



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

TEMA:

**“ANÁLISIS DE DESEMPEÑO Y ESTRATEGIAS DE CONTROL
DIRECCIONAL CON SISTEMA ROTATORIO AUTOTRAK EN POZOS
TIPO J PARA OPTIMIZAR LA EFICIENCIA OPERATIVA EN LA
PERFORACIÓN DEL POZO SACHA 1X DEL CAMPO SACHA”**

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

AUTORAS:

**VENECIA DENNISE MOREIRA SUAREZ
MARIUXI CAROLINA TIGRERO FLOREANO**

TUTOR:

ING. XAVIER VARGAS GUTIÉRREZ, MSc.

LA LIBERTAD, ECUADOR

2025

UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA

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

TEMA:

**“ANÁLISIS DE DESEMPEÑO Y ESTRATEGIAS DE
CONTROL DIRECCIONAL CON SISTEMA ROTATORIO
AUTOTRAK EN POZOS TIPO J PARA OPTIMIZAR LA
EFICIENCIA OPERATIVA EN LA PERFORACIÓN DEL
POZO SACHA 1X DEL CAMPO SACHA”**

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

AUTORAS:

**VENECIA DENNISE MOREIRA SUAREZ
MARIUXI CAROLINA TIGRERO FLOREANO**

TUTOR:

ING. XAVIER VARGAS GUTIÉRREZ, MSc.

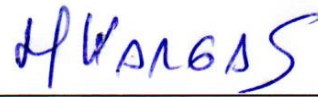
LA LIBERTAD – ECUADOR

2025

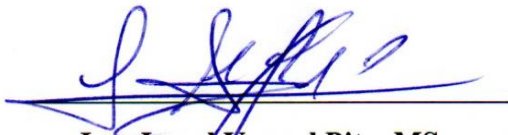
TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN



Ing. Marllelis Gutiérrez H, PhD.
DIRECTORA DE CARRERA



Ing. Xavier Vargas Gutiérrez, MSc.
DOCENTE TUTOR



Ing. Israel Yagual Pita, MSc.
DOCENTE ESPECIALISTA



Ing. Carlos Malavé Carrera, MSc.
DOCENTE UIC



Ing. David Vega González
SECRETARIO DEL TRIBUNAL

DEDICATORIA

A *Dios*, por ser mi guía, mi fortaleza y la fuente de toda sabiduría. Sin él, nada de esto habría sido posible.

A ti, madre bella, *Karina Suarez*, eres mi mayor bendición y la persona más importante en mi vida. No existen palabras suficientes para honrar todo lo que has hecho por mí. Esta meta también es tuya porque sin tu guía jamás habría llegado hasta aquí, gracias a ti, mamá, soy quien soy. Te amo con todo mi ser.

A ti, padre, *Roy Moreira*, por enseñarme el valor del esfuerzo y la importancia de no rendirme. Tu confianza en mí me impulsó a seguir, a creer que todo era posible si me mantenía fiel a mí misma.

A mi *familia*, gracias por su paciencia y cariño, por creer en mí cuando más lo necesitaba, infinita gratitud por tanto amor.

A ti, *Oscar Sánchez*, mi amor incondicional, gracias por tu paciencia infinita y tu apoyo inquebrantable. Esta meta también te pertenece, porque has sido parte esencial de este viaje, gracias por ser mi compañero en cada desafío y mi alegría en cada pequeño avance. Te amo profundamente.

Y finalmente, me dedico este logro a mí misma. Por cada paso dado con miedo, pero con firmeza, por no rendirme cuando todo parecía cuesta arriba. Me abrazo con orgullo por la entrega, la constancia y el amor que puse en este proceso.

Con humildad y gratitud, Venecia.

DEDICATORIA

Dedico este logro, en primer lugar, para *Dios*, por guiar mi camino, por darme perseverancia y enseñarme el significado de resiliencia durante estos años.

Para mis amados padres, *Carmen Floreano* y *Alex Tigreiro*, que siempre creyeron mucho más en mí de lo que yo lo hacía. Gracias por todos sus sacrificios y esfuerzos, por sostenerme incluso cuando ustedes mismos necesitaban que los sostuvieran.

Todo lo que soy es gracias a ustedes y todo lo que quiero ser, también. Espero que se sientan afortunados de ser mis padres como yo me siento de ser su hija. Los amo con toda mi alma.

Para mis hermanos, *Gabriel* y *Maikel*, gracias por su amor, risas y abrazos, ustedes son parte esencial en mi vida, los amo tanto como a mamá y papá.

La vida cambia, pero hay personas cuya presencia sigue siendo un ancla y un impulso, *Kevin Duchi*, gracias a ti, por ser el gran hombre que eres, por crecer conmigo desde aquellos días del colegio, por seguir presente, por acompañarme durante años de una forma especial, tú presencia en mi vida ha sido clave para ser la mujer que hoy soy. Te quiero.

Finalmente, honrando mi promesa más personal, dedico este logro al cielo, por los que son para siempre, aunque se los lleve la vida.

A todos ustedes mi eterna gratitud.

Con amor, Carolina.

CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO

En calidad de tutor del trabajo de investigación para titulación del tema “**ANÁLISIS DE DESEMPEÑO Y ESTRATEGIAS DE CONTROL DIRECCIONAL CON SISTEMA ROTATORIO AUTOTRAK EN POZOS TIPO J PARA OPTIMIZAR LA EFICIENCIA OPERATIVA EN LA PERFORACIÓN DEL POZO SACHA 1X DEL CAMPO SACHA**” elaborado por las estudiantes **MOREIRA SUAREZ VENECIA DENNISE** y **TIGRERO FLOREANO MARIUXI CAROLINA**, egresado de la carrera de Ingeniería DE PETRÓLEOS, de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, me permito declarar que una vez analizado en el sistema antiplagio COMPILATIO, luego de haber cumplido con los requerimientos exigidos de valoración, la presente tesis, se encuentra con un 7 % de la valoración permitida.



CERTIFICADO DE ANÁLISIS
magister

TESIS FINAL-MOREIRA Y TIGRERO

7%
Textos sospechosos

7% Similitudes
1% similitudes entre comillas
0% entre las fuentes mencionadas

3% Idiomas no reconocidos (ignorado)

23% Textos potencialmente generados por la IA (ignorado)

Nombre del documento: TESIS FINAL-MOREIRA Y TIGRERO.docx
ID del documento: 4a300b24fee6a07430f489b2d48a5d8ddb201a8a
Tamaño del documento original: 270,3 kB

Depositante: XAVIER ERNESTO VARGAS GUTIERREZ
Fecha de depósito: 10/6/2025
Tipo de carga: interface
fecha de fin de análisis: 10/6/2025

Número de palabras: 13.166
Número de caracteres: 84.993



Firmado electrónicamente por:
XAVIER ERNESTO VARGAS GUTIERREZ
Validar únicamente con FirmaEC

Ing. Xavier Vargas Gutiérrez, MSc.

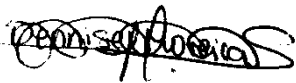
C.I.: 0906392493

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Nosotras, Venecia Dennise Moreira Suarez y Mariuxi Carolina Tigrero Floreano, declaro bajo juramento que el presente trabajo de titulación denominado “ANÁLISIS DE DESEMPEÑO Y ESTRATEGIAS DE CONTROL DIRECCIONAL CON SISTEMA ROTATORIO AUTOTRAK EN POZOS TIPO J PARA OPTIMIZAR LA EFICIENCIA OPERATIVA EN LA PERFORACIÓN DEL POZO SACHA 1X DEL CAMPO SACHA”, 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 nuestra 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.

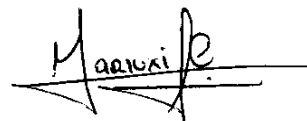
Atentamente,



VENECIA MOREIRA SUAREZ

Autora de Tesis

C.I. 0928020700



MARIUXI TIGRERO FLOREANO

Autora de Tesis

C.I. 2450482092

CERTIFICACIÓN DEL TUTOR

Ing. Xavier Vargas Gutiérrez, MSc.

TUTOR DE PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

Universidad Estatal Península de Santa Elena

En mi calidad de Tutor del presente trabajo “**ANÁLISIS DE DESEMPEÑO Y ESTRATEGIAS DE CONTROL DIRECCIONAL CON SISTEMA ROTATORIO AUTOTRAK EN POZOS TIPO J PARA OPTIMIZAR LA EFICIENCIA OPERATIVA EN LA PERFORACIÓN DEL POZO SACHA 1X DEL CAMPO SACHA**” previo a la obtención del Título de Ingeniera en Petróleos elaborado por la Srta. Venecia Moreira Suarez y la Srta. Mariuxi Tigreiro Floreano, egresadas 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.

FIRMA DEL TUTOR



Ing. Xavier Vargas Gutiérrez, MSc.

TUTOR

CERTIFICACIÓN DE GRAMATOLOGÍA

Certificado de gramática

Santa Elena, 04 de junio del 2025

Yo, **Mónica Isabel Paredes Castro**, Magíster en Educación Básica, con registro de la SENECYT N° 1023-2024-2904505 por medio del presente certifico que:

Después de revisar y corregir la sintaxis y ortografía del trabajo investigativo titulado “Análisis de desempeño y estrategias de control direccional con sistema rotatorio Autotrak en pozos tipo J para optimizar la eficiencia operativa en la perforación del pozo Sacha IX del campo Sacha”, elaborado por las estudiantes **Venecia Dennise Moreira Suarez** y **Mariuxi Carolina Tigrero Floreano** en su opción al título de **INGENIERA EN PETRÓLEOS** en la Universidad Estatal Península de Santa Elena, puedo afirmar que el trabajo está apto para ser defendido.

Sin otro particular.



Lic. Mónica Paredes Castro, M.Sc.
C.I: 0605353143
Celular: 0969917044
Correo: misabelp1017@gmail.com

AGRADECIMIENTOS

A *Dios* por ser el maestro principal en esta vida, por la fortaleza, salud y perseverancia, por enseñarnos y guiarnos en el camino de esta carrera universitaria.

A *nuestras familias* por ser nuestro pilar y motivación constante, por creer en nosotras incluso en los momentos en que dudamos, por su apoyo incondicional y los sabios consejos para poder culminar esta etapa.

A *nuestros amigos* con quienes compartimos largas jornadas de estudio, trabajos en equipo, momentos de risas y desahogo, juntos nos motivamos a lograr este anhelado sueño.

A nuestro tutor, el *Ing. Xavier Vargas*, por su orientación constante, por compartir con nosotras su experiencia y conocimientos, y por brindarnos siempre un acompañamiento comprometido. Su guía fue esencial para que este proyecto pudiera desarrollarse de la mejor manera.

Al *Ing. Carlos Malavé*, por su inmensa paciencia y ofrecernos siempre una palabra de aliento, su apoyo fue una pieza fundamental en el desarrollo de esta tesis. Al *Ing. Carlos Portilla* y al *Ing. Bolívar Guano*, por brindarnos su ayuda sin reservas, para lograr realizar este trabajo.

A la *UPSE*, por habernos formado y retado a superarnos cada día. Gracias por darnos las herramientas para crecer como futuras ingenieras, sino también como personas comprometidas con su vocación. A todos los **docentes** de la carrera de Ingeniería en Petróleos, por su dedicación, por compartir su pasión por esta profesión, y por dejar en nosotras una huella que llevaremos siempre.

Y, finalmente, a nosotras mismas, por no rendirnos, por confiar en nuestras capacidades y por sostenernos mutuamente con empatía, esfuerzo y determinación.

Venecia Moreira y Mariuxi Tigrero

CONTENIDO

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN	ii
DEDICATORIA	iii
CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO	v
DECLARACIÓN DE AUTORÍA.....	vi
CERTIFICACIÓN DEL TUTOR.....	vii
CERTIFICACIÓN DE GRAMATOLOGÍA	viii
AGRADECIMIENTOS	ix
LISTA DE FIGURAS	xiii
LISTA DE TABLAS	xvi
LISTA DE ANEXOS.....	xviii
ABREVIATURAS.....	xix
RESUMEN.....	xx
ABSTRACT.....	xxi
CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN	22
1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	22
1.2. ANTECEDENTES.....	22
1.3. HIPÓTESIS.....	24
1.4. OBJETIVOS.....	25
1.4.1. Objetivo General.	25
1.4.2. Objetivos Específicos.....	25
1.5. ALCANCE.....	25
1.6. VARIABLES	26
1.6.1. Variables Dependientes.....	26
1.6.2. Variables Independientes.....	26
CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO	27
2.1. DESCRIPCIÓN DEL CAMPO SACHA	27

2.2. UBICACIÓN GEOGRÁFICA	28
2.3. GEOLOGÍA ESTRUCTURAL.....	29
2.4. ESTRATIGRAFÍA.....	31
2.4.1. Litología de los yacimientos productores.....	32
2.5. PERFORACIÓN DIRECCIONAL.....	38
2.6. TIPOS DE POZOS DIRECCIONALES.....	38
2.6.1. Pozo Tipo “S”.....	39
2.6.2. Tipo “S” modificado.....	40
2.6.3. Pozo “horizontal”.....	41
2.6.4. Pozo Tipo “J”.....	41
2.6.5. Pozo Tipo “J” modificado.....	42
2.7. ESTRUCTURA DE UN POZO DIRECCIONAL.....	43
2.7.1. KOP.....	43
2.7.2. EOB Y EOD.....	43
2.7.3. Inclinación.....	44
2.7.4. Azimuth.....	45
2.7.5. Dog leg.....	45
2.7.6. Desplazamiento.....	46
2.7.7. Profundidad vertical verdadera (TVD).....	47
2.7.8. Profundidad desarrollada (MD).....	47
2.8. TECNOLOGÍA DEL SISTEMA ROTATORIO AUTOTRAK	48
2.8.1. AutoTrak eXact RSS.....	49
2.8.2. AutoTrak G3 RSS.....	54
2.8. PARÁMETROS DE DESEMPEÑO EN LA PERFORACIÓN DIRECCIONAL ...	59
2.8.1. Tasa de penetración (ROP).....	59
2.8.2. Desviación y control de trayectoria en pozos direccionales.....	59
2.8.3. Eficiencia en la perforación y costos operativos.....	60
CAPÍTULO III: METODOLOGÍA.....	61
3.1. METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN	61
3.1.1. Tipo de investigación.....	61
3.1.2. Enfoque de investigación.....	61
3.1.3. Población.....	62
3.1.4. Muestra.....	62
3.2. INFORMACIÓN TÉCNICA DE LOS POZOS ESTUDIADOS.....	63

3.2.1. Pozo Sacha 1X.....	63
3.2.2. Pozo Sacha 267D.....	66
3.3. PARÁMETROS DE PERFORACIÓN.....	69
3.3.1. Sacha 1X sección 16”.....	70
3.3.2. Sacha 1X sección 12 ¼”.....	70
3.3.3. Sacha 1X sección 8 1/2”.....	70
3.3.4. Sacha 267D sección 16”.....	71
3.3.5. Sacha 267D sección 12 ¼”.....	71
3.3.6. Sacha 267D sección 8 ½”.....	71
3.4. ESTRATEGIAS APLICADAS DURANTE LA PERFORACIÓN DEL POZO SACHA 1X.....	72
3.4.1. Diseño adecuado del ensamblaje de fondo (BHA).....	72
3.4.2. Optimización constante de los parámetros de perforación.....	72
3.4.3. Supervisión operativa desde superficie.....	72
3.4.4. Uso de sensores MWD/LWD.....	72
3.4.5. Dogleg: indicador de control direccional.....	75
CAPITULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS.....	76
4.1. ANÁLISIS COMPARATIVO DE PARÁMETROS DE PERFORACIÓN	76
4.1.1. Sección 16”.....	76
4.1.2. Sección 12 ¼”.....	82
4.1.3. Sección 8 ½”.....	87
4.1.4. Profundidad vs tiempo neto.....	91
CAPÍTULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	94
5.1. CONCLUSIONES.....	94
5.2. RECOMENDACIONES.....	95
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	97
ANEXOS.....	103

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Ubicación del Campo Sacha en la Cuenca Oriente.	28
Figura 2. Mapa estructural-Campo Sacha.	30
Figura 3. Campo Sacha: sección sísmica mostrando el anticlinal Sacha profundo.	31
Figura 4. Columna Estratigráfica del Campo Sacha.	32
Figura 5. Tipos de perforación direccional.	39
Figura 6. Pozo direccional tipo "S".	40
Figura 7. Pozo direccional tipo "S" modificado.	40
Figura 8. Pozo "horizontal".	41
Figura 9. Pozo direccional tipo "J".	42
Figura 10. Pozo direccional Tipo "J" modificado.	42
Figura 11. Punto de arranque (KOP).	43
Figura 12. Puntos precisos en un pozo direccional.	44
Figura 13. Inclinación en la trayectoria de un pozo.	44
Figura 14. Azimuth en un pozo direccional.	45
Figura 15. Dog Leg.	46
Figura 16. Desplazamiento.	46
Figura 17. Profundidad Vertical Verdadera (TVD).	47
Figura 18. Profundidad desarrollada (MD).	47
Figura 19. AutoTrak – Características del sistema de dirección.	48

Figura 20. AutoTrak™ eXact.	49
Figura 21. Steering section.	50
Figura 22. RNT section.	51
Figura 23. Non magnetic flex joint section.	51
Figura 24. AutoTrak G3 RSS.	54
Figura 25. Unidad de direccionamiento.	55
Figura 26. Ribs de unidad de direccionamiento.	55
Figura 27. OnTrak Sensor sub.	56
Figura 28. BCPM.	56
Figura 29. Profundidad vs Inclinación.	74
Figura 30. Dogleg vs Profundidad.	75
Figura 31. Comparación del ROP sección 16”.	77
Figura 32. Comparación del RPM sección 16”.	78
Figura 33. Comparación del WOB sección 16”.	79
Figura 34. Comparación de las horas netas en la sección 16”.	80
Figura 35. Comparación de presiones en la sección 16”.	81
Figura 36. Comparación del torque en la sección 16”.	81
Figura 37. Comparación del ROP en la sección 12 1/4”.	83
Figura 38. Comparación del RPM en la sección 12 1/4”.	83
Figura 39. Comparación del WOB en la sección 12 1/4”.	84
Figura 40. Comparación de las horas netas en la sección 12 1/4”.	85
Figura 41. Comparación de las presiones en la sección 12 1/4”.	85

Figura 42. Comparación del torque en la sección 12 1/4".	86
Figura 43. Comparación de ROP en la sección 8 1/2".	87
Figura 44. Comparación de RPM en la sección 8 1/2".	88
Figura 45. Comparación del WOB en la sección 8 1/2".	89
Figura 46. Comparación de las horas netas en la sección 8 1/2".	90
Figura 47. Comparación de las presiones en la sección 8 1/2".	90
Figura 48. Comparación del torque en la sección 8 1/2".	91
Figura 49. Comparación profundidad vs tiempo.	92

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Coordenadas del campo Sacha	29
Tabla 2. Litología de los yacimientos productores del campo Sacha.	33
Tabla 3. Tamaños de AutoTrak disponibles.	49
Tabla 4. Especificaciones del sistema AutoTrak Exact.	53
Tabla 5. Especificaciones del sistema AutoTrak G3.	58
Tabla 6. Datos generales del pozo Sacha 1X.	63
Tabla 7. Formaciones atravesadas del pozo Sacha 1X.	63
Tabla 8. Herramientas usadas en cada sección perforada del pozo Sacha 1X.	64
Tabla 9. Servicios prestados de MWD/LWD.	65
Tabla 10. Datos de la sección 16" Pozo Sacha 1X.	65
Tabla 11. Datos de la sección 12 1/4" Pozo Sacha 1X.	66
Tabla 12. Datos de la sección 8 1/2" Pozo Sacha 1X.	66
Tabla 13. Datos generales del pozo Sacha 267D.	67
Tabla 14. Formaciones atravesadas del pozo Sacha 267D	67
Tabla 15. Herramientas usadas en la perforación direccional del pozo Sacha 267D.	68
Tabla 16. Datos de la sección 16" Pozo Sacha 267D.	68
Tabla 17. Datos de la sección 12 1/4" Pozo Sacha 267D.	69
Tabla 18. Datos de la sección 8 1/2" Pozo Sacha 267D.	69

Tabla 19. Parámetros de perforación obtenidos de la sección 16" Pozo Sacha 1X.	70
Tabla 20. Parámetros de perforación obtenidos de la sección 12 1/4" Pozo Sacha 1X.	70
Tabla 21. Parámetros de perforación obtenidos de la sección 8 1/2" Pozo Sacha 1X.	70
Tabla 22. Parámetros de perforación obtenidos de la sección 16" Pozo Sacha 267D.	71
Tabla 23. Parámetros de perforación obtenidos de la sección 12 1/4" Pozo Sacha 267D.	71
Tabla 24. Parámetros de perforación obtenidos de la sección 8 1/2" Pozo Sacha 267D.	71
Tabla 25. Comparación de parámetros sección 16".	76
Tabla 26. Comparación de parámetros sección 12 1/4".	82
Tabla 27. Comparación de parámetros sección 8 1/2".	87
Tabla 28. Tiempo efectivo de perforación.	92

LISTA DE ANEXOS

Anexo A. Esquema mecánico pozo Sacha 1X.....	103
Anexo B. Resumen de corridas de herramientas pozo Sacha 1X.....	105
Anexo C. Informe general de la trayectoria del pozo Sacha 1X.....	106
Anexo D. Esquema mecánico pozo Sacha 267D.....	109
Anexo E. Registro de perforación sección 16” Pozo Sacha 267D.....	110
Anexo F. Registro de perforación sección 12 ¼” Pozo Sacha 267D	111
Anexo G. Registro de perforación sección 8 ½” Pozo Sacha 267D	112

ABREVIATURAS

ROP	Tasa de penetración (Rate of Penetration)
WOB	Peso sobre la broca (Weight on Bit)
RPM	Revoluciones por minuto (Revolutions Per Minute)
TQ	Torque
PSI	Libras por pulgada cuadrada (Pounds per Square Inch)
H	Horas
%	Porcentaje
AZIM	Dirección (Azimuth)
INC	Inclinación (Inclination)
FT	Pies (Feet)
TVD	Profundidad vertical verdadera (True Vertical Depth)
MD	Profundidad medida (Measured Depth)
DLS	Severidad de curvatura (DogLeg Severity)
BHA	Conjunto de herramientas de fondo (Bottom Hole Assembly)
MWD	Medición y registro mientras se perfora (Measurement While Drilling)
LWD	Perfilaje mientras se perfora (Logging While Drilling)
RSS	Sistema rotatorio direccional (Rotary Steerable System)
KOP	Punto de desvío (Kick Off Point)
EOB	Fin del incremento (End of Build-up)
EOD	Fin de caída (End of Drop)

“ANÁLISIS DE DESEMPEÑO Y ESTRATEGIAS DE CONTROL DIRECCIONAL CON SISTEMA ROTATORIO AUTOTRAK EN POZOS TIPO J PARA OPTIMIZAR LA EFICIENCIA OPERATIVA EN LA PERFORACIÓN DEL POZO SACHA 1X DEL CAMPO SACHA”

Autor: Moreira Suarez Venecia Dennise

Tigrero Floreano Mariuxi Carolina

Tutor: Ing. Xavier Vargas Gutiérrez, MSc.

RESUMEN

El presente trabajo de investigación se centró en evaluar el comportamiento del desempeño del sistema rotatorio AutoTrak, utilizada en la perforación de pozos con trayectoria tipo “J” mediante un análisis comparativo frente a una tecnología convencional. Para este análisis se tomó como estudio principal al pozo Sacha 1X perforado con RSS AutoTrak, y el pozo Sacha 267D, perforado con motor de fondo. Ambos pozos se encuentran ubicado en el Campo Sacha.

En base al rendimiento y eficiencia del uso de las herramientas en los pozos, se realizó un estudio comparando los parámetros operacionales como la tasa de penetración (ROP), el peso sobre la broca (WOB), las rotaciones por minuto (RPM), el torque (TQ), la presión (psi) y horas netas de perforación (h). Además, se identificaron y evaluaron estrategias como la integración de sensores MWD/LWD y la gestión del dogleg severity (DLS) para un mayor control direccional.

Los resultados de este trabajo de investigación evidenciaron que el sistema rotatorio AutoTrak demuestra mejor desempeño y optimiza las operaciones de perforación gracias a su diseño avanzado, reduciendo tiempo neto y mejorando el control direccional, especialmente en pozo complejos como los de trayectoria Tipo “J”.

PALABRAS CLAVE: perforación direccional, eficiencia operativa, AutoTrak, pozo tipo J, control direccional.

“PERFORMANCE ANALYSIS AND DIRECTIONAL CONTROL STRATEGIES USING AUTOTRAK ROTARY SYSTEM IN J-TYPE WELLS TO OPTIMIZE OPERATIONAL EFFICIENCY IN THE DRILLING OF SACHA 1X WELL IN THE SACHA FIELD”

Authors: Moreira Suarez, Venecia Dennise

Tigrero Floreano, Mariuxi Carolina

Advisor: Eng. Xavier Vargas Gutiérrez, MSc.

ABSTRACT

This research focused on evaluating the performance behavior of the Autotrak rotary steerable system (RSS) in the drilling of J-profile wells, through a comparative analysis with conventional downhole motor technology. The primary case study involved Well Sacha 1X, drilled using the Autotrak RSS, and Well Sacha 267D, drilled with a mud motor. Both wells are located in the Sacha Field.

Operational performance indicators such as rate of penetration (ROP), weight on bit (WOB), revolutions per minute (RPM), torque (TQ), pressure (psi), and net drilling hours (h) were compared to assess the efficiency of the tools used in each well. Additionally, control strategies such as the integration of MWD/LWD sensor systems and dogleg severity (DLS) management were analyzed to enhance directional control.

The findings of this study demonstrate that the Autotrak rotary system delivers superior performance and significantly improves drilling operations. Its advanced design enables reduced net drilling time and enhanced directional accuracy, particularly in complex J-type well trajectories.

KEYWORDS: *directional drilling, operational efficiency, AutoTrak, J-type well, directional control.*

CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN

1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

En la industria de la perforación de hidrocarburos, los pozos de geometría compleja, como los pozos tipo "J", representan desafíos importantes debido a su configuración en dos fases: una sección inicial vertical y una sección horizontal. Estos pozos son esenciales para acceder a yacimientos ubicados en zonas difíciles y optimizar la extracción de hidrocarburos. Sin embargo, lograr un control direccional eficiente y estable en pozos tipo "J" presenta una serie de complicaciones técnicas (Herrera Helbert, 2020).

El sistema rotatorio de dirección AutoTrak se ha implementado para abordar estos retos y mejorar la precisión y estabilidad de la perforación. Sin embargo, la tecnología presenta dificultades para adaptarse a las características geológicas particulares del Campo Sacha, donde los problemas como el torque, el arrastre, la severidad de los doglegs (curvas en el pozo) y el desgaste del equipo afectan negativamente los tiempos y los costos operativos.

Aunque el AutoTrak promete un control direccional continuo que minimiza los desvíos no deseados y mejora la calidad del pozo, su desempeño en pozos complejos como los tipos J requiere una evaluación detallada. Sin una estrategia optimizada, los problemas recurrentes de alineación y desgaste de herramientas continúan generando tiempos de no-producción y elevados costos operativos, lo cual impide que la perforación alcance su máxima eficiencia.

1.2. ANTECEDENTES

La perforación direccional ha evolucionado significativamente desde sus inicios, especialmente con el desarrollo de sistemas rotatorios avanzados, como el AutoTrak. Según (Bourgoyne Jr et al., 1986) planteó que "los sistemas de perforación direccional se han vuelto fundamentales para explotar yacimientos complejos y yacimientos en ubicaciones difíciles, donde los pozos deben adaptarse a trayectorias específicas para maximizar la extracción de hidrocarburos".

La aplicación de sistemas rotatorios avanzados para pozos de geometría compleja, como los pozos tipo "J", ha sido objeto de diversos estudios. (Williamson y Rashid, 1998)

describió que “la evolución y el rendimiento de los sistemas rotatorios han mejorado el control direccional y reducido los tiempos de perforación en pozos inclinados y horizontales”.

Los pozos tipo "J" presentan un conjunto de desafíos únicos debido a su trayectoria, que incluye una fase inicial vertical seguida de una curva hasta alcanzar la inclinación deseada. (Dake, 2001) destaca lo siguiente: el control direccional en estos pozos debe ser preciso para evitar problemas como el desgaste de la broca y la desviación no controlada de la trayectoria. Este tipo de configuraciones plantea una demanda elevada sobre los sistemas de dirección y control rotatorio como AutoTrak.

El sistema AutoTrak, desarrollado por Baker Hughes, introdujo una serie de innovaciones en el control direccional. En un análisis detallado de este sistema. (Smith y Taylor, 2003) en su artículo “describen las ventajas de AutoTrak en la perforación continua y su capacidad para realizar ajustes de trayectoria en tiempo real, lo cual lo hace especialmente adecuado para pozos con trayectorias complejas como los pozos tipo “J””.

Realizó un análisis y selección entre ensamblajes de fondo convencional y rotatorio para la perforación de pozos direccionales en los campos del bloque 15. Según (Moreño, 2008) “concluye que, por teoría e historial, para pozos con perfil tipo “J largo alcance” se opta por perforar con herramienta rotatoria, por ello hay una mayor cantidad de pozos perforados con dicha herramienta frente a la herramienta direccional”.

El desarrollo de sistemas RSS (Rotary Steerable System), entre los cuales se incluye AutoTrak, ha permitido alcanzar mayores niveles de precisión y eficiencia. Según (Jogi y Stevens , 2010) “el uso de tecnología RSS en pozos complejos ha optimizado significativamente los tiempos de perforación y ha permitido una mayor adaptación a cambios inesperados en las formaciones geológicas, lo cual es crítico en los pozos tipo "J".

Se llevó a cabo un estudio de los problemas presentados durante la perforación de pozos direccionales con alto ángulo de inclinación en un campo del oriente. Según (Soque, 2012) “concluye que debido a que se mantuvo secciones altamente desviadas se pudo haber generado la formación de camas de recortes en la sección baja del agujero lo que produciría la reducción del área del flujo y la tendencia de los recortes a caer hacia el fondo del pozo”.

Se realizó un estudio sobre los ensamblajes con motor de fondo (BHA) para optimizar la perforación de pozos tipo “J” en el campo Sacha. Según (Gallegos Mazza, 2013) “concluye que las formaciones con mayor tendencia de tumbar inclinación son: las Areniscas “U” y “T”.

En un estudio más reciente, se examinan casos de campo donde AUTOTRAK fue implementado en pozos tipo "J" y se documenta cómo el sistema mejoró la precisión y redujo el tiempo de perforación en comparación con métodos convencionales. Según (Gomes, 2015) la “investigación concluye que AUTOTRAK no solo permite un mejor control de la inclinación y dirección, sino que también optimiza los costos y reduce los riesgos operativos”.

Se llevó a cabo un manual de planificación, diseño y consideraciones para la construcción de pozos direccionales en el campo Sacha. Según (Pilla, 2015) concluye que para “la perforación de pozos direccionales es recomendable cumplir estrictamente con los parámetros de perforación de acuerdo con la formación que se esté atravesando”.

Un estudio comparó el rendimiento de diferentes sistemas de perforación rotatoria, incluido AUTOTRAK, en la perforación de pozos complejos. Según (Zheng, 2018) “encontraron que AUTOTRAK superó a otros sistemas en términos de precisión y estabilidad en formaciones desafiantes, consolidándose como una herramienta clave para pozos tipo "J"”.

1.3. HIPÓTESIS

El uso del sistema rotatorio AutoTrak en pozos tipo "J" permite un control direccional más preciso y estable, optimizando el tiempo de perforación reduciendo los riesgos operativos en la perforación direccional en comparación con métodos de perforación convencionales.

1.4.OBJETIVOS

1.4.1. Objetivo General.

- Analizar el desempeño y optimizar las estrategias de control direccional con el sistema rotatorio AutoTrak en la perforación de pozos tipo "J" en el pozo Sacha 1X del Campo Sacha para mejorar la precisión de la trayectoria y la eficiencia operativa asociados a la perforación direccional.

1.4.2. Objetivos Específicos.

- Describir las diferentes características y propiedades de la perforación del sistema rotatorio AutoTrak.
- Identificar las estrategias de control direccional utilizadas en el pozo Sacha 1X con el sistema AutoTrak durante la perforación.
- Comparar por sección el desempeño y eficiencia operativa del sistema direccional AutoTrak con el de una tecnología alternativa de control direccional utilizada en la perforación de pozos tipo "J" en el campo Sacha

1.5.ALCANCE

El presente estudio tiene como alcance evaluar el desempeño del sistema rotatorio AutoTrak en pozos tipo "J", utilizando el pozo Sacha 1X del campo Sacha como interés para la investigación. Se centra en el análisis comparativo de parámetros operacionales importantes que intervienen al momento de la perforación, como la tasa de penetración (ROP), el peso sobre la broca (WOB), las rotaciones por minuto (RPM), el torque (TQ), la presión (psi) y horas netas de perforación (h). Esta comparación se realizará utilizando datos de un pozo similar al del caso de estudio, por ese motivo se escogió al pozo Sacha 267D, debido a que cumple con lo requerido para realizar el trabajo de investigación.

Además de describir el comportamiento de AutoTrak en diferentes condiciones geológicas y operativas, esta investigación busca identificar ventajas técnicas y operativas que sirvan como base para identificar estrategias de optimización aplicables en otros pozos similares dentro del campo Sacha.

Se pretende que a futuro puedan tomar como guía esta investigación para planificar y llevar a cabo operaciones de perforación en áreas con características geológicas similares, con la posibilidad de desarrollar modelos predictivos de desempeño del AutoTrak, que podrían integrarse a simuladores operativos o software de diseño de trayectorias, mejorando la toma de decisiones en etapas de planificación.

1.6.VARIABLES

1.6.1. Variables Dependientes.

- Desempeño de la perforación direccional.
- Rendimiento del sistema AutoTrak.
- Estrategias del control direccional.

1.6.2. Variables Independientes.

- Parámetros de operación del AutoTrak.
- Condiciones del pozo.

CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO

2.1. DESCRIPCIÓN DEL CAMPO SACHA

El campo Sacha es una de las reservas de petróleo más valiosa de Ecuador, tanto por reservas como por calidad del crudo. Descubierta el 21 de enero 1969 por el consorcio Texaco-Gulf, mediante la perforación del pozo exploratorio Sacha-01 donde la perforación concluyó el 25 de febrero de 1969; cuyo objetivo principal era alcanzar la arena Hollín Inferior a una profundidad de 10.160 pies. Como resultado, se logró una producción inicial de 1.328 barriles de petróleo por día (BPPD), con un API de 29.9° y un contenido de agua (BSW) de 0.1% (Chanatásing Chasiquiza, 2016).

La producción comercial del campo comenzó en 1972 actualmente produce 77.191 BPPD, lo que representa el 16% de la producción nacional. Entre 1976 y 1989, la operación estuvo a cargo del binomio CEPE-Texaco. Posteriormente, en 1984, CEPE, que más tarde se convirtió en PETROECUADOR, a través de su filial Petro producción (hoy Petroamazonas EP), perforó el pozo Sacha Profundo 1 en busca de niveles pre cretácicos para incrementar la producción. Sin embargo, tras alcanzar una profundidad de 16.123 pies en la formación Macuma, el objetivo no se cumplió y la perforación fue suspendida.

En noviembre de 1986, se implementó la recuperación secundaria mediante la inyección de agua, con el fin de mejorar la producción y mantener la presión de los reservorios, para ello, se estableció un modelo periférico con seis pozos. Durante los años siguientes, la extracción de crudo presentó variaciones, a pesar de ello permaneció en un promedio de 60.000 BPPD hasta 1994.

A partir del 3 de septiembre de 2009, el campo pasó a ser operado por la Compañía de Economía Mixta Operaciones Río Napo (ORN-CEM), con una participación del 70% de Petroamazonas EP y el 30% de la estatal venezolana PDVSA. En esta nueva fase, la producción promedio se ubicó en 50.000 BPPD (Gallegos Mazza, 2013).

Tabla 1. Coordenadas del campo Sacha

Latitud	Longitud
00° 19' 22.54" SUR	76° 50' 05.87" ESTE

Elaborado por: Mariuxi Tigrero y Venecia Moreira.

Fuente: (Torres Rivadeneira, 2016).

El campo está rodeado por otros campos petroleros, estableciendo límites claros: al norte, se encuentra con Palo Rojo, Vista, Eno y Ron; al sur, con Yulebra y Culebra; al este, con Shushufindi-Aguarico, MDC, Limoncocha y Pacay; y al oeste, con Pucuna, Paraíso y Huachito (Torres Rivadeneira, 2016).

2.3. GEOLOGÍA ESTRUCTURAL

El campo Sacha presenta una geología estructural compleja vinculada a procesos tectónicos y sedimentarios de la Cuenca Oriente. Su configuración tectónica incluye un anticlinal asimétrico, que se formó por la inversión de fallas normales del Jurásico durante el Eoceno Tardío, con un eje principal que se orienta de noreste a suroeste.

Desde el punto de vista regional, el campo Sacha se localiza en el Play Central Sacha-Shushufindi, en el flanco occidental de la Subcuenca Cretácica Subandina del Napo. Está estrechamente conectado estructuralmente con las cuencas Marañón, al sur, y Putumayo, al norte, en el margen este del Cinturón Andino, lo que le otorga una gran relevancia dentro del contexto geológico de la región (figura 2).

El anticlinal llamado Sacha Profundo se formó bajo la formación geológica Sacha de la era cretácica, (figura 3). En cuanto a las fallas, el sistema en la zona está dominado por una falla de crecimiento que no es continua, ubicada en el flanco occidental. Esta falla muestra desplazamientos de entre 10 y 35 pies en la Formación Hollín y ha influido significativamente en la sedimentación. Además, esta estructura se ha reactivado en varias ocasiones a lo largo de la historia geológica del campo (Rivadeneira y Baby, 2004).

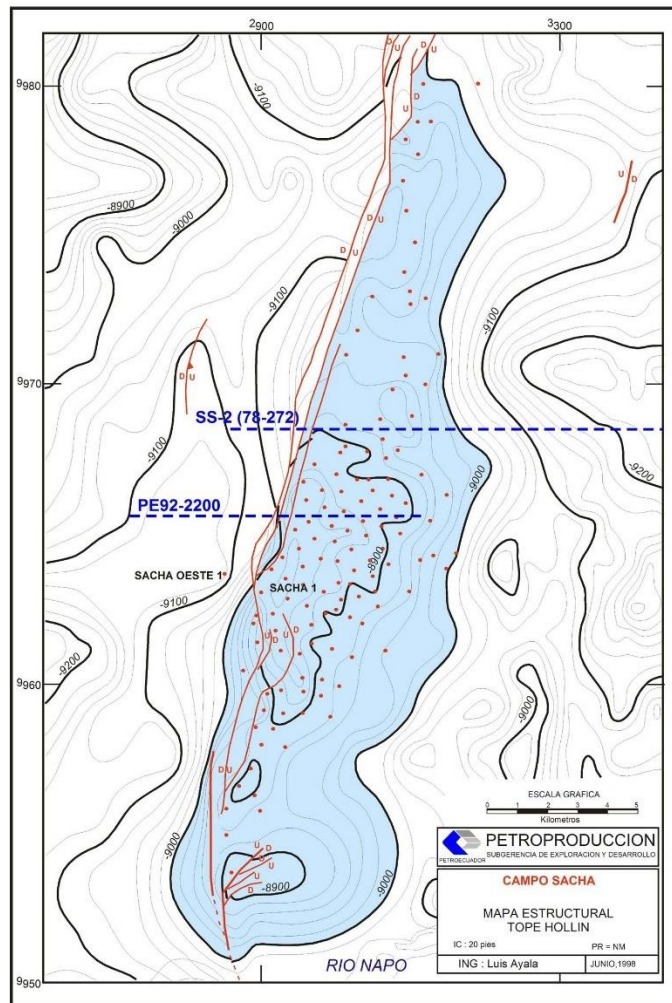


Figura 2. Mapa estructural-Campo Sacha.

Fuente: (Baby et al., 2004).

El reservorio del campo Sacha presenta trampas estructurales de bajo relieve, con un cierre de 200 pies y un área de aproximadamente 41.000 acres. Estas trampas son características de los campos orientales ecuatorianos. La compartimentalización también está presente, como lo demuestran los mapas estructurales, que muestran una migración preferencial de la arena hacia el sur y suroeste, lo que afecta los proyectos de inyección de agua en la zona (Villarroel Aguirre, 2014).

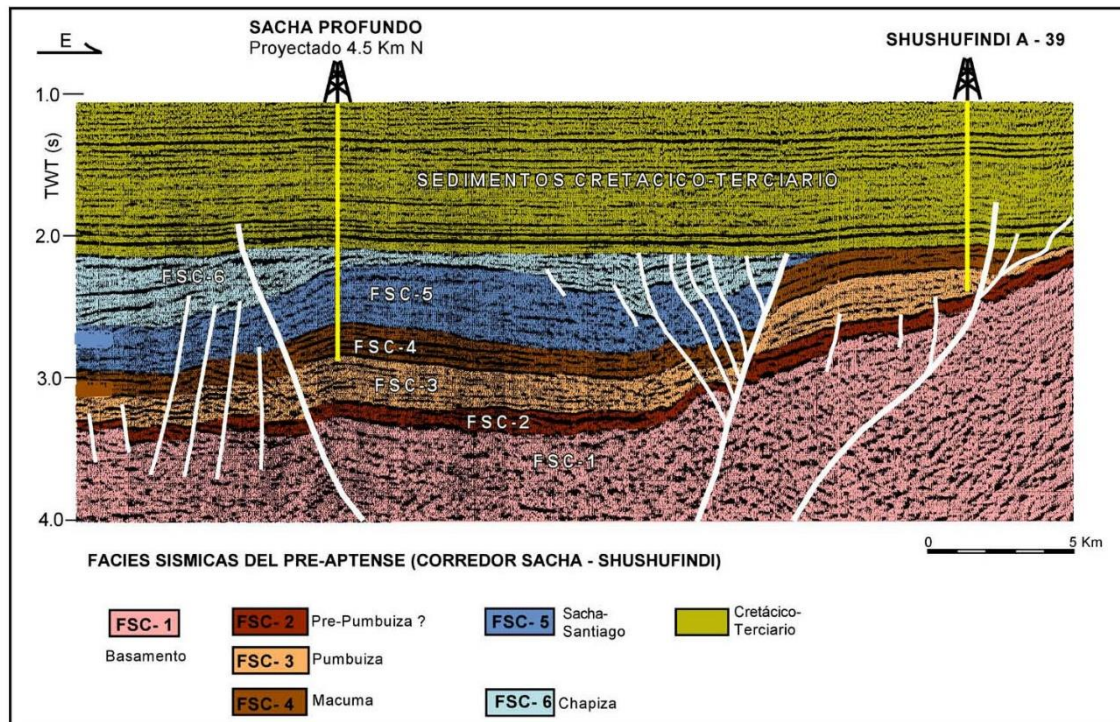


Figura 3. Campo Sacha: sección sísmica mostrando el anticlinal Sacha profundo.

Fuente: (Baby et al., 2004).

2.4. ESTRATIGRAFÍA

El campo se encuentra cortado por fallas originadas en el basamento que contribuyeron al depósito de sedimentos ocurrido desde el Mioceno hasta la actualidad. La falla llega a la caliza M-2 y salta de 10 a 35 pies al norte en el nivel de la formación Hollín, de 10 pies al centro del campo y de 20 a 35 pies al sur.

La producción de petróleo en la cuenca oriente del Ecuador está asociada principalmente con sedimentos del Mesozoico, Cretácico Inferior a Medio de las Formaciones Hollín y Napo, y sedimentos del Cretácico Superior de la Formación Tena Basal (Chanatásing Chasiquiza, 2016).

Las formaciones Hollín y Tena cubren el yacimiento (figura 4), en el caso de Hollín se divide en dos partes, inferior y superior, mientras que la formación Tena corresponde al sello regional de la cuenca, la formación Napo responde a múltiples ciclos deposicionales con características estratigráficas continuas, incluyendo múltiples yacimientos clásticos como areniscas U, T y basales de Tena y calizas calcáreas M1, M2.

EDAD	LITOLOGÍA	FORMACIÓN	MIEMBRO
Cuaternario		INDIFERENCIADO	
Oligoceno		ORTEGUAZA	
Eoceno		TIYUYACU	
			Conglomerado Superior
			Base Conglomerado Superior
Paleoceno		TENA	Tena
			Basal Tena
Cretaceo Superior		Formación Napo	Napo
			Caliza "M-1"
			Caliza "M-2"
			Base Caliza "M-2"
			Caliza "A"
			Base Caliza "A"
			Arenisca "U" Superior
			Arenisca "U" Inferior
			Base Arenisca "U" Inferior
			Caliza "B"
			Arenisca "T" Superior
			Arenisca "T" Inferior
			Base Arenisca "T" Inferior
Cretaceo Inferior		Formación Hollín	Hollín Superior
			Hollín Inferior

Figura 4. Columna Estratigráfica del Campo Sacha.

Fuente: (Arcos Logroño y Suarez Aguilar, 2015).

2.4.1. Litología de los yacimientos productores.

De acuerdo con su nivel de importancia el campo Sacha se encuentra compuesto por las siguientes formaciones: Hollín, Napo T y Napo U, y Basal Tena (tabla 2), las cuales son los principales productores de crudo y se encuentran distribuidos total o parcialmente a lo largo del campo (Chanatásing Chasiquiza, 2016).

Tabla 2. Litología de los yacimientos productores del campo Sacha.

Formación	Descripción Litológica
Hollín Inferior	Arenisca
Hollín Superior	Arenisca
Napo T Inferior	Arenisca, lutita, caliza
Napo U Inferior	Arenisca y lutita
Basal Tena	Arenisca

Elaborado por: Mariuxi Tigrero y Venecia Moreira.

Fuente: (Chanatásing Chasiquiza, 2016).

- a) **Formación Orteguzza:** esta formación de edad oligocena inferior posee un espesor promedio de 50 a 500 ft (Arcos Logroño y Suarez Aguilar, 2015). Está constituida por depósitos marinos y se desarrolla al este de la Cuenca, está compuesta principalmente por lutitas y areniscas con una capacidad limitada como reservorio. Su formación se relaciona con ambientes marinos profundos, lo que resultó en la acumulación de sedimentos de grano fino con escasa capacidad de almacenamiento de hidrocarburos (Arica y Laz, 2024). A pesar de no ser una formación productora, su existencia es fundamental para comprender la evolución estructural y geológica del campo Sacha (Moreño, 2008).
- b) **Formación Tiyuyacu:** la formación Tiyuyacu pertenece a la edad Oligoceno al Eoceno posee un espesor promedio de 100 a 1.500 ft. Se divide en dos miembros en base de criterios sedimentológicos y tectónicos. Su ambiente deposicional es Continental (Arcos Logroño y Suarez Aguilar, 2015). Contiene una serie de 250 m de conglomerado de guijarros y cantos de cuarzo, lutita y cherts redondeados hasta angulares en una matriz areno limosa; y areniscas de grano variable con intercalaciones de lutitas rojas, grises y verdes (Ayala León y García Pazmiño, 2016).

- *Tiyuyacu inferior*: el miembro inferior de la formación Tiyuyacu está conformado principalmente por un 90% de conglomerados de cherts rojizos y angulosos y en menor proporción de lutitas y areniscas gruesas. (Frédéric et al., 2004)
- *Tiyuyacu superior*: el miembro Tiyuyacu superior es parecida al miembro inferior, aflora en la zona subandina, está conformada en su mayoría por conglomerados y en menor proporción por areniscas y lutitas. Tiyuyacu superior cambia drásticamente respecto a la del miembro Tiyuyacu inferior: los clastos son en un 90 % de cuarzo lechoso (Frédéric et al., 2004).

c) **Formación Tena**: esta formación de edad Paleoceno cuenta con un espesor de 400 ft a 3.200 ft, una porosidad estimada de 18%, saturación inicial de agua estimada de 29%, salinidad de agua que varía de 24.000 a 36.000 ppm de NaCl y un crudo de 25° API (Gallegos Mazza, 2013).

Se divide en dos miembros los cuales son tena superior e inferior, la mayor parte de esta formación está conformada por arcillas abigarradas pardo rojizas, las arcillas son margosas a arenosas y varían desde macizas a laminadas.

- *Tena Inferior*: pertenece a la edad Cretácica, el ambiente de depositación de esta parte de la formación es Continental a Marina Somera (Gallegos Mazza, 2013). Este miembro inferior comprende areniscas rojas finas continentales, limolitas y a veces lutitas.
- *Arenisca Basal Tena*: perteneciente al Maastrichtiano temprano, una de las más antiguas dentro de la estratigrafía del campo Sacha, pertenece al Cretácico Inferior (Romero Arias y Gómez Soto, 2010) se compone areniscas mal seleccionadas depositadas que se han acumulado durante una regresión marina, estas son de origen fluvial y se incorporan a sedimentos más finos de medio marino litoral somero (Andrade Pinargote et al., 2016).
- *Tena Superior*: este miembro perteneciente a la edad del Paleoceno forma la base de la era Cenozoica (Romero Arias y Gómez Soto, 2010), comprende de limonitas y areniscas de grano más grueso que en el miembro inferior (Arcos Logroño y Suarez Aguilar, 2015).

d) **Formación Napo:** esta formación perteneciente al periodo que va desde el Cretácico Medio al Cretácico Superior, marcando el inicio de la era Mesozoica, cuenta con un espesor de 500 a 2.500 ft, está conformada principalmente de lutitas y calizas con intercalaciones de areniscas (Arcos Logroño y Suarez Aguilar, 2015). Se encuentra dividido en cuatro formaciones que corresponden a secuencias marinas de agua profundas denominadas Grupo Napo (Romero Arias y Gómez Soto, 2010).

- *Napo Basal:* posee un espesor de 60 m, se encuentra conformada por la arenisca Basal, lutitas negras y las areniscas “T” (Arcos Logroño y Suarez Aguilar, 2015). Se subdivide en las siguientes rocas (Andrade Pinargote et al., 2016):
 - *Arenisca Basal:* principalmente están compuesta de areniscas glucolíticas las cuales se encuentran intercaladas con lutitas y calizas. Las areniscas presentan estratificación cruzada, planar y ripples.
 - *Caliza C:* consiste en un nivel delgado de calizas gruesas que contienen niveles de lutitas negras en la base rica en materia orgánica, con presencia de glauconita y fosfato.
 - *Lutita Napo Basal:* su ambiente de depositación es de plataforma marina abierta, compuesta por lutitas laminadas, negras y ricas en amonites y bivalvos en la base.
 - *Caliza T:* se originó en el Albiano, desde la parte superior hasta la inferior. Está compuesta por calizas fosilíferas con intercalaciones de margas glauconíticas y una base de lutitas negras formadas en un ambiente anóxico.
 - *Arenisca T:* se trata de areniscas cuarzosas de grano medio a fino, ocasionalmente con cemento calcáreo y a menudo glauconíticas. Se depositaron en una plataforma marina somera con un escaso aporte clástico. Basándose en estudios palinológicos, se le atribuye una edad del Albiano superior.

- *Napo Inferior*: formado en el Albense-Cenomanense, consiste en una secuencia de areniscas glauconíticas, calizas fosilíferas y lutitas de color negro. Se subdivide en las siguientes rocas (Andrade Pinargote et al., 2016):
 - *Caliza B*: se originó en el Albiano tardío y la parte media, caracterizándose por una alternancia de lutitas negras y calizas margosas formadas en un ambiente anóxico, con presencia de nódulos de pirita y caliza.
 - *Lutita U*: se formó durante el Cenomaniano temprano y es ampliamente conocida en la cuenca. Su deposición ocurrió en un entorno de plataforma anóxica, conformando una secuencia de lutitas masivas negras.
 - *Areniscas U*: corresponde a una serie de areniscas glauconíticas de grano medio con una matriz arcillosa escasa. Estas areniscas se transforman lateralmente a una unidad predominantemente calcárea llamada Calizas U, que está compuesta por calizas fosilíferas, glauconíticas y con evidencias de bioturbación. Aunque no se ha determinado con exactitud su edad, se estima que ambas unidades pertenecen al Cenomaniano medio.

- *Napo Medio*: se formó en el Turonense y se distingue por su naturaleza altamente calcárea. Su principal característica es la presencia de una capa de calizas fosilíferas grises, sobre la cual se observa una alternancia de lutitas negras y calizas clásticas. Se subdivide en las siguientes rocas (Andrade Pinargote et al., 2016):
 - *Caliza A*: se desarrolló desde el Turoniano inferior tardío hasta el medio, presentando variaciones en su composición. En su parte basal es delgada y de tipo carbonatado, en la sección media se observan calizas laminadas con chert, mientras que en la parte superior predominan las margas y calizas claras. Se cree que esta unidad está separada de las Areniscas U por un hiato, y su deposición ocurrió en un ambiente de plataforma somera.
 - *Arenisca M-2 y Caliza M-2*: se formaron probablemente durante el Turoniano tardío. La secuencia inicial consiste en capas alternadas de areniscas finas con cuarzo y glauconita gris, y lutitas marrones. Encima,

se depositaron calizas arenosas glauconíticas grises y blancas, con intercalaciones de lutitas negras en la base.

- *Napo Superior*: se desarrolló durante el Turonense al Coniacense y está compuesto principalmente por lutitas negras duras. La mayor parte de esta formación ha sido erosionada. Se subdivide en las siguientes rocas (Andrade Pinargote et al., 2016):

- *Caliza M-1*: se compone de una secuencia de margas y calizas delgadas en la base, sobre las cuales se encuentra una capa gruesa de calizas masivas.
- *Lutita M-1*: es una secuencia de lutitas grises oscuras, que se rompen fácilmente en láminas (fisiles) y contienen calcita. Se intercalan con limolitas verdosas que incluyen cuarzo y glauconita.
- *Arenisca M-1*: Raynaud dividió esta formación en dos unidades: Arenisca M-1 Inferior y Arenisca M-1 Masiva. Ambas tienen una base erosionada y datan del Campaniano temprano al Campaniano medio.

e) **Formación Hollín**: la formación Hollín (Cretácico Inferior) es la unidad geológica más relevante del campo Sacha, ya que alberga los principales yacimientos de hidrocarburos. Está conformada por areniscas de grano medio a grueso con excelentes propiedades de porosidad y permeabilidad, lo que la convierte en un reservorio óptimo para el almacenamiento y circulación del petróleo (Villarroel, 2014). Se divide en dos secciones: Hollín Superior y Hollín Inferior, siendo la primera la de mejor calidad. Su origen se asocia a sistemas fluviales y estuarinos, lo que favorece su alta conectividad y riqueza en hidrocarburos (Rivadeneira y Baby, 2004).

- *Hollín Superior*: el yacimiento "Hollín Superior", depositado en el Aptiano o Albiano Medio, está conformado por areniscas cuarzosas de color pardo oscuro o gris verdoso, con un grano muy fino y matriz arcillosa. Presenta cemento silíceo y glauconita, además de intercalaciones de lentes de caliza y lutita.

Este yacimiento posee una porosidad del 12% y una saturación de agua del 35%. Se formó en un ambiente estuarino con influencia de mareas, lo que ha determinado sus propiedades litológicas y petrofísicas (Rivadeneira y Baby, 2004).

- *Hollín Inferior*: ubicado en el Cretácico Inferior, está compuesto por areniscas cuarzosas consolidadas, con una granulometría variable de grano muy fino a grueso. Se distingue por la presencia de inclusiones de carbón, ámbar y caolín, además de un cemento silíceo y matriz bien seleccionada. Su espesor saturado varía entre 45 y 55 pies, con una porosidad del 15% y una gravedad API de 29°. Su origen se asocia a un ambiente fluvial, lo que explica su litología y su buen potencial para la producción petrolera (Romero Arias y Gómez Soto, 2010).

2.5. PERFORACIÓN DIRECCIONAL

La perforación direccional es una técnica avanzada utilizada en la industria petrolera para perforar pozos en reservas subterráneas, consiste en desviar el pozo a lo largo de una trayectoria planificada hacia un objetivo predeterminado (Chanatásing Chasiquiza, 2016). La dirección de la perforación se modifica usando una combinación de herramientas y técnicas, que abarcan desde cuñas y arreglos de fondo de pozo hasta sistemas de medición de trayectoria, motores de fondo y barrenas especializadas, como los sistemas rotativos direccionales (Pilamunga, 2020). A pesar de la variedad de técnicas disponibles, el principio básico es dirigir la barrena de perforación hacia la trayectoria deseada (Madrid, 2016).

2.6. TIPOS DE POZOS DIRECCIONALES

La trayectoria de un pozo direccional se adapta a las condiciones específicas del subsuelo y a los objetivos del proyecto. Los pozos pueden presentar diversas formas o perfiles, los cuales son determinados por la ubicación exacta del yacimiento, las características de la formación rocosa, la distancia entre pozos, la profundidad vertical necesaria y la distancia

horizontal para alcanzar el objetivo (Gallegos Mazza, 2013). Existen tres tipos de pozos direccionales los cuales son: pozo tipo “S”, pozo horizontal y pozo tipo “J” siendo este último el foco principal en nuestra investigación (figura 5).

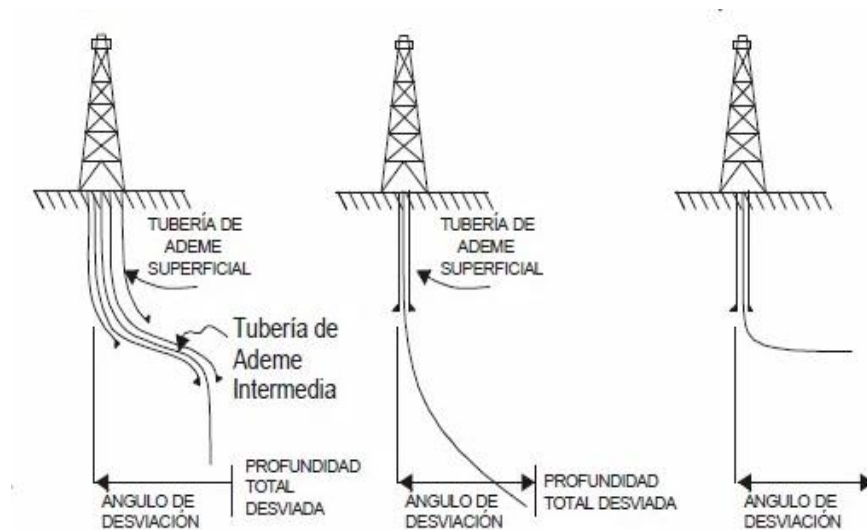


Figura 5. Tipos de perforación direccional.

Fuente: Portal del petróleo (Madrid, 2016).

2.6.1. Pozo Tipo “S”.

En este tipo de pozo, se caracteriza por tener un punto de inicio cercano a la superficie y una trayectoria que consta de varias secciones: una sección vertical inicial, seguida de una sección de construcción donde se incrementa el ángulo de inclinación (figura 6). A continuación, se mantiene el ángulo en una sección tangente, y finalmente, el ángulo disminuye en la sección de tumbado hasta que el pozo entra al yacimiento verticalmente. El objetivo principal de este tipo de pozo es facilitar el acceso a la ubicación del yacimiento y mejorar la eficiencia de la producción (Herrera Herbert, 2020).

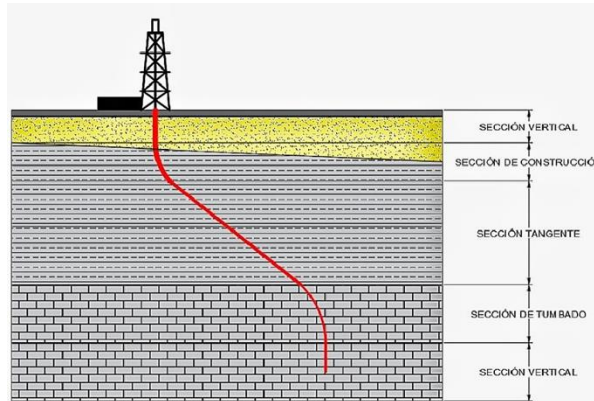


Figura 6. Pozo direccional tipo "S".

Fuente: (Briones Sánchez y Lucín Cortez, 2022).

2.6.2. Tipo “S” modificado.

Este tipo de pozo es similar al pozo tipo "S" estándar, ya que ambos incluyen una sección vertical inicial, una sección de construcción donde se aumenta la inclinación y una sección tangente donde se mantiene la inclinación (figura 7). La diferencia clave radica en las dos últimas secciones de la trayectoria. En el pozo tipo "S" modificado, la sección de tumbado (donde se disminuye la inclinación) no llega a 0 grados, sino que mantiene un cierto ángulo. Esto resulta en que el pozo entra en contacto con el yacimiento a través de una sección tangente con un ángulo distinto de cero (Estrada, 2019).

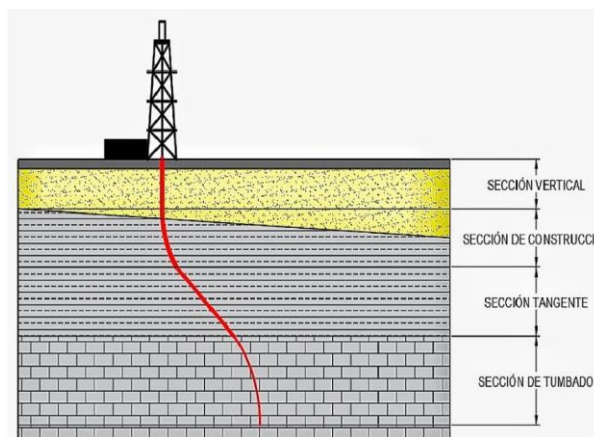


Figura 7. Pozo direccional tipo "S" modificado.

Fuente: (Briones Sánchez y Lucín Cortez, 2022).

2.6.3. Pozo “horizontal”.

La perforación horizontal es un procedimiento utilizado para interceptar una formación productora con el objetivo de aumentar el área de drenaje del reservorio. En condiciones óptimas, este tipo de trayectoria supera la producción de múltiples pozos verticales en el mismo yacimiento (figura 8). Sin embargo, su construcción es más compleja, ya que incluye: una sección vertical inicial, una sección de construcción para aumentar la inclinación, una sección tangente para mantener el ángulo, una segunda sección de construcción para alcanzar los 90 grados, y finalmente, una sección horizontal que entra en contacto directo con el yacimiento (Briones Sánchez y Lucín Cortez, 2022).

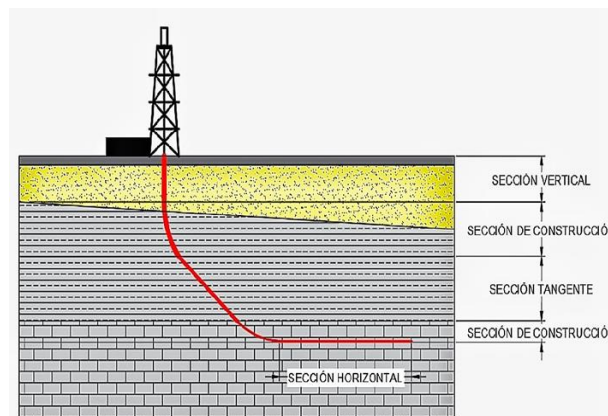


Figura 8. Pozo "horizontal".

Fuente: (Briones Sánchez y Lucín Cortez, 2022).

2.6.4. Pozo Tipo “J”.

Estos pozos direccionales se caracterizan por tener tres secciones distintas: una parte vertical inicial, una sección donde se incrementa la inclinación, y una sección final tangente que alcanza el objetivo deseado (figura 9). Se utilizan principalmente en situaciones donde se requiere un desplazamiento horizontal moderado o grande para llegar al punto objetivo. La inclinación necesaria se logra a una profundidad relativamente superficial. A partir de ahí, se construye gradualmente el ángulo de inclinación planificado, permitiendo que el pozo alcance los objetivos a la profundidad total requerida (Gallegos Mazza, 2013).

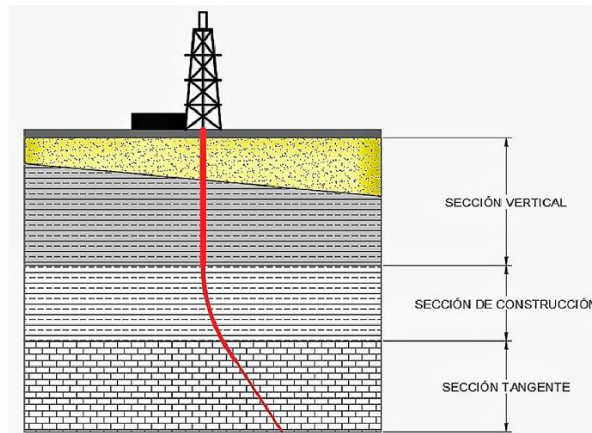


Figura 9. Pozo direccional tipo "J".

Fuente: (Briones Sánchez y Lucín Cortez, 2022).

2.6.5. Pozo Tipo “J” modificado.

Este tipo de pozo direccional comparte la estructura básica del pozo tipo "J", pero con una modificación en la sección tangente (figura 10). En lugar de mantener la inclinación constante, esta comienza a disminuir (Flores, 2011). El inicio de la desviación se realiza lo más profundo posible desde la superficie, el ángulo máximo se alcanza en la cima del objetivo. La configuración del pozo tipo J modificado es ideal para perforar a través de formaciones geológicas complejas, como fallas o domos salinos (Gallegos Mazza, 2013).

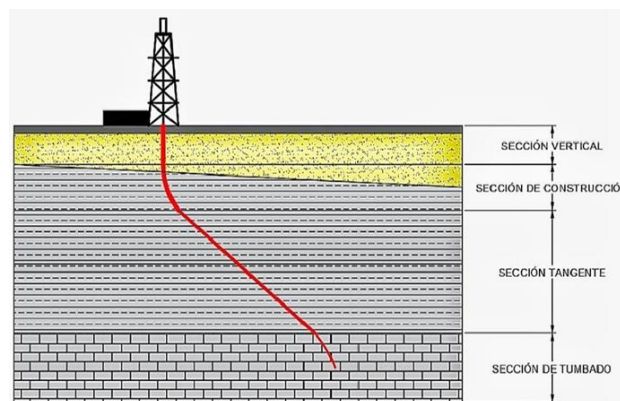


Figura 10. Pozo direccional Tipo "J" modificado.

Fuente: (Briones Sánchez y Lucín Cortez, 2022).

2.7. ESTRUCTURA DE UN POZO DIRECCIONAL

2.7.1. KOP.

El punto de arranque o Kick off point se refiere al punto específico a una profundidad dada por debajo de la superficie que existe en una trayectoria vertical o inclinada, donde se comienza aplicar técnicas para dirigir la trayectoria del pozo hacia el objetivo previsto (figura 11).

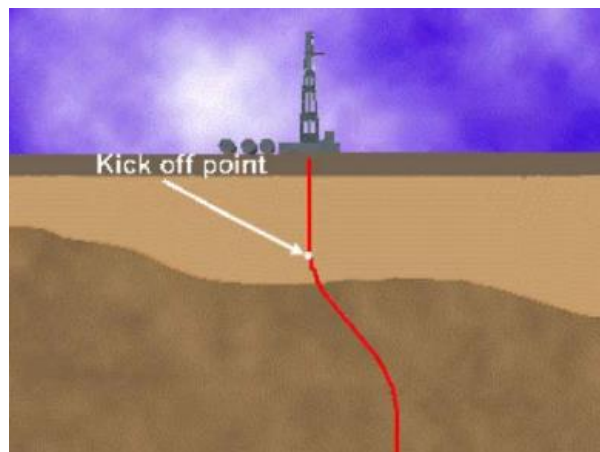


Figura 11. Punto de arranque (KOP).

Fuente: Ingeniería de la perforación de pozos de petróleo y gas.
(Herrera Herbert, 2020).

2.7.2. EOB Y EOD.

El punto fin de incremento o end of buildup, es aquel punto donde finaliza la sección de incremento en un pozo, donde a partir de esa sección el ángulo de inclinación aumenta de manera progresiva. (figura 12a.)

El punto fin de caída o end of drop, es aquel punto donde finaliza la sección de caída, donde el pozo recupera la vertical reduciendo el ángulo de inclinación. (figura 12b.)

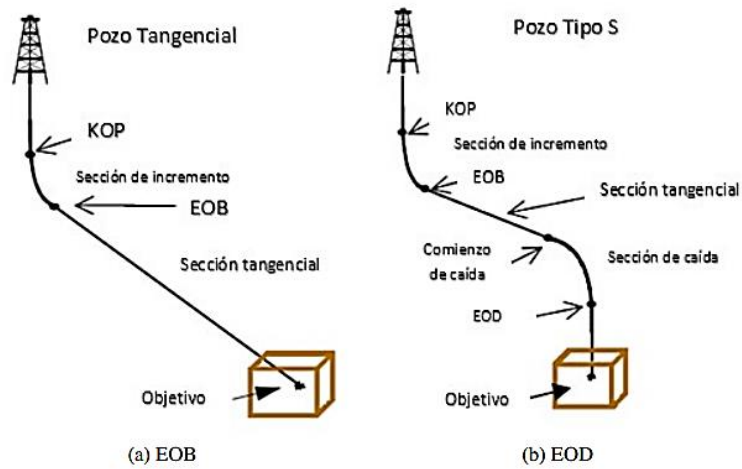


Figura 12. Puntos precisos en un pozo direccional.

Fuente: Aplicación de la teoría de perforación direccional (Hernández Cortez, 2018).

2.7.3. Inclinación.

La inclinación es un parámetro esencial en la perforación direccional debido a que esta permite controlar y guiar la trayectoria de un pozo hacia su objetivo de diseño, es decir, se refiere al ángulo que forma la trayectoria del pozo al desviarse de la vertical (figura 13).

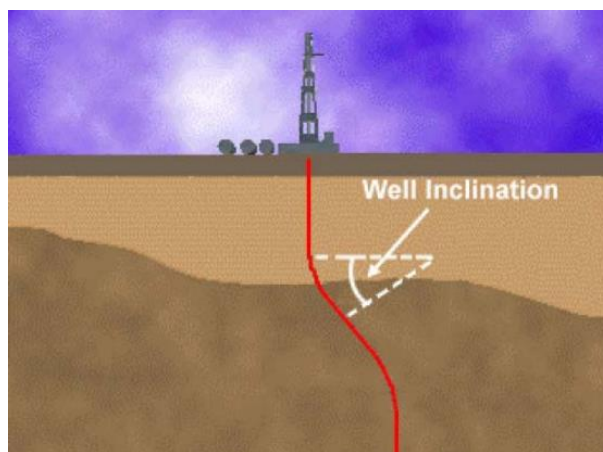


Figura 13. Inclinación en la trayectoria de un pozo.

Fuente: Ingeniería de la perforación de pozos de petróleo y gas. (Herrera Herbert, 2020).

2.7.4. Azimuth.

El azimuth o rumbo, es medido en el sentido de las manecillas del reloj variando entre 0° y 360° , la cual se refiere específicamente al ángulo medido en el plano horizontal tomando como punto de referencia fijo el Norte verdadero (figura 14).

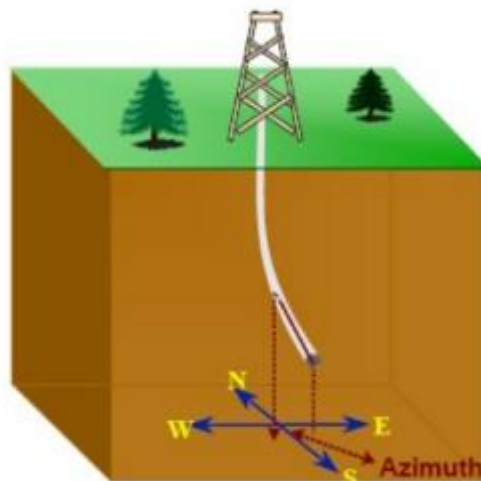


Figura 14. Azimuth en un pozo direccional.

Fuente: Aplicación de la teoría de perforación direccional (Hernández Cortez, 2018).

2.7.5. Dog leg.

Se refiere a un cambio brusco en la inclinación o dirección de un pozo perforado. Aunque inicialmente se pueda considerar que la construcción de un pozo implica un dog leg controlado medido en grados por cada 30 metros o 100 pies, su presencia puede acarrear problemas inesperados durante la perforación (figura 15).

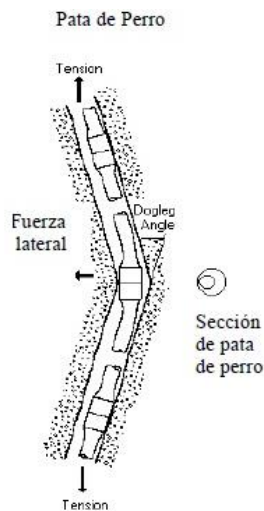


Figura 15. Dog Leg.

Fuente: Problemas asociados con la desviación (Dick, 2016).

2.7.6. Desplazamiento.

Se refiere a la distancia horizontal que existe entre dos líneas verticales imaginarias. Una de estas líneas pasa por el objetivo subterráneo que se desea alcanzar, y la otra pasa por la cabeza del pozo en la superficie (figura 16).

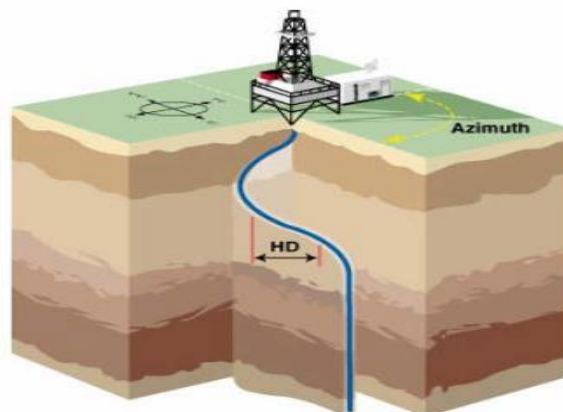


Figura 16. Desplazamiento.

Fuente: Ingeniería de la perforación de pozos de petróleo y gas (Herrera, 2020).

2.7.7. Profundidad vertical verdadera (TVD).

Esta es la distancia directa en línea recta desde la superficie del pozo hasta el punto de interés o el objetivo deseado (figura 17). Imagina una línea recta que va desde la superficie hacia abajo, directamente al punto que se quiere alcanzar en el subsuelo.

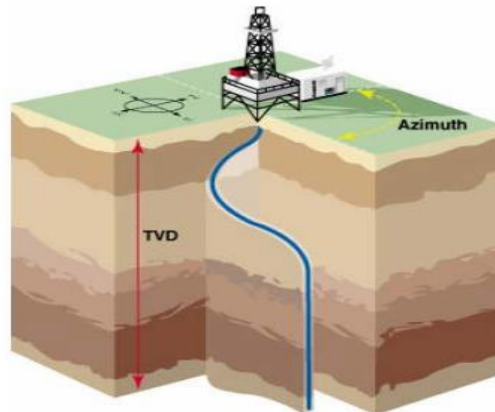


Figura 17. Profundidad Vertical Verdadera (TVD).

Fuente: Ingeniería de la perforación de pozos de petróleo y gas (Herrera, 2020).

2.7.8. Profundidad desarrollada (MD).

Esta es la distancia total recorrida a lo largo del pozo, siguiendo su trayectoria real y curva (figura 18). Piensa en ella como la longitud de una cinta métrica que se extiende desde la superficie y sigue el camino sinuoso del pozo hasta el punto de interés.

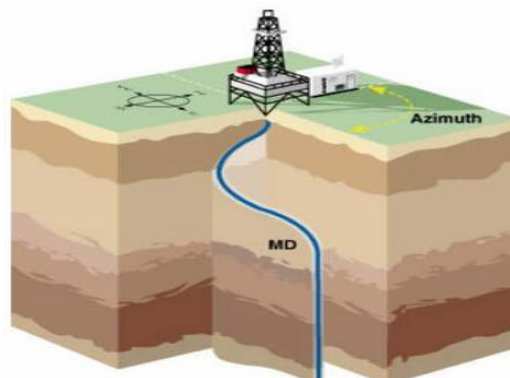


Figura 18. Profundidad desarrollada (MD).

Fuente: Ingeniería de la perforación de pozos de petróleo y gas.
(Herrera, 2020).

2.8. TECNOLOGÍA DEL SISTEMA ROTATORIO AUTOTRAK

Actualmente la compañía Baker Hughes ha sacado una nuevos avances en la generación de herramientas para perforación direccional como lo es el sistema rotatorio AutoTrak eXact y AutoTrak G3 , son sistemas de perforación y MWD integrados, las cuales pueden ser auto dirigibles durante rotación continua y tener una mejor apreciación de los cambios de trayectoria ya que estos son comunicados a la herramienta desde superficie durante la perforación (Gutiérrez Romero, 2013).

El sistema AutoTrak permite una perforación más eficiente de un pozo de alta calidad permitiendo ubicarlo en la zona más productiva, de forma consistente y con confianza. El control de precisión de tres plataformas mantiene un vector de dirección proporcional continuo para perforar un pozo uniforme y dentro del calibre (figura 19). Los diseños de las brocas y los parámetros del sistema se adaptan a los desafíos de la formación para maximizar la velocidad de penetración (ROP), la vida útil de la broca y la longitud de la corrida (Baker Hughes, bakerhughes.com, 2021).

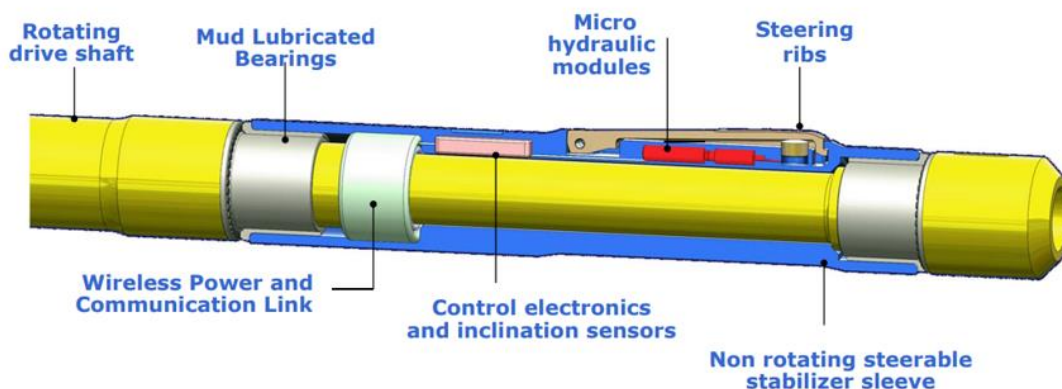


Figura 19. AutoTrak – Características del sistema de dirección.

Fuente: (Baker Hughes, Drilling Services Overview, 2020).

La empresa Baker Hughes tiene disponibles los siguientes tamaños de direccionamiento (tabla 3).

Tabla 3. Tamaños de AutoTrak disponibles.

Tamaños AutoTrak (in)	Diámetros de Hoyo (in)
4 ¾	5 7/8
	6 ¾
	8 ½
	9 ½
6 ¾	9 7/8
	10 5/8
	12 ¼ hasta 18 ¼
9 ½	

Autores: Mariuxi Tigrero y Venecia Moreira.

Fuente: (Cuzco Yamasca y Ortiz Bonilla, 2013).

2.8.1. AutoTrak eXact RSS.

El AutoTrak™ eXact es un sistema rotatorio direccional (RSS) desarrollado por Baker Hughes (figura 20), diseñado para perforación de alta precisión en pozos direccionales y horizontales. Este sistema permite mantener un control preciso de la trayectoria del pozo mientras la sarta de perforación rota continuamente, optimizando la eficiencia y la calidad del pozo perforado (Baker, 2020).



Figura 20. AutoTrak™ eXact.

Fuente: (Baker Hughes, Drilling Services Overview, 2020).

El AutoTrak™ eXact permite perforar manteniendo la rotación constante de la sarta mientras ajusta la dirección del pozo en tiempo real. Esto se logra mediante un sistema de control direccional activo, que redirige la broca sin necesidad de interrumpir la rotación (Mohammed et al., 2015).

Se presenta una breve descripción de las tres secciones principales:

Steering section.

La sección de dirección incluye los ejes de transmisión superior e inferior que pasan a través del manguito desacoplado, el pulsador/sub-alternador y el estabilizador superior (figura 21).

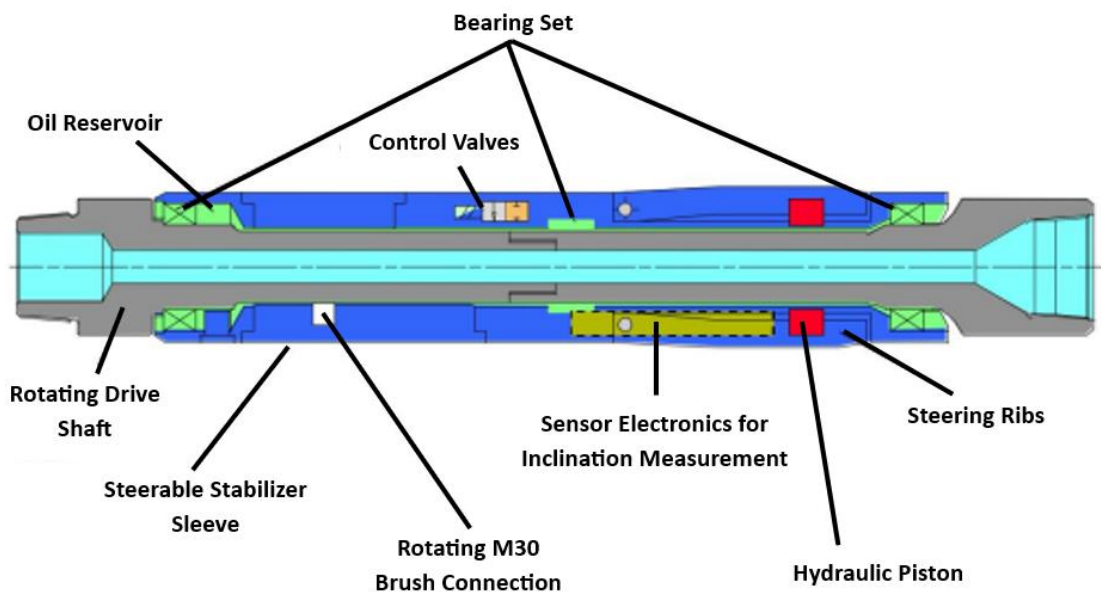


Figura 21. Steering section.

Fuente: (Hughes, AutoTrak Operations Manual, 2021).

RNT section.

La sección RNT (figura 22), justo encima del estabilizador superior, es un subwoofer estándar de Navegación de Yacimiento que proporciona mediciones de resistividad de fase y atenuación de doble frecuencia, así como mediciones de gamma natural mediante dos contadores de centelleo. El subwoofer RNT se conecta en la parte superior a la junta flexible mediante un crossover RNT.

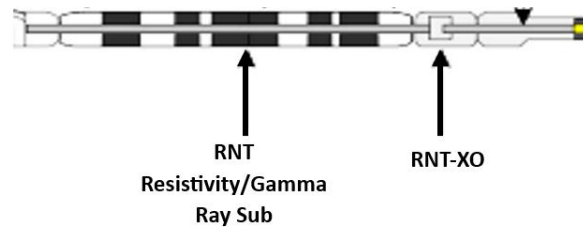


Figura 22. RNT section.

Fuente: (Hughes, AutoTrak Operations Manual, 2021).

Non magnetic flex joint section.

La tercera sección es la junta flexible no magnética, que desacopla la herramienta de cualquier momento de flexión en el tren de perforación superior (figura 23).

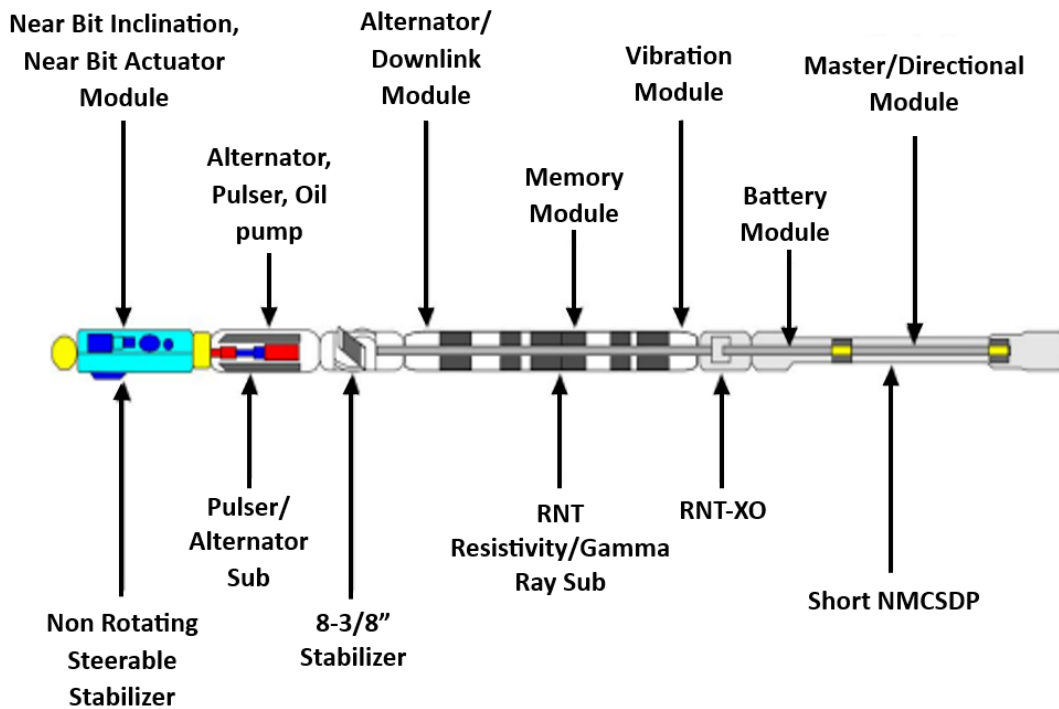


Figura 23. Non magnetic flex joint section.

Fuente: (Hughes, AutoTrak Operations Manual, 2021).

a) Características y beneficios del AutoTrak™ eXact.

- El mecanismo de dirección automatizado crea una fuerza de dirección continua con rotación continua de la sarta de perforación:

- Aumenta la eficiencia de perforación y mejora la tasa de penetración (ROP).
 - Elimina la necesidad de carreras de corrección o tiempos de deslizamiento asociados con los motores de lodo.
 - Proporciona una calidad de orificio superior para operaciones de terminación sin problemas.
- Alcanza altas tasas de acumulación, hasta 12°/1000 pies:
 - Sección de curva más corta.
 - Mejora la eficiencia de perforación a través de un arranque más profundo y una dirección más sensible.
 - Maximiza la exposición del yacimiento.
- Sistema totalmente modular, medidas LWD adicionales según sea necesario:
 - Optimiza la navegación y ubicación del pozo.
 - Proporciona una comprensión completa del entorno de perforación.
- Conjunto de fondo integrado (BHA) con sensores MWD/LWD avanzados de corto espacio:
 - Detecta cambios de formación temprano.
 - Maximiza el rendimiento de la perforación cambiando los objetivos direccionales sin interrupciones en el proceso de perforación.
- Mecanismo de dirección independiente de parámetros hidráulicos como caudal, caída de presión de la broca y propiedades del lodo:
 - Reduce el tiempo total en el pozo optimizando los parámetros hidráulicos para mejorar la ROP.

a) Aplicaciones:

- En tierra, mar y aguas profundas.
- Pozos de diseño 3D multilaterales, de alcance extendido o complejos.
- Navegación del yacimiento en tiempo real, integrando múltiples mediciones.
- Aplicaciones de perforación convencionales y no convencionales.

b) Especificaciones de la herramienta:

Tabla 4. Especificaciones del sistema AutoTrak Exact.

Parámetro	Características técnicas
Tamaño	121 mm (4 ¾ pulg.) 171 mm (6 ¾ pulg.)
Tamaño de orificio	149 mm a 270 mm (5 7/8 pulg. a 10 5/8 pulg.)
Peso	2,786 a 8,492 lb. (1264 a 3852 kg)
Longitud	14,6 a 18,5 m (48 a 60,8 pies)
Temperatura máxima	165 °C (330 °F) 150 °C (302 °F)
Presión máxima	1380 bar (20 000 psi)
RPM máximos	400 rpm
Rango de caudal	473 a 6056 lpm (125 a 1600 gpm)
Tasa máxima de acumulación	10°/100 ft 12°/100 ft

Elaborado por: Mariuxi Tigrero y Venecia Moreira.
Fuente: (Baker Hughes, Drilling Services Overview, 2020).

2.8.2. AutoTrak G3 RSS.

El sistema de perforación rotatorio direccional AutoTrak G3™ permite dirigir la trayectoria de un pozo con precisión hacia el objetivo que se quiera llegar utilizando un control direccional en el cual se ha integrado mediciones y registro durante la perforación (MWD/LWD) en tiempo real para alcanzar un rendimiento óptimo del pozo y lograr una maximizada recuperación de hidrocarburos (Baker Hughes, AutoTrak G3 RSS, 2021).

Este sistema de nueva generación abre oportunidades en todos los aspectos de la perforación direccional, incluyendo aplicaciones tanto de perfiles 3D como de alcance extendido (figura 24).



Figura 24. AutoTrak G3 RSS.

Fuente: (Baker Hughes, Drilling Services Overview, 2020).

El AutoTrak G3 puede ser reemplazados individualmente durante las operaciones debido a que está compuesto por tres módulos principales:

Unidad de direccionamiento.

Es el elemento clave del sistema AutoTrak, contiene una transmisión inductiva que permite tanto el suministro de energía como la comunicación entre la electrónica de la rotatoria principal y la electrónica de la no-rotatoria secundaria (figura 25).

El direccionamiento se realiza a través de los tres Ribs los cuales son activados hidráulicamente con un circuito cerrado controlado por la electrónica secundaria de la parte no-rotatoria de la unidad de direccionamiento. Cada uno de los Ribs funcionan con hidráulicas de manera independiente, con su propio sensor y motor, lo que quiere decir que si uno de eso 3 Ribs falla la herramienta puede seguir trabajando con los 2 restantes (figura 26).

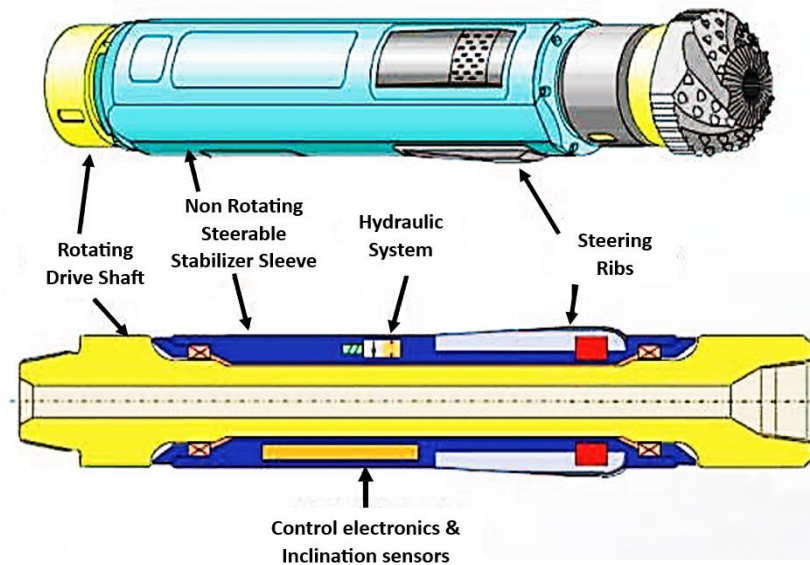


Figura 25. Unidad de direccionamiento.

Fuente: (Cuzco Yamasca y Ortiz Bonilla, 2013).



Figura 26. Ribs de unidad de direccionamiento.

Fuente: (Cuzco Yamasca y Ortiz Bonilla, 2013).

Sensor (OnTrak).

Es la última generación de tecnología de MWD y FEMWD (Formation Evaluation Measurement W/D), este sistema integrado ofrece un servicio más completo de control direccional y evaluación de formación, proporciona una mayor fiabilidad con menor número de conexiones y optimiza el espacio sensor-broca para complementar el control direccional con la adquisición de datos a tiempo real (figura 27) (Cuzco Yamasca y Ortiz Bonilla, 2013).

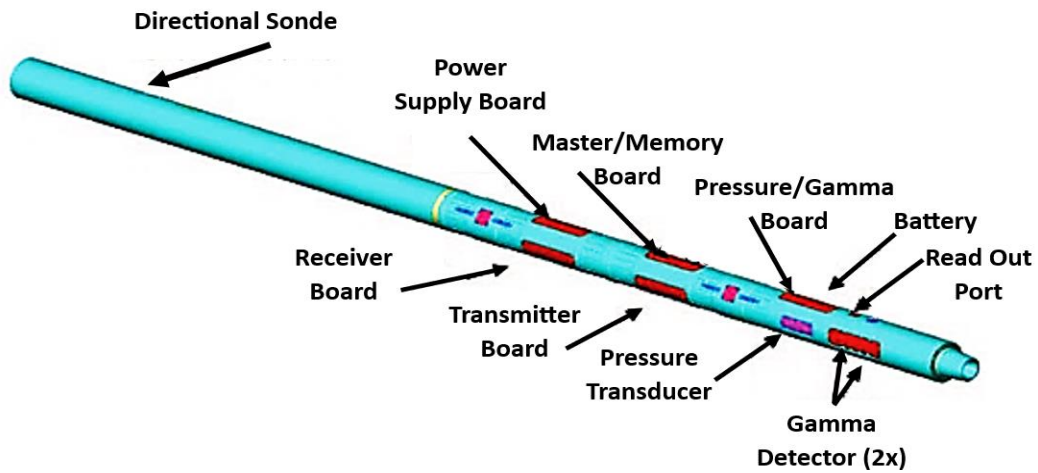


Figura 27. OnTrak Sensor sub.

Fuente: (Cuzco Yamasca y Ortiz Bonilla, 2013).

Bidirectional Communication and Power Module.

Es el responsable de la secuencia pulsante de la herramienta, reconocimiento de los Downlinks, generación de energía y controlador de pulsador, también permite monitorear la temperatura e interruptores de circuitos ajustables (figura 28).

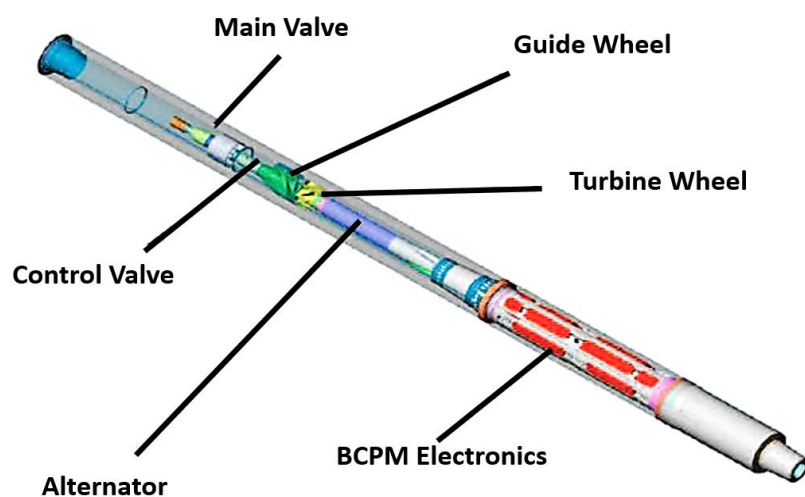


Figura 28. BCPM.

Fuente: (Cuzco Yamasca y Ortiz Bonilla, 2013).

a) Características y beneficios del AutoTrak G3™.

- El mecanismo de dirección automatizado crea una fuerza de dirección continua con rotación continua de la sarta de perforación:
 - Aumenta la eficiencia de perforación y mejora la tasa de penetración (ROP).
 - Elimina la necesidad de carreras de corrección o tiempos de deslizamiento asociados con los motores de lodo.
 - Proporciona una calidad de orificio superior para operaciones de terminación sin problemas.

- Sistema totalmente modular, medidas LWD adicionales según sea necesario:
 - Optimiza la navegación y ubicación del pozo.
 - Proporciona una comprensión completa del entorno de perforación.

- Conjunto de fondo integrado (BHA) con sensores MWD/LWD avanzados de corto espacio:
 - Detecta cambios de formación temprano.
 - Maximiza el rendimiento de la perforación cambiando los objetivos direccionales sin interrupciones en el proceso de perforación.

- Comunicación bidireccional optimizada en tiempo real:
 - Minimiza las interrupciones y mejora el rendimiento de la perforación enviando comando desde la superficie mientras se perfora.

- Mecanismo de dirección independiente de parámetros hidráulicos como caudal, caída de presión de la broca y propiedades del lodo:
 - Reduce el tiempo total en el pozo optimizando los parámetros hidráulicos para mejorar la ROP.

b) Aplicaciones

- En tierra, mar y aguas profundas.
- Pozos de diseño 3D multilaterales, de alcance extendido o complejos.
- Navegación del yacimiento en tiempo real, integrando múltiples mediciones.
- Sedimentos débiles o formaciones rocosas duras.
- Aplicaciones de perforación convencionales y no convencionales.

c) Especificaciones de la herramienta.

Tabla 5. Especificaciones del sistema AutoTrak G3.

Parámetro	Características técnicas
Tamaño	241 mm (9½ pulg.)
Tamaño de orificio	304 mm a 464 mm (12 pulg. a 18 ¼ pulg.)
Peso	6,895 kg (15 200 lb)
Longitud	17,7 m (58,1 pies)
Temperatura máxima	150 °C (302 °F)
Presión máxima	1380 bar (20 000 psi)
RPM máximos	300 rpm
Rango de caudal	6056 lpm (1600 gpm)
Tasa máxima de acumulación	6.5 °/100 ft

Elaborado por: Mariuxi Tigrero y Venecia Moreira.
Fuente: (Baker Hughes, Drilling Services Overview, 2020).

2.8. PARÁMETROS DE DESEMPEÑO EN LA PERFORACIÓN DIRECCIONAL

2.8.1. Tasa de penetración (ROP).

La tasa de penetración (ROP) es un parámetro fundamental en la perforación y la ingeniería de pozos. Indica la velocidad a la que la barrena perfora la formación rocosa y avanza hacia la profundidad deseada (Amoussou, 2023).

a) Factores que afectan la ROP.

- *Las características de la formación:* la litología afecta directamente la velocidad de perforación; las rocas duras, como el granito, disminuyen la ROP, mientras que las formaciones más blandas, como las lutitas o areniscas, permiten perforar más rápido.
- *Los parámetros de perforación:* un mayor peso sobre la barrena (WOB) suele incrementar la tasa de penetración hasta alcanzar un límite óptimo, la velocidad de rotación (RPM) también tiene un efecto; al aumentar las RPM, la ROP puede mejorar, dependiendo del tipo de barrena y la formación que se perfora.
- *El sistema de circulación:* un caudal adecuado de lodo asegura la limpieza del pozo y la eliminación de los detritos, previniendo problemas como la recirculación de recortes que pueden reducir la velocidad de perforación.
- *Las condiciones operativas y las herramientas empleadas:* un diseño optimizado del ensamblaje de fondo (BHA) permite un mejor control del pozo y una mayor eficiencia en la transferencia de energía a la barrena.

2.8.2. Desviación y control de trayectoria en pozos direccionales.

La desviación en los pozos direccionales, que determina el ángulo en que la perforación se aleja de la vertical, y el control de la trayectoria, que asegura que el pozo siga una ruta predefinida, son esenciales para alcanzar objetivos específicos en el subsuelo, como zonas productivas, formaciones de gas o yacimientos difíciles de perforar, cumpliendo así con la planificación del pozo (linkedin, 2023).

a) Factores que afectan la desviación y control de la trayectoria.

- *La tensión de la sarta de perforación:* la forma en que la sarta interactúa con las formaciones geológicas influye en la capacidad para mantener el control sobre la desviación.
- *Composición geológica:* las características de las formaciones ya sean duras o blandas, afectan la facilidad para guiar la perforación.
- *Planificación de la trayectoria:* implica establecer los puntos de inicio, desviación y finalización del pozo, así como definir los ángulos y profundidades que se deben alcanzar.
- *Instrumentación de control:* el uso de sondas de medición y sistemas de orientación, complementado con el análisis en tiempo real de los datos, permite ajustar la dirección y la profundidad de la perforación según los requerimientos.

2.8.3. Eficiencia en la perforación y costos operativos.

La elección adecuada de la broca y fluido de perforación es uno de los parámetros cruciales para maximizar la velocidad de penetración y minimizar los costos operativos, garantizando una perforación segura y eficiente. Sus propiedades deben ajustarse a las condiciones geológicas y a los objetivos de la operación (Arcos Logroño y Suarez Aguilar, 2015)

CAPÍTULO III: METODOLOGÍA

3.1. METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN

3.1.1. Tipo de investigación.

El presente trabajo de titulación aplica una investigación tipo cuantitativa, ya que busca analizar el desempeño del sistema rotatorio AutoTrak en pozos tipo J, evaluando su efectividad y eficiencia operativa en la perforación del pozo Sacha 1X.

La investigación cuantitativa, también llamada empírico-analítico, racionalista o positivista es aquel que se basa en los aspectos numéricos para investigar, analizar y comprobar información y datos, siendo una metodología que ayuda a predecir resultados y brinda el respaldo necesario para llegar a conclusiones generales a partir de la investigación (Survey, 2024).

3.1.2. Enfoque de investigación.

El presente proyecto adopta un enfoque cuantitativo, descriptivo, analítico y comparativo para analizar el desempeño y las estrategias de control direccional del sistema rotatorio AutoTrak, por medio de una comparación con el método convencional utilizando la herramienta de motor de fondo.

3.1.3. Población.

La población es el conjunto completo de todos los individuos, las cosas o los eventos sobre los que se quiere investigar con respecto a una particularidad dada (Triola, 2018). En nuestra investigación la población son 280 pozos de extracción activa del campo Sacha-bloque 60.

3.1.4. Muestra.

La muestra es un subconjunto de la población del cual se recogerá datos que permitan la realización de la investigación, con el fin de seleccionar un determinado número de elementos al que se le aplicará el estudio (Rivero, 2008).

Para el presente trabajo de investigación se empleó el muestreo por conveniencia perteneciente a técnicas de muestreo no probabilístico, este tipo de muestreo permite seleccionar aquellos casos accesibles que acepten ser incluidos (Otzen y Manterola, 2017).

En este contexto, por facilidad de disponibilidad la muestra para este proyecto se centrará en el pozo Sacha 1X, por ser un caso representativo y reciente de aplicación del sistema AutoTrak en configuraciones tipo “J”, y el pozo Sacha 267D utilizando el motor de fondo.

3.2. INFORMACIÓN TÉCNICA DE LOS POZOS ESTUDIADOS

3.2.1. Pozo Sacha 1X.

a) Datos generales del pozo.

El pozo Sacha 1X es un pozo direccional tipo “J” modificada la cual tiene como objetivo principal Arenisca “T” inferior a la profundidad total 10.847 pies en MD y 10.133 pies en TVD.

A continuación, en la tabla 6 se mencionan los datos generales del pozo:

Tabla 6. Datos generales del pozo Sacha 1X.

Datos generales	
Trayectoria del pozo	“J” modificado
Herramienta utilizada	AutoTrak
Zona de interés	Arenisca “T” inferior
Máxima inclinación/Azimut	20,685°/23,41°
Profundidad total MD/TVD	10.847 ft /10.133 ft

Elaborado por: Mariuxi Tigrero y Venecia Moreira.

Fuente: (Hughes, Reporte final servicio direccional pozo 1X, 2024).

b) Formaciones atravesadas.

En la tabla 7, se indican las formaciones atravesadas:

Tabla 7. Formaciones atravesadas del pozo Sacha 1X.

Formación	MD (ft)	TVD (ft)
Orteguaza	5.752,19	5.415,31
Tiyuyacu	6.717,91	6.308,32
Conglomerado superior	6.915,76	6.492,32
Base conglomerado superior	7.054,67	6.620,31
Conglomerado inferior	7.854,33	7.347,58
Tena	8.559,91	7.989,17
Basal tena	9.396,68	8.755,57
Napo	9.434,32	8.790,29
Caliza “M-1”	9.675,05	9.012,95
Caliza”M-2”	9.878,54	9.201,75
Base caliza “M-2”	9.926,69	9.246,45

(Continuación tabla 7)

Formación	MD (ft)	TVD (ft)
Caliza "A"	10.033,58	9.345,67
Base caliza "A"	10.128,35	9.433,95
Arenisca "U" superior	10.157,57	9.461,30
Arenisca "U" inferior	10.204,24	9.505,13
Base arenisca "U" inferior	10.254,37	9.552,44
Caliza "B"	10.342,12	9.636,03
Arenisca "T" superior	10.358,43	9.651,66
Arenisca "T" inferior	10.423,38	9.714,16
Base arenisca "T" inferior	10.497,58	9.786,37
Caliza "C"	10.603,59	9.890,98
Arenisca hollín superior	10.610,15	9.897,49
Base arenisca hollín superior	10.634,19	9.921,37
Arenisca hollín inferior	10.638,99	9.926,14
Profundidad total	10.847,00	10.133,03

Elaborado por: Mariuxi Tigrero y Venecia Moreira.

Fuente: (Hughes, Reporte final servicio direccional pozo 1X, 2024).

c) Herramientas usadas de perforación direccional.

En la tabla 8, se describen las herramientas utilizadas en las diferentes secciones del pozo durante la operación de perforación direccional.

Tabla 8. Herramientas usadas en cada sección perforada del pozo Sacha 1X.

Sección	Nombre de la herramienta
16"	9 ½" Ultra XL Motor + 15" Estabilizador de Sarta + RSS + 9 ½" NaviTrak + 9 ½" BCPM
12 ¼"	9 ½" AutoTrak G3 RSS + 12 1/8" Estabilizador Modular + 9 ½" OnTrak + 9 ½" BCPM + 12" Estabilizador de sarta 9 ½" AutoTrak G3 RSS + 12 1/8" Estabilizador Modular + 9 ½" OnTrak + 9 ½" BCPM + 8 ¼" Lithotrak 12" Estabilizador de sarta
8 3/8"	AutoTrak exact 6 ¾" + 8 ¼" Estabilizador de sarta + 6 ¾" + StarTrak ML 6 ¾" OnTrak 6 ¾" + 6 ¾" BCPM + 8 ¼" Estabilizador Modular + 6 ¾" LithoTrak + 8 1/4" Estabilizador de sarta.

Elaborado por: Mariuxi Tigrero y Venecia Moreira.

Fuente: (Hughes, Reporte final servicio direccional pozo 1X, 2024).

La selección del BHA en cada etapa fue realizada con base a los requerimientos específicos de la trayectoria, control direccional, condiciones geomecánicas y optimización del desempeño en perforación (tabla 9).

Tabla 9. Servicios prestados de MWD/LWD.

Sección	Servicio
16"	BHA #3: Servicio Direccional: Surveys, Temperatura, Vibraciones.
12 1/4"	BHA #4: Servicio Direccional: Surveys, Temperatura, Vibraciones, LWD GR + RES BHA #5: Servicio Direccional: Surveys, Temperatura, Vibraciones, LWD: GR - RES - DEN - NEU, Caliper, PWD.
8 3/8"	BHA # 6: Servicio Direccional: Surveys, Temperatura, Vibraciones, LWD: LATEROLOG + GR - RES - DEN - NEU, caliper, PWD.

Elaborado por: Mariuxi Tigrero y Venecia Moreira.

Fuente: (Hughes, Reporte final servicio direccional pozo 1X, 2024).

- Sección 16".

Perforar controlando verticalidad desde 550 ft hasta 750 ft MD KOP. Construcción con DLS de 1.5°/100ft hasta alcanzar EOB @ 2.330ft-MD con 23,7° de inclinación en un rumbo de 22,4°. Mantener tangente de 4.405ft con 23,7°INC hasta alcanzar casing point de 13 3/8" @ 6.735ft-MD, tope Formación Tiyuyacu.

Tabla 10. Datos de la sección 16" Pozo Sacha 1X.

Diámetro de la broca (in)	Profundidad MD (ft)	Profundidad TVD (ft)	Diámetro del casing (in)
16	6.760	6.347,71	13 3/8

Elaborado por: Mariuxi Tigrero y Venecia Moreira.

Fuente: (Hughes, Reporte final servicio direccional pozo 1X, 2024).

- Sección 12 1/4".

Perforar con este ensamblaje manteniendo tangente de 23,7° INC hasta ft-MD, tope formación Napo @ 9.417ft-MD, desde donde se realizará DROP con DLS de 0,5°/100ft, generando máximo esta severidad desde la base de la Caliza M2 para posicionar la BES hasta alcanzar casing point de 9 5/8" @ 10.060ft-MD (10ft TVD dentro de Caliza A) con 20,5°INC.

Tabla 11. Datos de la sección 12 1/4" Pozo Sacha 1X.

Diámetro de la broca (in)	Profundidad MD (ft)	Profundidad TVD (ft)	Diámetro del casing (in)
12 ¼	10.060	9.370,27	9 5/8

Elaborado por: Mariuxi Tigreiro y Venecia Moreira.

Fuente: (Hughes, Reporte final servicio direccional pozo 1X, 2024).

- Sección 8 1/2”.

Se planea perforar con este ensamblaje continuando DROP con DLS de 0,5°/100ft, generando máximo esta severidad hasta la formación Napo U Inferior (Objetivo Secundario) @ 10.199ft-MD para posicionar la BES. Luego continuar DROP con DLS de 0,8°/100ft hasta alcanzar con 18,6°INC el objetivo principal T Inferior @ 10.400ft-MD y continuar DROP hasta alcanzar TD @ 10.808ft-MD con 15.4°INC.

Tabla 12. Datos de la sección 8 1/2" Pozo Sacha 1X.

Diámetro de la broca (in)	Profundidad MD (ft)	Profundidad TVD (ft)	Diámetro del casing (in)
8 3/8	10.847	10.133	7

Elaborado por: Mariuxi Tigreiro y Venecia Moreira.

Fuente: (Hughes, Reporte final servicio direccional pozo 1X, 2024).

3.2.2. Pozo Sacha 267D.

a) Datos generales del pozo.

El pozo Sacha 267D tiene una trayectoria direccional tipo “J” modificado, con objetivo principal la Arenisca “Basal Tena” a 13.457 pies en MD y 10.313 pies en TVD.

A continuación, en la tabla 13 se mencionan los datos generales del pozo:

Tabla 13. Datos generales del pozo Sacha 267D.

Datos generales	
Trayectoria del pozo	“J” modificado
Herramienta utilizada	Motor de fondo
Zona de interés	Arenisca Basal Tena
Máxima inclinación/Azimut	46,288° / 342,454°
Profundidad total MD/TVD	13.457 ft / 10.313 ft

Elaborado por: Mariuxi Tigreiro y Venecia Moreira.

Fuente: (Guzmán Cabrera, 2021).

b) Formaciones atravesadas.

En la tabla 14, se indican las formaciones atravesadas:

Tabla 14. Formaciones atravesadas del pozo Sacha 267D

Formación	MD (ft)	TVD (ft)
Orteguaza	6.969	5.632
Conglomerado superior	7.785	6.196
Conglomerado base	7.886	6.266
Conglomerado medio	8.270	6.531
Base conglomerado	8.448	6.654
Conglomerado inferior	9.782	7.576
Tena	10.006	7.731
Basal tena	11.844	9.001
Napo	11.885	9.029
Caliza “M-1”	12.339	9.365
Caliza”M-2”	12.614	9.585
Caliza “A”	12.680	9.640
Arenisca “U” superior	12.776	9.720
Arenisca “U” inferior	12.825	9.761
Caliza “B”	12.947	9.865
Arenisca “T” superior	13.031	9.937
Arenisca “T” inferior	13.074	9.975
Napo Basal	13.126	10.020
Hollín	13.247	10.126
Hollín inferior	13.297	10.170
Profundidad total	13.457	10.313

Elaborado por: Mariuxi Tigreiro y Venecia Moreira.

Fuente: (Guzmán Cabrera, 2021).

c) Herramientas usadas de perforación direccional.

En la siguiente tabla 15, se detalla el número de secciones y el total de configuraciones armadas para el ensamblaje de fondo en cada sección al igual que el tipo de arreglo y especificaciones de las herramientas utilizadas para alcanzar el objetivo del pozo.

Tabla 15. Herramientas usadas en la perforación direccional del pozo Sacha 267D.

Sección	Nombre de la herramienta
16"	BHA #1 convencional + broca tricónica 16" + bit sub + drill collar 8" + estabilizador 15" + 2 drill collar 8" + HWDP
12 ¼"	BHA #2 direccional + broca PDC de 16" + motor de lodo de 9 5/8" + float valve de 8" + drill collar + over sub de 6 5/8" + 2 drill collar de 6 ¼" + over sub de 4" + 36 HWDP 5" + drilling jar de 6 ½" + 6 HWDP 5" + over sub de 4 ½"
8 ½"	BHA #3 direccional + broca PDC de 12 ¼ + motor de lodo de 12" + flex float sub de 8" + Pony collar 8" + Estabilizador 11 ¾" + over sub de 6 5/8" + 3 drill collar de 6 ¼" + over sub 4" + drilling jar de 6 ½" + 6 HWDP 5"
8 ½"	BHA #5 Direccional + broca PDC de 8 ½" + motor 6 ¾" + float sub 8" + drill collar de 6 ¾" + estabilizador de 8 ¼" + 36 HWDP de 5" + drilling jar de 6 ½" + 6 HWDP de 5" + 63 drill pipe de 5" + X-Over sub.

Elaborado por: Mariuxi Tigrero y Venecia Moreira.

Fuente: (Guzmán Cabrera, 2021).

- **Sección 16".**

Se perfora verticalmente con BHA direccional y broca Tricónica hasta ± 400 pies, para atravesar los conglomerados superficiales, luego se cambiará la broca por PDC y el mismo BHA direccional para perforar toda la sección hasta 7.750 pies, 35 pies por encima del tope de la formación Tiyuyacu y del Conglomerado Superior, para el asentamiento del revestimiento superficial de 13 3/8".

Tabla 16. Datos de la sección 16" Pozo Sacha 267D.

Díámetro de la broca (in)	Profundidad MD (ft)	Profundidad TVD (ft)	Díámetro del casing (in)
16	7.251	6.172	13 3/8

Elaborado por: Mariuxi Tigrero y Venecia Moreira.

Fuente: (Guzmán Cabrera, 2021).

- **Sección 12 ¼".**

Se continúa perforando con BHA direccional de acuerdo con la trayectoria planeada hasta la profundidad de asentamiento del revestimiento de 9 5/8" entre 8.894 a 11.690 pies en

MD y TVD. \pm 154 pies antes de la formación Basal Tena. Las formaciones que se atravesarán en esta sección son Tiyuyacu y Tena.

Tabla 17. Datos de la sección 12 1/4" Pozo Sacha 267D.

Diámetro de la broca (in)	Profundidad MD (ft)	Profundidad TVD (ft)	Diámetro del casing (in)
12 ¼	11.748	8.894	9 5/8

Elaborado por: Mariuxi Tigrero y Venecia Moreira.

Fuente: (Guzmán Cabrera, 2021).

- *Sección 8 1/2"*.

Se continúa perforando direccionalmente hasta alcanzar la profundidad total del pozo a 13.457 pies en MD y 10.313 pies en TVD. El liner de 7" será asentado a 13.457 pies en MD.

Tabla 18. Datos de la sección 8 1/2" Pozo Sacha 267D.

Diámetro de la broca (in)	Profundidad MD (ft)	Profundidad TVD (ft)	Diámetro del casing (in)
8 3/8	13.410	10.313	7

Elaborado por: Mariuxi Tigrero y Venecia Moreira.

Fuente: (Guzmán Cabrera, 2021).

3.3. PARÁMETROS DE PERFORACIÓN

Se presentan los parámetros operativos estudiados más influyentes a la hora de la perforación en los pozos Sacha 1X y Sacha 267D lo que permitió evaluar de manera integral el desempeño del proceso de perforación.

3.3.1. Sacha 1X sección 16”.

Tabla 19. Parámetros de perforación obtenidos de la sección 16" Pozo Sacha 1X.

Parámetros	Datos	Unidad
ROP promedio	206,7	ft/h
RPM total	185-260	rpm
WOB	12-40	klb
Horas netas	30.1	h
Presión	1.200-3.800	psi
Torque	18-24	klb/ft

Elaborado por: Mariuxi Tigrero y Venecia Moreira.

Fuente: (Hughes, Reporte final servicio direccional pozo 1X, 2024).

3.3.2. Sacha 1X sección 12 ¼”.

Tabla 20. Parámetros de perforación obtenidos de la sección 12 1/4" Pozo Sacha 1X.

Parámetros	Datos	Unidad
ROP promedio	70,2	ft/h
RPM total	70-120	rpm
WOB	15-40	klb
Horas netas	20.2	h
Presión	1.800-3.800	psi
Torque	16-30	klb/ft

Elaborado por: Mariuxi Tigrero y Venecia Moreira.

Fuente: (Hughes, Reporte final servicio direccional pozo 1X, 2024).

3.3.3. Sacha 1X sección 8 1/2”.

Tabla 21. Parámetros de perforación obtenidos de la sección 8 1/2" Pozo Sacha 1X.

Parámetros	Datos	Unidad
ROP promedio	61,20	ft/h
RPM total	60-120	rpm
WOB	10-30	klb
Horas netas	12.90	h
Presión	1.000-1.400	psi
Torque	12-27	klb/ft

Elaborado por: Mariuxi Tigrero y Venecia Moreira.

Fuente: (Hughes, Reporte final servicio direccional pozo 1X, 2024).

3.3.4. Sacha 267D sección 16”.

Tabla 22. Parámetros de perforación obtenidos de la sección 16" Pozo Sacha 267D.

Parámetros	Datos	Unidad
ROP promedio	157,63	ft/h
RPM total	60-90	rpm
WOB	16-20	klb
Horas netas	43,43	h
Presión	2.700-3.200	psi
Torque	10-13	klb/ft

Elaborado por: Mariuxi Tigrero y Venecia Moreira.

Fuente: (Guzmán Cabrera, 2021).

3.3.5. Sacha 267D sección 12 1/4”.

Tabla 23. Parámetros de perforación obtenidos de la sección 12 1/4" Pozo Sacha 267D.

Parámetros	Datos	Unidad
ROP promedio	32,66	ft/h
RPM total	40-80	rpm
WOB	20-40	klb
Horas netas	36,59	h
Presión	3.300-3.100	psi
Torque	22-24	klb/ft

Elaborado por: Mariuxi Tigrero y Venecia Moreira.

Fuente: (Guzmán Cabrera, 2021).

3.3.6. Sacha 267D sección 8 1/2”.

Tabla 24. Parámetros de perforación obtenidos de la sección 8 1/2" Pozo Sacha 267D.

Parámetros	Datos	Unidad
ROP promedio	30,91	ft/h
RPM total	30	rpm
WOB	2-10	klb
Horas netas	53,81	h
Presión	700-1.100	psi
Torque	25-28	klb/ft

Elaborado por: Mariuxi Tigrero y Venecia Moreira.

Fuente: (Guzmán Cabrera, 2021).

3.4. ESTRATEGIAS APLICADAS DURANTE LA PERFORACIÓN DEL POZO SACHA 1X

De acuerdo con el análisis comparativo del desempeño del sistema AutoTrak, se identificaron varias formas de mejorar la perforación direccional que pueden ser aplicadas y optimizadas en futuras perforaciones similares en el campo Sacha. Estas estrategias están enfocadas en mejorar la precisión direccional, mantener una tasa de penetración eficiente, y preservar la estabilidad del conjunto de fondo de perforación (BHA).

3.4.1. Diseño adecuado del ensamblaje de fondo (BHA).

Para cada fase del pozo se utilizó un BHA específico, diseñado en función de las características litológicas esperadas. Esta selección fue crucial para garantizar un control direccional efectivo, minimizar el torque y el arrastre, y prevenir desviaciones no deseadas.

3.4.2. Optimización constante de los parámetros de perforación.

Durante toda la perforación, se realizaron ajustes dinámicos a parámetros como el peso sobre la broca (WOB), las revoluciones por minuto (RPM), la presión diferencial y el caudal de lodo. Esta optimización contribuyó a mantener una tasa de penetración (ROP) eficiente, prolongar la vida útil de la broca y evitar incidentes operativos.

3.4.3. Supervisión operativa desde superficie.

Durante toda la perforación, un equipo técnico realizó un seguimiento constante de los parámetros clave, permitiendo una toma de decisiones ágil ante cualquier desviación. Esta supervisión en tiempo real ayudó a mantener el rumbo planeado y a optimizar los recursos disponibles.

3.4.4. Uso de sensores MWD/LWD.

En la perforación direccional las tecnologías MWD (Measurement While Drilling) y LWD (Logging While Drilling) son fundamentales a la hora de perforar, permitiendo detectar cambios de formación y ajustar de inmediato la dirección del pozo en tiempo

real, lo que mejora la precisión de trayectoria en zonas críticas y reduce errores de desviación. El MWD proporciona datos de inclinación y azimut mientras avanza la perforación de la trayectoria de un pozo y LWD brinda información de la geología.

Estas tecnologías fueron implementadas como estrategia de control dirección en el presente estudio y su aplicación puede observarse en la figura de profundidad vs inclinación (figura 29).

La figura muestra el comportamiento direccional de las dos tecnologías usadas en la construcción de un pozo con trayectoria tipo J, el pozo Sacha 1X usa sistema AutoTrak (representado por la línea azul) y el pozo Sacha 267D usa motor de fondo (representado por la línea naranja).

El perfil de inclinación del pozo Sacha 1X (AutoTrak), muestra un incremento uniforme y progresivo a medida que avanza en profundidad manteniendo una trayectoria constante. A partir de los 100 ft MD la inclinación aumenta de forma constante alcanzando un máximo de $24,65^{\circ}$ a los 5.657 ft MD, específicamente en el tope de la formación Ortegua. Este comportamiento direccional refleja la implementación de una estrategia de control direccional proactiva.

El perfil de inclinación del pozo Sacha 267D (motor de fondo), muestra un incremento más agresivo. A partir de 5.000 ft MD incrementa rápidamente hasta superar los 45° , alcanzando una inclinación de $47,39^{\circ}$ a los 10.887 ft MD, indicando que hay mayores dificultades para mantener una trayectoria deseada. Aunque también se aplicaron estrategias de control direccional con el apoyo de registros MWD, en este caso el control fue reactivo.

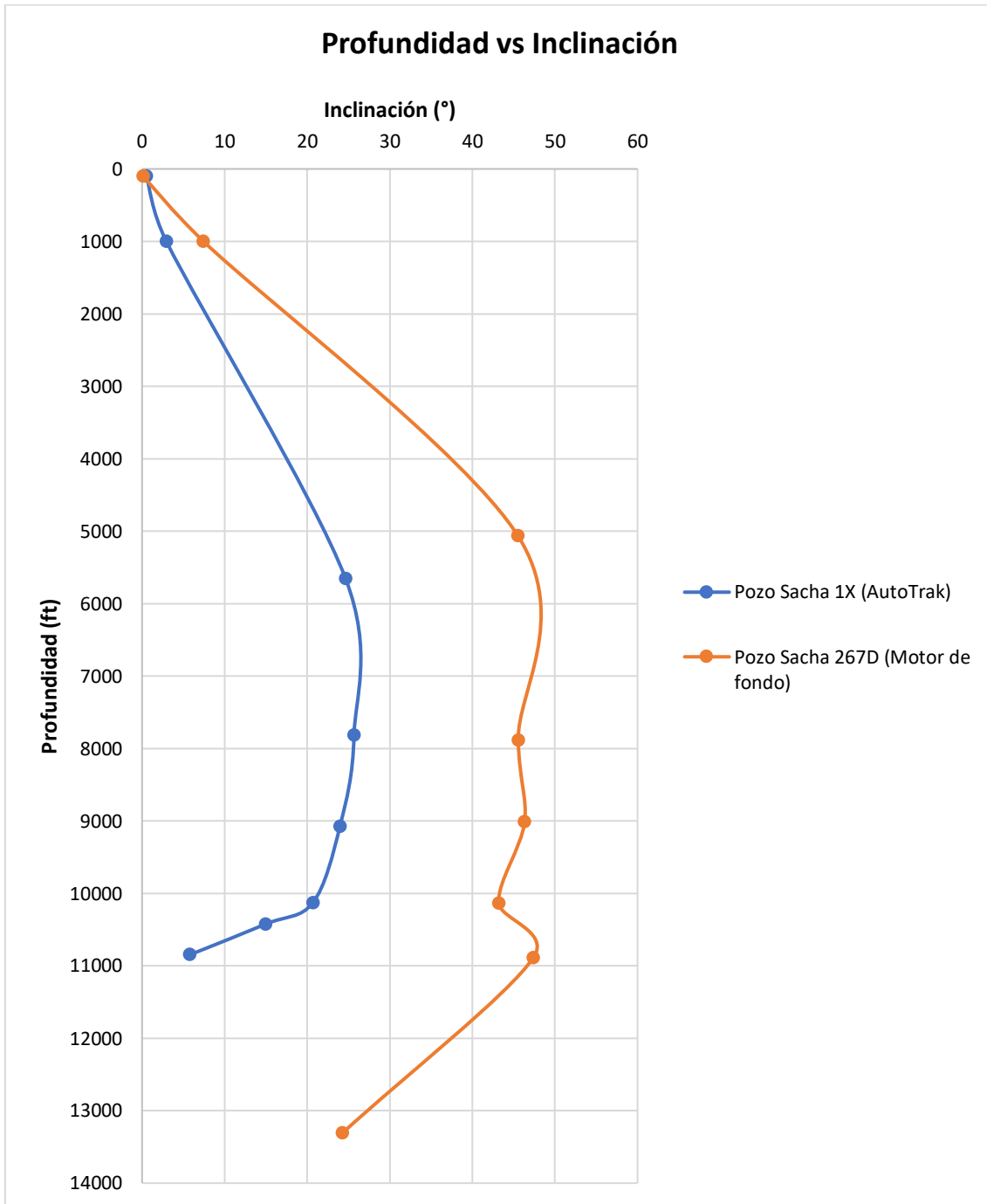


Figura 29. Profundidad vs Inclinación.

Elaborado por: Mariuxi Tigrero y Venecia Moreira.

Esta comparación evidencia que el uso de sistemas RSS en conjunto de estrategias proactivas, permite un mejor control direccional reduciendo riesgos y mejorando la precisión y trayectoria del pozo.

3.4.5. Dogleg: indicador de control direccional.

El dogleg severity (DLS) o severidad de cambio de trayectoria, es considerado como un indicador fundamental en el control direccional durante la perforación de pozos. Este parámetro refleja el cambio angular de una trayectoria de pozos en intervalos de profundidad, es decir, se mide en grados por cada 100 ft perforados.

Aunque no es en sí una estrategia de control direccional su análisis es clave permitiendo verificar la trayectoria y la eficiencia del control direccional utilizado. En el caso del Pozo Sacha 1X (representando por la línea color azul) se implementaron estrategias proactivas con RSS, por lo tanto, se evidencia doglegs suaves y controlados (figura 30).

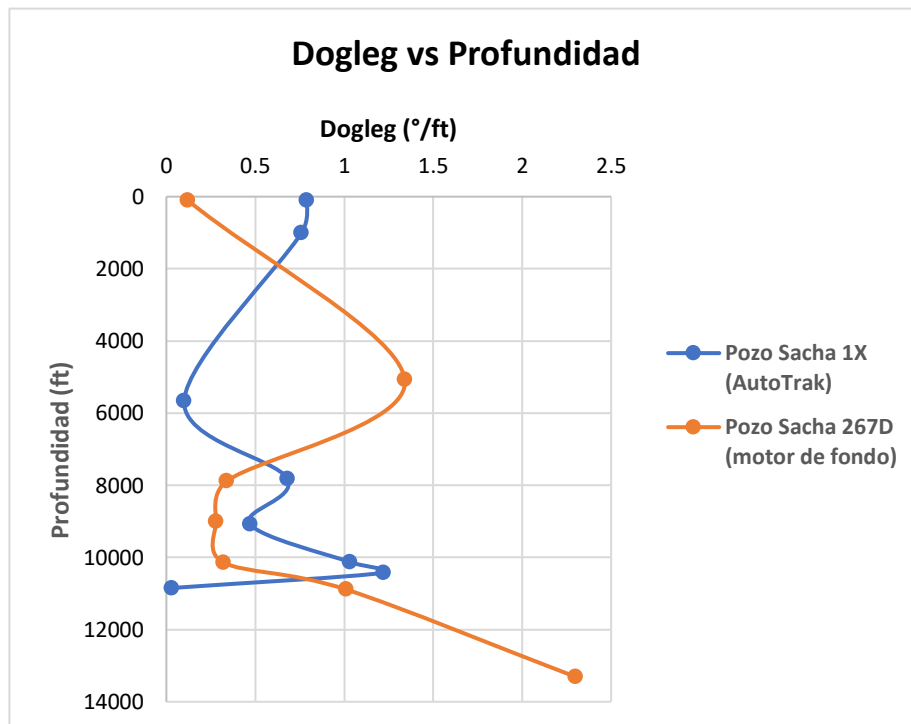


Figura 30. Dogleg vs Profundidad.

Elaborado por: Mariuxi Tigrero y Venecia Moreira.

Por otro lado, el pozo Sacha 267D (representado por la línea naranja) presenta doglegs más abruptos lo que sugiere correcciones más agresivas a medida que avanza la perforación.

CAPITULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

En el presente capítulo se mostrará el desempeño de perforación de la tecnología AutoTrak utilizada en el pozo Sacha 1X, mediante un análisis comparativo entre un pozo perforado con motor de fondo, lo que permitirá tener una mejor apreciación del desempeño de la herramienta en cada sección perforada y así establecer las estrategias de control identificadas durante la perforación.

4.1. ANÁLISIS COMPARATIVO DE PARÁMETROS DE PERFORACIÓN

Para el análisis de los parámetros de perforación se utilizará Microsoft Excel, que permitirá la elaboración de gráficos de manera clara y escrita.

De acuerdo con los datos recolectados, se procede a realizar la comparación de los parámetros en cada sección de los pozos seleccionados.

4.1.1. Sección 16”.

En la tabla 25 se muestra una comparación de los parámetros registrados en ambos pozos del campo Sacha correspondiente a la sección 16”, considerando parámetros claves como la velocidad de penetración (ROP), las revoluciones por minuto (RPM), el peso sobre la broca (WOB), las horas netas de operación, la presión y el torque.

Tabla 25. Comparación de parámetros sección 16”.

Parámetros	Sacha 1X	Sacha 267D	Unidad
ROP promedio	206,7	157,63	ft/h
RPM	185-260	60-90	rpm
WOB	12-40	16-20	klb
Horas netas	30,1	43,43	h
Presión	1.200-3.800	2.700-3.200	psi
Torque	18-24	10-13	klb/ft

Elaborado por: Mariuxi Tigero y Venecia Moreira.

a) ROP promedio.

El análisis del ROP es fundamental para evaluar la eficiencia en los procesos de perforación. A mayor ROP, mayor será la velocidad de perforación, lo que ayuda a disminuir el tiempo requerido.

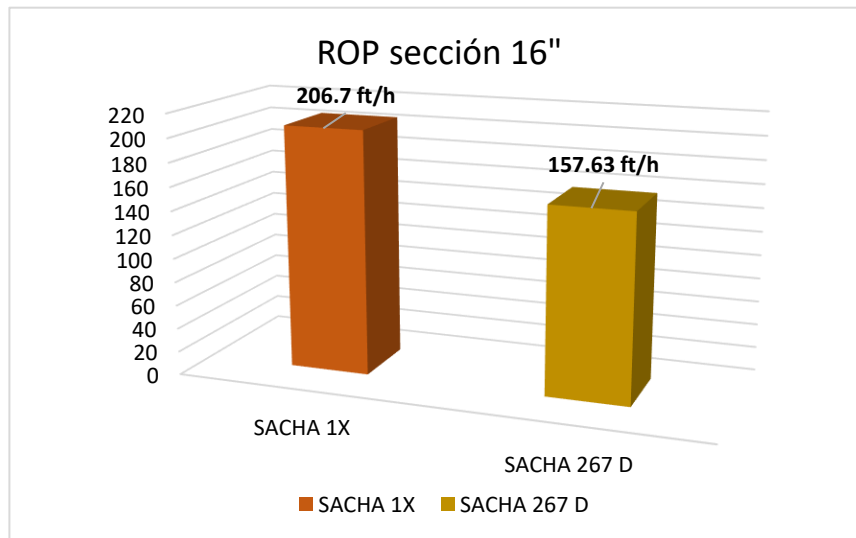


Figura 31. Comparación del ROP sección 16”.

Elaborado por: Mariuxi Tigrero y Venecia Moreira.

Como se puede apreciar en la figura 31, el pozo Sacha 1X logró un ROP promedio de 206,7 pies por hora, mientras que el pozo Sacha 267D tuvo un valor más bajo de 157,63 pies por hora. Esta diferencia de alrededor del 31% a favor de Sacha 1X refleja una mayor eficiencia en la velocidad de perforación, lo que podría estar relacionado con mejores condiciones de formación, una selección más adecuada del ensamblaje de fondo (BHA) y una optimización de los parámetros operativos.

b) RPM.

Se presenta un análisis comparativo del rango de revoluciones por minuto (RPM) entre los pozos Sacha 1X y Sacha 267D. La figura 32 resalta las diferencias en los RPM aplicados, las cuales están directamente relacionadas con las tecnologías de perforación utilizadas: Sacha 1X emplea el sistema AutoTrak, que permite operar a mayores RPM de manera más eficiente, mientras que Sacha 267D utiliza un motor de fondo, que generalmente limita el rango de RPM para evitar daños y controlar vibraciones. Este

contraste permite comprender cómo la selección de la herramienta influye en la tasa de penetración y en la estrategia operativa de cada pozo.

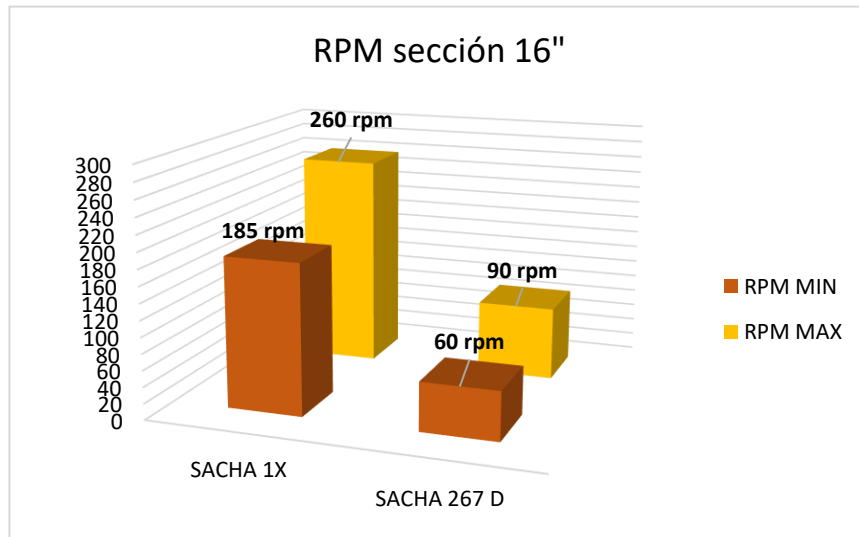


Figura 32. Comparación del RPM sección 16”.

Elaborado por: Mariuxi Tigreiro y Venecia Moreira.

El rango de revoluciones por minuto (RPM) en el pozo Sacha 1X varió entre 185 y 260 rpm, mucho más alto que el rango de 60 a 90 rpm utilizado en Sacha 267D. Un rpm más alto favorece un aumento en la tasa de penetración, lo cual se refleja en los resultados de Sacha 1X. La operación más moderada en Sacha 267D podría estar relacionada con la necesidad de controlar vibraciones o reducir riesgos asociados a las condiciones del yacimiento.

c) WOB.

Se presenta un análisis comparativo del peso sobre la barrena (WOB) aplicado en los pozos Sacha 1X y Sacha 267D. El peso sobre la barrena en el pozo Sacha 1X osciló entre 12 y 40 klb, evidenciando un rango más amplio y valores máximos superiores en comparación con los 16 a 20 klb aplicados en Sacha 267D.

La aplicación de cargas mayores en Sacha 1X favoreció una perforación más rápida y eficiente. En contraste, los valores más restringidos en Sacha 267D indican una estrategia enfocada en mantener la integridad de la barrena y evitar posibles fallas mecánicas.

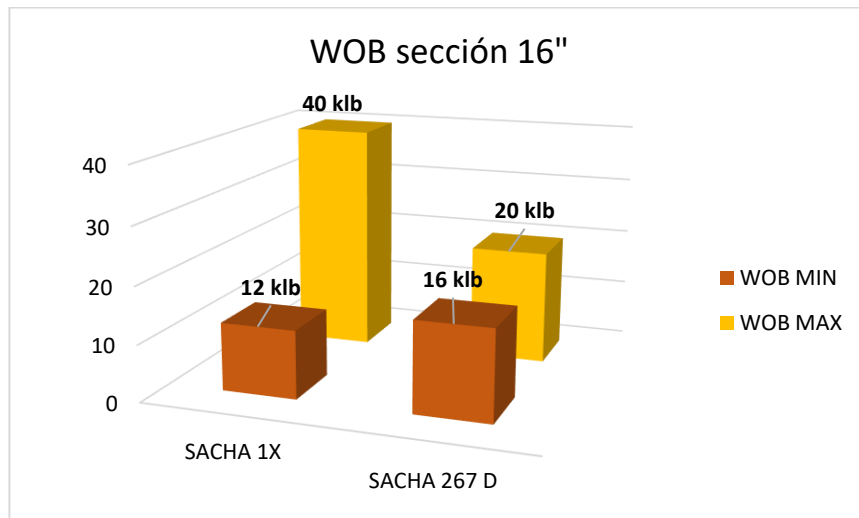


Figura 33. Comparación del WOB sección 16".

Elaborado por: Mariuxi Tigreiro y Venecia Moreira.

La figura 33 destaca las diferencias en los rangos de WOB, influenciadas por las tecnologías empleadas: Sacha 1X, que utiliza el sistema AutoTrak, permite la aplicación de mayores cargas de manera controlada, optimizando la eficiencia de perforación; mientras que Sacha 267D, operando con un motor de fondo, requiere un manejo más cuidadoso del WOB para evitar daños a la barrena y al ensamblaje.

d) Horas netas.

Se presenta a continuación una comparación del tiempo neto de perforación entre los pozos Sacha 1X y Sacha 267D. El pozo Sacha 267D necesitó 43,43 horas netas para completar la sección, superando de forma considerable las 30.1 horas empleadas en Sacha 1X.

Este mayor tiempo de perforación se relaciona directamente con la menor tasa de penetración y los parámetros de operación más moderados aplicados en Sacha 267D, lo que a su vez genera un aumento en los costos operativos.

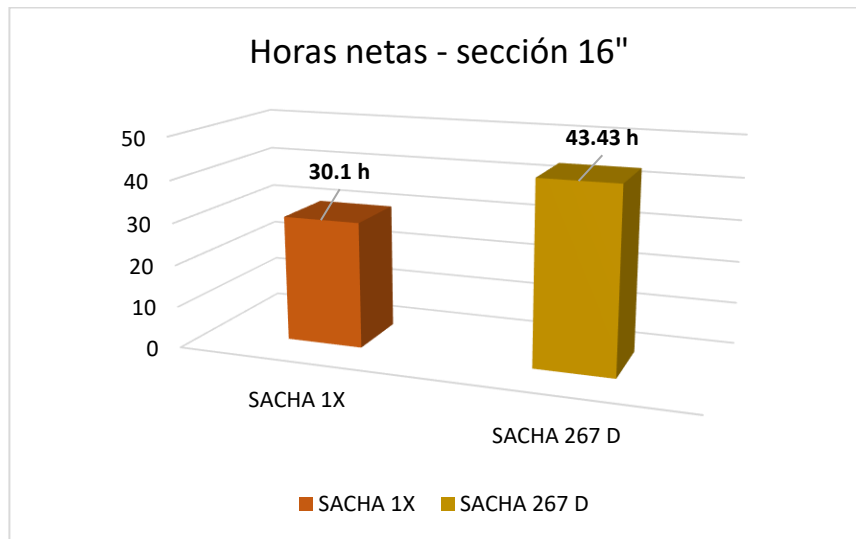


Figura 34. Comparación de las horas netas en la sección 16".

Elaborado por: Mariuxi Tigrero y Venecia Moreira.

La figura 34 evidencia una diferencia notable en las horas empleadas para finalizar la sección, influenciada por las herramientas utilizadas en cada caso. El uso del sistema AutoTrak en Sacha 1X facilitó una perforación más ágil y eficiente, mientras que la operación con motor de fondo en Sacha 267D implicó un enfoque más cauteloso que prolongó el tiempo de ejecución. Este contraste resalta cómo la selección de la tecnología afecta directamente la duración de la perforación y los costos asociados.

e) Presión.

La presión es un parámetro clave determinante en el buen desempeño de una perforación de pozos, especialmente en pozos de trayectoria direccional. A continuación, en la figura 35 se presenta una comparación entre los valores de presión registrados en el pozo Sacha 1X y Sacha 267D.

Se evidencia que el pozo Sacha 1X tuvo un rango de presión de 120 a 3.800 psi, superando al rango de presión que se evidenció en el Sacha 267D la cual fue de 2.700 a 3.200 psi, lo que nos indica que para una circulación más eficiente el sistema AutoTrak fue capaz de operar con mayor flexibilidad hidráulica, manteniendo la estabilidad del sistema aún en condiciones de alta presión.

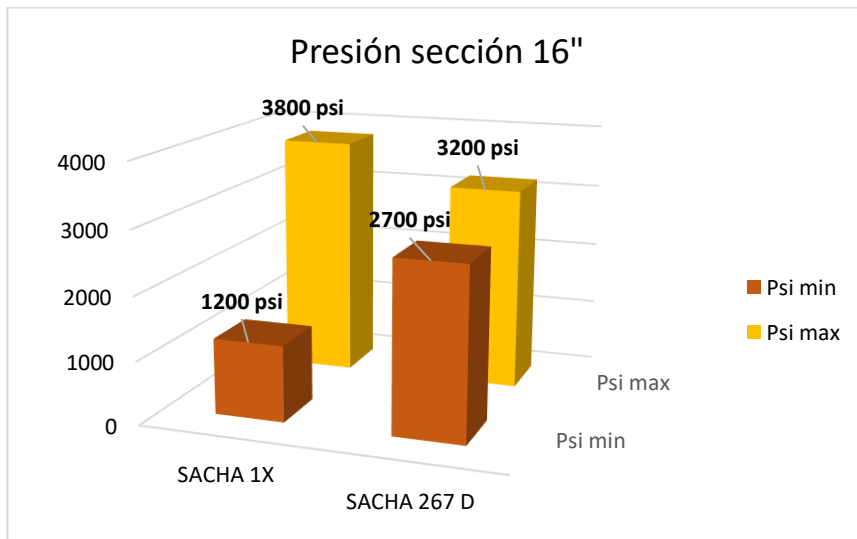


Figura 35. Comparación de presiones en la sección 16".

Elaborado por: Mariuxi Tigrero y Venecia Moreira.

f) Torque.

El torque adecuado es fundamental para evaluar el comportamiento mecánico del ensamblaje de fondo y la respuesta del sistema frente a distintas características de formación. En este contexto, se presenta a continuación una comparación del torque entre los pozos Sacha 1X y Sacha 267D.

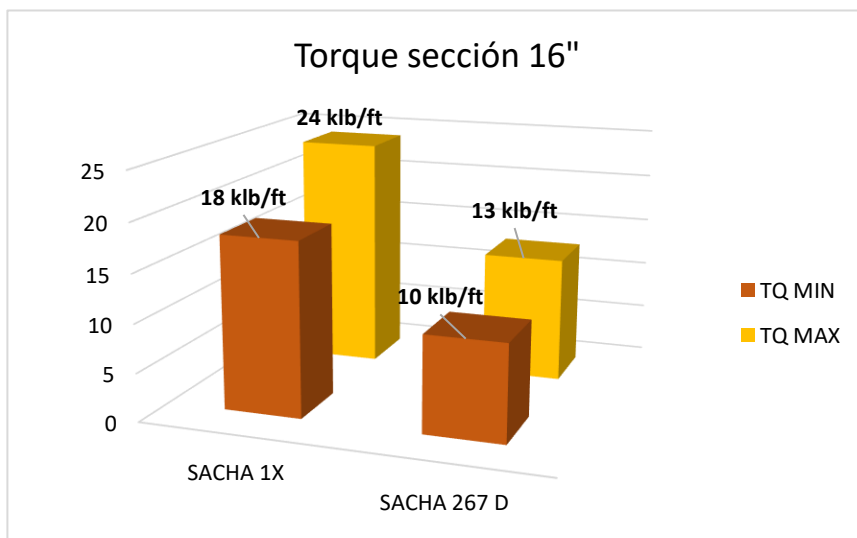


Figura 36. Comparación del torque en la sección 16".

Elaborado por: Mariuxi Tigrero y Venecia Moreira.

En la figura 36 se observa que Sacha 1X manejó torques entre 18 y 24 klb/ft, superando los 10 a 13 klb/ft de Sacha 267D. Este mayor torque es coherente con el uso de altos WOB y rpm, contribuyendo a una mayor eficiencia de corte, aunque también incrementa el riesgo de atascamientos o desgaste prematuro del equipo.

4.1.2. Sección 12 1/4”.

A continuación, en la tabla 26 se muestra una comparación de los parámetros registrados en ambos pozos del campo Sacha correspondiente a la sección 12 1/4”, considerando parámetros claves como la velocidad de penetración (ROP), las revoluciones por minuto (RPM), el peso sobre la broca (WOB), las horas netas de operación, la presión y el torque.

Tabla 26. Comparación de parámetros sección 12 1/4”.

Parámetros	Sacha 1X	Sacha 267D	Unidad
ROP promedio	70,2	32,66	ft/h
RPM	70-120	40-80	rpm
WOB	15-40	20-40	klb
Horas netas	20,2	36,59	h
Presión	1.800-3.800	3.100-3.300	psi
Torque	16-30	22-24	klb/ft

Elaborado por: Mariuxi Tigreiro y Venecia Moreira.

a) ROP promedio.

En la figura 37 se puede evidenciar un mayor ROP de 70,2 ft/h a favor Sacha 1X a comparación del Sacha 267D, este presentó un ROP de 32,66 ft/h, lo que nos indica que usando el AutoTrak se tiene una perforación más eficiente a comparación del motor de fondo.

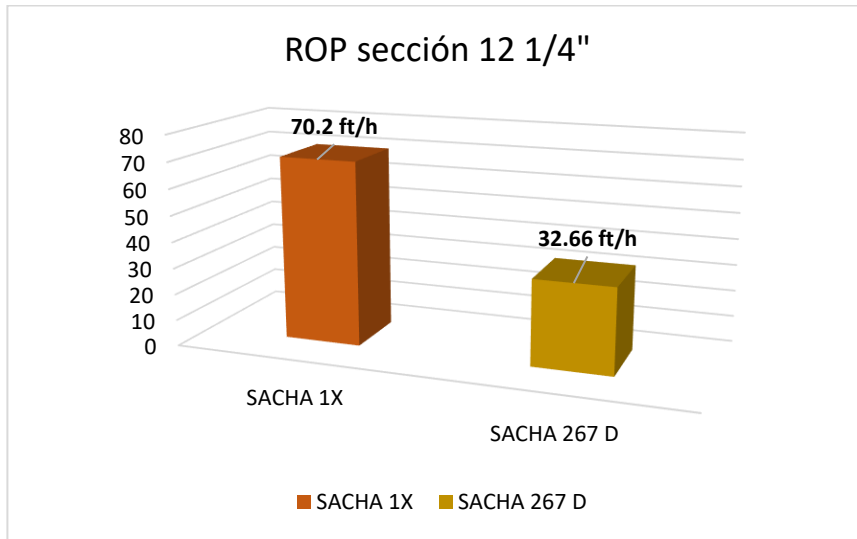


Figura 37. Comparación del ROP en la sección 12 1/4".

Elaborado por: Mariuxi Tigrero y Venecia Moreira.

b) RPM.

En la figura 38, se presenta la comparación del RPM de ambos pozos correspondientes a la sección 12 1/4".

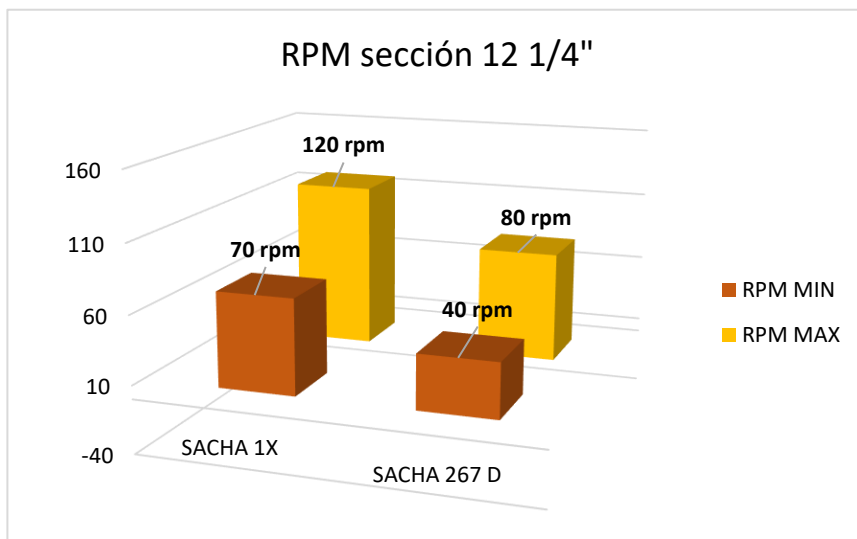


Figura 38. Comparación del RPM en la sección 12 1/4".

Elaborado por: Mariuxi Tigrero y Venecia Moreira.

En el Sacha 1X donde se utiliza la tecnología AutoTrak se trabajó con un rango de 70 a 120 rpm, dando un promedio de 95 rpm, mientras que el rango del Sacha 267D donde se trabajó con motor de fondo fue de 40 a 80 rpm, con un promedio de 60 rpm. Esto nos

indica que la mayor velocidad de rotación contribuye directamente a la mejora del ROP, demostrando la ventaja de AutoTrak en mantener altos valores de rotación.

c) WOB.

En la figura 39, se presenta la comparación del WOB de ambos pozos correspondientes a la sección 12 1/4", en el Sacha 1X donde se utiliza la tecnología AutoTrak el peso sobre la broca oscila entre 15 a 40 Klb, con un promedio de 27,5 Klb en comparación con el rango de 20 a 40 Klb del Sacha 267D la cual utiliza motor de fondo dando un promedio de 30 Klb. En esta sección del pozo Sacha 267D se aplicó mayor peso sobre la broca para compensar el ROP promedio con el fin de tener una perforación efectiva.

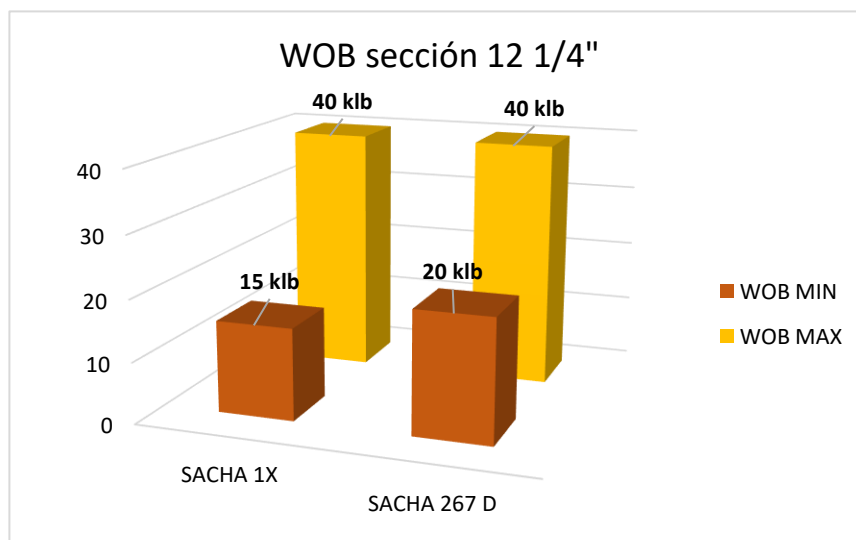


Figura 39. Comparación del WOB en la sección 12 1/4".

Elaborado por: Mariuxi Tigrero y Venecia Moreira.

d) Horas netas.

En la sección 12 1/4" el tiempo neto de perforación para el Sacha 1X fue de 20,2 horas con el sistema AutoTrak a diferencia del tiempo neto empleado en el Sacha 267D de 36,59 horas utilizando perforación convencional con motor de fondo (figura 40).

En este contexto la diferencia de tiempo empleado por el AutoTrak y el motor de fondo está directamente relacionada con su mayor velocidad de penetración lo que hace reducir significativamente las horas operativas en la perforación de pozos.

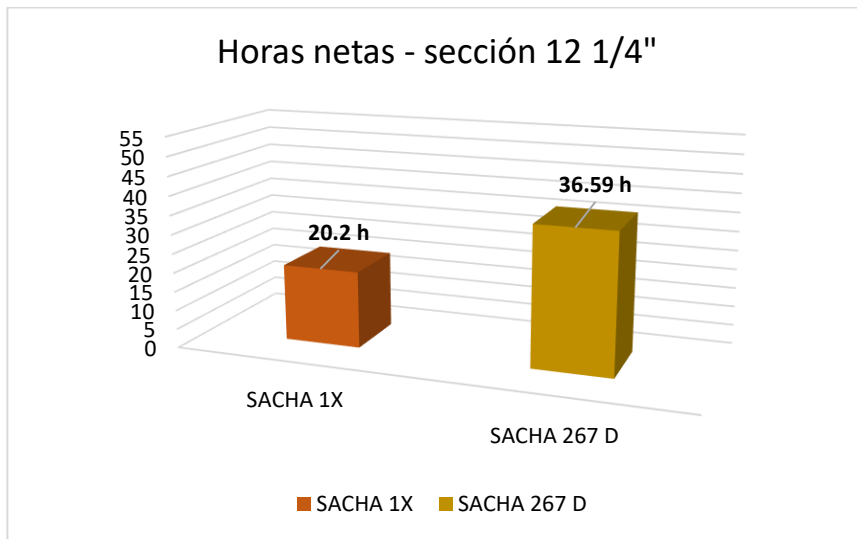


Figura 40. Comparación de las horas netas en la sección 12 1/4".

Elaborado por: Mariuxi Tigrero y Venecia Moreira.

e) Presión.

En la figura 41 se observa que para el pozo Sacha 1X tiene un rango de presión que oscila entre 1.800 a 3.800 psi utilizando el sistema de rotación direccional AutoTrak, mientras que para el pozo Sacha 267D tiene un rango de 3.100 a 3.300 psi utilizando el motor de fondo.

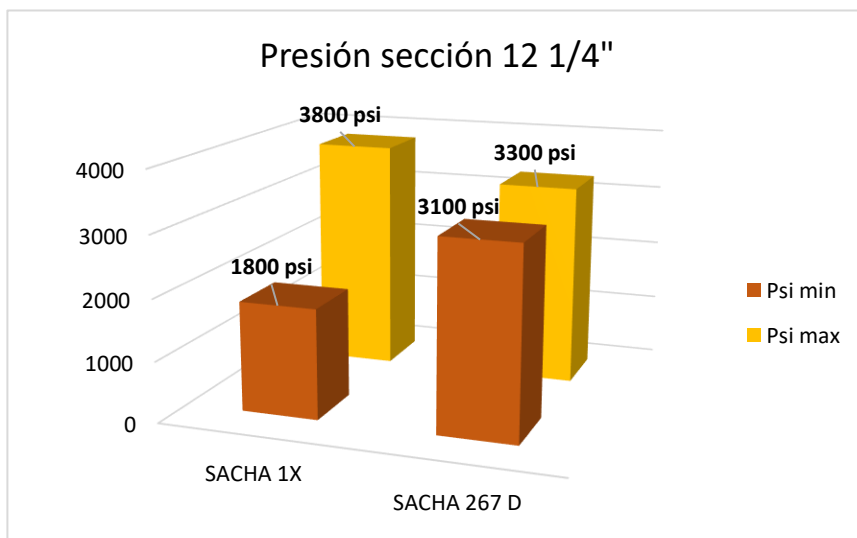


Figura 41. Comparación de las presiones en la sección 12 1/4".

Elaborado por: Mariuxi Tigrero y Venecia Moreira.

El uso de motor de fondo presentó una presión promedio de 3.200 psi superior a la presión promedio utilizando AutoTrak la cual tiene un valor de 2.800 psi, esto se debe al requerimiento adicional para generar un mayor esfuerzo sobre el sistema de bombeo de superficie.

f) Torque.

A continuación, en la figura 42 se presenta la comparación del torque en la sección 12 1/4". Como se puede observar el pozo Sacha 1X manejó torques entre 16 y 30 klb/ft, superando los 22 a 30 klb/ft de Sacha 267D. Los valores de torque promedio fueron similares entre ambos sistemas para el Sacha 267D se tienen 26 klb/ft y para Sacha 1X se obtuvo un torque promedio de 23 klb/ft, con una ligera ventaja para el AutoTrak.

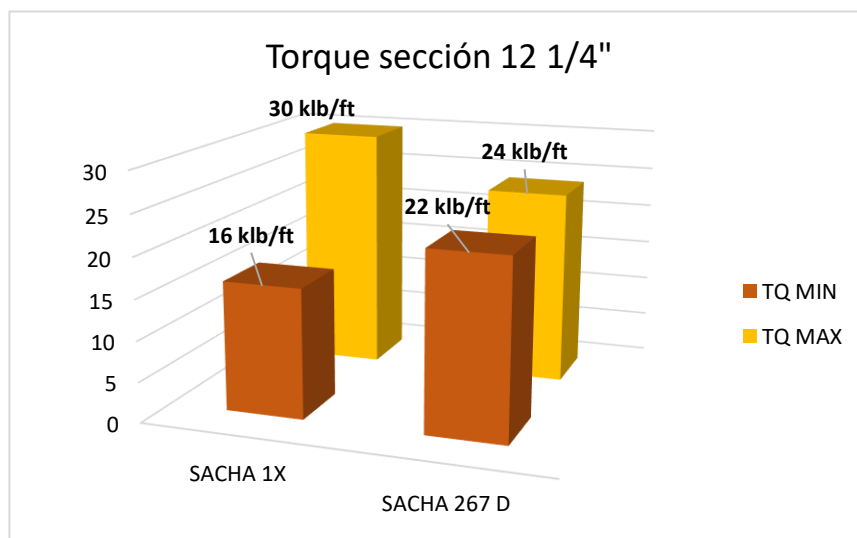


Figura 42. Comparación del torque en la sección 12 1/4".

Elaborado por: Mariuxi Tigreiro y Venecia Moreira.

Esto evidencia que a pesar de operar a velocidades de rotación por minuto (RPM) y tasa de penetración (ROP) más altas, AutoTrak logró mantener demandas torsionales comparables al motor, lo cual es una ventaja significativa en términos de eficiencia y rendimiento del sistema.

4.1.3. Sección 8 1/2”.

A continuación, en la tabla 27 se muestra una comparación de los parámetros registrados en ambos pozos del campo Sacha correspondiente a la sección 8 1/2”, considerando parámetros claves como la velocidad de penetración (ROP), las revoluciones por minuto (RPM), el peso sobre la broca (WOB), las horas netas de operación, la presión y el torque.

Tabla 27. Comparación de parámetros sección 8 1/2”.

Parámetros	Sacha 1X	Sacha 267D	Unidad
ROP promedio	61,20	30,91	ft/h
RPM	60-120	15-30	rpm
WOB	10-30	2-10	klb
Horas netas	12,90	53,81	h
Presión	1.000-1.400	700-1.100	psi
Torque	12-27	25-28	klb/ft

Elaborado por: Mariuxi Tigreiro y Venecia Moreira.

a) ROP promedio.

En la figura 43 se observa que Sacha 1X muestra un ROP significativamente mayor que Sacha 267D.

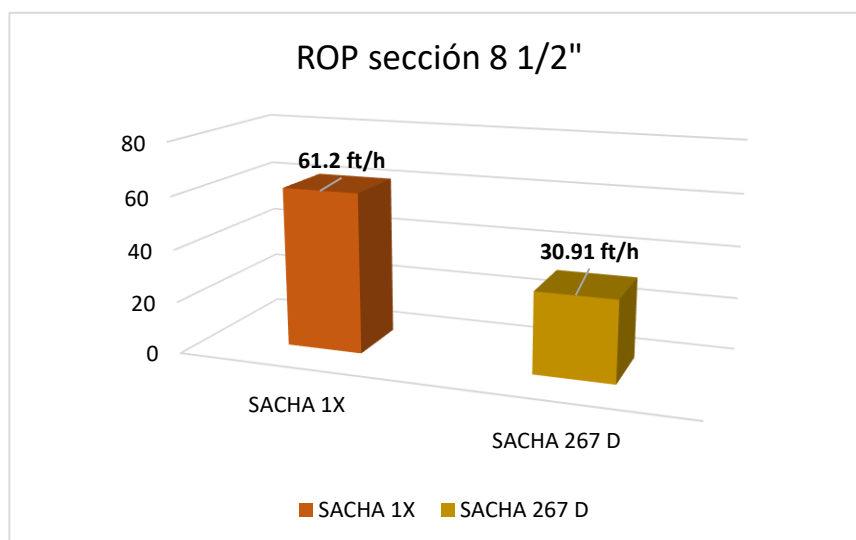


Figura 43. Comparación de ROP en la sección 8 1/2”.

Elaborado por: Mariuxi Tigreiro y Venecia Moreira.

Esto indica que la sección 8 1/2" se perforó más rápido usando el sistema de rotación AutoTrak teniendo una eficiencia operativa mayor en términos de avance por unidad de tiempo y un mayor control direccional a comparación de la perforación de la sección 8 1/2" utilizando motor de fondo la cual tiene una menor tasa de avance.

b) RPM.

A continuación, en la figura 44 se presenta la comparación del rpm en la sección 8 1/2", donde se observa que en Sacha 1X, los rpm oscilaron entre 60-120 con un promedio aproximado de 90 rpm, superando las 15-30 rpm y el promedio aproximado de 22,5 rpm de Sacha 267D.

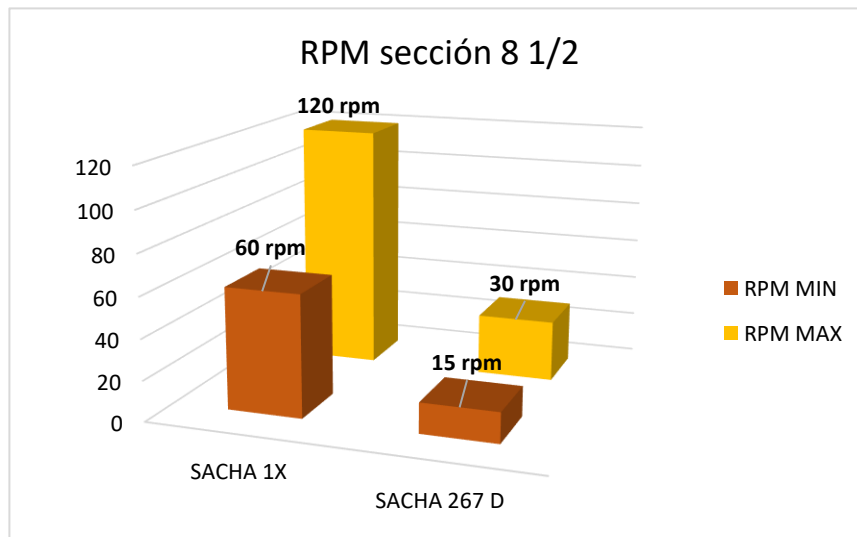


Figura 44. Comparación de RPM en la sección 8 1/2".

Elaborado por: Mariuxi Tigrero y Venecia Moreira.

En este contexto, el rango de RPM en Sacha 1X es cuatro veces mayor, lo que permite mayor energía de corte y mejor eficiencia de perforación. Con AutoTrak, se logra una rotación continua y estable a través de todo el ensamblaje (BHA), mientras que el motor de fondo limita la rotación solo a la barrena.

c) WOB.

En la figura 45, se presenta un análisis comparativo del peso sobre la broca (WOB) en la sección 8 1/2" donde se aprecia que el WOB fue superior en Sacha 1X con un rango 10-30 Klb respecto a Sacha 267D que tiene un rango 2-10 Klb. Este mayor WOB, combinado

con una velocidad rotacional adecuada, contribuyó a optimizar el mecanismo de perforación.

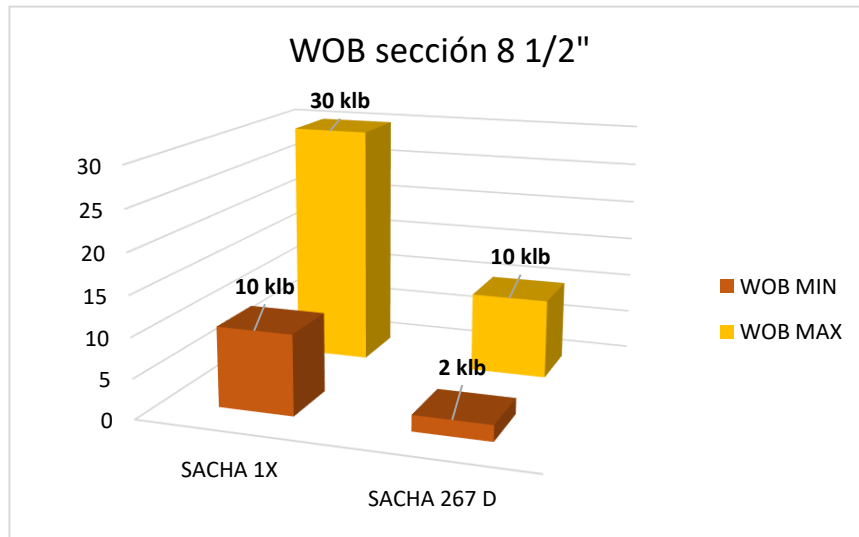


Figura 45. Comparación del WOB en la sección 8 1/2".

Elaborado por: Mariuxi Tigrero y Venecia Moreira.

Esto evidencia que el pozo 1X manejó un WOB significativamente más alto, lo que incrementa la carga efectiva sobre la barrena, permitiendo una mayor profundidad por unidad de tiempo. El motor de fondo, en cambio, requiere menores WOB para evitar daño al motor, limitando la agresividad del corte.

d) Horas netas.

En la figura 46, se presenta un análisis comparativo de las horas netas en la sección 8 1/2", donde se puede apreciar que el tiempo neto de perforación fue significativamente menor en Sacha 1X con 12,90 h en comparación con Sacha 267D que tiene 53,81 h.

Esta reducción de tiempo refleja una clara mejora en la eficiencia operativa al utilizar la herramienta AutoTrak demostrando un buen desempeño en perforaciones direccionales a comparación de tecnologías convencionales.

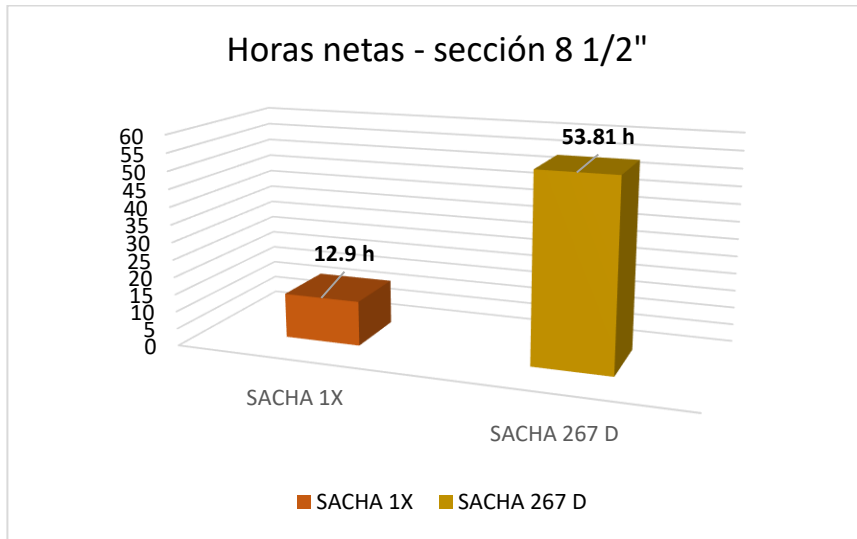


Figura 46. Comparación de las horas netas en la sección 8 1/2".

Elaborado por: Mariuxi Tigrero y Venecia Moreira.

e) Presión.

A continuación, se presenta un análisis comparativo de las presiones registradas en la sección 8 1/2" como se puede observar en la figura 47, en la cual Sacha 1X operó con presiones entre 1.000-1.400 psi con un promedio 1.200 psi, ligeramente superiores a las 700-1.100 psi que tiene un promedio de 900 psi de Sacha 267D. Esta diferencia podría relacionarse con los requerimientos hidráulicos más altos del sistema RSS para garantizar su correcto funcionamiento.

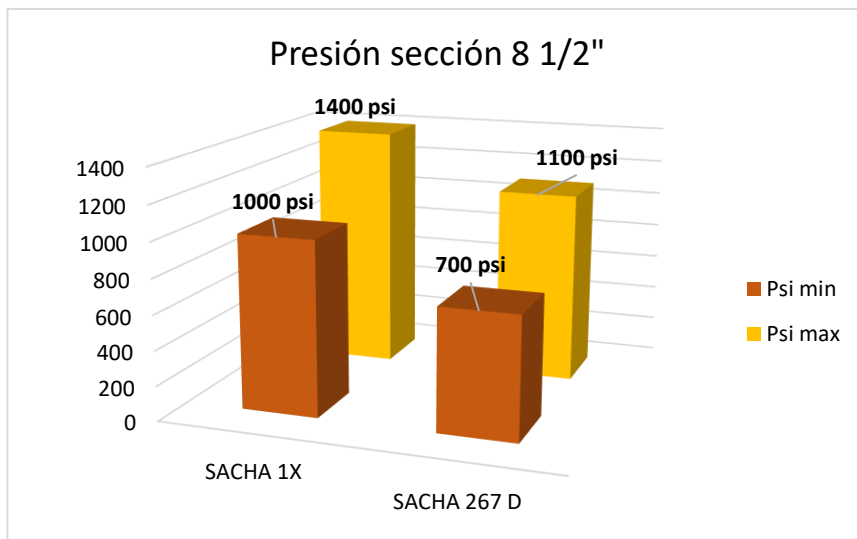


Figura 47. Comparación de las presiones en la sección 8 1/2"

Elaborado por: Mariuxi Tigrero y Venecia Moreira

f) Torque.

Como se observa en la figura 48, Sacha 267D mostró un valor de torque promedio mayor de 26,5 klb/ft frente al torque promedio de Sacha 1X que fue de 19,5 klb/ft, lo que nos indica que Sacha 1X tuvo un torque menor y más estable en la sección 8 1/2" disminuyendo el riesgo de atascamiento debido a que el RSS distribuye la carga de manera más eficiente a comparación del motor de fondo ya que a tener valores de torque elevados hace que exista más posibilidad de tener problemas mecánicos, especialmente en formaciones más duras debido a su principio de funcionamiento.

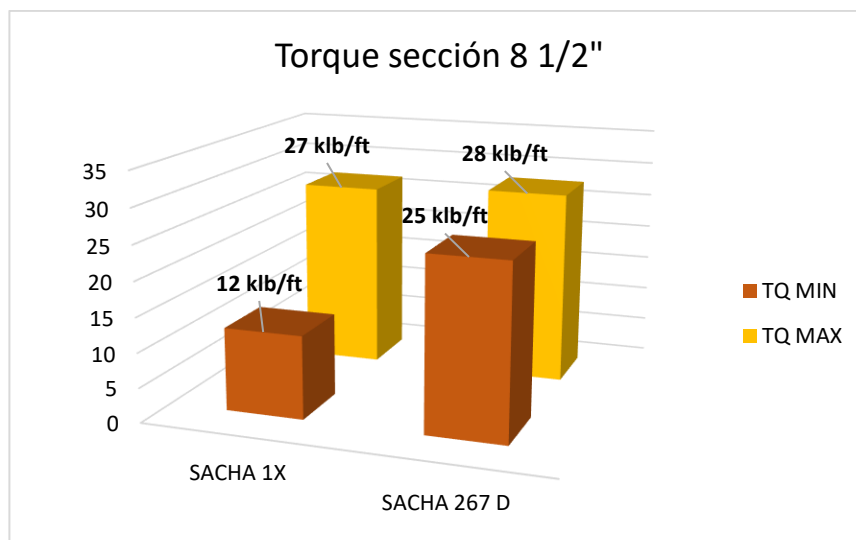


Figura 48. Comparación del torque en la sección 8 1/2".

Elaborado por: Mariuxi Tigrero y Venecia Moreira.

4.1.4. Profundidad vs tiempo neto.

Con el fin de mejorar la optimización de perforación se elaboró la curva de profundidad vs tiempo, ya que el resultado de esta optimización es la reducción del tiempo de perforación.

Se analizará solo el lapso en que las herramientas estuvieron perforando efectivamente. En este contexto, se realiza la conversión de horas a días en ambos pozos, para tener una base de comparación que permita evaluar el tiempo empleado en cada tramo perforado (tabla 28).

Tabla 28. Tiempo efectivo de perforación.

Sección (in)	SACHA 1X – AUTOTRAK			SACHA 267D-MOTOR DE FONDO		
	Profundidad (ft)	Tiempo neto (días)	Tiempo neto acumulado (días)	Profundidad (ft)	Tiempo neto (días)	Tiempo neto acumulado (días)
16	187	30,1	1,25	405	43,43	1,81
12 1/4	6.760	34,6	2,70	7.251	72,54	4,83
12 1/4	10.060	20,2	3,54	11.748	36,59	6,36
8 1/2	10.847	12,9	4,08	13.410	53,81	8,60

Elaborado por: Mariuxi Tigrero y Venecia Moreira.

Se observa la diferencia de tiempo, logrando el pozo Sacha 1X la perforación de cada sección en un total de 4 días representando por la línea azul, en contraste, del pozo Sacha 267D que logra perforar sus secciones en un total de 9 días aproximadamente representado por la línea naranja (figura 49).

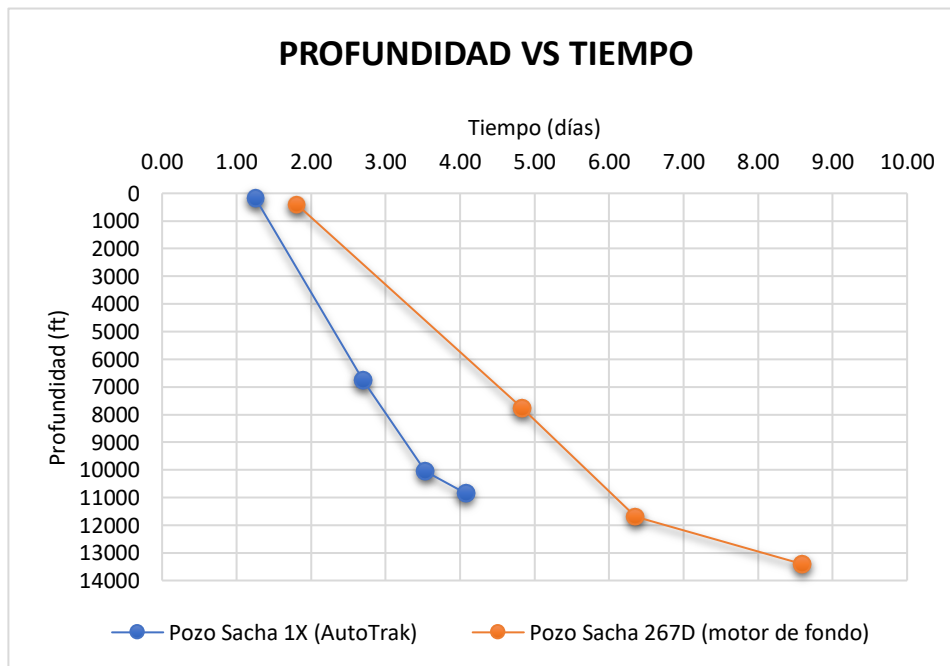


Figura 49. Comparación profundidad vs tiempo.

Elaborado por: Mariuxi Tigrero y Venecia Moreira.

Esta reducción de tiempo se debe principalmente a las herramientas implementadas a la hora de perforación, en el caso del Sacha 1X es claro que el AutoTrak demostró una mejor eficiencia de penetración (ROP), un mejor trabajo direccional y una buena estabilidad del hoyo conforme perforaba mejorando la etapa de perforación.

El pozo Sacha 267D tiene una pendiente más suave lo que indica que tardo más tiempo en alcanzar la misma o mayor profundidad.

Utilizar motores de fondo en pozos de trayectorias tipo J, hace que su control direccional sea más limitado y los tiempos operativos sean más largos, lo que prolonga la duración total de la perforación, según se observa en la curva.

CAPÍTULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1. CONCLUSIONES

De los resultados obtenidos en el presente trabajo de investigación se obtuvieron las siguientes conclusiones:

- Comprender el funcionamiento del sistema AutoTrak permitió identificar con claridad las razones por las cuales fue seleccionado para este tipo de pozos. Al analizar su operación, se observó que fue diseñado específicamente para adaptarse a las condiciones del terreno y optimizar el desempeño durante la perforación.
- La implementación de la nueva tecnología AutoTrak, ayuda a optimizar la capacidad de control direccional junto a la integración de sensores MWD/LWD mientras se perfora, lo cual refleja el uso eficiente de estrategias de control direccional proactivas mejorando la calidad del hoyo y eliminando la necesidad de deslizar para corregir la inclinación del pozo.
- El análisis del parámetro dogleg severity (DLS) permitió evaluar el desempeño direccional de las dos tecnologías implementadas. En el pozo perforado con RSS AutoTrak (Sacha 1X), se evidenció una trayectoria más controlada, con valores de dogleg inferiores y estables. En contraste, el pozo Sacha 267D, perforado con motor de fondo se presentó incrementos bruscos en el dogleg, especialmente en la sección final, reflejando un control menos preciso.
- En cuanto a la comparación del desempeño y la eficiencia operativa de las herramientas, se concluye que la tecnología AutoTrak demuestra un mejor desempeño al perforar pozos direccionales a diferencia del uso de herramientas convencionales.

- En el pozo Sacha 1X los parámetros de perforación fueron más estables, ayudando a tener una perforación más controlada y eficiente, el sistema AutoTrak mostró un ROP superior en todas las secciones del pozo, esto se evidenció como resultado de las altas y constantes velocidades de rotación (RPM) en combinación con los demás parámetros, demostrando una mejor eficiencia del sistema rotatorio continuo implementado a la hora de la perforación.
- De acuerdo con la figura 49 donde se presenta la comparación de tiempo vs profundidad entre el sistema direccional Autotrak y la tecnología de motor de fondo convencional en la perforación de pozos tipo “J”, se concluye que perforar con RSS AutoTrak ayuda a minimizar tiempos netos de perforación evidenciando una diferencia operativa significativa de 5 días a favor de AutoTrak.

Se puede demostrar de manera general que el AutoTrak demuestra mejor desempeño y optimiza las operaciones de perforación gracias a su diseño avanzado, reduciendo tiempo neto y mejorando el control direccional, especialmente en pozo complejos como los de trayectoria Tipo “J”. Por el contrario, el motor de fondo suele presentar mayor desgaste de herramientas y problemas de desviación, lo que disminuye la eficiencia general.

5.2. RECOMENDACIONES

- Se recomienda utilizar un BHA con AutoTrak para futuras perforaciones en pozos tipo J, debido a que esta nueva tecnología permite corregir la inclinación sin necesidad de parar la rotación además de obtener una perforación más rápida, precisa y eficiente.
- Ajustar los parámetros de perforación según la formación, para lograr mejores resultados, es necesario adaptar el peso sobre la broca, las RPM y otros parámetros al tipo de roca. Esto evita desgastes innecesarios y mejora la tasa de penetración.

- Monitorear constantemente el desempeño del sistema, una supervisión en tiempo real permite detectar desviaciones o problemas a tiempo. Esto ayuda a tomar decisiones correctas durante la perforación y mantener la trayectoria planificada. Además, se evitan tiempos no productivos por ajustes tardíos.
- Implementar simulaciones previas, se sugiere incorporar simuladores operativos en la etapa de planificación. Esto ayudaría a anticipar el comportamiento del pozo según las formaciones previstas. Así se pueden ajustar estrategias antes de iniciar la perforación.
- Desarrollar modelos predictivos, crear modelos que estimen el comportamiento del sistema según el tipo de pozo y terreno aportaría al diseño más eficiente. Con datos recopilados, estos modelos podrían integrarse a software de planificación para reducir errores y costos.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Amoussou, G. (25 de Septiembre de 2023). *linkedin*. linkedin: <https://es.linkedin.com/advice/0/how-can-you-optimize-drilling-parameters-calculate?lang=es&lang=es>
- Andrade Pinargote, G. E., Acuario Castro, M. A., Ramírez Navarrete, S. A., y Reyes Dominguez, M. J. (2016). *Campo Pungarayacu*.
- Arcos Logroño, J. F., y Suarez Aguilar, L. F. (2015). *Estudio para la optimización en la perforación de los pozos de petróleo direccionales tipo "J" y "S" en el Campo Sacha*. Escuela Politécnica Nacional, Quito.
- Arcos, J. (2015). *BIBDIGITAL*. <https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/11228/1/CD-6420.pdf>
- Arica, F., y Laz, I. (2024). *Análisis de los tiempos no productivos en las operaciones de perforación y completación de un pozo del bloque 60 del oriente ecuatoriano*. Universidad Estatal Península de Santa Elena, La Libertad.
- Ayala León, R. J., y García Pazmiño, M. P. (2016). *Análisis técnico y económico de una estimulación matricial con Coiled Tubing Unit para el pozo RM-01 Del Campo Espol*. Escuela Superior Politécnica Del Litoral, Guayaquil.
- Baby, P., Rivadeneira, M., y Barragán, R. (2004). *La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo*.
- Baker Hughes. (2015). *Drilling Services Overview*.
- Baker Hughes. (2021). *AutoTrak G3 RSS*. bakerhughes.com: <https://www.bakerhughes.com/drilling/directional-drilling-services/rotary-steerable-systems/autotrak-g3-rss>

- Baker Hughes. (2021). *bakerhughes.com*. AutoTrak rotary steerable systems: <https://dam.bakerhughes.com/m/12c8d68ce593bb77/original/Autotrak-rotary-steerable-system-dbro.pdf>
- Baker, H. (4 de Abril de 2020). *bakerhughes.com*. *bakerhughes.com*: <https://www.bakerhughes.com/drilling/directional-drilling-services/rotary-steerable-systems/autotrak-exact-rotary-steerable-drilling-system>
- Bourgoyne Jr, A. T., Millheim, K. K., Chenevert, M. E., y Young Jr, F. S. (1986). *Applied Drilling Engineering*. Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers.
- Briones Sánchez, J. F., y Lucín Cortez, J. J. (2022). *Análisis comparativo técnico-económico entre dos pozos perforados con trayectorias direccionales tipo S y J modificado con alto desplazamiento, en un campo al noreste de la Cuenca Oriente*. Universidad Estatal Península de Santa Elena, La Libertad.
- Chanatásing Chasiquiza, H. M. (2016). *Análisis técnico de problemas durante la perforación de pozos direccionales ubicados en el Campo Sacha*. Escuela Politécnica Nacional, Quito.
- Cuzco Yamasca, D. I., y Ortiz Bonilla, O. R. (2013). *Estudio de la tecnología de perforación, diseño y planificación de un pozo multilateral nivel 5 de dos ramales en un campo petrolero del Oriente Ecuatoriano*. Escuela Politécnica Nacional, Quito.
- Dake, L. (2001). *Fundamentals of Reservoir Engineering*. Elsevier.
- Dick. (25 de Mayo de 2016). *blogspot.com*. *blogspot.com*: https://ingenieraenpetroleo.blogspot.com/2016/05/problemas-asociados-con-la-desviacion_25.html
- Duque, G. (2013). *Evaluación de desgaste y su impacto en las propiedades mecánicas de la tubería de revestimiento de 9 5/8 durante las perforaciones de pozos horizontales y direccionales*. Escuela Politécnica Nacional, Quito.

- Ecuador en directo. (5 de marzo de 2025). La adjudicación del Campo Sacha. Ecuador en Directo: <https://ecuadorendirecto.com/2025/03/05/la-adjudicacion-del-campo-sacha/>
- Estrada, C. (2019). Manual de perforación direccional. *Ingeniería de Petróleos*. Universidad Veracruzana, Mexico.
- Flores, C. (2011). *Estudio de las mediciones suministradas por la herramienta MWD (Measurement While Drilling) en varios pozos, para mejorar su posicionamiento dentro del radio del objetivo*. Escuela politécnica nacional, Quito.
- Frédéric, C., Burgos, J. D., Baby, P., Soula, J. C., Séverine, B. d., Dávila, C., Rivadeneira, M. (2004). *Dinámica de la Cuenca de Ante-País Oriente desde el paleógeno*. Quito.
- Gallegos Mazza, A. D. (2013). *Estudio técnico de los ensamblajes con motor de fondo (BHA) para optimizar la perforación de pozos tipo "J" en la plataforma Sacha 380 del Campo Sacha*. Escuela Politécnica Nacional, Quito.
- Gomes, A. (2015). Autotrak. *SPE*, 20.
- Gutiérrez Romero, J. (2013). *ANÁLISIS TÉCNICO DE LA PROBLEMÁTICA DURANTE LA PERFORACIÓN DE POZOS DIRECCIONALES EN LA SECCIÓN DE 12 ¼" APLICADO A LAS FORMACIONES ORTEGUAZA, TIYUYACU, TENA Y NAPO DE LA CUENCA ORIENTE PARA OPTIMIZAR LA PERFORACIÓN DE POZOS FUTUROS*. Escuela Politécnica Nacional, Quito.
- Guzmán Cabrera, R. A. (2021). *EVALUACIÓN DE LAS PRÁCTICAS OPERATIVAS DURANTE LA PERFORACIÓN DE UN POZO DIRECCIONAL CON TRAYECTORIA TIPO "J" CON ALTO DESPLAZAMIENTO, UBICADO AL NOROESTE DE LA CUENCA ORIENTE DEL ECUADOR*". UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA, La Libertad-Ecuador.
- Hernández Cortez, F. D. (2018). *Aplicación de la teoría de perforación direccional*. Universidad Nacional Autónoma de México, Cd. Mx.

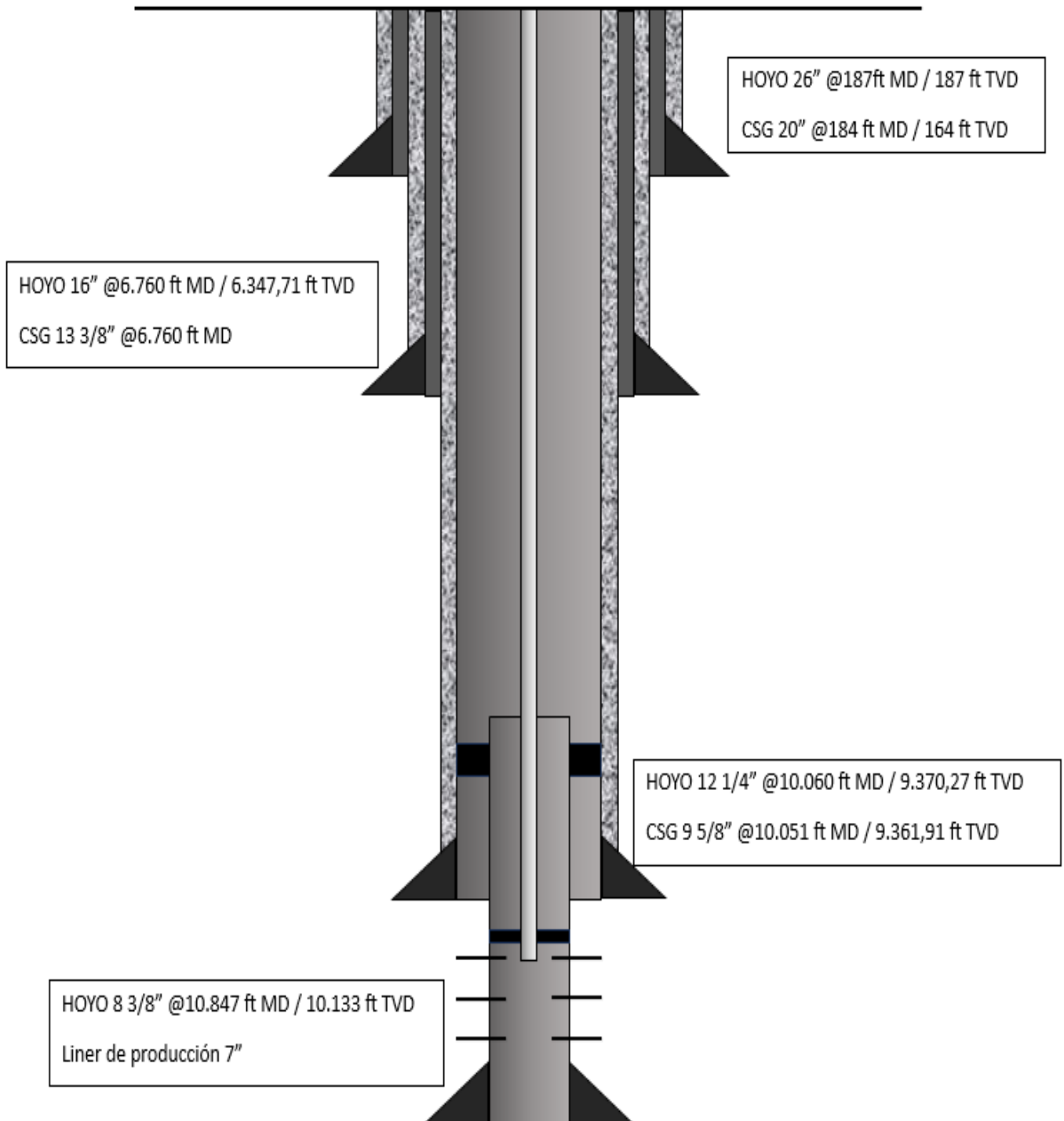
- Herrera Helbert, J. (2020). *Ingeniería de la perforación de pozos de petróleo y gas* (Vol. IV: Técnicas de perforación direccional de pozos). Madrid. <https://doi.org/10.20868/UPM.book.62722>
- Herrera Herbert, J. (2020). *Ingeniería de la perforación de pozos de petróleo y gas* (Vol. IV). Madrid: Laboratorio de innovación en tecnologías mineras. <https://doi.org/10.20868/UPM..book.62722>
- Herrera, J. (2020). *Técnicas de perforación direccional de pozos* (Vol. IV). Madrid: Laboratorio de innovación en tecnologías mineras. <https://doi.org/10.20868/UPM..book.62722>
- Hughes, B. (1998). *AutoTrak Operations Manual*. Estados Unidos.
- Hughes, B. (2024). *Reporte final servicio direccional pozo IX*. Ecuador.
- Jogi, P., y Stevens , T. (2010). Optimizing Directional Drilling with Rotary Steerable Systems. *Society of Petroleum Engineers*.
- linkedin. (27 de Septiembre de 2023). *linkedin*. linkedin: <https://www.linkedin.com/advice/1/what-best-ways-control-wellbore-trajectory?lang=es>
- Madrid, M. (2 de Abril de 2016). *Portal Del Petróleo*. Portal Del Petróleo: <https://portaldelpetroleo.com/perforacion-direccional-componentes-de-trayectoria-planificacion-de-propuesta-y-metodos-de-calculo/>
- Mohammed, A.-N., Ahmed, A.-E., y Forest, A. (10 de Marzo de 2015). *drillingcontractor.org*. drillingcontractor.org: <https://drillingcontractor.org/middle-east-wells-confirm-high-build-rate-rotary-steerable-system-33352>
- Moreño, J. (2008). *Análisis y Selección entre Ensamblajes de Fondo Convencional y Rotatorio para la Perforación de Pozos Direccionales en los Campos del Bloque 15*. Escuela Superior Politécnica del Litoral, Guayaquil.

- Otzen, T., y Manterola, C. (2017). Técnicas de Muestreo sobre una población a estudio. 4. https://doi.org/https://scielo.conicyt.cl/pdf/ijmorphol/v35n1/art37.pdf?utm_source
- Peréz Beltrán, A. (2013). *Diseño óptimo de esquemas mecánicos aplicados en pozos verticales y direccionales del Campo Sacha mediante el uso del software de ingeniería EDM*. Escuela Superior Politécnica del Litoral, Guayaquil.
- Pilamunga, J. (2020). *Optimización de las nuevas perforaciones Re-Entry acorde al análisis técnico-económico de los pozos perforados en los PADs Sacha 117, 260, 300, 470 año 2018*. Universidad Central Del Ecuador, Quito.
- Pilla, Z. (2015). *Estudio de pozos direccionales del campo Sacha*. Universidad central del Ecuador, Ecuador.
- Rivadeneira, M., y Baby, P. (2004). *Características geológicas generales de los principales campos petroleros de Petroproducción*.
- Rivero, B. (17 de Julio de 2008). *Unemi*. Unemi: https://sga.unemi.edu.ec/media/archivocompendio/2021/07/19/archivocompendio_2021719134718.pdf
- Romero Arias, J. L., y Gómez Soto, F. V. (2010). *Estudio de los efectos de la inyección de agua en los yacimientos "U" y "T" de la formación Napo del Campo Sacha*. Escuela Politécnica Nacional, Quito.
- Smith, B., y Taylor, J. (2003). Performance of AutoTrak Rotary Steerable System in Complex Well Trajectories. *SPE Drilling & Completion Journal*.
- Soque, L. (2012). *Problemas presentados durante la perforación de pozos direccionales*. Universidad central del Ecuador, Quito.
- Survey, M. (24 de Julio de 2024). *compilatio*. compilatio: <https://www.compilatio.net/es/noticias/investigacion-cuantitativa>

- Torres Rivadeneira, G. X. (2016). *Estudio técnico y económico de 7 pozos para la aplicación de la tecnología de perforación con tubería de revestimiento en la primera sección vertical de hoyo en un pozo del Campo Sacha*. Universidad Central Del Ecuador, Quito.
- Triola, M. (30 de Julio de 2018). *miasesordetesis*. miasesordetesis: <https://miasesordetesis.com/definiciones-poblacion-muestra-y-muestreo/>
- Villarroel Aguirre, C. L. (2014). *Diseño de un fluido de perforación Drill-In compuesto por carbonato de calcio para minimizar el daño en formaciones productoras en el Campo Sacha*. Quito.
- Villarroel, L. (2014). *Diseño de un fluido de perforación Drill-In compuesto por carbonato de calcio para minimizar el daño en formaciones productoras en el campo sachá*. Universidad Central Del Ecuador, Quito.
- Williamson, H., y Rashid, M. (1998). Advances in Rotary Drilling Systems for Horizontal and Deviated Wells. *Journal of Petroleum Technology* , 50(7), 110-119.
- Zheng, H. (2018). Rendimiento de sistemas de perforación rotatoria. *SPE*, 30.

ANEXOS

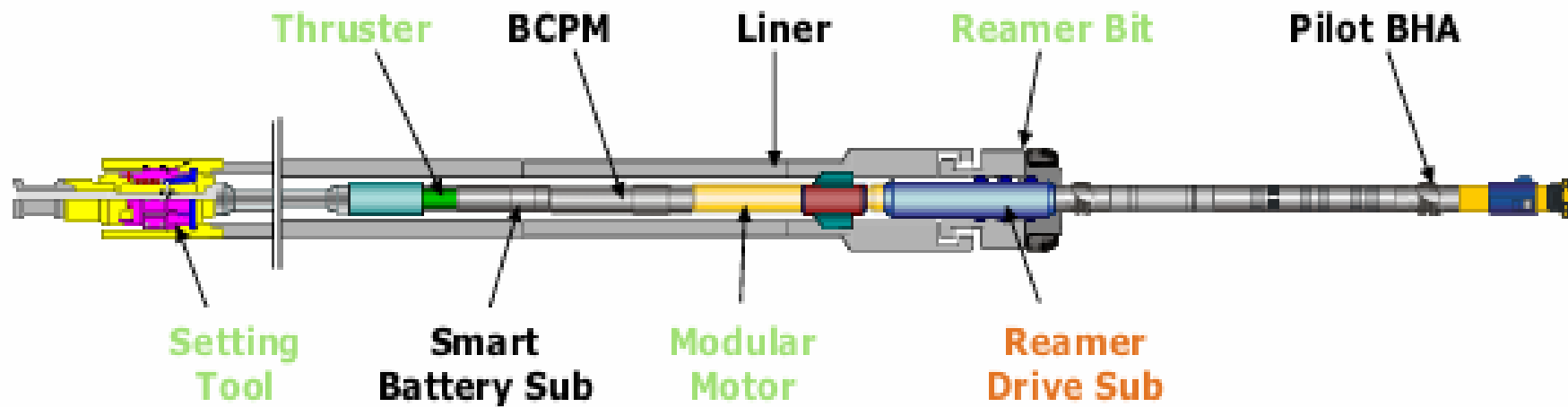
Anexo A. Esquema mecánico pozo Sacha 1X



Elaborado por: Mariuxi Tigrero y Venecia Moreira.

Fuente: (Hughes, Reporte final servicio direccional pozo 1X, 2024)

Anexo B. Resumen del sistema AutoTrak



System Components

- Standard
- Modified
- New Developments

Fuente: (Baker Hughes, Drilling Services Overview, 2020).

Anexo C. Resumen de corridas de herramientas pozo Sacha 1X

	Corrida BHA # 3	Corrida BHA # 4	Corrida BHA # 5	Corrida BHA # 6
Número de broca	3	4	5	6
Número de corrida MWD /LWD	1	2	3	6
Tamaño de broca	16"	12 ¼"	12 ¼"	8 3/8"
Manufactura	Halliburton	Halliburton	Halliburton	Halliburton
Tipo de Broca	HD56DMFs	HD56DMG	GTE56WRO	GTE65DH
Número de serial	14030745	14202904	13885071	13093149
Boquillas	8x14/32"	8x14/32"	5x18/32"	6x13/32"
TFA (in2)	1.202	1.202	1.242	0.778
Tipo de Motor	9 1/2" Ultra XL	AutoTrak G3	Autotrak G3	Autotrak eXact
Inclinación de Motor	1.3°	N/A	N/A	N/A
MWD /LWD Suite	NaviTrak	OnTrak	OnTrak/LTK	OTK /LTK/ Laterolog ML
Profundidad de Entrada (ft)	550	6760	8644	10060
Profundidad de salida (ft)	6760	8644	10060	10847
Fecha de entrada	04 Agosto 2024	09 Agosto 2024	13 Agosto 2024	17 Agosto 2024
Fecha de Salida	08 Agosto 2024	12 Agosto 2024	16 Agosto 2024	19 Agosto 2024
Pies Perforados de Formación	6210	1884	1416	787
HRS en fondo: Formación	30.1	34.60	20.2	12.90
HRS En fondo: Cemento	-	3	0	5.90
HRS de circulación	66.60	57.60	40.9	31.90
ROP Promedio (ft/hr)	206.7	54,50	70.2	61.20
Min - Max Flujo (gal/min)	1000-1200	800-1200	950-1200	380-450
Presión (Spp) Min-Max (psi)	1200-3800	1600-2900	1800-3800	1000-1400
WOB Min - Max (Klb)	12-40	8-40	15-40	10-30
RPM de la Sarta Min-Max	60-80	40-120	70-120	40-120
RPM de la broca Min - Max	185-260	40-120	70-120	60-120
Torque Min - Max (Kft-lb)	18-24	16-32	16-30	12-27
Torque Promedio (Kft-lb)	24	26	28	25
Peso del Lodo (ppg)	10.2	10.2	10.4	9.1
Tipo de Lodo	WBM / Polímero	WBM / Polímero	WBM / Polímero	Drill In
Máxima temperatura en fondo T (°F)	174.0	174.50	190.6	172.3
Inclinación Inicial / Final (°)	0.04-20.81	21.87-23.89	23.74-21.89	20.85-5.81
Inclinación Máxima(°)	24.65	25.66	23.96	20.685
Azimut Inicial-Final(°)	141.71-21.97	20.92-23.14	23.87-22.50	21.74-23.41
Razón de POOH	TD sección 16"	BHA	TD sección 12 ¼"	Profundidad Total del Pozo

Fuente: (Hughes, Reporte final servicio direccional pozo 1X, 2024).

Anexo D. Informe general de la trayectoria del pozo Sacha 1X

	Local North	Local East	Grid East	Grid North	Latitude	Longitude	Horiz Uncert 1sd	Vert Uncert 1sd
	[ft]	[ft]	[m]	[m]			[ft]	[ft]
Slot Location	129.45	82.96	293117.63	9951135.40	0°26'30.6753"S	76°51'31.8709"W	0.15	1.00
Facility Reference Pt			293092.34	9951095.94	0°26'31.9597"S	76°51'32.6890"W	3.30	3.00
Field Reference Pt			296410.00	9971926.00	0°15'13.9003"S	76°49'45.2814"W		

Start MD	End MD	Positional Uncertainty Model	Log Name / Comment	Wellbore	Survey Date
[ft]	[ft]				
36.50	100.00	Gyrodata 2015 - GC+WIR+DPIPE	01.SPT_HS 26" GYRO [46 ft - 187 ft]	SACHA 1X	2024-07-25
100.00	1200.00	Gyrodata 2015 - GC+WIR+DPIPE	02.SPT_HS 16" GYRO [200 ft - 1200 ft]		2024-07-25
1200.00	6697.00	BH NaviTrak (2019) (SAG, Axial)	03.BH_HS 16" Navitrak (Sag+Axial) [1280 ft - 6697 ft]		2024-08-05
6697.00	10024.00	BH OnTrak (2019) (SAG, Axial)	04. BH_HS 12 1/4" ATK_OTK (Sag + Axial) [6867 ft - 10024 ft]		2024-08-10
10024.00	10847.00	BH OnTrak (2019) (SAG, Axial)	05. BH_HS 8 3/8" ATK_OTK (Sag + Axial) [10128 ft - 10794 ft]		2024-08-19

Target Name	MD	TVD	North	East	Grid East	Grid North	Latitude	Longitude	Shape	Comment
	[ft]	[ft]	[ft]	[ft]	[m]	[m]				
	N/A	9690.80	3388.96	1429.14	293528.00	9952129.03	0°25'58.3333"S	76°51'18.5937"W	circle	

String / Diameter	Start MD	End MD	Interval	Start TVD	End TVD	Start N/S	Start E/W	End N/S	End E/W	Wellbore
	[ft]	[ft]	[ft]	[ft]	[ft]	[ft]	[ft]	[ft]	[ft]	
26in Open Hole	36.50	187.00	150.50	36.50	187.00	129.45	82.96	130.08	83.85	
20in Casing	36.50	184.00	147.50	36.50	184.00	129.45	82.96	130.06	83.83	
16in Open Hole	36.50	6760.00	6723.50	36.50	6347.60	129.45	82.96	2051.25	883.75	
13.375in Casing	36.50	6760.00	6723.50	36.50	6347.60	129.45	82.96	2051.25	883.75	
12.25in Open Hole	6735.00	10060.00	3325.00	6324.28	9370.22	2042.88	880.43	3271.41	1392.83	
9.625in Casing	36.50	10052.00	10015.50	36.50	9362.78	129.45	82.96	3268.69	1391.72	
8.375in Open Hole	10060.00	10847.00	787.00	9370.22	10133.03	3271.41	1392.83	3434.79	1459.04	

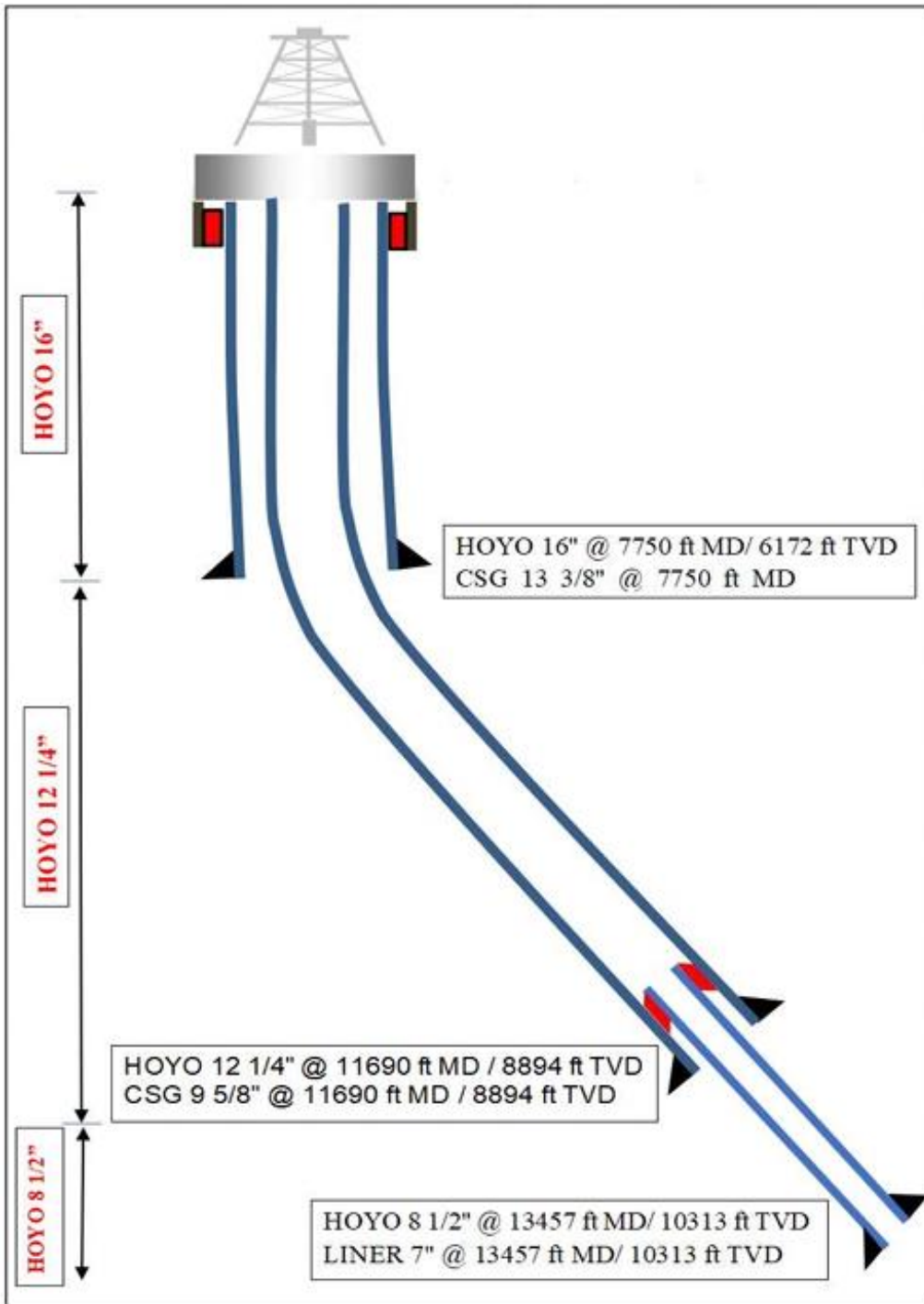
MD	Inclination	Azimuth	TVD	TVDSS	North	East	Grid East	Grid North	Latitude	Longitude	DLS	Toolface	Build Rate	Turn Rate	Vert Sect	Major Semi	Minor Semi	Vert Semi	Minor Azim	Comments
[ft]	[°]	[°]	[ft]	[ft]	[ft]	[ft]	[m]	[m]			[°/100ft]	[°]	[°/100ft]	[°/100ft]	[ft]	[ft]	[ft]	[ft]	[°]	
0.00	0.00	57.87	0.00	-840.31	129.45	82.96	293117.63	9951135.40	0°26'30.6753"S	76°51'31.8709"W	0.00	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
36.50	0.00	57.87	36.50	-803.81	129.45	82.96	293117.63	9951135.40	0°26'30.6753"S	76°51'31.8709"W	0.00	0	0.00	0.00	0.00	6.61	6.61	6.32	0.00	
100.00	0.50	57.87	100.00	-740.31	129.59	83.20	293117.70	9951135.44	0°26'30.6739"S	76°51'31.8686"W	0.79	-50.142	0.79	0.00	0.23	6.61	6.61	6.73	147.87	
200.00	0.59	48.31	199.99	-640.31	130.17	83.95	293117.93	9951135.62	0°26'30.6682"S	76°51'31.8612"W	0.13	-171.86	0.09	-9.56	1.04	6.61	6.61	6.73	325.80	
300.00	0.20	31.76	299.99	-540.31	130.66	84.43	293118.08	9951135.77	0°26'30.6633"S	76°51'31.8565"W	0.40	129.902	-0.39	-16.55	1.68	6.62	6.62	6.74	318.48	
400.00	0.16	88.14	399.99	-440.31	130.81	84.66	293118.15	9951135.82	0°26'30.6618"S	76°51'31.8542"W	0.17	-28.836	-0.04	56.38	1.91	6.63	6.63	6.74	140.67	
500.00	0.20	82.00	499.99	-340.31	130.84	84.97	293118.24	9951135.83	0°26'30.6615"S	76°51'31.8511"W	0.04	169.127	0.04	-6.14	2.06	6.65	6.65	6.75	149.40	
600.00	0.04	141.71	599.99	-240.32	130.84	85.16	293118.30	9951135.82	0°26'30.6615"S	76°51'31.8492"W	0.18	-49.798	-0.16	59.71	2.13	6.68	6.68	6.76	158.86	
700.00	0.35	96.92	699.99	-140.32	130.77	85.49	293118.40	9951135.80	0°26'30.6622"S	76°51'31.8460"W	0.32	-92.237	0.31	-44.79	2.19	6.72	6.71	6.77	167.70	
800.00	0.76	32.08	799.99	-40.32	131.30	86.15	293118.60	9951135.96	0°26'30.6570"S	76°51'31.8395"W	0.69	-10.998	0.41	-64.84	2.93	6.76	6.75	6.79	345.74	
900.00	2.20	24.86	899.95	59.64	133.60	87.30	293118.95	9951136.67	0°26'30.6341"S	76°51'31.8281"W	1.45	-14.261	1.44	-7.22	5.50	6.80	6.80	6.80	337.88	
1000.00	2.94	21.22	999.85	159.54	137.73	89.04	293119.48	9951137.93	0°26'30.5931"S	76°51'31.8110"W	0.76	1.35	0.74	-3.64	9.98	6.86	6.85	6.82	330.72	
1100.00	4.36	21.66	1099.64	259.34	143.66	91.37	293120.19	9951139.73	0°26'30.5343"S	76°51'31.7880"W	1.42	5.589	1.42	0.44	16.35	6.92	6.90	6.84	324.92	
1200.00	6.01	23.20	1199.23	358.93	152.00	94.84	293121.25	9951142.28	0°26'30.4515"S	76°51'31.7538"W	1.66	2.261	1.65	1.54	25.38	6.98	6.97	6.86	319.91	
1280.00	7.22	23.58	1278.70	438.39	160.46	98.50	293122.37	9951144.85	0°26'30.3676"S	76°51'31.7177"W	1.51	5.912	1.51	0.47	34.60	7.02	7.00	6.88	310.10	
1371.00	8.44	24.44	1368.85	528.54	171.78	103.55	293123.91	9951148.31	0°26'30.2553"S	76°51'31.6679"W	1.35	-21.853	1.34	0.95	46.99	7.07	7.02	6.90	302.01	
1466.00	9.85	21.17	1462.64	622.33	185.71	109.37	293125.68	9951152.55	0°26'30.1171"S	76°51'31.6105"W	1.58	-6.042	1.48	-3.44	62.08	7.13	7.06	6.92	298.98	
1561.00	11.38	20.35	1556.01	715.70	202.07	115.56	293127.57	9951157.54	0°26'29.9547"S	76°51'31.5494"W	1.62	10.517	1.61	-0.86	79.57	7.23	7.13	6.95	296.49	
1656.00	13.05	21.72	1648.86	808.55	220.82	122.79	293129.77	9951163.26	0°26'29.7687"S	76°51'31.4781"W	1.78	15.088	1.76	1.44	99.66	7.34	7.24	6.98	295.35	

1751.00	14.79	23.55	1741.06	900.76	241.91	131.61	293132.46	9951169.68	0°26'29.5595"S	76°51'31.3912"W	1.89	-24.189	1.83	1.93	122.51	7.48	7.38	7.01	295.44
1846.00	15.66	22.11	1832.73	992.42	264.90	141.28	293135.41	9951176.69	0°26'29.3313"S	76°51'31.2958"W	1.00	-20.361	0.92	-1.52	147.46	7.62	7.55	7.05	297.38
1943.00	17.19	20.20	1925.77	1085.46	290.48	151.15	293138.42	9951184.49	0°26'29.0775"S	76°51'31.1984"W	1.67	15.603	1.58	-1.97	174.87	7.77	7.75	7.09	9.86
2038.00	18.85	21.63	2017.06	1176.75	318.22	161.77	293141.65	9951192.94	0°26'28.8023"S	76°51'31.0936"W	1.79	16.585	1.73	1.49	204.56	8.03	7.91	7.13	19.72
2133.00	20.40	22.95	2105.59	1265.29	347.42	173.76	293145.31	9951201.85	0°26'28.5125"S	76°51'30.9754"W	1.71	10.737	1.65	1.40	236.13	8.33	8.09	7.18	20.98
2229.00	21.96	23.74	2195.11	1354.80	379.26	187.51	293149.50	9951211.55	0°26'28.1966"S	76°51'30.8398"W	1.65	-7.788	1.62	0.82	270.81	8.68	8.27	7.24	21.69
2324.00	23.26	23.29	2282.80	1442.50	412.75	202.08	293153.94	9951221.76	0°26'27.8643"S	76°51'30.6961"W	1.38	32.864	1.37	-0.47	307.32	9.07	8.46	7.29	22.14
2419.00	23.52	23.71	2370.00	1529.69	447.34	217.11	293158.53	9951232.31	0°26'27.5211"S	76°51'30.5478"W	0.33	-95.427	-0.27	0.44	345.03	9.50	8.63	7.36	22.46
2515.00	23.51	24.44	2458.02	1617.72	482.44	232.43	293163.20	9951243.01	0°26'27.1728"S	76°51'30.3967"W	0.11	132.024	-0.01	-0.28	383.32	9.96	8.80	7.42	22.68
2610.00	23.41	23.72	2545.17	1704.86	517.10	247.56	293167.81	9951253.57	0°26'26.8289"S	76°51'30.2475"W	0.16	144.309	-0.11	0.29	421.14	10.44	8.97	7.50	22.82
2705.00	23.30	23.92	2632.39	1792.08	551.56	262.77	293172.44	9951264.08	0°26'26.4870"S	76°51'30.0975"W	0.14	132.012	-0.12	0.21	458.79	10.94	9.16	7.57	22.95
2800.00	23.11	24.46	2719.70	1879.90	585.70	278.11	293177.12	9951274.49	0°26'26.1482"S	76°51'29.9462"W	0.30	174.907	-0.20	0.57	496.20	11.46	9.35	7.65	23.08
2895.00	22.72	24.55	2807.20	1966.90	619.36	293.45	293181.80	9951284.75	0°26'25.8143"S	76°51'29.7949"W	0.41	-9.593	-0.41	0.09	533.17	11.98	9.55	7.73	23.21
2990.00	23.77	24.11	2894.49	2054.19	653.52	308.90	293186.50	9951295.16	0°26'25.4753"S	76°51'29.6426"W	1.12	83.36	1.11	-0.46	570.64	12.52	9.76	7.82	23.31
3086.00	23.78	24.32	2982.34	2142.04	688.82	324.77	293191.34	9951305.92	0°26'25.1251"S	76°51'29.4861"W	0.09	63.673	0.01	0.22	609.32	13.09	9.99	7.91	23.39
3182.00	23.80	24.42	3070.19	2229.88	724.10	340.75	293196.21	9951316.67	0°26'24.7751"S	76°51'29.3285"W	0.05	-45.871	0.02	0.10	648.02	13.67	10.21	8.01	23.47
3277.00	24.54	22.61	3156.86	2316.55	759.76	356.26	293200.94	9951327.55	0°26'24.4212"S	76°51'29.1755"W	1.10	-131.243	0.78	-1.91	686.91	14.26	10.44	8.11	23.49
3372.00	24.36	22.11	3243.34	2403.03	796.12	371.22	293205.50	9951338.63	0°26'24.0604"S	76°51'29.0280"W	0.29	-150.764	-0.19	-0.53	726.23	14.86	10.67	8.21	23.44
3467.00	24.25	21.96	3329.92	2489.61	832.37	385.89	293209.97	9951349.68	0°26'23.7007"S	76°51'28.8833"W	0.13	23.892	-0.12	-0.16	765.33	15.47	10.91	8.32	23.37
3562.00	24.56	22.29	3416.43	2576.13	868.73	400.67	293214.48	9951360.76	0°26'23.3399"S	76°51'28.7375"W	0.36	93.545	0.33	0.35	804.58	16.08	11.15	8.43	23.30
3659.00	24.55	22.70	3504.66	2664.35	905.97	416.09	293219.18	9951372.12	0°26'22.9704"S	76°51'28.5853"W	0.18	174.87	-0.01	0.42	844.89	16.72	11.40	8.55	23.27
3754.00	24.23	22.77	3591.18	2750.87	942.16	431.26	293223.80	9951383.15	0°26'22.6114"S	76°51'28.4358"W	0.34	34.258	-0.34	0.07	884.12	17.35	11.65	8.67	23.25
3849.00	24.48	23.38	3677.73	2837.42	978.22	446.55	293228.47	9951394.14	0°26'22.2535"S	76°51'28.2850"W	0.32	165.527	0.26	0.43	923.30	17.98	11.90	8.79	23.24
3944.00	24.21	23.15	3764.28	2923.97	1014.20	462.02	293233.18	9951405.11	0°26'21.8965"S	76°51'28.1324"W	0.29	-75.964	-0.28	0.18	962.45	18.61	12.16	8.92	23.25
4039.00	24.45	21.18	3850.84	3010.54	1050.42	476.84	293237.70	9951416.15	0°26'21.5372"S	76°51'27.9862"W	0.97	-0.668	0.25	-2.28	1001.59	19.25	12.42	9.05	23.21
4135.00	24.81	21.17	3936.11	3097.80	1087.73	491.29	293242.11	9951427.52	0°26'21.1670"S	76°51'27.8437"W	0.38	-178.925	-0.37	-0.01	1041.59	19.90	12.69	9.18	23.14
4231.00	24.37	21.15	4025.40	3185.10	1124.98	505.71	293246.50	9951438.98	0°26'20.7973"S	76°51'27.7015"W	0.46	121.557	-0.46	-0.02	1081.52	20.56	12.97	9.32	23.07
4324.00	24.22	21.75	4110.17	3269.86	1160.59	519.70	293250.77	9951449.73	0°26'20.4440"S	76°51'27.5634"W	0.31	-132.051	-0.16	0.65	1119.78	21.19	13.23	9.45	23.01
4419.00	24.15	21.56	4196.83	3356.52	1196.77	534.07	293255.14	9951460.76	0°26'20.0851"S	76°51'27.4218"W	0.11	-180	-0.07	-0.20	1158.70	21.83	13.51	9.59	22.97
4515.00	23.89	21.56	4284.51	3444.21	1233.11	548.43	293259.52	9951471.84	0°26'19.7244"S	76°51'27.2802"W	0.27	3.583	-0.27	0.00	1197.77	22.49	13.79	9.74	22.93
4610.00	24.02	21.58	4371.33	3531.03	1268.98	562.61	293263.84	9951482.78	0°26'19.3685"S	76°51'27.1403"W	0.14	148.924	-0.14	0.02	1236.34	23.13	14.07	9.89	22.89
4704.00	23.74	22.00	4457.29	3616.98	1304.31	576.73	293268.15	9951493.55	0°26'19.0179"S	76°51'27.0010"W	0.35	-38.987	-0.30	0.45	1274.39	23.77	14.35	10.03	22.86
4799.00	23.84	21.80	4544.21	3703.91	1339.87	591.02	293272.51	9951504.39	0°26'18.6651"S	76°51'26.8600"W	0.14	160.279	0.11	-0.21	1312.71	24.42	14.63	10.19	22.83
4894.00	23.43	22.17	4631.24	3790.94	1375.19	605.28	293276.85	9951515.15	0°26'18.3147"S	76°51'26.7194"W	0.46	121.562	-0.43	0.39	1350.79	25.07	14.92	10.34	22.81
4989.00	23.35	22.50	4718.44	3878.13	1410.07	619.61	293281.22	9951525.79	0°26'17.9686"S	76°51'26.5780"W	0.16	81.718	-0.08	0.35	1388.51	25.71	15.21	10.50	22.80
5085.00	23.37	22.84	4806.57	3966.26	1445.20	634.28	293285.69	9951536.49	0°26'17.6201"S	76°51'26.4333"W	0.14	129.42	-0.02	0.35	1426.57	26.36	15.51	10.66	22.80
5180.00	23.26	23.18	4893.81	4053.51	1479.80	648.98	293290.18	9951547.04	0°26'17.2767"S	76°51'26.2884"W	0.18	-26.717	-0.12	0.36	1464.17	27.00	15.80	10.82	22.81
5275.00	24.04	22.22	4980.83	4140.53	1514.96	663.68	293294.66	9951557.76	0°26'16.9278"S	76°51'26.1434"W	0.92	-55.958	0.82	-1.01	1502.28	27.66	16.10	10.99	22.81
5370.00	24.31	21.26	5067.50	4227.19	1551.10	678.09	293299.05	9951568.78	0°26'16.5692"S	76°51'26.0013"W	0.50	1.22	0.28	-1.01	1541.18	28.32	16.40	11.15	22.79
5466.00	24.26	21.45	5155.01	4314.70	1587.77	692.47	293303.43	9951579.99	0°26'16.2044"S	76°51'25.8595"W	0.10	37.003	-0.05	0.20	1580.65	28.99	16.70	11.33	22.76
5562.00	24.57	22.01	5242.42	4402.11	1624.73	707.16	293307.91	9951591.22	0°26'15.8386"S	76°51'25.7146"W	0.40	36.147	0.32	0.58	1620.33	29.67	17.00	11.50	22.73
5657.00	24.65	22.15	5328.79	4488.49	1661.39	722.03	293312.44	9951602.40	0°26'15.4749"S	76°51'25.5679"W	0.10	-102.963	0.08	0.15	1658.89	30.34	17.30	11.68	22.72
5752.19	24.63	21.94	5415.31	4575.01	1698.18	736.93	293316.98	9951613.61	0°26'15.1099"S	76°51'25.4210"W	0.09	-102.775	-0.02	-0.22	1698.58	31.02	17.61	11.86	22.71
5754.00	24.63	21.94	5416.96	4576.65	1698.87	737.21	293317.07	9951613.82	0°26'15.1030"S	76°51'25.4182"W	0.09	-175.279	-0.02	-0.22	1700.33	31.03	17.61	11.86	22.71
5849.00	23.99	21.81	5503.54	4663.23	1735.17	751.78	293321.51	9951624.89	0°26'14.7428"S	76°51'25.2745"W	1.28	-179.803	-0.67	-0.14	1739.44	31.70	17.92	12.04	22.69
5943.00	22.86	21.80	5589.79	4749.48	1769.86	765.66	293325.74	9951635.46	0°26'14.3986"S	76°51'25.1376"W	0.60	105.546	-1.20	-0.01	1776.80	32.35	18.22	12.23	22.68
6037.00	22.81	22.27	5676.42	4836.11	1803.68	779.35	293329.92	9951645.77	0°26'14.0631"S	76°51'25.0026"W	0.20	135.994	-0.05	0.50	1813.28	32.98	18.53	12.41	22.67
6132.00	22.60	22.80	5764.06	4923.75	1837.55	793.40	293334.20	9951656.10	0°26'13.7270"S	76°51'24.8640"W	0.31	161.67	-0.22	0.56	1849.95	33.62	18.84	12.60	22.67
6227.00	22.19	23.16	5851.89	5011.59	1870.87	807.53	293338.51	9951666.25	0°26'13.3964"S	76°51'24.7246"W	0.46	165.957	-0.43	0.38	1886.14	34.26	19.15	12.78	22.68
6323.00	22.04	23.26	5940.83	5100.52	1904.08	821.77	293342.85	9951676.38	0°26'13.0668"S	76°51'24.5841"W	0.16	158.099	-0.16	0.10	1922.28	34.90	19.46	12.98	22.69
6418.00	21.45	23.91	6029.07	5188.76	1936.34	835.85	293347.14	9951686.21	0°26'12.7467"S	76°51'24.4433"W	0.67	-57.455	-0.62	0.68	1957.47	35.52	19.78	13.17	22.71
6514.00	21.58	23.36	6118.38	5278.07	1968.59	849.95	293351.44	9951696.05	0°26'12.4267"S	76°51'24.3061"W	0.25	-94.22	0.14	-0.57	1992.67				

8559.91	23.89	22.95	7989.17	7148.87	2736.49	1156.28	293444.82	9951930.13	0°26'4.8074"S	76°51'21.2849"W	0.36	86.456	0.02	0.89	2819.34	47.01	22.31	16.87	22.46	TENA
8581.00	23.89	23.14	8008.46	7168.15	2744.34	1159.63	293445.84	9951932.52	0°26'4.7294"S	76°51'21.2519"W	0.36	117.304	0.02	0.88	2827.88	47.06	22.32	16.91	22.46	
8693.00	23.74	23.87	8110.92	7270.62	2785.82	1177.66	293451.34	9951945.17	0°26'4.3179"S	76°51'21.0740"W	0.30	104.552	-0.13	0.65	2873.09	47.68	22.46	17.14	22.47	
8790.00	23.71	24.16	8199.72	7359.42	2821.47	1193.55	293456.18	9951956.03	0°26'3.9642"S	76°51'20.9174"W	0.12	60.223	-0.03	0.30	2912.11	48.21	22.59	17.34	22.49	
8885.00	23.74	24.29	8286.70	7446.39	2856.32	1209.23	293460.96	9951966.66	0°26'3.6183"S	76°51'20.7627"W	0.06	55.485	0.03	0.14	2950.31	48.74	22.72	17.55	22.51	
8980.00	23.88	24.79	8373.61	7533.30	2891.21	1225.16	293465.82	9951977.30	0°26'3.2722"S	76°51'20.6056"W	0.26	-80.238	0.15	0.53	2988.64	49.27	22.85	17.76	22.53	
9075.00	23.96	23.70	8460.45	7620.15	2926.33	1240.98	293470.64	9951988.00	0°26'2.9237"S	76°51'20.4496"W	0.47	-169.989	0.08	-1.15	3027.14	49.81	22.99	17.97	22.56	
9171.00	23.80	23.63	8548.23	7707.93	2961.92	1256.57	293475.39	9951998.85	0°26'2.5705"S	76°51'20.2958"W	0.17	-106.472	-0.17	-0.07	3065.99	50.35	23.13	18.18	22.57	
9269.00	23.41	19.94	8638.04	7797.73	2998.34	1271.14	293479.83	9952009.95	0°26'2.2092"S	76°51'20.1521"W	1.56	-176.834	-0.40	-3.77	3105.21	50.91	23.28	18.41	22.56	
9361.00	22.78	19.85	8722.66	7882.36	3032.28	1283.42	293483.58	9952020.30	0°26'1.8725"S	76°51'20.0310"W	0.69	98.84	-0.68	-0.10	3141.26	51.42	23.43	18.62	22.53	
9396.68	22.73	20.70	8755.57	7915.26	3045.22	1288.20	293485.04	9952024.24	0°26'1.7440"S	76°51'19.9838"W	0.93	98.056	-0.14	2.38	3155.05	51.78	23.53	18.72	22.53	BASAL TENA
9434.32	22.69	21.60	8790.29	7949.98	3058.77	1293.45	293486.63	9952028.38	0°26'1.6095"S	76°51'19.9321"W	0.93	97.226	-0.12	2.39	3169.58	51.88	23.57	18.80	22.52	NAPO
9456.00	22.66	22.12	8810.29	7969.99	3066.53	1296.56	293487.58	9952030.74	0°26'1.5326"S	76°51'19.9014"W	0.93	101.053	-0.11	2.40	3177.94	51.94	23.59	18.85	22.52	
9552.00	22.46	25.19	8898.95	8058.65	3100.26	1311.33	293492.08	9952041.02	0°26'1.1979"S	76°51'19.7557"W	1.24	127.454	-0.21	3.20	3214.75	52.47	23.75	19.08	22.53	
9647.00	21.89	27.23	8986.93	8146.62	3132.42	1327.15	293496.91	9952050.83	0°26'0.8788"S	76°51'19.5997"W	1.01	-59.888	-0.60	2.15	3250.52	52.99	23.91	19.31	22.57	
9675.05	21.91	27.16	9012.95	8172.65	3141.73	1331.93	293498.37	9952053.66	0°26'0.7864"S	76°51'19.5525"W	0.10	-59.825	0.05	-0.24	3260.95	53.33	24.01	19.39	22.60	CALIZA "M-1"
9742.00	21.94	27.00	9075.06	8234.75	3163.98	1343.31	293501.84	9952060.45	0°26'0.5656"S	76°51'19.4403"W	0.10	-99.554	0.05	-0.24	3285.86	53.51	24.08	19.55	22.61	
9837.00	21.89	26.17	9163.20	8322.89	3195.69	1359.18	293506.67	9952070.11	0°26'0.2510"S	76°51'19.2838"W	0.33	-98.549	-0.05	-0.87	3321.22	54.03	24.25	19.79	22.65	
9878.54	21.84	25.29	9201.75	8361.44	3209.63	1365.90	293508.72	9952074.36	0°26'0.1127"S	76°51'19.2176"W	0.79	-97.736	-0.11	-2.11	3336.67	54.40	24.37	19.90	22.67	CALIZA "M-2"
9926.69	21.80	24.27	9246.45	8406.14	3225.88	1373.40	293511.01	9952079.31	0°25'59.8515"S	76°51'19.1436"W	0.79	-96.788	-0.10	-2.12	3354.55	54.53	24.42	20.01	22.68	BASE CALIZA "M-2"
9932.00	21.79	24.16	9251.38	8411.07	3227.67	1374.21	293511.25	9952079.86	0°25'59.9337"S	76°51'19.1356"W	0.79	-81.573	-0.09	-2.12	3356.52	54.55	24.43	20.03	22.68	
10024.00	21.89	22.50	9336.78	8496.47	3259.10	1387.76	293515.38	9952089.44	0°25'59.6219"S	76°51'19.0020"W	0.68	-165.443	0.11	-1.80	3390.74	55.05	24.60	20.26	22.69	
10033.58	21.78	22.43	9345.67	8505.36	3262.39	1389.12	293515.80	9952090.45	0°25'59.5892"S	76°51'18.9885"W	1.03	-165.38	-1.00	-0.70	3394.30	55.36	24.70	20.28	22.68	CALIZA "A"
10128.00	20.85	21.74	9433.63	8593.32	3294.20	1402.04	293519.74	9952100.14	0°25'59.2736"S	76°51'18.8612"W	1.03	172.926	-1.00	-0.73	3428.63	55.57	24.69	20.54	22.68	
10128.35	20.85	21.74	9433.95	8593.65	3294.32	1402.08	293519.75	9952100.18	0°25'59.2724"S	76°51'18.8607"W	1.45	172.925	-1.44	0.50	3428.76	55.78	24.76	20.48	22.68	BASE CALIZA "A"
10157.57	20.42	21.89	9461.30	8620.99	3303.88	1405.91	293520.92	9952103.09	0°25'59.1776"S	76°51'18.8230"W	1.45	172.784	-1.44	0.51	3439.05	55.84	24.75	20.57	22.68	ARENISCA "U" SUPERIOR
10204.24	19.75	22.14	9505.13	8664.82	3318.74	1411.92	293522.75	9952107.62	0°25'59.0301"S	76°51'18.7637"W	1.45	172.548	-1.44	0.54	3455.08	55.94	24.74	20.71	22.67	ARENISCA "U" INFERIOR
10223.00	19.48	22.25	9522.80	8682.49	3324.57	1414.30	293523.47	9952109.40	0°25'58.9723"S	76°51'18.7402"W	1.45	179.927	-1.44	0.57	3461.38	55.98	24.73	20.77	22.67	
10254.37	18.73	22.25	9552.44	8712.14	3334.07	1418.18	293524.66	9952112.30	0°25'58.8780"S	76°51'18.7019"W	2.38	179.924	-2.38	0.01	3471.65	56.25	24.83	20.78	22.67	BASE ARENISCA "U" INFERIOR
10320.00	17.17	22.26	9614.87	8774.57	3352.79	1425.85	293526.99	9952118.00	0°25'58.6922"S	76°51'18.6263"W	2.38	-175.924	-2.38	0.01	3491.87	56.36	24.78	21.01	22.67	
10342.12	16.75	22.16	9636.03	8795.73	3358.77	1428.28	293527.74	9952119.82	0°25'58.6329"S	76°51'18.6023"W	1.92	-175.824	-1.92	-0.47	3498.33	56.58	24.88	21.01	22.66	CALIZA "B"
10358.43	16.43	22.08	9651.66	8811.36	3363.08	1430.04	293528.27	9952121.14	0°25'58.5901"S	76°51'18.5850"W	1.92	-175.746	-1.92	-0.49	3502.98	56.61	24.87	21.07	22.66	ARENISCA "T" SUPERIOR
10415.00	15.35	21.77	9706.07	8865.77	3377.45	1435.82	293530.04	9952125.52	0°25'58.4476"S	76°51'18.5279"W	1.92	178.808	-1.92	-0.54	3518.47	56.70	24.85	21.25	22.66	
10423.38	14.96	21.80	9714.16	8873.85	3379.48	1436.63	293530.28	9952126.14	0°25'58.4274"S	76°51'18.5199"W	4.62	178.778	-4.62	0.37	3520.66	56.88	25.07	21.15	22.67	ARENISCA "T" INFERIOR
10497.58	11.53	22.17	9786.37	8946.07	3395.25	1442.99	293532.22	9952130.95	0°25'58.2709"S	76°51'18.4572"W	4.62	178.422	-4.62	0.49	3537.66	56.97	24.94	21.45	22.66	BASE ARENISCA "T" INFERIOR
10510.00	10.96	22.25	9798.56	8958.25	3397.49	1443.91	293532.50	9952131.63	0°25'58.2487"S	76°51'18.4482"W	4.62	-175.487	-4.62	0.67	3540.09	56.98	24.92	21.50	22.66	
10603.59	6.99	19.67	9890.98	9050.68	3411.10	1449.20	293534.11	9952135.78	0°25'58.1137"S	76°51'18.3960"W	4.26	-172.936	-4.24	-2.76	3554.68	57.17	25.07	21.75	22.66	CALIZA "C"
10605.00	6.93	19.61	9892.38	9052.08	3411.26	1449.25	293534.13	9952135.83	0°25'58.1121"S	76°51'18.3955"W	4.26	159.88	-4.23	-4.34	3554.85	57.18	25.07	21.75	22.66	
10610.15	6.87	19.79	9897.49	9057.19	3411.84	1449.46	293534.19	9952136.00	0°25'58.1063"S	76°51'18.3934"W	1.21	159.702	-1.14	3.49	3555.47	57.26	25.21	21.75	22.67	ARENISCA HOLLIN SUPERIOR
10634.19	6.60	20.67	9921.37	9081.06	3414.48	1450.44	293534.49	9952136.81	0°25'58.0801"S	76°51'18.3838"W	1.21	158.827	-1.14	3.67	3558.28	57.28	25.20	21.82	22.66	BASE ARENISCA HOLLIN SUPERIOR
10638.99	6.54	20.86	9926.14	9085.83	3415.00	1450.63	293534.55	9952136.97	0°25'58.0750"S	76°51'18.3819"W	1.21	158.643	-1.13	3.85	3558.83	57.28	25.20	21.84	22.66	ARENISCA HOLLIN INFERIOR
10700.00	5.86	23.50	9986.79	9146.48	3421.10	1453.11	293535.31	9952138.83	0°25'58.0144"S	76°51'18.3574"W	1.21	-169.675	-1.12	4.33	3565.42	57.32	25.18	22.01	22.66	
10794.00	5.81	23.41	10080.30	9240.00	3429.87	1456.91	293536.47	9952141.50	0°25'57.9274"S	76°51'18.3199"W	0.05	-133.335	-0.05	-0.10	3574.98	57.45	25.22	22.27	22.66	
10847.00	5.80	23.30	10133.03	9292.72	3434.79	1459.04	293537.11	9952143.00	0°25'57.8786"S	76°51'18.2989"W	0.03	N/A	-0.02	-0.21	3580.34	57.53	25.25	22.42	22.66	PROFUNDIDAD TOTAL

Fuente: (Hughes, Reporte final servicio direccional pozo 1X, 2024)

Anexo E. Esquema mecánico pozo Sacha 267D



Fuente: (Guzmán Cabrera, 2021).

Anexo F. Registro de perforación sección 16” Pozo Sacha 267D

REGISTRO DE PERFORACIÓN							
Profundidad Medida (Pies)	Inclinación (°)	Azimut (°)	Profundidad Vertical (Pies)	Norte (m)	Este (m)	Sección Vertical (Pies)	Dogleg Rata (°/100')
0.00	0.00	0.00	0.00	9987993.14	292956.33	0.00	0.00
100.00	0.12	126.94	100.00	9987993.13	292956.35	-0.08	0.12
200.00	0.15	137.02	200.00	9987993.08	292956.41	-0.29	0.04
300.00	0.21	136.31	300.00	9987993.01	292956.47	-0.57	0.06
400.00	0.11	162.64	400.00	9987992.94	292956.52	-0.83	0.12
500.00	0.63	21.69	500.00	9987993.07	292956.59	-0.50	0.72
600.00	2.24	3.49	599.96	9987993.82	292956.69	1.76	1.65
700.00	3.96	2.79	699.81	9987995.46	292956.78	6.83	1.72
800.00	4.77	2.50	799.52	9987997.78	292956.88	13.98	0.81
900.00	6.18	3.47	899.06	9988000.68	292957.04	22.93	1.41
1000.00	7.44	3.49	998.36	9988004.29	292957.26	34.02	1.26
1100.00	8.98	1.22	1097.33	9988008.64	292957.43	47.47	1.57
1200.00	10.37	359.84	1195.90	9988013.76	292957.47	63.48	1.41
1253.00	10.99	359.36	1247.98	9988016.76	292957.45	72.88	1.18
1398.00	13.07	357.62	1389.84	9988025.89	292957.27	101.66	1.72
1494.00	14.64	349.65	1483.06	9988032.83	292956.47	124.20	2.57
1588.00	15.65	346.08	1573.79	9988040.15	292954.89	148.65	1.46
1682.00	16.72	344.45	1664.07	9988047.87	292952.85	174.82	1.24
1776.00	17.86	342.45	1753.82	9988056.03	292950.42	202.75	1.37
1963.00	19.82	342.29	1930.71	9988073.63	292944.81	263.36	0.89
2057.00	20.99	341.65	2018.82	9988083.13	292941.72	296.13	1.27
2150.00	22.13	341.76	2105.31	9988093.02	292938.45	330.30	1.23
2997.00	35.15	340.58	2844.15	9988211.46	292898.03	740.75	1.35
3091.00	36.65	340.86	2920.29	9988227.32	292892.49	795.83	1.61
3185.00	37.70	340.25	2995.19	9988243.65	292886.72	852.59	1.18
3937.00	47.49	342.67	3538.9	9988394.12	292839.42	1370.10	0.76
4031.00	47.07	342.29	3602.67	9988414.20	292833.09	1439.16	0.54
4126.00	46.37	341.94	3667.80	9988434.26	292826.61	1508.31	0.78
4219.00	45.73	341.42	3732.35	9988453.63	292820.20	1575.26	0.80
4313.00	47.27	342.13	3797.05	9988473.37	292813.70	1643.43	1.73
4972.00	46.53	341.54	4248.01	9988612.80	292768.87	2123.92	0.67
5065.00	45.52	340.53	4312.59	9988632.09	292762.24	2190.82	1.34
5159.00	46.53	342.36	4377.86	9988651.64	292755.68	2258.44	1.77
5913.00	45.72	341.96	4902.21	9988809.34	292706.71	2800.21	0.95
6007.00	46.75	343.24	4967.23	9988829.09	292700.52	2868.10	1.47
6101.00	45.96	344.16	5032.11	9988848.98	292694.70	2936.11	1.10
6665.00	48.44	344.81	5423.80	9988967.87	292660.66	3341.72	2.33
6759.00	48.71	344.77	5486.00	9988988.60	292655.02	3412.15	0.29
6853.00	48.61	345.00	5548.08	9989009.37	292649.41	3482.68	0.21
6947.00	48.63	345.16	5610.22	9989030.14	292643.88	3553.15	0.13
7041.00	48.26	344.94	5672.58	9989050.85	292638.35	3623.43	0.43
7135.00	46.90	343.60	5735.99	9989071.21	292632.61	3692.80	1.79

Fuente: (Guzmán Cabrera, 2021).

Anexo G. Registro de perforación sección 12 ¼” Pozo Sacha 267D

REGISTRO DE PERFORACIÓN							
Profundidad Medida (Pies)	Inclinación (°)	Azimut (°)	Profundidad Vertical (Pies)	Norte (m)	Este (m)	Sección Vertical (Pies)	Dogleg Rata (°/100')
7321.00	47.06	343.01	5862.89	9989110.91	292620.71	3828.77	0.25
7414.00	47.58	343.18	5925.93	9989130.85	292614.65	3897.14	0.58
7508.00	46.62	342.47	5989.92	9989150.90	292608.45	3966.00	1.16
7602.00	45.88	342.10	6054.92	9989170.62	292602.15	4033.90	0.84
7696.00	46.01	342.00	6120.28	9989190.21	292595.81	4101.45	0.16
7791.00	45.73	342.22	6186.43	9989209.99	292589.42	4169.63	0.34
7884.00	45.55	342.58	6251.45	9989229.30	292583.30	4236.12	0.34
7978.00	45.55	342.86	6317.28	9989248.83	292577.22	4303.23	0.21
8072.00	45.75	343.16	6382.99	9989268.43	292571.23	4370.44	0.31
8165.00	44.95	341.85	6448.35	9989287.66	292565.17	4436.60	1.32
8259.00	44.78	341.52	6514.97	9989306.85	292558.82	4502.90	0.31
8353.00	45.11	341.94	6581.50	9989326.07	292552.48	4569.29	0.47
8447.00	45.16	342.81	6647.82	9989345.42	292546.33	4635.92	0.66
8540.00	45.13	343.16	6713.41	9989364.64	292540.45	4701.84	0.27
8633.00	45.89	342.41	6778.58	9989383.95	292534.46	4768.18	1.00
8728.00	45.73	341.64	6844.80	9989403.70	292528.06	4836.30	0.61
8821.00	46.25	341.81	6909.42	9989423.06	292521.66	4903.17	0.57
8915.00	46.4	342.31	6974.33	9989442.77	292515.28	4971.16	0.42
9009.00	46.33	342.66	7039.20	9989462.55	292509.04	5039.19	0.28
9103.00	46.62	342.87	7103.93	9989482.39	292502.88	5107.34	0.35
9197.00	46.28	341.74	7168.70	9989502.17	292496.57	5175.47	0.94
9291.00	46.08	341.65	7233.78	9989521.80	292490.08	5243.28	0.22
9386.00	46.11	342.14	7299.66	9989541.63	292483.60	5311.72	0.37
9480.00	45.59	342.13	7365.14	9989561.19	292477.29	5379.16	0.55
9574.00	45.87	341.70	7430.75	9989580.70	292470.92	5446.47	0.44
9669.00	45.80	341.25	7496.94	9989600.39	292464.32	5514.60	0.35
9763.00	45.94	341.79	7562.39	9989619.90	292457.80	5582.05	0.44
9856.00	45.19	343.12	7627.50	9989639.19	292451.70	5648.45	1.30
9950.00	43.85	343.52	7694.53	9989658.44	292445.93	5714.36	1.46
10043.00	43.02	343.92	7762.06	9989677.14	292440.47	5778.29	0.94
10137.00	43.19	343.56	7830.69	9989695.94	292434.99	5842.51	0.32
10231.00	43.93	342.39	7898.80	9989714.82	292429.21	5907.28	1.16
10324.00	44.51	340.64	7965.46	9989733.56	292422.94	5972.12	1.45
10418.00	45.71	339.44	8031.80	9989752.64	292416.01	6038.64	1.56
10512.00	45.27	339.07	8097.69	9989771.75	292408.77	6105.55	0.55
10606.00	45.23	339.55	8163.87	9989790.78	292401.58	6172.19	0.37
10741.00	46.14	340.24	8230.24	9989810.24	292394.46	6240.08	1.09

Anexo H. Registro de perforación sección 8 ½” Pozo Sacha 267D

REGISTRO DE PERFORACIÓN							
Profundidad Medida (Pies)	Inclinación (°)	Azimut (°)	Profundidad Vertical (Pies)	Norte (m)	Este (m)	Sección Vertical (Pies)	Dogleg Rata (°/100')
10794.00	46.62	341.13	8294.40	9989829.60	292387.67	6307.36	0.86
10887.00	47.39	341.87	8357.82	9989849.27	292381.10	6375.37	1.01
10982.00	48.38	342.24	8421.53	9989869.70	292374.48	6445.83	1.08
11076.00	48.85	342.55	8483.67	9989890.19	292367.98	6516.36	0.56
11170.00	49.33	342.78	8545.23	9989910.86	292361.53	6587.40	0.54
11263.00	49.63	342.98	8605.65	9989931.45	292355.18	6658.09	0.36
11357.00	50.20	343.52	8666.18	9989952.44	292348.87	6730.01	0.75
11451.00	49.34	343.68	8726.89	9989973.43	292342.69	6801.76	0.92
11544.00	48.65	343.53	8787.91	9989993.95	292336.65	6871.94	0.75
11638.00	49.51	343.66	8849.48	9990014.72	292330.54	6942.96	0.92
11678.00	49.67	343.81	8875.41	9990023.63	292327.94	6973.41	0.49
11843.00	47.80	342.87	8984.23	9990059.84	292317.11	7097.42	1.21
11936.00	46.00	341.89	9047.77	9990079.57	292310.84	7165.32	2.08
12030.00	43.96	340.78	9114.26	9990098.76	292304.37	7231.74	2.33
12124.00	41.47	339.74	9183.32	9990117.05	292297.81	7295.44	2.75
12217.00	38.40	338.52	9254.63	9990134.05	292291.33	7355.01	3.41
12311.00	34.45	337.33	9330.25	9990149.81	292284.95	7410.62	4.27
12405.00	34.06	339.97	9407.95	9990164.83	292279.07	7463.38	1.63
12499.00	30.89	339.90	9487.24	9990179.28	292273.80	7513.79	3.37
12593.00	31.85	340.46	9567.50	9990193.31	292268.74	7562.67	1.07
12687.00	29.37	340.39	9648.39	9990207.06	292263.85	7610.50	2.64
12780.00	28.78	339.94	9729.67	9990220.01	292259.18	7655.64	0.68
12874.00	30.76	341.55	9811.26	9990233.44	292254.50	7702.28	2.27
12969.00	31.42	342.43	9892.62	9990247.66	292249.87	7751.34	0.84
13063.00	31.76	343.05	9972.69	9990262.00	292245.42	7800.58	0.50
13156.00	29.41	342.48	10052.70	9990275.77	292241.15	7847.89	2.55
13250.00	25.69	341.83	10136.10	9990288.38	292237.09	7891.36	3.97
13309.00	24.26	341.27	10193.20	9990296.08	292234.53	7917.95	2.30

Fuente: (Guzmán Cabrera, 2021).