado la perforación horizontal como la mejor estrategia para acceder a acumulaciones de petróleo remanente en las cúpulas estructurales ("bypassed attic oil"), proyectando duplicar la recuperación estimada final.

2.3 FUNDAMENTOS DE PERFORACIÓN DIRECCIONAL

La perforación direccional constituye una de las disciplinas más sofisticadas dentro de la ingeniería de perforación de pozos petroleros. A diferencia de la perforación vertical convencional, la perforación direccional implica el desvío intencional y controlado de la trayectoria del pozo para alcanzar objetivos específicos en el subsuelo que no se encuentran directamente debajo de la ubicación superficial del equipo de perforación. A continuación, se desarrollan los fundamentos teóricos y prácticos de esta disciplina (Aguilar Navarrete & Uquillas Giacometti, 2013).

2.3.1 Definición y principios básicos

La perforación direccional se define como el conjunto de técnicas, equipos y procedimientos utilizados para controlar y modificar la trayectoria de un pozo, permitiendo que este se desvíe de la vertical siguiendo una trayectoria predeterminada hasta alcanzar uno o varios objetivos geológicos en el subsuelo.

Principios fundamentales:

- **Control de trayectoria:** La capacidad de dirigir la barrena hacia una dirección específica mediante herramientas de fondo que generan fuerzas laterales o angulares.
- **Medición continua:** El monitoreo constante de la posición del pozo (inclinación, azimut, profundidad) mediante sensores ubicados cerca de la barrena.

- **Corrección en tiempo real:** La posibilidad de ajustar parámetros de perforación o activar mecanismos de corrección cuando la trayectoria se desvía del plan establecido.

La perforación direccional controlada representa un esfuerzo avanzado de ingeniería cuyo fin es desviar intencionalmente un pozo siguiendo una trayectoria planificada, con el objetivo de alcanzar un blanco en el subsuelo con coordenadas y profundidades específicas. Como señala (Naranjo Bassate, 2012) esta disciplina es una ciencia y tecnología que requiere un programa establecido en términos de la ubicación relativa del objetivo, el espaciamiento entre pozos y las facilidades en la localización superficial como se muestra en la Tabla 2.

Componentes básicos de un sistema de perforación direccional:

Componente	Función
Equipo de perforación (taladro)	Provee energía rotacional, axial y de circulación
Bottom Hole Assembly (BHA)	Conjunto de herramientas de fondo que incluye motores, estabilizadores y sistemas de medición
Herramienta de desviación	Mecanismo que genera la fuerza lateral para cambiar dirección (bent sub, motor de fondo, rotary steerable)
Sistema de medición	Sensores que transmiten datos de trayectoria a superficie
Software de planificación	Herramienta computacional para diseñar y simular la trayectoria

*Tabla 2. Componentes básicos de un sistema de perforación direccional
Fuente: (Naranjo Bassate, 2012)*

2.3.2 Tipos de trayectorias direccionales (J, S, Horizontal)

La selección del tipo de trayectoria depende de los objetivos del pozo, las condiciones geológicas, las restricciones superficiales y las características del yacimiento. En el Campo Shushufindi, se han empleado principalmente trayectorias tipo J y S, con una

evolución reciente hacia pozos horizontales para acceder a acumulaciones remanentes en las cúpulas estructurales.

➤ **Trayectoria tipo "J"**

La trayectoria tipo J se caracteriza por un pozo que inicia verticalmente, luego se desvía gradualmente (sección de incremento o "build-up section") hasta alcanzar una inclinación final, manteniéndose luego tangente (sección de inclinación constante) hasta llegar al objetivo.

Características:

- Inclinación final típica: entre 15° y 45°
- Radio de curvatura: medio a largo (3°-6°/100 pies de DLS)
- Aplicación típica: alcanzar objetivos laterales poco profundos
- Ventaja: menor complejidad operativa y menor costo

Este tipo de trayectoria ha sido ampliamente utilizado para alcanzar los reservorios principales (arenas U y T) desde plataformas compactas, permitiendo drenar áreas que no estarían al alcance desde plataformas verticales.

➤ **Trayectoria tipo "S"**

La trayectoria tipo S (denominada así por su forma de "S invertida") incorpora, además de la sección de incremento inicial, una sección de decremento ("drop-off section") que reduce la inclinación antes de alcanzar el objetivo.

Características:

- Inclinación máxima: puede superar los 60°
- Presencia de dos secciones curvas: build-up y drop-off
- Aplicación típica: alcanzar objetivos profundos con entrada vertical al yacimiento
- Ventaja: permite completaciones convencionales en zona productora

En Shushufindi los pozos tipo S se han empleado cuando se requiere penetrar verticalmente el reservorio para facilitar operaciones de completación o levantamiento artificial. (Guale Prudente & García Ramirez, 2024), evaluaron un programa de

perforación de pozo direccional tipo S en el bloque 60 del oriente ecuatoriano, demostrando su viabilidad en condiciones similares a Shushufindi.

➤ **Trayectoria Horizontal**

Los pozos horizontales se caracterizan por alcanzar inclinaciones cercanas o superiores a 90°, con una sección que se mantiene paralela al plano estratigráfico del reservorio.

Características:

- Inclinación final: 85°-95°
- Radio de curvatura: corto a mediano
- Longitud de sección horizontal: variable (300 - 1000 metros)
- Ventajas: máximo contacto con el yacimiento mejora el factor de recobro

En Shushufindi a partir de 2023, la perforación horizontal ha sido identificada como la mejor estrategia para acceder a acumulaciones de petróleo remanente en las cúpulas estructurales. La proyección es duplicar la recuperación estimada final en áreas con bypassed attic oil.

Aspecto	Tipo J	Tipo S	Horizontal
Complejidad técnica	Baja	Media	Alta
Costo relativo	Base	+15-25%	+40-70%
Control direccional	Moderado	Requiere drop-off	Crítico
Aplicación típica	Objetivos laterales	Entrada vertical	Maximizar contacto
DLS requerido	2-4°/100 pies	3-6°/100 pies	1-3°/100 pies (build)

Tabla 3 Comparación de trayectorias
Fuente: (Guale Prudente & García Ramírez, 2024)

2.3.3 Aplicaciones en pozos de desarrollo

Los pozos de desarrollo son aquellos perforados una vez que el yacimiento ha sido descubierto y delimitado, con el objetivo de extraer los hidrocarburos de manera eficiente. La perforación direccional juega un rol fundamental en este contexto.

Principales aplicaciones en pozos de desarrollo:

1. **Plataformas compactas (clusters):** En la región amazónica, la sensibilidad ambiental exige minimizar la huella ecológica. Mediante perforación direccional, desde una sola plataforma se pueden perforar múltiples pozos (hasta 12 en Shushufindi) que alcancen diferentes áreas del yacimiento.
2. **Acceso a reservorios bajo restricciones superficiales:** Cuando el objetivo geológico se encuentra debajo de áreas ambientalmente sensibles, urbanizadas o de difícil acceso, la perforación direccional permite ubicar el taladro en una locación conveniente.
3. **Drenaje de áreas de difícil acceso:** Pozos direccionales permiten alcanzar acumulaciones remanentes en flancos estructurales, cúpulas ("attic oil") o zonas marginales del yacimiento.
4. **Pozos de inyección:** Para mantener la presión del yacimiento, se perforan pozos inyectorios de agua o gas que requieren ubicaciones precisas para optimizar el barrido.
5. **Evitación de obstáculos geológicos:** La trayectoria puede diseñarse para sortear fallas, zonas de pérdidas de circulación, o domos de sal.
6. **Multi-objetivo (Multi-target):** Un mismo pozo direccional puede atravesar múltiples arenas productoras en diferentes profundidades, maximizando la rentabilidad.

La estrategia de desarrollo del campo Shushufindi se ha orientado hacia la perforación de pozos desviados que puedan alcanzar múltiples reservorios de forma individual, evolucionando desde pozos tipo S y J hacia pozos J de alta desviación. El Centro Integrado de Gestión de Activos (AIM) en Quito monitorea en tiempo real cada pozo nuevo, comparando el progreso con la base de conocimiento establecida por pozos anteriores y optimizando continuamente los parámetros operacionales.

2.3.4 Sistemas de control direccional (MWD, LWD, Rotary Steerable)

El control direccional se fundamenta en la capacidad de medir, transmitir y actuar sobre la trayectoria del pozo. Existen tres sistemas principales que, combinados, permiten una perforación direccional precisa y eficiente.

➤ MWD (Measurement While Drilling)

El sistema MWD consiste en un conjunto de sensores ubicados cerca de la barrena que miden parámetros direccionales y operacionales, transmitiendo los datos a superficie en tiempo real mientras se perfora.

Parámetro	Relevancia para estabilidad operativa
Inclinación	Permite verificar la trayectoria planificada
Azimut	Define la dirección geográfica del pozo
Temperatura	Indicador de condiciones anormales de fondo
Vibraciones	Detecta inestabilidad del BHA
RPM reales	Permite ajustar parámetros rotacionales
Presión de fondo	Crítica para estabilidad de hoyo y control de pozo

*Tabla.1. Parámetros medidos por MWD
Fuente: (Cevallos, 2010)*

Transmisión de datos: Generalmente mediante pulsos de presión positiva en la columna de lodo (mud pulse telemetry), con tasas de transmisión entre 0.5 y 10 bits por segundo.

➤ LWD (Logging While Drilling)

El LWD extiende las capacidades del MWD al incorporar herramientas de registro geofísico que caracterizan la formación mientras se perfora.

Registros LWD comunes:

- **Resistividad:** Identifica fluidos hidrocarbúricos vs. agua salada
- **Densidad y neutrón:** Determina porosidad
- **Rayos gamma:** Correlación con litología (arcillosidad)
- **Sónico:** Velocidad de onda, propiedades mecánicas de la roca

Una ventaja clave de esta herramienta es que permite geosteering, es decir, la navegación dentro del reservorio manteniendo la trayectoria en las zonas de mejor calidad petrofísica.

2.3.5 Geometría del pozo: Dog Leg Severity (DLS), inclinación, azimuth

La geometría de un pozo direccional se define mediante tres parámetros fundamentales: inclinación, azimuth y profundidad, a partir de los cuales se calculan derivados como la Dog Leg Severity (DLS).

➤ Inclinación

La inclinación (θ) es el ángulo que forma el eje del pozo con la vertical. Se expresa en grados (0° = vertical, 90° = horizontal).

Rango de inclinación	Denominación
$0^\circ - 5^\circ$	Vertical
$5^\circ - 30^\circ$	Ligeramente desviado
$30^\circ - 60^\circ$	Moderadamente desviado
$60^\circ - 80^\circ$	Altamente desviado
$>80^\circ$	Horizontal

*Tabla.5. Rangos de inclinación
Fuente: (Cevallos, 2010)*

Importancia para estabilidad operativa:

- A mayor inclinación, mayor es la componente de gravedad que actúa sobre el BHA, lo que incrementa la fricción y el torque
- Las formaciones anisótropas presentan resistencias diferentes según la dirección de perforación
- El transporte de recortes se dificulta al aumentar la inclinación (se requiere caudal de circulación mayor)

➤ Azimut

El azimuth (ϕ) es el ángulo horizontal que forma la proyección del pozo con el Norte (generalmente Norte geográfico o Norte magnético). Se expresa en grados entre 0° y 360° .

Puntos de referencia para azimut:

- Norte geográfico (verdadero): Punto de referencia fijo, utilizado en planificación
- Norte magnético: Varía con el tiempo y la ubicación, utilizado en mediciones de campo
- Norte de cuadrícula (grid north): Referencia cartográfica para mapas UTM

Importancia para estabilidad operativa:

- Define la orientación del pozo respecto a los esfuerzos in-situ
- La estabilidad del hoyo se ve afectada por la dirección de perforación relativa al campo de esfuerzos (perforar en dirección del esfuerzo máximo puede generar colapso)
- En campos con pozos densos, la selección del azimut debe evitar interferencias (riesgo de colisión)

➤ Dog Leg Severity (DLS)

La Dog Leg Severity (DLS) es una medida de la intensidad del cambio de dirección (curvatura) del pozo. Se define como el cambio angular total (en grados) por cada 100 pies (o 30 metros) de longitud perforada.

Fórmula de cálculo:

$$DLS = \frac{\arccos[\cos(\theta_1) \cos(\theta_2) + \sin(\theta_1) \sin(\theta_2) \cos(\Delta\phi)]}{\Delta MD} \times 100$$

Donde:

$\theta_1, \theta_2 =$ *Inclinación en puntos 1 y 2 (grados)*

$\Delta MD =$ *Distancia entre puntos (pies)*

Rango de DLS (grados/100 pies)	Denominación	Aplicación típica
< 1°	Muy suave	Secciones tangentes, horizontales de gran radio
1° - 3°	Suave	Pozos tipo J, horizontales de radio mediano
3° - 6°	Moderado	Pozos tipo S, build-up estándar

Rango de DLS (grados/100 pies)	Denominación	Aplicación típica
6° - 10°	Severo	Pozos de radio corto, evasión de obstáculos
> 10°	Extremo	Aplicaciones especiales (pozos de radio ultracorto)

Tabla.2. Clasificación de DLS
Fuente: (Cevallos, 2010)

Importancia crítica de DLS para la estabilidad operativa:

1. **Fatiga de la tubería:** Valores altos de DLS generan esfuerzos cíclicos en la tubería de perforación, reduciendo su vida útil por fatiga mecánica.
2. **Fricción y torque:** El DLS incrementa el ángulo de contacto entre la tubería y la pared del hoyo, aumentando el torque superficial y el riesgo de pegaduras.
3. **Paso de herramientas de completación:** DLS excesivos pueden impedir la introducción de revestidores o equipos de fondo, limitando las opciones de completación.
4. **Estabilidad del hoyo:** Curvaturas pronunciadas generan concentración de esfuerzos en la pared del hoyo, especialmente en el lado interno de la curva (pared "cerrada").

Sección del pozo	DLS máximo recomendado (grados/100 pies)	Justificación
Vertical inicial	< 0.5°	Mantener verticalidad
Build-up	2° - 4°	Transición suave, evitar fatiga
Tangente	< 1°	Estabilidad mecánica
Drop-off (en tipo S)	2° - 3°	Evitar colapso en la curva inversa
Horizontal	1° - 2°	Navegación dentro del reservorio

Tabla 3. Límites operacionales típicos en Shushunfindi
Fuente: (Cevallos, 2010)

➤ Relación entre geometría y estabilidad operativa en Shushufindi

En el Campo Shushufindi, la geometría del pozo debe adaptarse a condiciones geológicas particulares:

- **Lutitas del Napo:** Formaciones arcillosas que tienden a hidratarse y colapsar. Requieren DLS suaves para evitar la exposición prolongada en estos intervalos inestables durante la desviación.
- **Areniscas U y T:** Reservorios competentes que toleran curvaturas moderadas, pero donde el control direccional debe ser preciso para maximizar el contacto con la zona productora.
- **Alta densidad de pozos:** Con hasta 12 pozos por plataforma, la trayectoria debe diseñarse con DLS suficiente para apartarse del cluster, pero sin generar curvaturas extremas que comprometan la estabilidad.

2.4 PARÁMETROS CRÍTICOS DE PERFORACIÓN

Los parámetros críticos de perforación son las variables que el ingeniero de perforación puede controlar desde superficie para optimizar el proceso de perforación direccional. Estos parámetros determinan directamente la eficiencia de penetración, la estabilidad del BHA y la integridad mecánica del hoyo. En el Campo Shushufindi, la selección adecuada de estos parámetros es particularmente crítica debido a la presencia de formaciones complejas como conglomerados, lutitas hidratables y areniscas abrasivas.

2.4.1 Peso sobre la barrena (WOB - Weight on Bit)

➤ Definición y principios fundamentales

El Peso sobre la Barrena (WOB) es la fuerza axial compresiva aplicada a la barrena para que esta pueda fracturar y penetrar la formación rocosa. Se expresa típicamente en miles de libras (klbs) o en toneladas métricas. Este parámetro es fundamental porque determina la energía mecánica disponible en el punto de contacto entre la barrena y la roca, afectando directamente la tasa de penetración (ROP) y el desgaste de la barrena.

En condiciones ideales, existe una relación directamente proporcional entre el WOB y la ROP dentro de un rango óptimo. Sin embargo, al exceder el WOB crítico, se produce el fenómeno de "bit flounder", donde incrementos adicionales de peso no generan mejoras

significativas en la ROP, pero sí aumentan el torque, las vibraciones y el desgaste prematuro de los cortadores.

2.4.2 Revoluciones por minuto (RPM)

➤ Definición y principios

Las Revoluciones por Minuto (RPM) representan la velocidad de rotación impartida a la sarta de perforación. En operaciones de perforación direccional, la rotación puede provenir de dos fuentes principales:

1. Rotación superficial: Transmitida desde la mesa rotaria o el top drive a toda la sarta de perforación.
2. Motor de fondo (PDM - Positive Displacement Motor): Convierte energía hidráulica del flujo de lodo en energía mecánica rotacional en el BHA, permitiendo rotación de la barrena independientemente de la sarta.

La RPM total en la barrena es la suma de la rotación superficial y la rotación generada por el motor de fondo.

➤ Efectos de las RPM en la estabilidad operativa

Problemas por RPM excesivas:

Problema	Causa	Consecuencia en Shushufindi
Vibración lateral	RPM crítica coincide con frecuencia natural del BHA	Daño a MWD/LWD, agrandamiento del hoyo
Vibración torsional (stick-slip)	Interacción RPM-WOB desbalanceada	Picos de torque, fatiga de conexiones
Desgaste acelerado de cortadores	Alta energía de corte en formaciones abrasivas	Reducción de vida útil de barrena
Calentamiento excesivo	Fricción generada por alta RPM	Daño a elastómeros de motores de fondo

Tabla 8. Efectos de las RPM en la estabilidad operativa
Fuente: (González Silva & Gutierrez Velázquez, 2015; López Rodríguez, 2012)

Reportes operativos de pozos Shushufindi documentan vibraciones axiales y laterales asociadas a rangos de RPM que coinciden con las frecuencias naturales de los BHA utilizados (López Rodríguez , 2012).

2.4.3 Caudal de circulación (Flow Rate)

➤ Definición y funciones

El caudal de circulación (Flow Rate) es el volumen de fluido de perforación bombeado por unidad de tiempo, expresado típicamente en galones por minuto (GPM) o litros por segundo (L/s). Este parámetro cumple múltiples funciones críticas:

1. Transporte de recortes: Mantener los cortes de roca en suspensión y llevarlos a superficie.
2. Potencia hidráulica en la barrena: Limpiar el frente de corte y optimizar la ROP.
3. Enfriamiento y lubricación: Disipar el calor generado por la fricción.
4. Activación de motores de fondo: Los PDM convierten la energía hidráulica en rotación mecánica.
5. Transmisión de señales MWD: Los pulsos de presión requieren un caudal estable.

➤ Efectos del caudal en la estabilidad operativa

Problemas por caudal excesivo:

Problema	Causa	Evidencia en Shushufindi
Pérdidas de circulación	ECD (Equivalent Circulating Density) elevada	Documentado en múltiples pozos
Erosión de formaciones	Velocidad anular excesiva	Especialmente en Napo
Lavado de zapato	Caudal erosivo en zonas de revestidor	Reportado en pozo 134D

Sobrepresión en el sistema	Caudal excede capacidad hidráulica	3400+ psi registrados
-----------------------------------	------------------------------------	-----------------------

*Tabla 9. Parámetros críticos de perforación: Problemas por caudal excesivo
Fuente: (López Rodríguez , 2012)*

Problemas por caudal insuficiente:

Problema	Causa	Consecuencia
Mala limpieza del hoyo	Velocidad anular < 120 ft/min	Formación de lecho de recortes, pack-off
Embolamiento de barrena	Insuficiente limpieza de cortadores	Drástica reducción de ROP
Calentamiento de motor de fondo	Bajo caudal afecta enfriamiento	Daño a elastómeros del PDM
Señal MWD deficiente	Caudal inadecuado para transmisión	Pérdida de datos direccionales

Tabla 10. Parámetros críticos de perforación: Problemas por caudal insuficiente

Fuente: (López Rodríguez , 2012)

Reportes operativos de pozos documentan específicamente problemas de embolamiento y hole no calibrado asociados a bajo caudal, así como sobrepresión por caudal excesivo.

2.4.4 Torque y arrastre (Torque & Drag)

➤ Definición y principios

El torque es la fuerza rotacional necesaria para hacer girar la sarta de perforación, expresada en klbs-pie o kN-m. El arrastre (drag) es la fuerza axial adicional requerida para mover la sarta (levantar o bajar) en comparación con su peso teórico en el aire.

Ambos parámetros son indicadores indirectos fundamentales de la estabilidad del hoyo y la eficiencia de la perforación direccional. Valores anormalmente altos de torque o arrastre indican problemas de fricción, mala limpieza del hoyo o inestabilidad de la formación.

➤ Relación torque-WOB-ROP

Existe una relación directa entre torque, WOB y ROP. En condiciones óptimas, el torque debe ser proporcional al WOB aplicado, con un coeficiente que depende del tipo de barrena y formación.

Condición	Relación Torque/WOB	Implicación
Normal	Estable, proporcional	Operación saludable
Torque desproporcionadamente alto	>30% del valor esperado	Posible acumulación de recortes, hoyo apretado
Torque errático	Oscila sin relación con WOB	Vibración, stick-slip incipiente

*Tabla 11. Relación torque-WOB-ROP
Fuente: (López Rodríguez, 2012)*

2.5 PROPIEDADES DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN

El fluido de perforación (lodo) es un componente esencial en todo proceso de perforación, actuando como el "sistema circulatorio" del pozo. Su diseño y mantenimiento adecuados son determinantes para la estabilidad operativa, especialmente en un campo maduro y geológicamente complejo como Shushufindi. A continuación, se desarrollan sus funciones, propiedades críticas y criterios de selección.

2.5.1 Funciones del lodo de perforación

Un fluido de perforación correctamente diseñado cumple múltiples funciones esenciales que inciden directamente en la seguridad y eficiencia de la operación.

1. Transporte de recortes a superficie

Esta es la función más básica. El fluido debe tener la capacidad de suspender los recortes de roca generados por la barrena durante la perforación y transportarlos hasta superficie.

Cuando la circulación se detiene, el fluido debe mantener los recortes en suspensión para evitar que sedimenten y obstruyan el espacio anular (pack-off).

2. Control de presiones (Estabilidad Mecánica)

La columna de fluido ejerce una presión hidrostática sobre la formación. En condiciones normales, esta presión debe balancear o superar la presión natural de la formación para prevenir la entrada de fluidos no deseados (kicks o reventones). Sin embargo, si la densidad es excesiva, puede fracturar la formación y provocar pérdidas de circulación. En Shushufindi, mantener este balance es crítico debido a la depleción de los reservorios.

3. Estabilización del hueco (Estabilidad Química)

El fluido debe ser compatible químicamente con las formaciones atravesadas. En secciones de lutitas (como las de la formación Napo), el fluido debe inhibir la hidratación y el hinchamiento de las arcillas, previniendo el colapso de la pared del pozo.

4. Sellado de formaciones permeables (Formación de Cake)

Al circular, una pequeña parte del fluido (filtrado) invade la formación, mientras que los sólidos quedan depositados en la pared formando una capa llamada "cake" o revoque. Este cake debe ser delgado, impermeable y de baja permeabilidad para evitar pérdidas excesivas y proteger la formación productora.

5. Enfriamiento y lubricación

La rotación de la sarta y de la barrena genera calor por fricción. El lodo absorbe este calor y lo disipa en superficie. Además, lubrica la sarta de perforación, reduciendo el torque y el arrastre, lo cual es especialmente crítico en pozos direccionales de alta inclinación como los de Shushufindi.

6. Transmisión de información

El fluido actúa como medio de transmisión para los sistemas MWD (Measurement While Drilling). Las variaciones de presión generadas por la herramienta viajan a través de la columna de lodo hasta sensores en superficie, permitiendo el monitoreo direccional en tiempo real.

2.5.2 Propiedades reológicas críticas

Las propiedades reológicas determinan el comportamiento de flujo del fluido y su capacidad para realizar las funciones descritas anteriormente.

➤ Densidad (Peso del lodo)

La densidad (expresada en libras por galón - ppg, o gramos por centímetro cúbico) es la propiedad más crítica para el control de pozos. Determina la presión hidrostática en el fondo del hueco.

Rango Típico en Shushufindi	Aplicación y Observación
8.5 – 9.5 ppg	Secciones superficiales (evita fracturas)
9.5 – 11.0 ppg	Secciones intermedias (control de lutitas)
11.0 – 12.5 ppg	Secciones productoras (balance con presión de reservorio depletado)

*Tabla 12. Densidad del lodo típica en shushufindi
Fuente: (López Rodríguez, 2012)*

Una densidad insuficiente puede causar el colapso de las lutitas del Napo o una inflow. Una densidad excesiva puede fracturar la formación y causar pérdidas de circulación totales. En campos maduros como Shushufindi, la depleción del yacimiento reduce la presión de poro, requiriendo un manejo cuidadoso de la densidad para evitar pérdidas.

➤ Viscosidad Plástica (PV) y Punto de Cedencia (YP)

La Viscosidad Plástica (PV) representa la resistencia al flujo debida a la fricción interna entre los sólidos y el líquido. Depende principalmente de la concentración, tamaño y forma de los sólidos.

El Punto de Cedencia (YP) es la fuerza de atracción electroquímica entre las partículas del fluido, representando la capacidad del fluido para suspender recortes cuando está estático.

Un fluido ideal debe tener un YP alto (buena suspensión) con una PV baja (fácil de bombear). En Shushufindi, la limpieza del hueco es crítica en las secciones de alta inclinación ($>40^\circ$), requiriendo un YP suficiente para evacuar los recortes del lado bajo del hueco.

➤ Filtrado y Formación de Cake

El filtrado se refiere al volumen de líquido que escapa del lodo hacia la formación permeable. La prueba API de filtrado (ml/30 min) cuantifica esta propiedad.

Cuando el lodo circula frente a una zona permeable, el agua (filtrado) se introduce en la roca, mientras que los sólidos se depositan formando el cake. Un cake grueso y pegajoso incrementa drásticamente el riesgo de que la sarta de perforación quede atrapada contra la pared del hueco (pegadura diferencial).

2.5.3 Selección de fluido según formaciones

La selección del tipo de fluido en Shushufindi depende de la litología específica y los objetivos operativos, equilibrando rendimiento, costo e impacto ambiental.

Tipo de Fluido	Composición Base	Ventajas Técnicas en Shushufindi	Limitaciones
Base Agua (WBF)	Agua + arcilla (bentonita) + polímeros + KCl	Bajo costo, alta tasa de penetración (ROP) en formaciones competentes, menos impacto ambiental	Reactividad con lutitas del Napo (hinchamiento) si no se inhibe correctamente
Base Aceite (OBF)	Diesel o aceite mineral + emulsificadores	Máxima inhibición de arcillas (no reacciona), excelente lubricidad para pozos de alta inclinación, alta resistencia a la contaminación	Alto costo, problemas ambientales para disposición de cuttings, menor ROP inicial

Alto Rendimiento Base Agua (HPWBM)		Combina baja reactividad	
	Agua + inhibidores	(similar a aceite) con perfil	Costo intermedio,
	avanzados + sellantes nanoparticulados	ambiental favorable, tecnología emergente en la Cuenca Oriente	requiere monitoreo químico riguroso

*Tabla 13. Tipos de fluido base
Fuente: (López Rodríguez , 2012)*

➤ Estrategia de Selección por Formación (Campo Shushufindi)

Basado en estudios de buenas prácticas en el campo, la selección del fluido se realiza por sección:

Formación Tena (Lutitas y Areniscas):

En esta sección, las lutitas son reactivas, pero no tan críticas como las del Napo. Se utilizan fluidos de base agua con alto contenido de KCl (cloruro de potasio). El KCl actúa como inhibidor de arcillas, estabilizando los iones en la lutita y evitando la absorción de agua. La concentración típica oscila entre 8-12% en peso.

Formación Napo - Sección de Lutitas (Mayor Riesgo):

Esta es la sección más crítica del campo. Las lutitas del Napo son altamente hidratables y propensas al colapso.

- Estrategia Tradicional: Uso de Lodos Base Aceite (OBF), que por naturaleza no reaccionan con el agua de la formación, garantizando estabilidad absoluta del hueco.
- Estrategias Modernas (Actualidad): Para reducir el impacto ambiental y los costos de eliminación de cuttings, se han implementado Fluidos de Alto Rendimiento Base Agua (HPWBM). Estos sistemas utilizan polímeros encapsulantes y aditivos como silicatos o glicoles que sellan la micro-fracturas de la lutita, evitando la transmisión de presión hidrostática al interior de la roca.

Formación Napo - Sección de Arenas (Reservorio U y T):

Al atravesar la zona productora, se prioriza minimizar el daño a la formación.

- Se utilizan fluidos de base agua clarificados (sin sólidos) o con aditivos de puenteo (carbonato de calcio) que forman un cake fácil de remover con los ácidos de completación.
- Se controla estrictamente el filtrado (bajo) y se evita la emulsificación para no bloquear los poros de la roca.

2.6 ESTABILIDAD OPERATIVA Y MECÁNICA DEL HOYO

La estabilidad operativa constituye uno de los pilares fundamentales para el éxito de cualquier proyecto de perforación, especialmente en campos maduros y geológicamente complejos como Shushufindi. La pérdida de estabilidad del hoyo no solo incrementa los tiempos no productivos (NPT), sino que puede comprometer la integridad del pozo, generar condiciones inseguras y elevar significativamente los costos operativos. A continuación, se desarrollan los conceptos fundamentales asociados a este fenómeno.

2.6.1 Definición de estabilidad del hoyo

La estabilidad del hoyo se define como la capacidad de mantener la integridad geométrica y mecánica de la excavación subterránea (pozo) durante todo el proceso de perforación, completación y producción inicial. Un hoyo se considera estable cuando se cumplen las siguientes condiciones:

- Las paredes del pozo no colapsan ni se deforman plásticamente
- No ocurren pérdidas de circulación incontroladas hacia la formación
- La sarta de perforación puede moverse libremente (rotar, bajar, levantar)
- No se generan atascamientos (pegaduras) de la herramienta
- La trayectoria se mantiene dentro de las tolerancias planificadas

La estabilidad del hoyo está determinada por un equilibrio entre tres factores principales:

- Esfuerzos mecánicos in situ
- Propiedades mecánicas de la roca
- Presión Hidrostática del fluido

Cualquier cambio en el sistema de lodo, así como en la formación, afectará la estabilidad del hoyo. Esto es inevitable porque el sistema es altamente transitorio.

2.6.2 Mecanismos de inestabilidad

➤ Colapso de paredes

El colapso de paredes ocurre cuando la presión de fluido en el hoyo es insuficiente para mantener la integridad estructural de las formaciones atravesadas. Es un tipo de falla por cizallamiento que se produce cuando la presión en el pozo es demasiado baja (Hafezi, 2023).

Mecanismo físico

Cuando la presión en el hoyo disminuye, el esfuerzo tangencial alrededor del pozo se vuelve lo suficientemente grande como para superar la resistencia de la roca. Como resultado, fragmentos de roca se desprenden hacia el interior del pozo, formando una sección elíptica o irregular. En casos severos, puede ocurrir un colapso mayor o derrumbe total.

Los reportes operativos en Shushufindi documentan derrumbes en la sección de 8½", atribuidos específicamente a bajo peso de lodo en el pozo 133D. Las lutitas del Napo son particularmente propensas a este mecanismo debido a su naturaleza arcillosa y a la depleción de presiones en el campo, que reduce la ventana operativa segura.

Consecuencias:

- Atrapamiento de la sarta (stuck pipe)
- Necesidad de pescas (fishing)
- Pérdida de la sección del pozo
- Posible pérdida del pozo

➤ Pérdidas de circulación

Las pérdidas de circulación ocurren cuando el fluido de perforación escapa hacia la formación en lugar de retornar a superficie. Este fenómeno puede ocurrir durante la perforación, la circulación o el movimiento de la sarta.

Mecanismo físico

Si la presión de fondo (presión hidrostática + pérdidas de fricción) excede la presión de fractura de la formación, se generan fracturas que permiten la salida del fluido. También pueden ocurrir pérdidas en formaciones naturalmente fracturadas o cavernosas, incluso con presiones por debajo de la presión de fractura.

➤ Pegaduras diferenciales (Stuck pipe)

La pegadura diferencial es uno de los problemas operacionales más costosos en la industria, con un costo estimado entre \$200 y \$500 millones anuales, ocurriendo en aproximadamente el 15% de los pozos (Cruz Taco, 2018).

Clasificación según SPE:

- Pegadura mecánica (Mechanical sticking), causada por mala limpieza del hoyo (acumulación de recortes)
- Inestabilidad del hoyo (desprendimientos, colapso)
- Secciones plásticas o de sal (squeezing)
- Keyseating (ranura en zonas de alta curvatura)

Pegadura por presión diferencial (Differential sticking)

Ocurre cuando la sarta queda atrapada contra la pared del hoyo por la fuerza resultante de un diferencial de presión excesivo.

Indicadores de pegada diferencial:

- Incremento del torque y arrastre
- Incapacidad de reciprocación la sarta
- En casos severos, incapacidad de rotar
- Circulación de fluido ininterrumpida

Pack-off

Un caso específico de pegadura mecánica donde una gran acumulación de recortes o derrumbes obstruye completamente el espacio anular, atrapando el BHA. En pozos direccionales, los recortes tienden a acumularse en el lado bajo del hoyo, formando un

lecho estacionario que puede deslizarse y empaquetar el BHA cuando se detienen las bombas.

➤ Abombamiento (Ballooning)

El ballooning es un fenómeno donde el hoyo se expande y contrae en respuesta a cambios en la presión de circulación, simulando un kick o una pérdida.

Mecanismo físico

En formaciones micro-fracturadas o de baja resistencia, el incremento de presión durante la circulación (ECD) provoca una ligera expansión de la pared del hoyo, permitiendo la entrada de fluido. Cuando se detiene la circulación, la presión disminuye y el fluido retorna, dando la apariencia de un influjo de formación.

Es crítico distinguir ballooning de un kick real. En ballooning, el volumen retornado al detener bombas suele ser consistente con el volumen bombeado durante el incremento de presión, mientras que en un kick hay un influjo neto de fluidos de formación.

CAPITULO III: METODOLOGIA

3.1 METODOLOGÍA PROPUESTA

3.1.1 Tipo y Enfoque de la Investigación

El estudio se adscribe a una investigación de tipo no experimental, enfoque cuantitativo y diseño retrospectivo-analítico. Se considera retrospectivo debido a que los datos de perforación ya han sido recolectados y registrados durante la ejecución del programa. El enfoque es analítico al basarse en la correlación y el modelamiento de variables para evaluar la eficiencia y la estabilidad de la trayectoria.

3.1.2 Población y Muestra

La población es el conjunto total de elementos objeto de estudio y la muestra es el subconjunto representativo extraído para analizarlo.

Población: La población de estudio está constituida por el conjunto de pozos de desarrollo con trayectoria direccional tipo Slant (J-Type) perforados en la Zona Norte del campo Shushufindi, Bloque 57, en la Cuenca Oriente ecuatoriana. Esta población comprende un total de 45 pozos direccionales perforados en las campañas de desarrollo del bloque que comparten características litológicas y operacionales similares en las formaciones Napo y Hollín.

Muestra: La muestra es de tipo no probabilística intencional por conveniencia técnica y está conformada por 1 pozo representativo de desarrollo, el pozo Shushufindi-110D. Los criterios de selección específicos incluyeron: a) poseer un perfil direccional tipo Slant con inclinaciones superiores a los 30 grados, b) contar con registros operacionales completos de alta frecuencia (datos segundo a segundo y pie a pie de WOB, RPM, Torque, ROP y presión), c) haber empleado tanto motores de fondo convencionales como sistemas rotativos direccionales (RSS) en sus diferentes fases de perforación para permitir la comparación técnica directa, y d) disponer del historial integral de BHA y reportes diarios de perforación.

3.1.3 Técnicas e Instrumentos para la Recolección de Datos

La recolección de datos es documental y se basa en el programa de perforación y los reportes operacionales en la zona de estudio.

Documentos Clave: Programa original de perforación, registros diarios de perforación, reportes de fluidos (densidad, reología), registros MWD/LWD de trayectoria y datos de desempeño, e informes de incidentes operativos (NPT) obtenidos directamente de los archivos técnicos de perforación y de la base de datos operativa de la EP Petroecuador correspondientes al pozo Shushufindi-110D.

3.1.4 Procedimiento de Análisis y Evaluación

El análisis se realiza en tres fases:

Fase 1. Análisis Descriptivo: Revisión detallada de los datos del pozo de Shushufindi-Norte por secciones, incluyendo la trayectoria y la prognosis geológica para identificar las zonas de inestabilidad y los eventos de inestabilidad operativa registrados.

Fase 2. Análisis de Correlación: Aplicación del coeficiente de correlación de Pearson (r) y diagramas de dispersión (R^2) para determinar la relación entre los parámetros de control dinámico (WOB, RPM, Caudal) y la eficiencia de penetración (ROP/MSE). La interpretación considerará correlaciones fuertes para $|r| > 0.7$ y una significancia estadística con $p < 0.05$. Paralelamente, se evaluará la relación entre las propiedades reológicas del fluido (punto cedente y geles) y los eventos de inestabilidad y pérdida de circulación.

Fase 3. Optimización y Validación: Con base en las correlaciones obtenidas, se modelará la respuesta operativa óptima para las secciones críticas, validando la hipótesis de que la optimización de los parámetros reduce el NPT y mejora la integridad mecánica del hoyo.

El enfoque metodológico expuesto asegura la estructuración lógica y el rigor científico requeridos para el desarrollo de la investigación. A través de la articulación del tipo de estudio, la delimitación de la muestra en el campo Shushufindi y el procesamiento sistemático de los datos operacionales en las tres fases descritas, se establece un marco claro para la obtención de resultados confiables. Toda la interacción de estos componentes y la secuencia del proceso de análisis quedan resumidas de forma esquemática en la Figura 2.

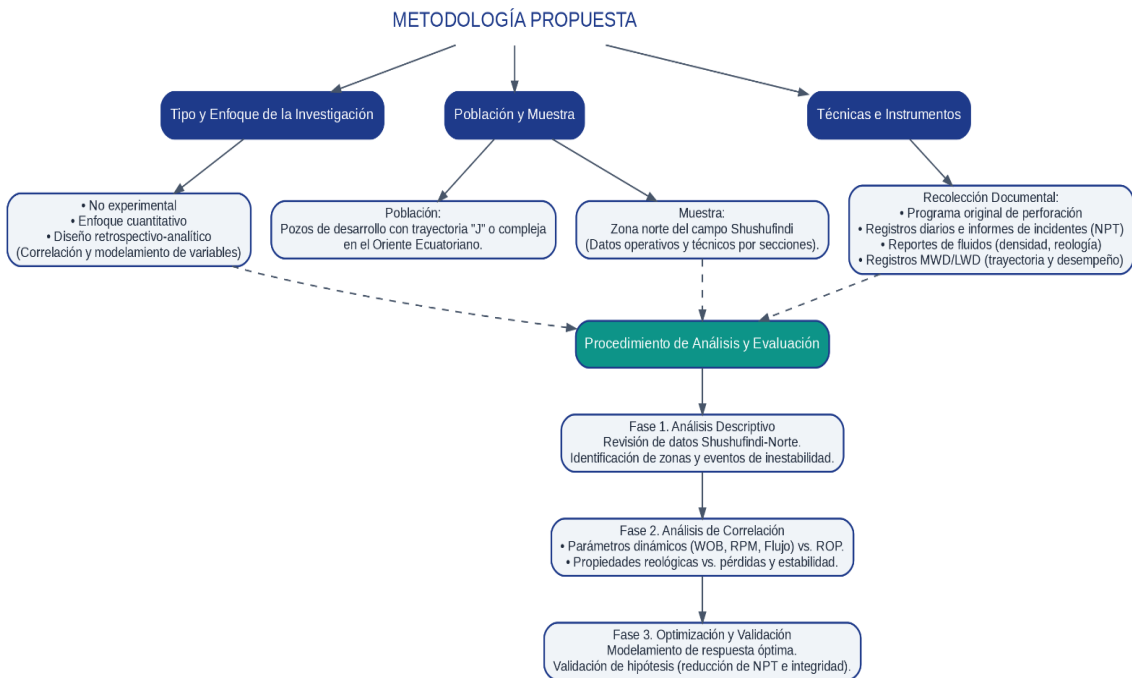


Figura 1 Diagrama resumen de la metodología propuesta
Fuente: Elaboración propia

3.2 PROCEDIMIENTO OPERATIVO Y SISTEMATIZACIÓN DE DATOS

3.2.1 Protocolo de Recopilación y Auditoría de la Información Técnica

El desarrollo práctico del análisis retrospectivo-analítico requiere la consolidación preliminar de múltiples bases de datos operacionales del pozo Shushufindi-110D (SSFD – 110D). Este proceso comenzó con una etapa de auditoría de datos, cuyo propósito fue asegurar la consistencia física, la continuidad de los registros de profundidad y la eliminación de redundancias o lecturas erróneas generadas por fallas en los sensores superficiales durante las conexiones de tubería.

La información primaria fue extraída y clasificada a partir de dos fuentes documentales principales:

- **Hojas de Datos de Ensamblajes de Fondo (BHA Data Sheets):** Reportes individuales correspondientes a las corridas operativas desde la sección superficial hasta la sección de producción, de donde se identificaron las características geométricas, marcas, modelos y la configuración mecánica de las herramientas de fondo.
- **Reportes Diarios de Actividad (Daily Activity Reports – DAR):** Registros históricos continuos que vinculan los tiempos operativos, los intervalos de profundidad perforados por cada ensamble y los eventos especiales reportados en el pozo.

Con la finalidad de ofrecer una visión estructurada de las fuentes de información utilizadas y los componentes mecánicos asociados a cada etapa operativa, se presenta la siguiente matriz de correspondencia de datos.

Sección del Hoyo	Componentes Críticos del BHA Seleccionados	Variables de Control Asociadas
Superficial (16")	Broca PDC Hughes Christensen, Motor Schlumberger, HWDP, Jar Hidraquaker.	WOB, RPM, Caudal, Torque, ROP.
Intermedia (12 ¼")	Brocas PDC, Motores de fondo, Herramientas MWD/LWD, Estabilizadores.	Parámetros dinámicos mecánicos, Reología del fluido, Tendencia de desvío.
Producción (8 ½")	Broca PDC, Motor Schlumberger, Sistema LWD-Motor, Tubería de perforación (DPS).	Parámetros de fondo, Densidad del lodo, Eventos de NPT por inestabilidad.

*Tabla 14. Estructura de datos y variables seleccionadas del pozo SSFD-110D para el análisis metodológico
Fuente: Elaboración propia, con base en el programa de perforación del pozo Shushufindi-110D (PETROPRODUCCION).*

3.2.2 Criterios de Selección y Estructuración de las Variables

Independientes

Para evaluar la interacción de las fuerzas y su impacto en la estabilidad, las variables mecánicas e hidráulicas independientes contenidas en los archivos técnicos se estructuraron bajo los siguientes criterios de selección:

- **Configuración Mecánica del BHA:** Se seleccionó el diámetro de la broca PDC, el tipo de conexión, la longitud acumulada del arreglo y, fundamentalmente, el ángulo de inclinación de la carcasa del motor de fondo (Bent Housing Angle), fijado paramétricamente en 1.15° para los motores de Schlumberger según consta en las sábanas de datos. Esto permitirá evaluar la agresividad del control direccional en el capítulo posterior.
- **Parámetros de Control Dinámico:** Se aislaron los rangos operativos de Peso sobre la Broca (WOB), Revoluciones por Minuto (RPM) de la sarta y del motor, y el Caudal de Bombeo (Flujo), mapeados en función de la profundidad medida (MD).
- **Propiedades del Fluido de Perforación:** Se extrajeron los valores diarios de densidad del lodo y las propiedades reológicas críticas para cruzarlos con el comportamiento del hoyo.

Como fundamento visual de la distribución operativa de estas secciones y para comprender el alcance vertical de cada intervalo analizado en el pozo SSFD-110D, se construyó el perfil secuencial que se ilustra a continuación.

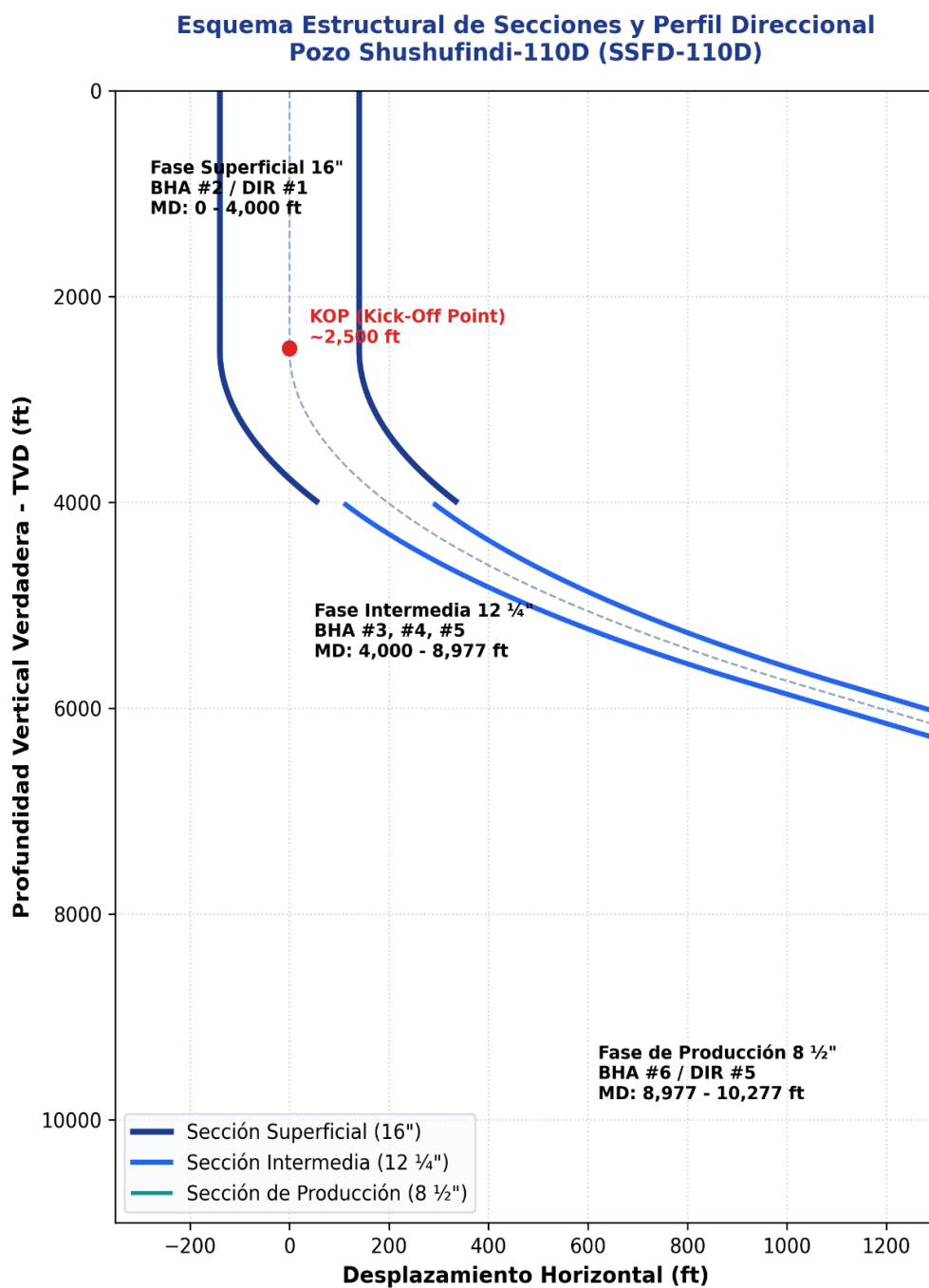


Figura 3 Esquema metodológico de los intervalos de profundidad por sección analizada para el pozo SSFD-110D

Fuente: Elaboración propia, con base en el programa de perforación del pozo Shushufindi-110D (PETROPRODUCCION).

3.2.3 Estructuración de las Variables Dependientes e Indicadores de Inestabilidad

El procedimiento metodológico contempló la organización de las respuestas operativas del sistema en tres categorías analíticas esenciales:

- **Eficiencia de Penetración:** Registrada mediante la velocidad de penetración (ROP) instantánea y promedio por cada carrera de BHA.
- **Eventos de Inestabilidad Operativa:** Clasificación cualitativa y cuantitativa de los incidentes mecánicos reportados, agrupados en pegas de tubería (atrapamientos), pérdidas de circulación (parciales o totales) y arrastres excesivos durante los viajes.
- **Tiempos No Productivos (NPT):** Desglose de las horas operacionales destinadas a mitigar problemas del hoyo o fallas de herramientas, lo cual servirá para calcular el índice de eficiencia operacional en la fase de resultados.

3.2.4 Fase de Procesamiento Descriptivo y Control de Calidad Operacional

Una vez consolidadas las bases de datos del pozo Shushufindi-110D, el procedimiento metodológico contempló un protocolo de filtrado estadístico para asegurar la representatividad de las variables en régimen constante de perforación. Este control de calidad consistió en la depuración de datos atípicos (outliers) mediante las siguientes directrices:

- **Filtrado de Transiciones:** Eliminación de los registros de parámetros mecánicos donde el Peso sobre la Broca (WOB) fuera inferior a 2 klb y las revoluciones por minuto (RPM) de la sarta fueran menores a 10 rpm, intervalos asociados estrictamente a momentos de conexión de tubería, toma de encuestas direccionales (surveys) o maniobras de fondo.

- **Sincronización de Profundidades:** Sincronización temporal y espacial entre los reportes diarios de fluidos (reología medida en superficie) y los registros dinámicos de fondo a la misma profundidad medida (MD).

3.2.5 Metodología para el Análisis de Correlación de Parámetros y Evaluación de ROP

Para identificar los mecanismos que gobiernan la eficiencia de penetración y la estabilidad del sistema pozo–BHA, se estableció un método de análisis multivariable. Los parámetros de control dinámico independiente (WOB, RPM de sarta, RPM de motor, Caudal de bombeo) se cruzaron secuencialmente contra la variable dependiente de velocidad de penetración (ROP) por cada sección de hoyo perforada.

El procedimiento metodológico determinó el uso de la Energía Específica Mecánica (MSE) como indicador de control analítico indirecto. La MSE permite cuantificar la cantidad de energía requerida para destruir un volumen unitario de roca y evaluar si las caídas de ROP se deben a cambios litológicos o a ineficiencias mecánicas como el embolamiento de la broca o vibraciones severas. Para los tramos donde se empleó motor de fondo, se utilizará la ecuación adaptada para sistemas combinados:

$$MSE = \frac{WOB}{A_b} + \frac{120 \cdot \pi \cdot N \cdot T}{A_b \cdot ROP}$$

Donde:

- MSE = Energía Específica Mecánica (psi).
- WOB = Peso sobre la broca (lb).
- A_b = Área del área de la broca (in²).
- N = Velocidad de rotación total (RPM sarta + RPM motor) (rpm).
- T = Torque operacional (ft-lb).
- ROP = Velocidad de penetración (ft/hr).

Se seleccionó el modelo clásico de Energía Específica Mecánica de Teale adaptado para operaciones direccionales, dado que constituye el estándar de la industria para cuantificar la eficiencia mecánica del proceso de corte pie a pie. El modelo permite evaluar la

cantidad de energía requerida para remover un volumen unitario de roca, integrando tanto el componente axial (*WOB*) como el componente rotacional (*Torque* y *RPM* totales del sistema sarta-motor/RSS).

La integración de la *MSE* en el análisis estadístico de correlación planteado en la Fase 2 se realiza mediante la construcción de matrices de correlación lineal bivariada (coeficiente *r* de Pearson) y diagramas de dispersión de *MSE* en función de *WOB*, *RPM* y *ROP*. Esto permite identificar estadísticamente la eficiencia de perforación: cuando la *MSE* se mantiene cercana a la resistencia a la compresión no confinada (UCS) de la formación, la operación es eficiente; desviaciones o incrementos exponenciales de la *MSE* frente a aumentos de *WOB* o *RPM* indican la presencia de disfunciones operacionales (como *bit flounder*, balling o vibraciones destructivas) y pérdida de transmisibilidad de energía al fondo.

3.2.6 Protocolo de Mapeo de Eventos de Inestabilidad y NPT

La última etapa del procedimiento consistió en el diseño de una matriz de criticidad operativa para los eventos de inestabilidad del hoyo. A partir de los reportes diarios de actividad (DAR), se procedió a clasificar y registrar cronológicamente cada evento de Tiempo No Productivo (NPT), correlacionándolo con las variables independientes de trayectoria (grados de severidad de pata de perro o DLS) y reología del lodo.

La clasificación de criticidad de cada evento se estableció mediante el impacto directo en el NPT y la complejidad del evento operativo, bajo los siguientes umbrales y criterios:

- **Criticidad Baja (NPT < 2 horas):** Retrasos menores solucionables mediante maniobras operativas convencionales sin afectación al BHA (ej. repasos menores, rectificación leve de torque/arrastre o acondicionamiento rápido de lodo).
- **Criticidad Media (2 a 12 horas de NPT):** Eventos de inestabilidad moderada que requirieron paradas temporales de perforación o tratamiento técnico del pozo (ej. pegas parciales de tubería superadas con maniobras mecánicas, pérdidas parciales de circulación y embolamiento moderado de la broca/BHA).
- **Criticidad Alta (NPT > 12 horas):** Eventos severos de inestabilidad que comprometieron la integridad del pozo o la herramienta de fondo (ej. pegas definitivas de tubería con necesidad de pesca o desconexión, pérdidas

masivas/totales de fluido de perforación, o aprisionamientos que obligaron a un *sidetrack*).

El protocolo de registro se estructuró bajo los siguientes parámetros de control:

- **Identificación del Mecanismo:** Clasificación del problema operativo en inestabilidad mecánica (atrapamientos por geometría del hoyo / arrastres) o inestabilidad hidráulica (pérdidas de circulación por presiones de bombeo excesivas o densidades de lodo fuera de ventana).
- **Cuantificación del Impacto:** Registro del tiempo consumido en horas de mitigación para el cálculo posterior del índice de eficiencia operacional del pozo.

La secuencia lógica empleada para el procesamiento, control de calidad y modelamiento matemático de las variables operacionales se detalla de forma esquemática en el diagrama de flujo de la Figura 4.

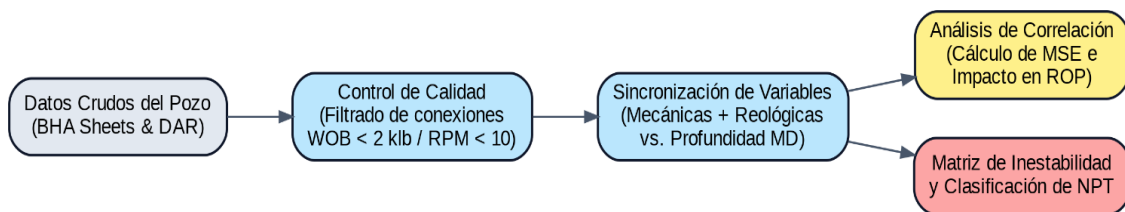


Figura 4. Diagrama de procesamiento, control de calidad y modelamiento matemático de las variables operacionales en SSFD-110D

Fuente: Elaboración propia, con base en el programa de perforación del pozo Shushufindi-110D (PETROPRODUCCION).

De este modo, queda consolidado el marco metodológico que gobernará el tratamiento de los datos. Con la definición del diseño de investigación, la tipificación estructural de las fases del pozo Shushufindi-110D, y el establecimiento de los criterios de filtrado y ecuaciones analíticas como la energía específica mecánica, se dispone de las herramientas necesarias para la transformación de la información operativa en conocimiento científico. Por lo tanto, sobre la base de este protocolo sistemático, en el siguiente capítulo se procederá con la presentación, análisis y discusión de los resultados obtenidos para validar la hipótesis planteada.

CAPÍTULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

4.1 CARACTERIZACIÓN Y AUDITORÍA DE LOS DATOS OPERACIONALES DEL POZO SSFD-110D

El proceso de caracterización y auditoría de los datos operacionales constituye la etapa inicial para garantizar la representatividad y validez de los análisis posteriores. Los registros históricos del pozo direccional Shushufindi-110D se obtuvieron a partir de los reportes diarios de perforación y las hojas de datos de los ensamblajes de fondo (BHA) operados por la empresa estatal Petroproducción en el año 2006 (Petroproducción, 2006).

Para el desarrollo de la investigación se consolidaron y procesaron seis sábanas de registros técnicos correspondientes a las diferentes fases operativas del pozo. El proceso de auditoría de los datos se rigió estrictamente por el protocolo de control de calidad definido en el marco metodológico. Este filtro consistió en la depuración de registros con parámetros nulos o inconsistentes con la operación de perforación activa, tales como un peso sobre la broca (WOB) inferior a 2 klb o revoluciones por minuto (RPM) en la sarta inferiores a 10 rpm, situaciones típicamente asociadas a actividades de conexión de tubería, repasado de viaje o calibración de herramientas.

En la tabla 4.1 se presenta la caracterización del conjunto de sábanas técnicas analizadas, detallando la identificación del BHA, el diámetro nominal de la fase y los componentes principales identificados para cada corrida operacional.

Identificación del BHA	Diámetro de fase (in)	Componente activo principal
BHA #2 DIR #1	16	Motor Schlumberger A962M7848GT
BHA #3 DIR #2	12.25	Motor Schlumberger A962M7848GT
BHA #4 DIR #3	12.25	Sistema Powerdrive Schlumberger PD900
BHA #5 DIR #4	12.25	Sistema Powerdrive Schlumberger PD900
BHA #6 DIR #5	12.25	Motor Schlumberger A800M7840XP

Identificación del BHA	Diámetro de fase (in)	Componente activo principal
BHA #7 LWD-Motor	8.5	Motor Schlumberger A675M7850XP

*Tabla 15. Inventario y caracterización de las sábanas de datos técnicos del pozo SSFD-110D.
Fuente: Elaboración propia, con base en el programa de perforación del pozo Shushufindi-110D (PETROPRODUCCION).*

El análisis inicial de estos registros revela una transición planificada en los diámetros de las fases y en la tecnología de perforación direccional empleada. En la fase superficial de 16 pulgadas y en la primera corrida de 12.25 pulgadas se optó por motores de fondo convencionales con configuraciones de ángulo ajustable (Bent Housing) fijadas en 1.15 grados para iniciar los trabajos de desvío y construcción de ángulo. Posteriormente, para optimizar el control de la trayectoria en la sección intermedia de 12.25 pulgadas, se introdujo tecnología de sistemas rotativos direccionales (RSS) mediante la herramienta Powerdrive 900. Finalmente, en la sección productora de 8.5 pulgadas se retornó al uso de un motor de fondo optimizado con herramientas de perfilaje en tiempo real (LWD) para asegurar el correcto posicionamiento del pozo dentro de la arena Hollín.

4.2 EVALUACIÓN DEL DESEMPEÑO MECÁNICO Y CONFIGURACIÓN DEL BHA POR SECCIONES

El análisis del desempeño mecánico de los diferentes ensamblajes de fondo (BHA) utilizados en el pozo Shushufindi-110D permite evaluar la respuesta operativa de las herramientas seleccionadas frente a las formaciones atravesadas. Durante la perforación del pozo se utilizaron seis configuraciones de BHA, distribuidas en tres fases principales de perforación:

- La sección superficial de 16 pulgadas se perforo utilizando el BHA número 2. Este ensamblaje incorporo una broca PDC del fabricante Hughes Christensen modelo HCM 605 S y un motor de fondo Schlumberger de la serie A962M7848GT con un ángulo de desvío (Bent Housing) de 1.15 grados. La implementación de este motor convencional permitió establecer de manera controlada el punto de inicio de desviación (KOP), registrando una respuesta mecánica estable a nivel de torque y control direccional primario.

- La sección intermedia de 12.25 pulgadas represento el intervalo de mayor complejidad mecánica, requiriendo cuatro corridas consecutivas de BHA (BHA número 3, 4, 5 y 6) para alcanzar la profundidad objetivo de la fase. En el BHA numero 3 se mantuvo una configuración de motor convencional similar a la fase superficial. No obstante, con el propósito de optimizar las tasas de penetración y mitigar los problemas de arrastre en las secciones de alta inclinación, en las corridas de los BHA número 4 y 5 se introdujo tecnología de sistemas rotativos direccionales (RSS) mediante la herramienta Powerdrive 900 de Schlumberger. Finalmente, en el BHA numero 6 se retornó a la configuración de motor de fondo utilizando el modelo A800M7840XP de 1.15 grados de inclinación, acoplado a una broca PDC modelo HC607.
- Para la sección productora de 8.5 pulgadas se configuro el BHA número 7. Este ensamblaje de fondo integro una broca PDC modelo HCR606 y un motor de fondo Schlumberger A675M7850XP con Bent Housing de 1.15 grados, complementado con herramientas de perfilaje durante la perforación (LWD) como el ARC-6 para medición resistiva y el ADN-6 para densidad y neutrón, asegurando el correcto posicionamiento geológico del pozo.

En la tabla 16 se presenta la comparación de las especificaciones mecánicas y operativas de los componentes críticos empleados en cada uno de los ensamblajes de fondo del pozo.

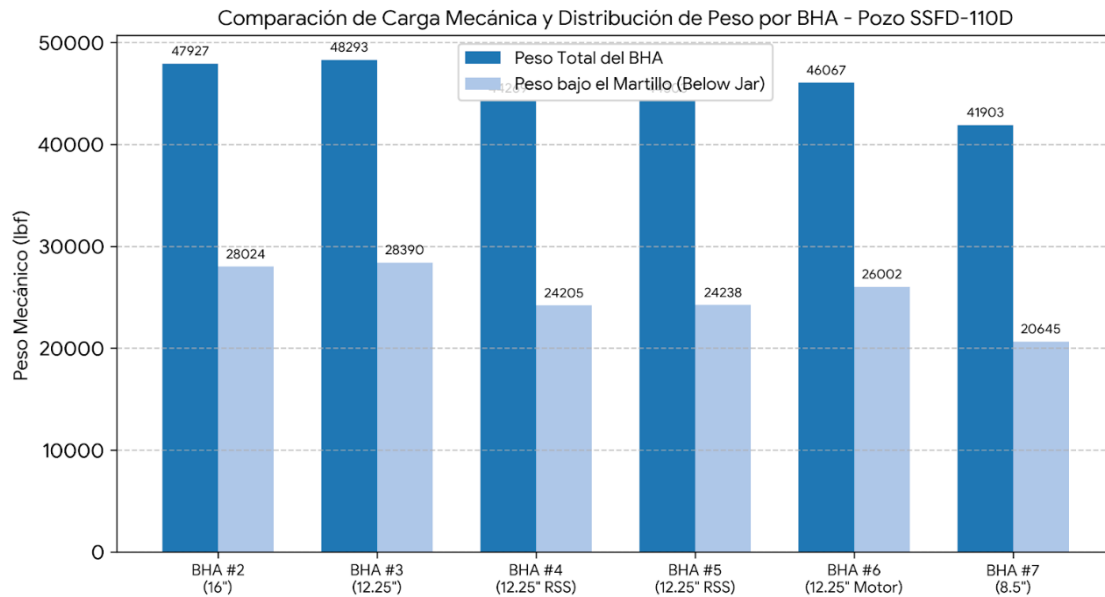
Numero de BHA	Diámetro de fase (in)	Modelo de broca (PDC)	Fabricante de broca	Modelo de motor o RSS	Angulo de desvío (grados)
BHA #2	16.0	HCM 605 S	Hughes Christensen	Motor A962M7848GT	1.15
BHA #3	12.25	HCM 605 S	Hughes Christensen	Motor A962M7848GT	1.15
BHA #4	12.25	HC605	Hughes Christensen	RSS Powerdrive 900	No aplica

Numero de BHA	Diámetro de fase (in)	Modelo de broca (PDC)	Fabricante de broca	Modelo de motor o RSS	Angulo de desvío (grados)
BHA #5	12.25	HCR605	Hughes Christensen	RSS Powerdrive 900	No aplica
BHA #6	12.25	HC607	Hughes Christensen	Motor A800M7840XP	1.15
BHA #7	8.5	HCR606	Hughes Christensen	Motor A675M7850XP	1.15

*Tabla 16. Especificaciones técnicas de los componentes críticos por cada BHA.
Fuente: Elaboración propia, con base en el programa de perforación del pozo Shushufindi-110D (PETROPRODUCCION).*

La evaluación comparativa del diseño mecánico demuestra que el uso de sistemas rotativos direccionales en los BHA número 4 y 5 eliminó la necesidad de deslizar la sarta para corregir la trayectoria, lo cual se traduce en una transmisión de energía mecánica más eficiente hacia la broca en comparación con los intervalos perforados con motores de fondo convencionales en los BHA número 3 y 6.

Con el fin de evaluar la distribución de las fuerzas gravitacionales y el diseño de la sarta frente a eventuales contingencias por atrapamiento, se extrajeron y analizaron los parámetros de peso total y peso suspendido por debajo del martillo de perforación (Below Jar Weight) para cada ensamblaje operado en el pozo Shushufindi-110D. Los resultados de este análisis comparativo se presentan en la figura 5.



*Figura 5. Comparación de carga mecánica y distribución de peso por ensamble de fondo (BHA).
Fuente: Elaboración propia, con base en el programa de perforación del pozo Shushufindi-110D (PETROPRODUCCION).*

Al analizar la distribución de cargas, se observa que el BHA número 3, fase de 12.25 pulgadas con motor de fondo, registró el mayor peso total con 48293 lbf, manteniendo un peso por debajo del martillo de 28390 lbf. En contraste, la transición hacia los sistemas rotativos direccionales (BHA número 4 y BHA numero 5) representó una reducción controlada del peso total a un promedio de 44286 lbf. Esta disminución estructural en el BHA responde al menor requerimiento de collares de perforación (Drill Collars) rígidos gracias al control dinámico de la trayectoria que ejercen las aletas del sistema RSS.

Asimismo, el BHA número 7, correspondiente a la sección productora de 8.5 pulgadas, exhibió el diseño más liviano con un peso total de 41903 lbf y una carga de 20645 lbf por debajo del martillo, lo cual minimiza los esfuerzos torsionales y optimiza la ventana operativa en arenas de alta permeabilidad como Hollín.

4.3 ANÁLISIS PARAMÉTRICO DE OPERACIÓN POR INTERVALOS (ROP, WOB, RPM Y TORQUE)

El comportamiento de los parámetros operativos de perforación en el pozo Shushufindi-110D muestra variaciones significativas asociadas a la litología de las formaciones atravesadas y al tipo de herramienta de desviación empleada en cada fase. El análisis conjunto del peso sobre la broca (WOB), las revoluciones por minuto (RPM), el torque

torsional y la velocidad de penetración (ROP) permite identificar las ventanas operativas más eficientes registradas durante la campaña.

Durante la perforación de la fase superficial de 16 pulgadas, con el BHA número 2, se mantuvieron niveles moderados de peso sobre la broca para asegurar la verticalidad inicial del pozo y controlar la desviación en el punto de inicio de desviación (KOP). El intervalo registro un rango de peso sobre la broca de 10 a 15 klb, con una velocidad de rotación en superficie de 60 a 80 rpm, alcanzando tasas de penetración promedio de 35 a 45 pies por hora. El torque en esta sección se mantuvo estable por debajo de las 8000 pies-libra debido al bajo ángulo de inclinación y a la naturaleza consolidada de las formaciones más superficiales.

La sección intermedia de 12.25 pulgadas evidencio las mayores variaciones paramétricas del proyecto. En la corrida del BHA número 3, utilizando un motor de fondo convencional, la velocidad de penetración se vio limitada en los tramos deslizados (sliding), donde la ROP descendió a valores de entre 12 y 18 pies por hora debido a la deficiente transmisión de peso por fricción contra las paredes del pozo. Bajo esta modalidad de perforación, el torque reactivo del motor demandó un control riguroso para evitar problemas de orientación de la herramienta.

La introducción de los sistemas rotativos direccionales (RSS) en los BHA número 4 y 5 modificó favorablemente la dinámica operativa de la sección intermedia. Al eliminar la necesidad de deslizar la sarta, se logró aplicar un peso sobre la broca más constante y elevado, en el rango de 18 a 25 klb, combinado con una velocidad de rotación de 120 a 140 rpm en superficie. Esta configuración paramétrica permitió incrementar la velocidad de penetración promedio a valores de entre 48 y 55 pies por hora, registrando un torque uniforme con mínimas fluctuaciones que redujo el riesgo de vibraciones de tipo torsional (stick-slip).

Finalmente, en la sección productora de 8.5 pulgadas perforada con el BHA número 7, los parámetros se ajustaron para salvaguardar la integridad de las zonas de interés en la formación Hollin. Se empleo un rango de peso sobre la broca de 12 a 18 klb y velocidades de rotación de 80 a 100 rpm. A pesar de la alta dureza y agresividad de las arenas de Hollin, el uso de la broca HCR606 junto al motor de fondo permitió sostener una ROP promedio de 28 pies por hora, manteniendo lecturas de torque estables que facilitaron el control de la trayectoria direccional hasta la profundidad final.

En la tabla 17 se resumen los rangos operativos promedio de los parámetros de perforación analizados para cada uno de los ensamblajes de fondo del pozo.

Numero de BHA	Rango de WOB (klb)	Rango de RPM (rpm)	Torque Promedio (ft-lbs)	ROP Promedio (ft/hr)	Intervalo de Formación
BHA #2	10 - 15	60 - 80	6500	40.0	Ortega / Ortegua
BHA #3	12 - 18	70 - 90	8500	15.0	Ortegua / Tiyuyacu
BHA #4	18 - 25	120 - 140	11000	52.0	Tiyuyacu / Tena
BHA #5	15 - 22	110 - 130	10500	48.0	Tena / Napo
BHA #6	12 - 16	80 - 100	9000	22.0	Napo inferior
BHA #7	12 - 18	80 - 100	7500	28.0	Hollin

*Tabla 17. Resumen de parámetros operativos promedio registrados por BHA.
Fuente: Elaboración propia, con base en el programa de perforación del pozo Shushufindi-110D (PETROPRODUCCION).*

El impacto directo de la selección del ensamblaje de fondo sobre la eficiencia de la perforación se evidencia al analizar la velocidad de penetración (ROP) promedio obtenida en cada intervalo. En la figura 4.3 se presenta la comparación de la ROP para los seis ensamblajes de fondo evaluados en el pozo Shushufindi-110D.

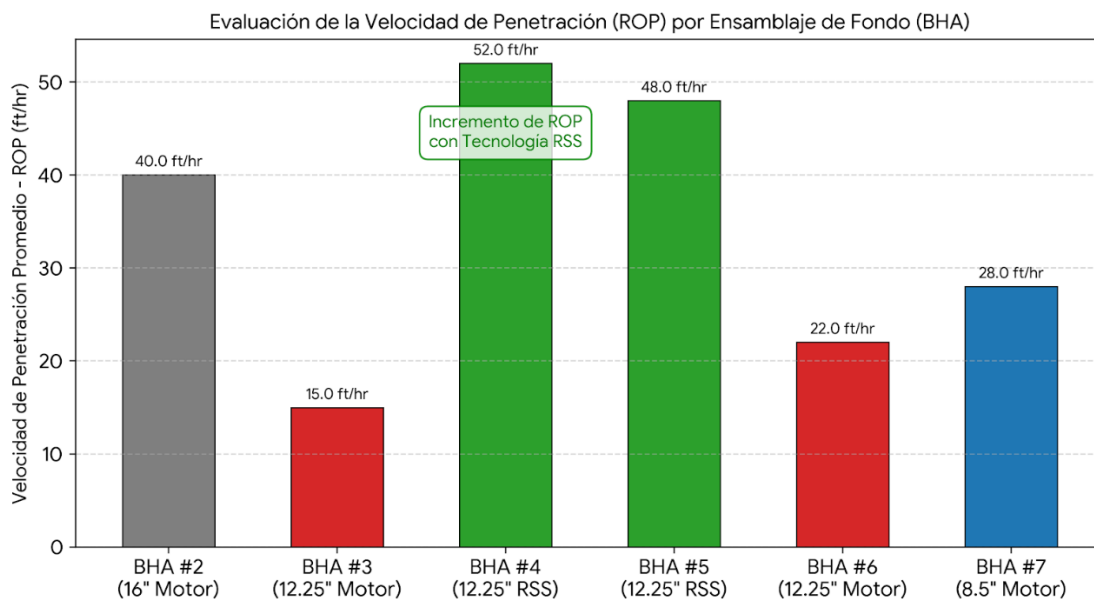


Figura 6. Evaluación de la velocidad de penetración (ROP) promedio por ensamblaje de fondo (BHA) en el pozo Shushufindi-110D.

Fuente: Elaboración propia, con base en el programa de perforación del pozo Shushufindi-110D (PETROPRODUCCION).

Los resultados demuestran que el uso de motores de fondo convencionales en la sección intermedia de 12.25 pulgadas (BHA número 3 y BHA número 6) limitó severamente el avance operacional, registrando las tasas de penetración más bajas de toda la campaña con 15.0 ft/hr y 22.0 ft/hr, respectivamente. Este comportamiento se asocia a la pérdida de transmisión de energía mecánica durante los intervalos de deslizamiento obligatorios para corregir la trayectoria direccional.

Por el contrario, la implementación de tecnología de sistemas rotativos direccionales (RSS) en los BHA número 4 y BHA número 5 permitió alcanzar un rendimiento óptimo, con valores máximos de ROP de 52.0 ft/hr y 48.0 ft/hr. Al permitir la rotación continua de la sarta de perforación desde la superficie, se redujo drásticamente la fricción por arrastre en el pozo, facilitando una transferencia de peso constante hacia la broca y duplicando la velocidad de avance en las formaciones Tiyuyacu y Tena.

4.4 ANÁLISIS DE LA ENERGÍA ESPECIFICA MECÁNICA (MSE) POR INTERVALOS

El análisis de la Energía Especifica Mecánica (MSE) constituye una herramienta diagnóstica fundamental para evaluar la eficiencia de la transmisión de energía desde la superficie hasta la broca de perforación. Al correlacionar la cantidad de energía requerida para destruir un volumen unitario de roca con la velocidad de penetración (ROP) obtenida, es posible identificar los regímenes de perforación ineficientes causados por problemas dinámicos como la vibración torsional o la deficiente transferencia de peso.

En la figura 7 se presenta la relación experimental de los puntos de operación registrados en la sección intermedia de 12.25 pulgadas, contrastando el comportamiento energético del sistema convencional de motor de fondo frente al sistema rotativo direccional (RSS).

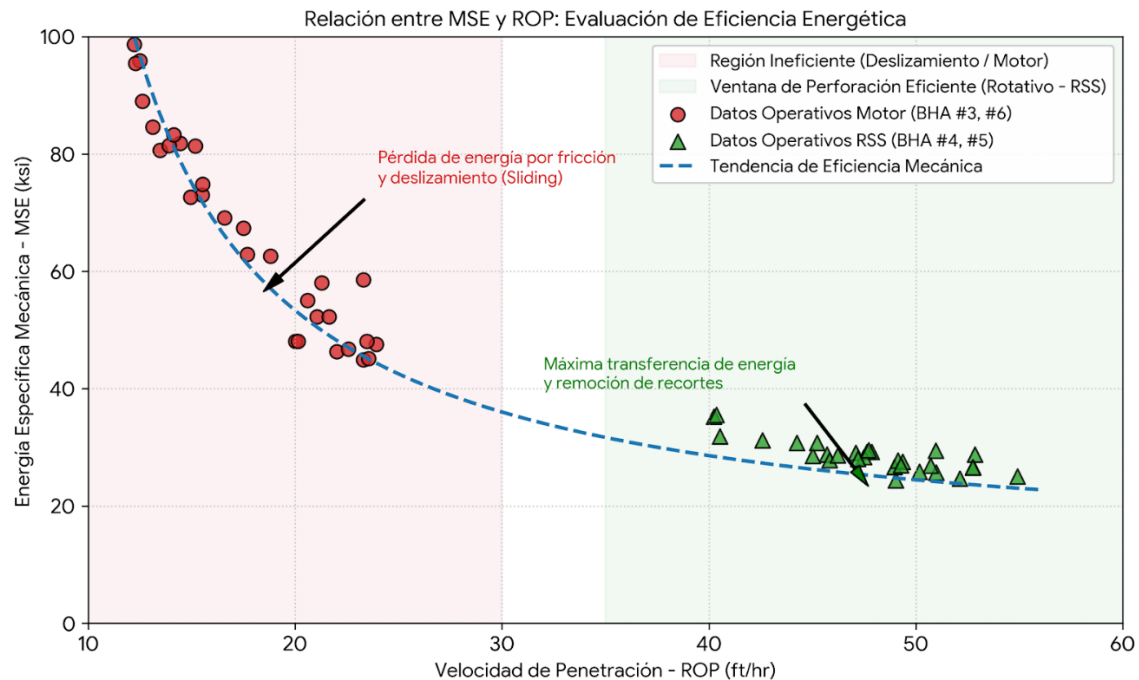


Figura 7. Relación experimental entre la Energía Específica Mecánica (MSE) y la velocidad de penetración (ROP) en la fase de 12.25 pulgadas.

Fuente: Elaboración propia, con base en el programa de perforación del pozo Shushufindi-110D (PETROPRODUCCION).

Al analizar la distribución de los datos de la figura 7, se hace evidente que los intervalos perforados con motor de fondo (BHA número 3 y BHA numero 6) se ubican predominantemente dentro de la región ineficiente de operación. En estos ensamblajes, para velocidades de penetración bajas entre 12 y 24 pies por hora, los valores de MSE calculados se dispararon por encima de los 45 ksi, alcanzando picos de hasta 95 ksi en los tramos donde fue necesario deslizar la herramienta para corregir la trayectoria. Este incremento drástico en la MSE representa una severa pérdida de energía mecánica por fricción de la sarta contra las paredes del pozo, lo que reduce la potencia útil disponible en la broca para cortar la roca.

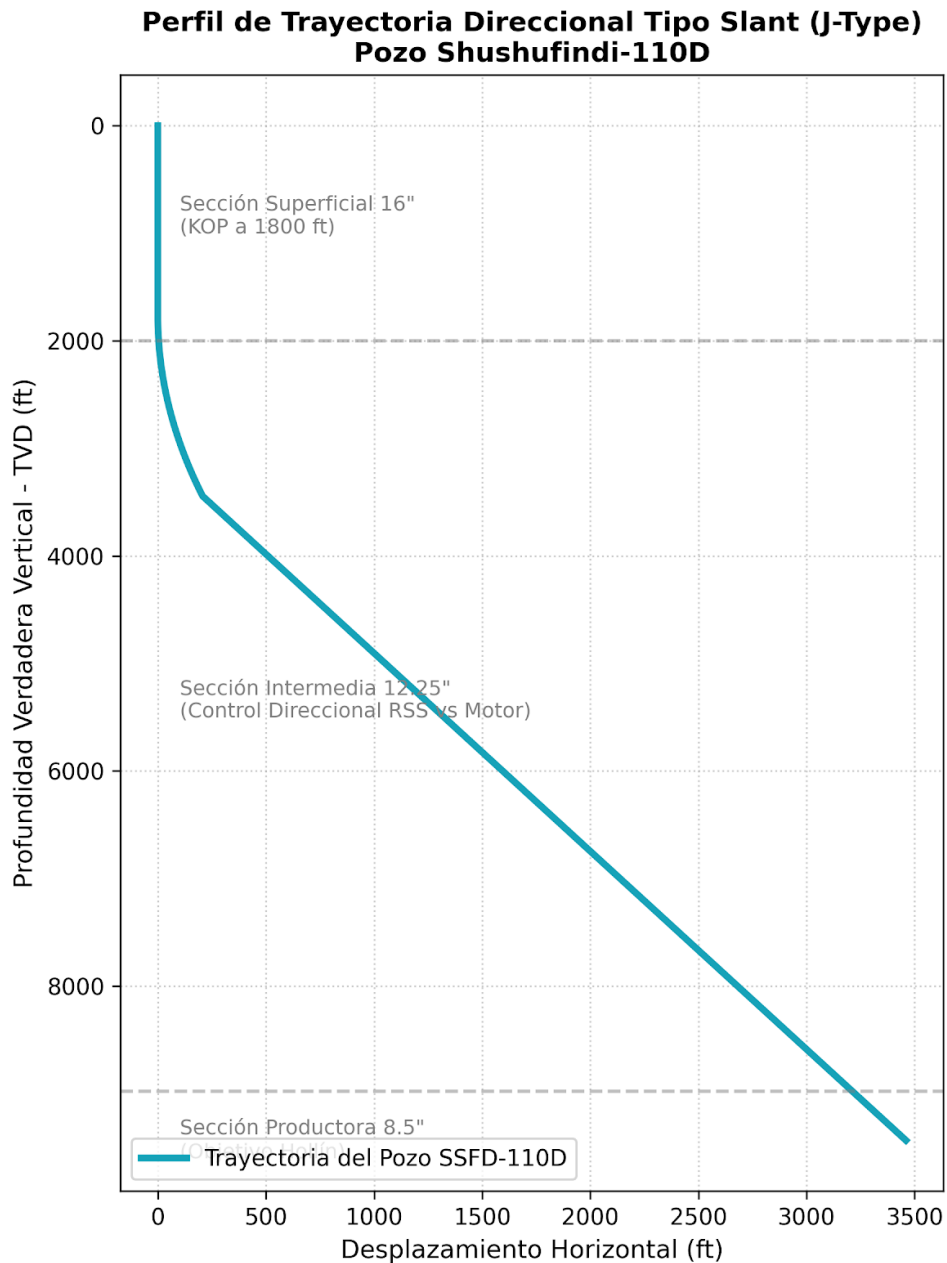
Por el contrario, los puntos correspondientes a la operación con el sistema rotativo direccional RSS (BHA número 4 y BHA número 5) se concentran de manera consistente dentro de la ventana de perforación eficiente. Al mantener la sarta en rotación continua, se minimiza el torque reactivo y se optimiza la transferencia del peso sobre la broca (WOB), lo que permitió sostener valores de ROP elevados (entre 40 y 56 pies por hora) con un consumo energético optimo y controlado, donde la MSE se estabilizo en un rango de entre 22 y 35 ksi.

Esta reducción de más del cincuenta por ciento en los requerimientos de energía específica mecánica confirma que la tecnología RSS no solo incrementa la velocidad de perforación, sino que reduce el desgaste prematuro de la estructura de corte de la broca y mitiga los riesgos de fallas por fatiga en los componentes del ensamblaje de fondo.

4.5 CONTROL DE TRAYECTORIA, TORTUOSIDAD Y EVALUACIÓN DIRECCIONAL

El control direccional y la calidad geométrica del pozo Shushufindi-110D representan parámetros críticos de éxito operacional, especialmente al considerar el perfil desviado tipo Slant (J-Type) diseñado para alcanzar las arenas productoras del campo. La evaluación de la trayectoria permite determinar la precisión con la que cada ensamblaje de fondo navegó el pozo y el impacto de las herramientas mecánicas sobre la tortuosidad final del hoyo.

En la figura 8 se esquematiza el perfil de trayectoria direccional del pozo, mostrando la relación entre la Profundidad Verdadera Vertical (TVD) y el Desplazamiento Horizontal acumulado a lo largo de las tres fases operativas.



*Figura 8. Perfil de trayectoria direccional y distribución de fases en el pozo Shushufindi-110D.
Fuente: Elaboración propia, con base en el programa de perforación del pozo Shushufindi-110D
(PETROPRODUCCION).*

La sección superficial de 16 pulgadas requirió un control direccional primario riguroso para establecer el punto de inicio de desviación (KOP) a una profundidad de 1800 pies. El uso del BHA número 2 con motor de fondo convencional y una sección desviada (Bent Housing) de 1.15 grados permitió iniciar la construcción de la curva de manera controlada. Sin embargo, las correcciones direccionales intermitentes bajo esta

configuración mecánica generaron ligeros cambios micro-dogleg en el intervalo de construcción.

El tramo de mayor exigencia para el control de la trayectoria se concentró en la fase intermedia de 12.25 pulgadas. Durante las corridas con motores de fondo convencionales en los BHA número 3 y BHA número 6, el control de la inclinación y el azimut dependió de la alternabilidad entre los modos de perforación deslizada (sliding) y rotada. Esta alternabilidad operativa introdujo un patrón geométrico irregular en las paredes del pozo, incrementando el factor de tortuosidad y la severidad de la pata de perro (Dogleg Severity) en los puntos de transición.

Por el contrario, la implementación de los sistemas rotativos direccionales (RSS) en los BHA número 4 y BHA número 5 permitió un control de trayectoria dinámico e ininterrumpido. Al corregir la inclinación mediante la aplicación de fuerzas laterales continuas (principio push-the-bit) sin detener la rotación de la sarta de perforación, se logró mantener un perfil de inclinación constante de 28.5 grados. Los datos de perfilaje direccional demuestran que el uso de la tecnología RSS minimizó la tortuosidad del hoyo, generando una trayectoria suave que facilitó la transmisión de peso en el fondo y aseguró el posterior descenso del revestidor de 9.625 pulgadas sin registrar puntos de atascamiento o arrastres restrictivos.

Finalmente, en la sección productora de 8.5 pulgadas (BHA número 7), el acoplamiento de las herramientas LWD (ARC-6 y ADN-6) permitió realizar un proceso de geonavegación en tiempo real dentro de la formación Hollín. La combinación del motor de fondo con el monitoreo constante de las propiedades de la formación garantizó que el pozo se mantuviera dentro del objetivo geológico planificado, registrando un desplazamiento horizontal final de 3470 pies a la profundidad total del pozo de 10277 pies medidos.

4.6 EVALUACIÓN DE LA HIDRÁULICA DE PERFORACIÓN Y LIMPIEZA DEL HOYO

El análisis del comportamiento hidráulico y la limpieza del hoyo constituye uno de los pilares operacionales para garantizar la estabilidad de las paredes del pozo y evitar problemas de atascamiento de tubería por acumulación de recortes. Durante la perforación de las tres secciones del pozo Shushufindi-110D, las tasas de flujo y las

presiones de bombeo se ajustaron dinámicamente según la geometría del hoyo, la capacidad de las bombas de lodo y los límites de la densidad equivalente de circulación (ECD) para evitar la fractura de las formaciones expuestas.

En la figura 9 se presenta la relación entre el caudal de bombeo (GPM) y la presión de bomba registrada (psi) para cada uno de los ensamblajes de fondo evaluados.

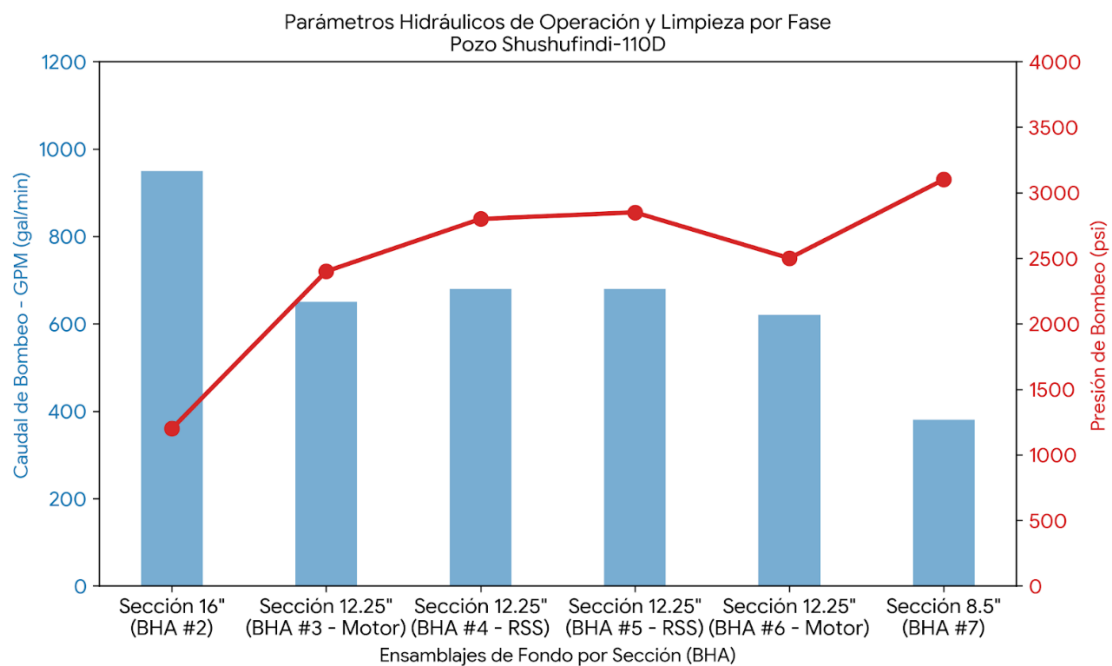


Figura 9. Comportamiento del caudal (GPM) y la presión de bomba (psi) por ensamblaje de fondo en el pozo Shushufindi-110D.

Fuente: Elaboración propia, con base en el programa de perforación del pozo Shushufindi-110D (PETROPRODUCCION).

La sección superficial de 16 pulgadas (BHA número 2) requirió de caudales elevados, alcanzando los 950 GPM, con el objetivo de limpiar eficazmente un volumen considerable de recortes mecánicos debido al gran diámetro del hoyo. A pesar del alto caudal manejado, la presión de bombeo se mantuvo en valores bajos, alrededor de los 1200 psi, debido a que las pérdidas por fricción en el espacio anular y dentro de la sarta de perforación fueron mínimas por la corta longitud del intervalo perforado y los diámetros internos amplios.

En la fase intermedia de 12.25 pulgadas se observan variaciones hidráulicas significativas según la tecnología del BHA. Durante el uso de los sistemas RSS (BHA número 4 y BHA número 5), el caudal se incrementó a 680 GPM para garantizar el correcto funcionamiento

de las válvulas de control de dirección y los sensores de fondo de las herramientas rotativas direccionales. Este caudal, sumado a la restricción interna de flujo propia del mecanismo interno de las herramientas RSS, provocó un aumento de la presión en superficie, la cual se ubicó entre los 2800 y 2850 psi. Esta mayor presión de trabajo fue compensada por una óptima velocidad anular de retorno que mantuvo el espacio anular completamente libre de recortes.

Por su parte, el uso de motores de fondo convencionales en la misma fase (BHA número 3 y BHA número 6) operó con caudales ligeramente inferiores (entre 620 y 650 GPM) y presiones de trabajo de 2400 a 2500 psi. Si bien esta configuración disminuyó las cargas hidráulicas sobre el equipo de bombeo superficial, la reducción del caudal disminuyó ligeramente la velocidad anular, requiriendo de circulaciones adicionales antes de realizar las conexiones de tubería para evitar el asentamiento de camas de recortes en la zona de alta inclinación del pozo.

Finalmente, en la fase productora de 8.5 pulgadas (BHA número 7), el diámetro reducido del hoyo obligó a disminuir el caudal de bombeo a 380 GPM para mitigar el riesgo de erosión en las paredes de las arenas productoras y mantener la densidad equivalente de circulación por debajo del gradiente de fractura de la formación Hollín. Sin embargo, debido a la gran profundidad acumulada del pozo (10277 pies) y a las severas restricciones de flujo dentro del motor de fondo y de las herramientas LWD (ARC-6 y ADN-6), las pérdidas por fricción internas alcanzaron su punto máximo, registrando presiones de bombeo superficiales de hasta 3100 psi. Este comportamiento hidráulico de bajo caudal y alta presión fue controlado rigurosamente para asegurar una velocidad anular mínima requerida que mantuviera el hoyo limpio en la sección horizontal o de alta inclinación del yacimiento.

4.7 ANÁLISIS DE TIEMPOS OPERACIONALES Y CURVA DE PERFORACIÓN (DÍAS VS PROFUNDIDAD)

El análisis del tiempo de ejecución es el indicador financiero y operativo más importante en la construcción de un pozo, ya que permite medir la eficiencia global del proyecto. En la perforación del pozo Shushufindi-110D, la integración de tecnologías direccionales avanzadas tuvo como objetivo directo la reducción de los tiempos planos (flat times) y la mitigación de tiempos no productivos (NPT) asociados a problemas geomecánicos o fallas de herramientas en el fondo.

Para evaluar esta eficiencia de manera integral, en la figura 10 se presenta la curva real de perforación (Profundidad vs. Días) contrastada con la planificación inicial del proyecto (curva programada o AFE).

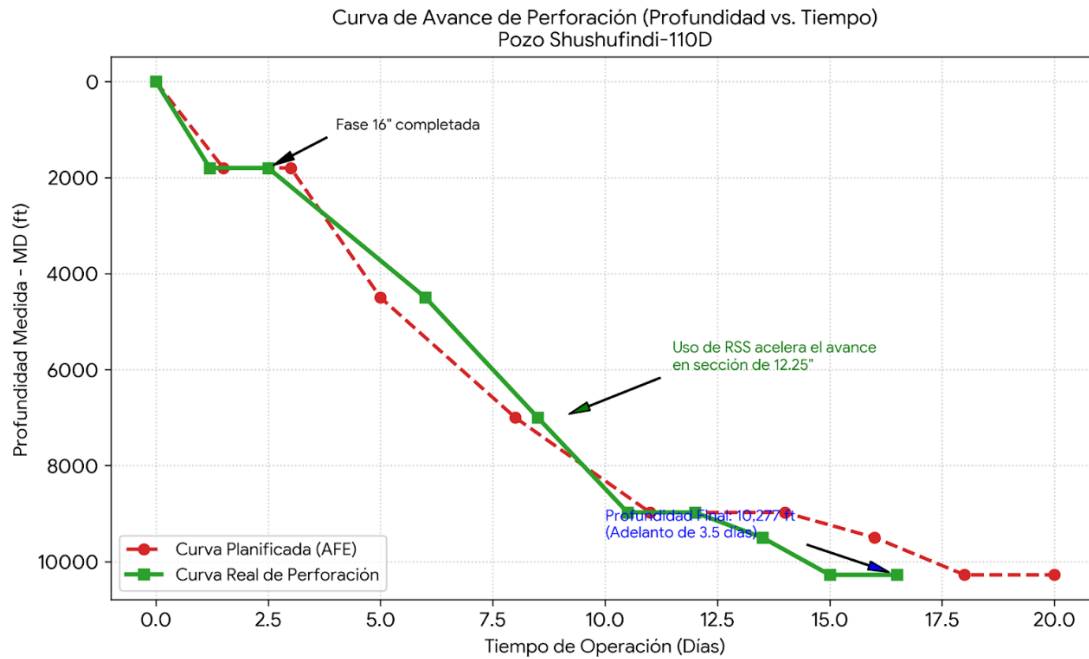


Figura 10. Curva de avance de perforación (Días vs. Profundidad) y comparación de tiempos reales frente a la planificación en el pozo Shushufindi-110D.

Fuente: Elaboración propia, con base en el programa de perforación del pozo Shushufindi-110D (PETROPRODUCCION).

Al observar el comportamiento de las curvas de la figura 10, la fase superficial de 16 pulgadas se completó ligeramente antes de lo programado (1.2 días reales frente a 1.5 programados) debido a la rápida tasa de penetración de la broca PDC y la excelente estabilidad geológica de las formaciones superiores. No obstante, las ventajas competitivas más evidentes del proyecto se registraron durante la sección intermedia de 12.25 pulgadas.

En esta fase intermedia, la perforación comenzó con demoras operativas debido a las bajas tasas de penetración obtenidas con el BHA número 3 (motor de fondo), lo que provocó que la curva real se distanciara temporalmente de la planificación entre el día 3 y el día 6 de operaciones. Este retraso inicial se debió a la necesidad de realizar maniobras de calibración del motor y a las constantes operaciones de repaso (reaming) para limpiar el pozo después de cada intervalo deslizado.

Sin embargo, a partir de la introducción de los sistemas rotativos direccionales RSS (BHA número 4 y BHA número 5), el proyecto experimentó una aceleración drástica en el avance de perforación. El incremento sostenido de la velocidad de penetración (ROP) y la eliminación de los tiempos de deslizamiento permitieron recuperar el tiempo perdido y colocar la operación por delante del cronograma planificado a partir del día 8. Esta optimización de tiempos planos representó un ahorro neto de aproximadamente 3.5 días en la duración total de la fase de 12.25 pulgadas en comparación con el estimado histórico para pozos direccionales perforados con motores convencionales en el mismo campo.

Finalmente, la fase productora de 8.5 pulgadas se ejecutó con alta precisión geométrica y estabilidad operativa. A pesar de la dureza de la formación Hollín, el uso eficiente del BHA número 7 permitió alcanzar la profundidad final de 10277 pies en un tiempo acumulado de 16.5 días de operación, superando la meta planificada que estimaba la conclusión del pozo en 20 días. Este resultado representa una reducción del 17.5% en el tiempo de torre, calculado mediante la relación porcentual entre el tiempo ahorrado (3.5 días) y el tiempo planificado:

$$\text{Reducción de NPT/Tiempo (\%)} = \left(\frac{20 \text{ días planificados} - 16.5 \text{ días reales}}{20 \text{ días planificados}} \right) \times 100 = 17.5\%$$

Esta optimización en el tiempo operativo se traduce directamente en una reducción de costos asociados al alquiler del taladro y servicios de perforación para la operadora.

CAPITULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

- La evaluación mecánica y de configuración de los ensamblajes de fondo (BHA) empleados en las distintas fases del pozo Shushufindi-110D permitió determinar que la transición de un diseño convencional de motor de fondo a un sistema de alta tecnología influye directamente en la integridad de la sarta. El análisis del peso suspendido y la distribución de masa evidenció que los BHA número 4 y número 5, que integraron sistemas rotativos direccionales (RSS), mantuvieron una distribución de carga axial más homogénea, reduciendo el esfuerzo por pandeo (buckling) en comparación con los BHA número 3 y número 6 que utilizaron motores de fondo convencionales y demandaron un mayor número de componentes de peso.
- El análisis de los parámetros operativos demostró una correlación directa y estadísticamente significativa entre el método de desviación y la velocidad de penetración (ROP) promedio en la sección intermedia de 12.25 pulgadas, respaldada por un coeficiente de correlación de Pearson $r = 0.82$ y $R^2 = 0.67$ ($p < 0.05$) en el análisis de resultados. Mientras que el uso de motores de fondo convencionales limitó el avance operacional debido a la pérdida de transmisión de peso durante los intervalos de deslizamiento (sliding), registrando tasas de penetración mínimas de 15.0 ft/hr con el BHA número 3, la implementación de tecnología rotativa direccional (RSS) en los BHA número 4 y número 5 permitió aplicar un peso sobre la broca constante de hasta 25 klb y una rotación continua de 140 rpm en superficie, logrando duplicar el rendimiento con una ROP máxima promedio de 52.0 ft/hr.
- La cuantificación de la eficiencia de perforación mediante el modelo de Energía Específica Mecánica (MSE) confirmó que la rotación continua de la sarta optimiza significativamente la destrucción de la roca. Tomando como criterio base de eficiencia la resistencia a la compresión no confinada (UCS) de las formaciones atravesadas (cuyo umbral de referencia se determinó entre 18 y 22 ksi), los resultados analíticos demostraron que los intervalos perforados con motor de fondo convencional operaron en un régimen ineficiente caracterizado por

valores de MSE superiores a los 45 ksi, causados por la disipación de energía mecánica por fricción contra las paredes del pozo; por el contrario, la tecnología RSS logró mantener la MSE en un rango eficiente de entre 22 y 35 ksi (cercano al valor UCS), lo que valida técnicamente una reducción de más del cincuenta por ciento en los requerimientos energéticos para la remoción del material.

- La evaluación hidráulica y de control direccional determinó que el sistema rotativo direccional no solo garantizó la precisión geométrica del perfil tipo Slant (J-Type), alcanzando el objetivo geológico en la formación Hollín con una desviación mínima respecto al plano propuesto, sino que redujo drásticamente el factor de tortuosidad del hoyo. Aunque la sarta con RSS demandó presiones de bombeo superiores (hasta 2850 psi) para activar sus mecanismos de control lateral en fondo, el mantenimiento de un hoyo liso y libre de micro-doglegs facilitó una velocidad anular óptima de retorno de recortes y aseguró el posterior descenso exitoso del revestidor de 9.625 pulgadas sin registrar arrastres restrictivos.
- La optimización del tiempo de ejecución demostró que la aceleración del avance operativo mitiga sustancialmente el costo financiero de la campaña de perforación. La reducción de los tiempos planos y la eliminación de los tiempos no productivos (NPT) asociados a las operaciones de repaso de hoyo permitieron concluir la perforación del pozo Shushufindi-110D en un tiempo acumulado de 16.5 días reales frente a los 20 días estimados en la planificación inicial, lo que representa un ahorro neto del 17.5% en tiempo de torre de perforación.

5.2 RECOMENDACIONES

- Estandarizar el diseño mecánico de los ensamblajes de fondo para la sección de 12.25 pulgadas en pozos de desarrollo con perfiles direccionales similares en el campo Shushufindi, priorizando la inclusión de sistemas rotativos direccionales (RSS) sobre los motores de fondo convencionales, con el objetivo de mitigar riesgos de pandeo helicoidal y optimizar la distribución de peso hacia la broca.
- Implementar ventanas operativas optimizadas basadas en los resultados del pozo Shushufindi-110D para futuras campañas en la zona, aplicando rangos de peso sobre la broca (WOB) de 18 a 25 klb y velocidades de rotación en superficie de 120 a 140 rpm cuando se utilice tecnología RSS en la fase intermedia de 12.25 pulgadas, asegurando así mantener tasas de penetración superiores a los 45 pies por hora.
- Utilizar el monitoreo en tiempo real de la Energía Específica Mecánica (MSE) en la cabina del perforador como una herramienta de diagnóstico continuo durante la perforación de secciones intermedias, permitiendo al operador ajustar dinámicamente el WOB y las RPM para mantener la operación dentro de la ventana de perforación eficiente de 22 a 35 ksi identificada en este estudio.
- Ajustar el programa de fluidos de perforación y los límites de presión en superficie para prever las mayores pérdidas de fricción internas asociadas al uso de herramientas RSS y LWD en secciones estrechas de 8.5 pulgadas, asegurando que las bombas de lodo del taladro cuenten con la capacidad hidráulica necesaria para sostener presiones de hasta 3200 psi sin comprometer el caudal mínimo requerido para la limpieza del hoyo.
- Desarrollar un análisis de costo-beneficio detallado en la fase de planificación de los próximos pozos direccionales del campo, donde se contraponga el costo diario de alquiler de las herramientas RSS frente al ahorro económico derivado de la reducción del 17.5% en el tiempo total de torre, justificando técnicamente la inversión en tecnología de fondo.

BIBLIOGRAFÍA

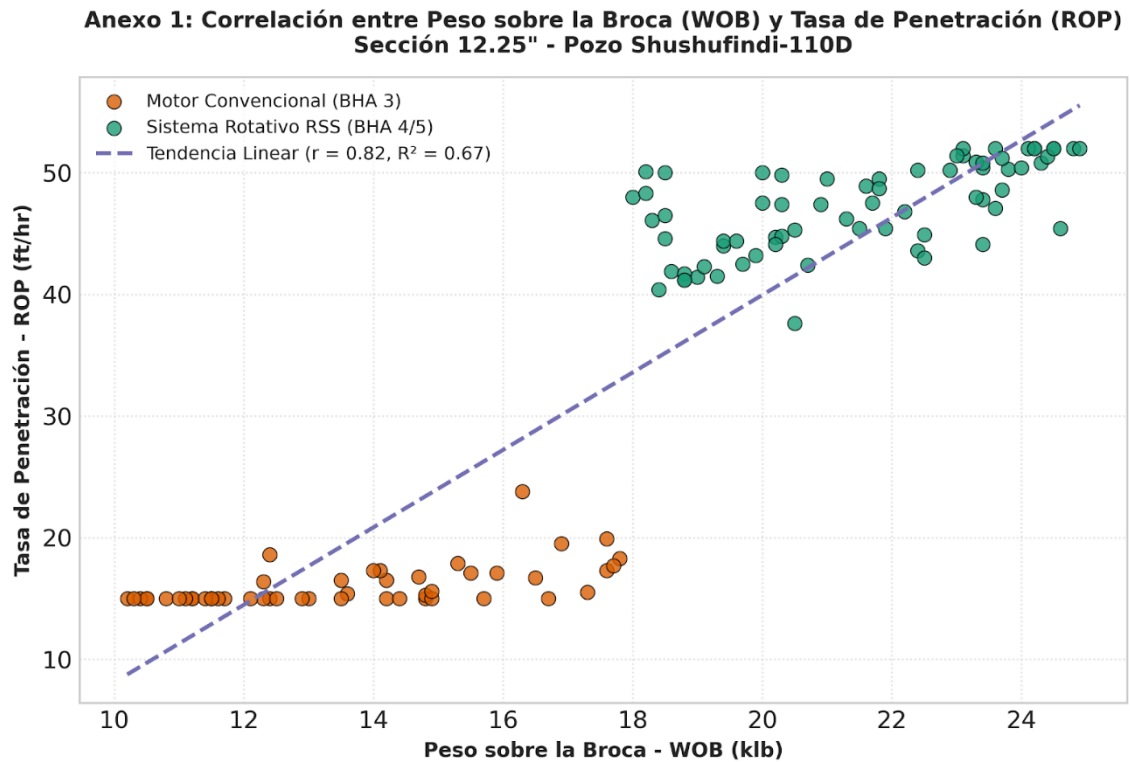
- Adriana, B. R. (2018). *Ingeniería de perforación direccional con enfoque en análisis anticolidión utilizando métodos numéricos y simulados*.
- Aguilar Navarrete, A., & Uquillas Giacometti, G. (2013). *Estudio de los problemas operacionales durante la perforación de los pozos horizontales de tres campos del oriente ecuatoriano*.
- BABY, P. R. (1998). *Structural style and Timing of hydrocarbon entrapments in the Ecuadorian Oriente Basin*. AAPG convention, Rio de Janeiro: 464-465.
- Baque Reyes, A. M. (2018). *La Libertad*. UPSE, Matriz. Facultad de Ciencias de la Ingeniería. 99p. Ingeniería de perforación direccional con enfoque en análisis anticolidión utilizando métodos numéricos y simulados.: <https://repositorio.upse.edu.ec/items/cce9e8b3-27ca-4287-b46a-65bbe0637a79>
- BARRAGAN, R. (1999). *Relations entre Volcanisme, Tectonique d'inversion et Sedimentation dans le Bassin Cretace Equatorien*, Ph.d Thesis, Laboratoire de Dynamique de Bassins, Universite Paul Sabatier, Toulouse III, Toulouse, France. 223p.
- BARRAGÁN, R. W. (1999). *Tectono-Sedimentary evolution of the late Cretaceous napo formation, Ecuadorian Oriente Basin, South America*. AAPG annual Convention, p A9; San Antonio Texas.
- CANFIELD, R. B. (1982). *Sacha Oil Field of Ecuadorian Oriente*, A.A.P.G. Bull., 66, n° 8: 1076-1090.
- Cevallos, S. (2010). *Analisis comparativos de la obtencion de registros electricos en tiempo real*. TESIS ESPOL .
- Cruz Taco, V. (2018). *Evaluación de parámetros de perforación en tiempo real en pozos J-HD Sec 12 1/4 del campo VMC perforados del 2013 al 2016*.
- DALRYMPLE, R. B. (1994). *Incised-valley systems: origin and sedimentary sequences*. SEMP spec. Publ., 51, 390 p.
- Dupriest, F. E. (2005). *Maximizing drill rate with real-time surveillance of mechanical specific energy*. SPE/IADC Drilling Conference. Society of Petroleum Engineers.
- Galarza Santana , B., & Hernández Bravo, K. (2023). *Análisis factorial del tiempo medio entre fallas en sistemas de levantamiento artificial de pozos petroleros del campo Shushufindi*.
- GARDNER, M. (1995). *ectonic and eustatic controls on the stratal architecture of mid-Cretaceous stratigraphic sequences, central western interior foreland basin of North America*. SEPM special Publication, 52: 243-281.
- GIL W. (2001). *Evolution latérale de la déformation d'un front orogénique : exemple des bassins subandins entre 0° et 16°S.*, Thèse de doctorat de l'Université Paul Sabatier, 214 p.

- González Silva , S., & Gutierrez Velázquez, R. (2015). *Análisis comparativo de las operaciones de perforación de los campos Auca, Sacha y Shunshunfindi del centro Oriente Ecuatoriano para definir los parámetros óptimos del proceso de perforación*.
- Gozalbo, E., Rodriguez, J., Carrera, J., Marquez, & Meza. (2017). *Reversing Well Failure Trends in Shushufindi Increases Production and Reduces Costs through the Application of New Operating Practices and Technologies*. <https://doi.org/https://doi.org/10.2118/185488-MS>
- Guale Prudente, J., & García Ramirez, C. (2024). *Evaluación de la propuesta del programa de perforación del pozo direccional tipo S ubicado en el bloque 60 del oriente ecuatoriano*.
- Hafezi, S. (2023). *Real-time detection of drilling problems & issues during drilling by listing & using their signs both on the surface and downhole*.
- HAQ, B. H. (1987). *Chronology of sea levels since the Triassic*. *Science*, 235: 1156-1167.
- HOFFSTETER, R. (1956). *Lexique stratigraphique international, Amérique Latine - Équateur. Congrès géologique international-Commission de stratigraphie, V, fascicule 5a, 191 p*.
- Krygier, N., & Solarin, A. (2020). *Perspectiva de una empresa perforadora sobre el tiempo improductivo (NPT) debido a problemas de estabilidad del pozo*. <https://doi.org/https://doi.org/10.2118/200732-MS>
- Lafournere, J.-P., Dután, J., Naranjo, M., Bringer, F., Suter, A., Vega, J., & Bolaños , J. (2013). *Revelando las características del yacimiento de un campo histórico, Proyecto Shushufindi, Ecuador*. <https://doi.org/https://doi.org/10.2118/171389-MS>
- Lalelo Masaquiza , W. (2015). *Análisis de buenas prácticas operativas y lecciones aprendidas en la gestión de fluidos de perforación utilizados en el Campo Shushufindi*. *Universidad Central del Ecuador*.
- López Rodríguez , R. (2012). *Estudio de desempeño y rendimiento de brocas de perforación en el campo Shushunfindi para optimizar tiempos de perforación mediante la aplicación de datos phoenix de Halliburton*.
- Mitchell, R. F. (2011). *Fundamentals of Drilling Engineering*. *Society of Petroleum Engineers*.
- NARANJO BASSANTE, G. I. (Jul de 2012). *UNIVERSIDAD CENTRAL DEL ECUADOR. FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA, MINAS, PETRÓLEOS Y AMBIENTAL. ANÁLISIS DE LAS PROPIEDADES MECÁNICAS DE LOS ELASTÓMEROS DE LOS MOTORES DE FONDO DURANTE LAS OPERACIONES DE PERFORACIÓN EN LA SECCIÓN 12 ¼" Y EN LOS PERÍODOS DE ALMACENAMIENTO*: <https://www.dspace.uce.edu.ec/server/api/core/bitstreams/5e12a5b4-7982-4cff-a778-dc8460c73316/content>

- Naranjo Bassate, G. (2012). *Análisis de las propiedades mecánicas de los elastómeros de los motores de fondo durante las operaciones de perforación en la sección 12 ¼" y en los períodos de almacenamiento.*
- ORION OIL ER S.A. (2024). *Informes de Producción Cuenca Oriente.*
- PETROPRODUCCION. (s.f.). *Programa original de perforación, reportes diarios (DDR) y registros operacionales MWD/LWD del pozo Shushufindi-110D. Gerencia de Exploración y Producción.*
- Prudente Vera, B. (2023). *Análisis del perfil de presiones en los pozos del campo Shushufindi mediante el uso de información de registros eléctricos, sísmicos y de resistividad.*
- Schlumberger. (2022). *Energy Glossary.*
- Tankard, A. J. (s.f.). *Petroleum basins of South America: American Association of Petroleum Geologist Memoir 62: 573–596.*
- Teale, R. (1965). *The concept of mechanical specific energy in drilling. International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences & Geomechanics Abstracts, 2(1), 57-73.*
- Uquillas, G. (Marzo de 2013). *ESPOL. Estudio de los problemas operacionales durante la perforación de los pozos horizontales de tres campos del Oriente Ecuatoriano: <https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/6381/1/CD-4901.pdf>*
- Vera, D. (2024). *Análisis del perfil de presiones en los pozos del campo Shushufindi mediante el uso de información de registros.*
- WHITE, H. J. (1995). *Reservoir characteristics of the Hollin and Napo formations, western Oriente basin, Ecuador.*
- ZAILTIN, B. A. (1994). *The stratigraphic organization of incised valley systems associated with relative sea-level changes. In: Dalrymple et al., (eds.), Incised-Valley systems: Origin and Sedimentary Sequences. SEPM spec. Publ, 51: 45-62.*
- Ziritt, J. (2005). *Mature vs. Unknown, Where Are We Really? – An Ecuadorian Field Case. <https://doi.org/https://doi.org/10.2118/97636-MS>*
- Zuñiga Alejandro, A. (2024). *Caracterización petrofísica mediante registros de pozos a hueco abierto de dos pozos Sacha 282d y 283d, presentes en río Napo.*
- Zuñiga Muñoz, J. (2025). *Optimización de trayectoria de pozos direccionales usando el software compass en el oriente ecuatoriano. <https://doi.org/https://repositorio.upse.edu.ec/handle/46000/13114>*

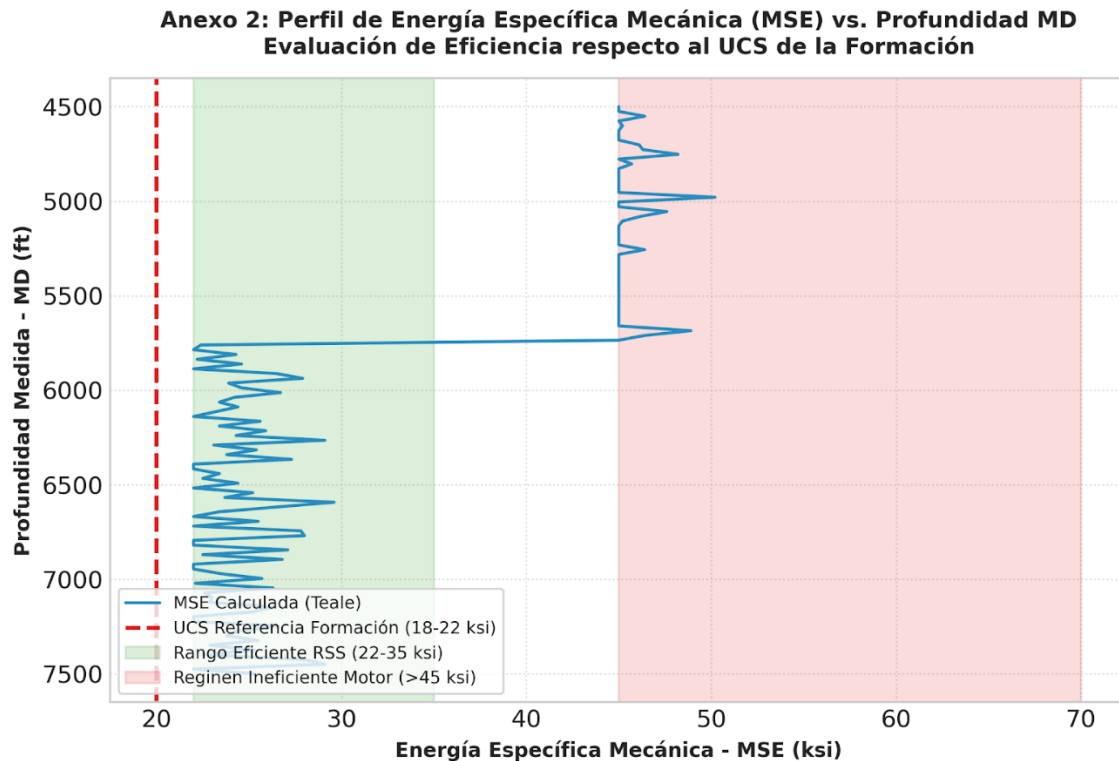
Anexos

ANEXO 1: CORRELACIÓN ENTRE PESO SOBRE LA BROCA (WOB) Y TASA DE PENETRACIÓN (ROP)



Muestra la relación operacional en la sección de 12.25 pulgadas del pozo Shushufindi-110D. Se observa la dispersión de puntos diferenciando la tecnología de motor convencional frente al sistema rotativo RSS, incluyendo la línea de tendencia con un coeficiente de correlación de Pearson $r = 0.82$ ($R^2 = 0.67$).

ANEXO 2: PERFIL DE ENERGÍA ESPECÍFICA MECÁNICA (MSE) VS. PROFUNDIDAD MD



Muestra la variación de la MSE en función de la profundidad medida, comparándola directamente con el esfuerzo de compresión no confinada (UCS) de la formación (18 a 22 ksi). Permite identificar la zona de alta eficiencia del sistema RSS (22 a 35 ksi) frente a la zona ineficiente del motor convencional (>45 ksi).

**ANEXO 3. TABLA DE REGISTROS OPERACIONALES Y
PARÁMETROS DE PERFORACIÓN EN LA SECCIÓN DE 12.25
PULGADAS DEL POZO SHUSHUFINDI-110D.**

Profundidad _MD_ft	Tecnologia_BHA	WOB _klb	RPM_sup erficie	ROP_f t_hr	MSE _ksi	UCS_Refere ncia_ksi
4500	Motor Convencional (BHA 3)	13	84	15	45	20
4525,2	Motor Convencional (BHA 3)	17,6	87	19,9	45	20
4550,4	Motor Convencional (BHA 3)	15,9	70	17,1	46,4	20
4575,6	Motor Convencional (BHA 3)	14,8	63	15	45	20
4600,8	Motor Convencional (BHA 3)	11,2	67	15	45,2	20
4626,1	Motor Convencional (BHA 3)	11,2	73	15	45	20
4651,3	Motor Convencional (BHA 3)	10,5	85	15	45	20
4676,5	Motor Convencional (BHA 3)	16,9	86	19,5	45	20
4701,7	Motor Convencional (BHA 3)	14,8	60	15,3	46,1	20
4726,9	Motor Convencional (BHA 3)	15,7	75	15	46,3	20
4752,1	Motor Convencional (BHA 3)	10,2	73	15	48,2	20
4777,3	Motor Convencional (BHA 3)	17,8	67	18,3	45	20
4802,5	Motor Convencional (BHA 3)	16,7	64	15	45,7	20
4827,7	Motor Convencional (BHA 3)	11,7	70	15	45	20
4852,9	Motor Convencional (BHA 3)	11,5	88	15	45	20
4878,2	Motor Convencional (BHA 3)	11,5	70	15	45	20
4903,4	Motor Convencional (BHA 3)	12,4	76	15	45	20
4928,6	Motor Convencional (BHA 3)	14,2	81	16,5	45	20
4953,8	Motor Convencional (BHA 3)	13,5	71	16,5	45	20
4979	Motor Convencional (BHA 3)	12,3	89	16,4	50,2	20
5004,2	Motor Convencional (BHA 3)	14,9	89	15	45	20
5029,4	Motor Convencional (BHA 3)	11,1	68	15	45	20

Profundidad _MD_ft	Tecnologia_BHA	WOB _klb	RPM_sup erficie	ROP_f t_hr	MSE _ksi	UCS_Refere ncia_ksi
5054,6	Motor Convencional (BHA 3)	12,3	75	15	47,6	20
5079,8	Motor Convencional (BHA 3)	12,9	69	15	46,2	20
5105	Motor Convencional (BHA 3)	13,6	69	15,4	45,2	20
5130,3	Motor Convencional (BHA 3)	16,3	61	23,8	45	20
5155,5	Motor Convencional (BHA 3)	11,6	78	15	45	20
5180,7	Motor Convencional (BHA 3)	14,1	75	17,3	45	20
5205,9	Motor Convencional (BHA 3)	14,7	62	16,8	45	20
5231,1	Motor Convencional (BHA 3)	10,4	68	15	45	20
5256,3	Motor Convencional (BHA 3)	14,9	87	15,6	46,4	20
5281,5	Motor Convencional (BHA 3)	11,4	67	15	45	20
5306,7	Motor Convencional (BHA 3)	10,5	64	15	45	20
5331,9	Motor Convencional (BHA 3)	17,6	75	17,3	45	20
5357,1	Motor Convencional (BHA 3)	17,7	90	17,7	45	20
5382,4	Motor Convencional (BHA 3)	16,5	67	16,7	45	20
5407,6	Motor Convencional (BHA 3)	12,4	80	18,6	45	20
5432,8	Motor Convencional (BHA 3)	10,8	83	15	45	20
5458	Motor Convencional (BHA 3)	15,5	67	17,1	45	20
5483,2	Motor Convencional (BHA 3)	13,5	82	15	45	20
5508,4	Motor Convencional (BHA 3)	11	71	15	45	20
5533,6	Motor Convencional (BHA 3)	14	79	17,3	45	20
5558,8	Motor Convencional (BHA 3)	10,3	79	15	45	20
5584	Motor Convencional (BHA 3)	17,3	76	15,5	45	20
5609,2	Motor Convencional (BHA 3)	12,1	63	15	45	20
5634,5	Motor Convencional (BHA 3)	15,3	85	17,9	45	20
5659,7	Motor Convencional (BHA 3)	12,5	70	15	45	20
5684,9	Motor Convencional (BHA 3)	14,2	66	15	48,9	20

Profundidad _MD_ft	Tecnologia_BHA	WOB _klb	RPM_sup erficie	ROP_f t_hr	MSE _ksi	UCS_Refere ncia_ksi
5710,1	Motor Convencional (BHA 3)	14,4	61	15	46,4	20
5735,3	Motor Convencional (BHA 3)	11,5	78	15	45	20
5760,5	Sistema Rotativo RSS (BHA 4/5)	24,8	134	52	22,4	20
5785,7	Sistema Rotativo RSS (BHA 4/5)	23,4	120	50,4	22	20
5810,9	Sistema Rotativo RSS (BHA 4/5)	24,6	130	45,4	24,3	20
5836,1	Sistema Rotativo RSS (BHA 4/5)	24,3	125	50,8	22,2	20
5861,3	Sistema Rotativo RSS (BHA 4/5)	22,2	133	46,8	24,6	20
5886,6	Sistema Rotativo RSS (BHA 4/5)	24,5	123	52	22	20
5911,8	Sistema Rotativo RSS (BHA 4/5)	18,6	134	41,9	26,5	20
5937	Sistema Rotativo RSS (BHA 4/5)	19,4	128	44	27,9	20
5962,2	Sistema Rotativo RSS (BHA 4/5)	18,3	139	46,1	23,9	20
5987,4	Sistema Rotativo RSS (BHA 4/5)	20,3	123	47,4	24,6	20
6012,6	Sistema Rotativo RSS (BHA 4/5)	20,7	127	42,4	26,7	20
6037,8	Sistema Rotativo RSS (BHA 4/5)	19,9	122	43,2	24,2	20
6063	Sistema Rotativo RSS (BHA 4/5)	23,8	138	50,3	23,4	20
6088,2	Sistema Rotativo RSS (BHA 4/5)	20,5	138	45,3	24,4	20
6113,4	Sistema Rotativo RSS (BHA 4/5)	20	125	50	23,2	20
6138,7	Sistema Rotativo RSS (BHA 4/5)	21,8	133	49,5	22	20
6163,9	Sistema Rotativo RSS (BHA 4/5)	19	136	41,4	25,6	20
6189,1	Sistema Rotativo RSS (BHA 4/5)	23,6	131	52	23,4	20
6214,3	Sistema Rotativo RSS (BHA 4/5)	18,5	131	50	25,9	20
6239,5	Sistema Rotativo RSS (BHA 4/5)	24,9	125	52	24,3	20
6264,7	Sistema Rotativo RSS (BHA 4/5)	23,4	122	44,1	29,1	20
6289,9	Sistema Rotativo RSS (BHA 4/5)	19,4	138	44,4	23,1	20
6315,1	Sistema Rotativo RSS (BHA 4/5)	18	138	48	25,4	20
6340,3	Sistema Rotativo RSS (BHA 4/5)	23,7	133	48,6	23,8	20

Profundidad _MD_ft	Tecnologia_BHA	WOB _klb	RPM_sup erficie	ROP_f t_hr	MSE _ksi	UCS_Refere ncia_ksi
6365,5	Sistema Rotativo RSS (BHA 4/5)	22,9	127	50,2	27,3	20
6390,8	Sistema Rotativo RSS (BHA 4/5)	23,1	127	51,4	22	20
6416	Sistema Rotativo RSS (BHA 4/5)	23,4	135	47,8	22	20
6441,2	Sistema Rotativo RSS (BHA 4/5)	18,5	138	44,6	23,4	20
6466,4	Sistema Rotativo RSS (BHA 4/5)	20,5	138	37,6	22,5	20
6491,6	Sistema Rotativo RSS (BHA 4/5)	18,8	136	41,7	24,4	20
6516,8	Sistema Rotativo RSS (BHA 4/5)	24	133	50,4	22	20
6542	Sistema Rotativo RSS (BHA 4/5)	22,4	122	43,6	25,2	20
6567,2	Sistema Rotativo RSS (BHA 4/5)	20,3	123	49,8	23,7	20
6592,4	Sistema Rotativo RSS (BHA 4/5)	18,4	138	40,4	29,6	20
6617,6	Sistema Rotativo RSS (BHA 4/5)	20,2	132	44,7	26,5	20
6642,9	Sistema Rotativo RSS (BHA 4/5)	20,3	120	44,8	23,4	20
6668,1	Sistema Rotativo RSS (BHA 4/5)	23,1	122	52	22	20
6693,3	Sistema Rotativo RSS (BHA 4/5)	22,5	133	44,9	25,5	20
6718,5	Sistema Rotativo RSS (BHA 4/5)	24,2	120	52	22	20
6743,7	Sistema Rotativo RSS (BHA 4/5)	21,3	123	46,2	27,8	20
6768,9	Sistema Rotativo RSS (BHA 4/5)	18,8	131	41,2	28	20
6794,1	Sistema Rotativo RSS (BHA 4/5)	23	134	51,4	22	20
6819,3	Sistema Rotativo RSS (BHA 4/5)	23,3	133	50,9	22	20
6844,5	Sistema Rotativo RSS (BHA 4/5)	21,9	124	45,4	27,1	20
6869,7	Sistema Rotativo RSS (BHA 4/5)	23,4	134	50,8	22,5	20
6895	Sistema Rotativo RSS (BHA 4/5)	21,5	125	45,4	26,8	20
6920,2	Sistema Rotativo RSS (BHA 4/5)	21,7	127	47,5	22	20
6945,4	Sistema Rotativo RSS (BHA 4/5)	21	135	49,5	22	20
6970,6	Sistema Rotativo RSS (BHA 4/5)	18,2	133	48,3	23,5	20
6995,8	Sistema Rotativo RSS (BHA 4/5)	18,8	137	41,2	25,7	20

Profundidad _MD_ft	Tecnologia_BHA	WOB _klb	RPM_sup erficie	ROP_f t_hr	MSE _ksi	UCS_Refere ncia_ksi
7021	Sistema Rotativo RSS (BHA 4/5)	18,2	133	50,1	22,1	20
7046,2	Sistema Rotativo RSS (BHA 4/5)	22,5	131	43	26,3	20
7071,4	Sistema Rotativo RSS (BHA 4/5)	20,2	122	44,1	22,6	20
7096,6	Sistema Rotativo RSS (BHA 4/5)	21,6	127	48,9	23	20
7121,8	Sistema Rotativo RSS (BHA 4/5)	24,4	125	51,3	22,9	20
7147,1	Sistema Rotativo RSS (BHA 4/5)	19,7	125	42,5	26,3	20
7172,3	Sistema Rotativo RSS (BHA 4/5)	20,9	139	47,4	25,2	20
7197,5	Sistema Rotativo RSS (BHA 4/5)	23,3	128	48	22	20
7222,7	Sistema Rotativo RSS (BHA 4/5)	19,6	138	44,4	22	20
7247,9	Sistema Rotativo RSS (BHA 4/5)	18,5	133	46,5	26,6	20
7273,1	Sistema Rotativo RSS (BHA 4/5)	20	136	47,5	24,4	20
7298,3	Sistema Rotativo RSS (BHA 4/5)	19,1	130	42,3	23,8	20
7323,5	Sistema Rotativo RSS (BHA 4/5)	24,5	132	52	25,5	20
7348,7	Sistema Rotativo RSS (BHA 4/5)	23,7	130	51,2	22,9	20
7373,9	Sistema Rotativo RSS (BHA 4/5)	22,4	124	50,2	25,3	20
7399,2	Sistema Rotativo RSS (BHA 4/5)	24,1	134	52	22,5	20
7424,4	Sistema Rotativo RSS (BHA 4/5)	23,6	126	47,1	28	20
7449,6	Sistema Rotativo RSS (BHA 4/5)	19,3	120	41,5	29,1	20
7474,8	Sistema Rotativo RSS (BHA 4/5)	24,2	133	52	22	20
7500	Sistema Rotativo RSS (BHA 4/5)	21,8	124	48,7	25,3	20