



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

TEMA:

**“ANÁLISIS COMPARATIVO DEL DISEÑO OPERACIONAL DE
PERFORACION DE DOS POZOS DIRECCIONALES DEL CAMPO
SACHA DEL ORIENTE ECUATORIANO”**

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

AUTOR:

JEAN PIERRE BAZÁN SUÁREZ

TUTOR:

ING. CARLOS ALBERTO PORTILLA LAZO, MSc.

LA LIBERTAD, ECUADOR

2025

UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA

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

TEMA:

**“ANÁLISIS COMPARATIVO DEL DISEÑO OPERACIONAL DE
PERFORACION DE DOS POZOS DIRECCIONALES DEL CAMPO
SACHA DEL ORIENTE ECUATORIANO”**

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

AUTOR:

JEAN PIERRE BAZÁN SUÁREZ

TUTOR:

ING. CARLOS ALBERTO PORTILLA LAZO, MSc.

LA LIBERTAD – ECUADOR

2025

UPSE

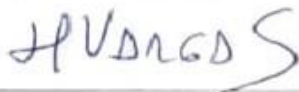
TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN



Ing. Marllelis Gutiérrez H, PhD.
DIRECTORA DE CARRERA



Ing. Carlos Portilla Lazo, MSc.
DOCENTE TUTOR



Ing. Xavier Vargas Gutiérrez, MSc
DOCENTE ESPECIALISTA



Ing. Carlos Malavé Carrera, MSc.
DOCENTE GUIA DE LA UIC



Ing. David Vega González
SECRETARIO DEL TRIBUNAL

DEDICATORIA

A mis queridos padres, Paulo Bazán y Paola Suárez, mis pilares fundamentales y guías incondicionales a lo largo de mi vida. Todo lo que he logrado y lo que soy se lo debo a ustedes. Me han entregado tanto amor, apoyo y fortaleza, que no existen palabras suficientes para expresar mi gratitud. Este logro es, sin duda, también suyo.

A mis maestros, quienes a lo largo de esta carrera compartieron generosamente sus conocimientos, experiencias y consejos. Su dedicación y vocación dejaron una huella profunda en mi formación, enseñándome que todo esfuerzo tiene su recompensa. Gracias por ser parte esencial de este camino

Por último, pero no menos importante a mi gato Trevor, mi fiel compañero de desvelo, por estar siempre a mi lado, dormir sobre mis apuntes y recordarme la importancia de descansar.

Jean Pierre Bazán Suárez

CARTIFICADO DE ANTIPLAGIO

En calidad de tutor del trabajo de investigación para titulación del tema “ANALISIS COMPARATIVO DEL DISEÑO OPERACIONAL DE PERFORACION DE DOS POZOS DIRECCIONALES DEL CAMPO SACHA DEL ORIENTE ECUATORIANO” elaborado por el estudiante **BAZÁN SUÁREZ JEAN PIERRE**, egresado de la carrera de Petróleos, de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, me permito declarar que una vez analizado en el sistema anti plagio **COMPILATIO**, luego de haber cumplido con los requerimientos exigidos de valoración, la presente tesis, se encuentra con un 9% de la valoración permitida.

The screenshot shows the COMPILATIO plagiarism report for the document 'TESIS FINAL JEAN PIERRE'. The report indicates a 9% similarity score, categorized as 'Textos sospechosos'. It also shows 0% similarities between sources, 0% unrecognized languages, and 23% text potentially generated by AI (ignored). Metadata includes the document name, ID, original size, depositor (CARLOS ALBERTO PORTILLA LAZO), deposit date (25/6/2025), type (interface), and analysis date (25/6/2025). Word and character counts are also provided.

Nombre del documento: TESIS FINAL JEAN PIERRE.docx ID del documento: e962abc79665d4636d5e857e7e923f602aecd67 Tamaño del documento original: 167,67 kb	Depositante: CARLOS ALBERTO PORTILLA LAZO Fecha de depósito: 25/6/2025 Tipo de carga: interface Fecha de fin de análisis: 25/6/2025	Número de palabras: 20.997 Número de caracteres: 125.899
---	--	---

FIRMA DEL TUTOR



Firmado electrónicamente por:
**CARLOS ALBERTO
PORTILLA LAZO**

Carlos Portilla Lazo, MSc.

C.I.: 0913412367

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Yo, Jean Pierre Bazán, declaro bajo juramento que el presente trabajo de titulación denominado **“ANÁLISIS COMPARATIVO DEL DISEÑO OPERACIONAL DE PERFORACIÓN DE DOS POZOS DIRECCIONALES DEL CAMPO SACHA DEL ORIENTE ECUATORIANO”**, no tiene antecedentes de haber sido elaborado en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, Carrera de Ingeniería en Petróleos, lo cual es un trabajo exclusivamente inédito y perteneciente de mi autoría.

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

Atentamente,



JEAN PIERRE BAZÁN

AUTOR DE TESIS

CI. 0929019172

CERTIFICACIÓN DEL TUTOR

Ing. Carlos Portilla Lazo, Mg.

TUTOR DE PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

Universidad Estatal Península de Santa Elena

En mi calidad de Tutor del presente trabajo “ **ANÁLISIS COMPARATIVO DEL DISEÑO DE OPERACIONAL DE DOS POZOS DIRECCIONALES DEL CAMPO SACHA DEL ORIENTE ECUATORIANO**”, previo a la obtención del Título de Ingeniero en Petróleos el Sr. Jean Pierre Bazán-, egresados 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, lo apruebo en todas sus partes.

FIRMA DEL TUTOR



Ing. Carlos Portilla Lazo, MSc.

C.I.: 0913412367

CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA

La Libertad, 15 de junio de 2025

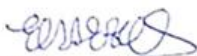
CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA

Yo, Elsa Esmeralda Del Pezo Reyes, Master de escritura creativa en español, con cédula de ciudadanía 0910001007, certifico haber revisado el trabajo de integración curricular titulado "Análisis comparativo del diseño operacional de perforación de dos pozos direccionales del campo Sacha del oriente ecuatoriano", elaborado por **Jean Pierre Bazán**, como requisito para optar al título de **Ingeniero en Petróleo** en la facultad de **Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Estatal Península de Santa Elena**.

En el contexto general el mencionado trabajo satisface los requisitos de redacción, estilo y ortografía para el uso del idioma español

La presente certificación se otorga para los fines académicos pertinentes, en la ciudad de La Libertad, a los quince días del mes de junio de dos mil veinticinco.

Atentamente



Elsa Esmeralda Del Pezo Reyes
"MAGISTER DE ESCRITURA CREATIVA EN ESPAÑOL"
Número de cédula: 0910001007
Número de celular: 0963908010
Número de registro de SENESCYT: 7241181623

AGRADECIMIENTOS

Agradezco, en primer lugar, a Dios, por haber guiado cada paso de mi vida, por protegerme y brindarme fortaleza en los momentos difíciles, alejándome de lo negativo y acercándome siempre a lo correcto.

A mis amigos, quienes me acompañaron incondicionalmente durante este camino académico, les expreso mi sincero agradecimiento por su constante apoyo, por compartir sus conocimientos y por estar presentes tanto en los buenos como en los momentos más desafiantes.

Extiendo también mi gratitud a la empresa Petroecuador por haber proporcionado información valiosa y oportuna, fundamental para la elaboración de este estudio.

Finalmente, agradezco de manera especial a mi tutor de tesis, el Ing. Carlos Portilla, por su orientación, paciencia y compromiso. Su guía no solo enriqueció este trabajo, sino que también fue una fuente de motivación constante. Su calidad humana y profesionalismo fueron pilares esenciales para la culminación de esta etapa.

Jean Pierre Bazán Suárez

ÍNDICE

DEDICATORIA	iv
DECLARACIÓN DE AUTORÍA	vi
CERTIFICACIÓN DEL TUTOR.....	vii
CERTIFICADO DE GRAMATOLOGIA	vii
AGRADECIMIENTOS	ix
CAPITULO I: INTRODUCCIÓN.....	18
1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	18
1.2. JUSTIFICACIÓN	18
1.3. ANTECEDENTES	19
1.4. HIPÓTESIS DEL TRABAJO	21
1.5. OBJETIVOS	21
1.5.1. Objetivo general.....	21
1.5.2. Objetivos específicos.....	21
1.6. ALCANCE.....	22
1.7. DESCRIPCIÓN DEL CAMPO SACHA	22
1.7.1. Geología del Campo Sacha.....	22
1.7.2. Estructura del Campo Sacha.....	23
1.7.3. Estratigrafía del Campo Sacha.....	24
1.7.4. Estructura del Campo Sacha.....	27
1.7.5. Descripción de los Yacimientos del Campo Sacha	29
1.7.6. Producción.....	30
1.7.7. Estado actual.....	30

1.7.7. Número de pozos activos.....	31
1.7.7. Producción diaria.....	31
1.7.7. Reservas estimadas y tipo de crudo	31
1.7.7. Comparación histórica y tendencias	31
1.7.8. Proyecto de concesión actual (2025).....	31
CAPITULO II: MARCO TEÓRICO.....	33
2.1. POZO PETROLERO	33
2.1.1. Partes básicas de un pozo petrolero	33
2.1.2. Usos principales.....	34
2.1.3. Ingeniería de perforación de pozos exploratorios petroleros	34
2.1.4. Ingeniería de perforación de pozos de evaluación.....	35
2.1.5. Ingeniería de perforación de pozos petroleros de desarrollo	35
2.2. CLASIFICACIÓN DE POZOS PETROLEROS	35
2.2.1. Pozos verticales	36
CAPITULO III: METODOLOGÍA	54
3.1. CONTEXTO DE LA INVESTIGACIÓN.....	54
3.2. DISEÑO Y ALCANCE DE LA INVESTIGACIÓN	55
3.2.1. Diseño de la investigación	55
3.2.2. Alcance de la investigación.....	55
3.3. TIPO Y MÉTODOS DE INVESTIGACIÓN.....	56
3.3.1. Tipo de investigación	56
3.3.2. Métodos de investigación	57
3.4. POBLACIÓN Y MUESTRA	57
3.4.1. Población	57

3.4.2. Muestra	58
3.4.3. VARIABLES.....	58
3.4.4. Variable dependiente.....	58
3.4.5. Variables independientes.....	58
3.5. TÉCNICAS Y MÉTODOS DE RECOLECCIÓN DE DATOS	59
3.5.1. Técnicas empleadas	60
3.5.2. Fuentes de información.....	60
3.6. PROCESAMIENTO DE LA EVALUACIÓN: VALIDEZ Y CONFIABILIDAD DE LOS INSTRUMENTOS APLICADOS PARA EL LEVANTAMIENTO DE INFORMACIÓN	61
3.6.1. Validez de los instrumentos.....	61
3.6.2. Confiabilidad de los instrumentos	62
CAPITULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS	63
4.1. DISEÑO DEL ESQUEMA MECÁNICO DE LOS POZOS	63
4.1.1. Pozo Sacha 361 D.	63
4.1.2. Pozo Sacha 362 D	65
4.2. FLUIDOS DE PERFORACIÓN.....	68
4.2.1. Pozo Sacha 361 D	68
4.2.2. Pozo Sacha 362 D	74
4.3. DISEÑO OPERACIONAL POR SECCIONES.....	81
4.3.1. Pozo 362 D	81
4.4. CURVA DE TIEMPO VS PROFUNDIDAD	98
4.4.1. Pozo Sacha 362 D.	98
4.4.2. Pozo Sacha 361 D.	99
4.4.3. Analisis Comparativo de los resultados	101
4.4.3. Ejecución y continuidad operativa.....	101

4.4.3.	Desempeño de brocas y motores	101
4.4.3.	Control hidráulico y estabilidad del pozo.....	101
4.4.3.	Cementaciones y corrida de revestidores	102
4.4.3.	Tiempo total de perforación y eficiencia	102
CAPITULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....		104
5.1.	CONCLUSIONES	104
5.2.	RECOMENDACIONES	107
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS		109
ANEXOS		115

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Mapa estructural de la base de la Caliza A.....	23
Figura 2. Ubicación geográfica del Campo Sacha.....	27
Figura 3. Estructura del Campo Sacha.....	28
Figura 4. Árbol de Navidad y Cabezal de pozo.....	34
Figura 5. Pozo Vertical.....	36
Figura 6. Pozo Horizontal.....	37
Figura 7. Pozo desviado.....	38
Figura 8. Pozos Multilaterales.....	40
Figura 9. Planificación de la perforación de un pozo de petróleo.....	41
Figura 10. Etapas de la perforación.....	42
Figura 11. Terminación del pozo.....	44
Figura 12. Producción del pozo.....	51
Figura 13. Esquema mecánico final del pozo 361 D.....	65
Figura 14. Esquema mecánico final del pozo 362 D.....	66
Figura 15. Curva tiempo vs profundidad del pozo Sacha 362 D.....	99
Figura 16. Curva tiempo vs profundidad pozo Sacha 361 D.....	100
Figura 17. Comparación de tiempos de perforación de los pozos Sacha 361 D y 362D...	103

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Niveles de clasificación de pozos multilaterales	39
Tabla 2. Perforación sección 16 pulgadas-Pozo Sacha 361D.....	68
Tabla 3. Perforación sección 12 ¼” pulgadas-Pozo Sacha 361D	70
Tabla 4. Perforación sección 8 ½” pulgadas-Pozo Sacha 361D	72
Tabla 5. Perforación sección 16 pulgadas-Pozo Sacha 362D.....	74
Tabla 6. Perforación sección 12 ¼” pulgadas-Pozo Sacha 362D	77
Tabla 7. Perforación sección 8 ½” pulgadas-Pozo Sacha 362D	79
Tabla 8. Desviación de la sección 16” pozo Sacha 362D	81
Tabla 9. Detalle operacional pozo Sacha 362D sección de 16”	82
Tabla 10. Caudales y presiones pozo Sacha 362D sección 12 ¼”	85
Tabla 11. Detalle operacional pozo Sacha 362D sección de 12 ¼”	85
Tabla 12. Caudales y presiones pozo Sacha 362D sección 8 ½”	87
Tabla 13. Detalle operacional pozo Sacha 362D sección de 8 ½”	87
Tabla 14. Desviación de la sección 16” pozo Sacha 361D	90
Tabla 15. Detalle operacional pozo Sacha 361D sección de 16”	90
Tabla 16. Caudales y presiones pozo Sacha 361D sección 12 ¼”	92
Tabla 17. Detalle operacional pozo Sacha 361D sección de 12 ¼”	93
Tabla 18. Lecturas presión y profundidad de la sección 8 ½” pozo Sacha 361D	95
Tabla 19. Detalle operacional pozo Sacha 361D sección de 8 ½”	96

“ANÁLISIS COMPARATIVO DEL DISEÑO OPERACIONAL DE PERFORACION DE DOS POZOS DIRECCIONALES DEL CAMPO SACHA DEL ORIENTE ECUATORIANO”

AUTOR: Jean Pierre Bazán Suárez

TUTOR: Ing. Portilla Lazo Carlos, Msc.

RESUMEN

La presente investigación realiza un análisis comparativo del diseño de trayectorias direccionales y parámetros de perforación en dos pozos del Campo Sacha, ubicado en la Cuenca Oriente del Ecuador. El objetivo principal fue evaluar el desempeño técnico de estos pozos mediante la revisión de esquemas mecánicos, características geológicas, propiedades de los fluidos de perforación y curvas operacionales, con el fin de identificar buenas prácticas y formular recomendaciones que optimicen futuros proyectos en campos estructuralmente complejos. La metodología consistió en el estudio detallado de planos direccionales, reportes técnicos, curvas de tiempo vs profundidad y registros operativos de perforación. Se analizaron variables como tipo de trayectoria, punto de desviación (KOP), tasa de penetración (ROP), parámetros hidráulicos y composición del lodo. Asimismo, se revisó la geología local, caracterizada por un anticlinal asimétrico segmentado por fallas norte-sur y transversales, que influye directamente en el diseño de pozos y comportamiento de los yacimientos. Los resultados evidenciaron diferencias técnicas significativas entre ambos pozos, especialmente en la eficiencia de perforación, estabilidad de las paredes del pozo y tiempos no productivos. Uno de los pozos presentó mejor desempeño operativo gracias al uso de lodos inhibidos, control direccional más eficiente y selección adecuada de herramientas de fondo. También se identificaron zonas críticas de inestabilidad geomecánica relacionadas con litologías arcillosas en las formaciones Napo y Tena. Se concluye que la integración de datos geológicos, operacionales y direccionales permite optimizar el diseño y ejecución de pozos en el Campo Sacha. La sistematización de buenas prácticas contribuye a reducir riesgos operacionales y mejorar la productividad, siendo especialmente útil para campos maduros con estructuras compartimentadas.

PALABRAS CLAVE: *Diseño operacional, pozos direccionales, análisis comparativo.*

“COMPARATIVE ANALYSIS OF THE OPERATIONAL DRILLING DESIGN OF TWO DIRECTIONAL WELLS IN THE SACHA FIELD IN EASTERN ECUADOR”

AUTOR: Jean Pierre Bazán Suárez

TUTOR: Ing. Portilla Lazo Carlos, Msc.

ABSTRACT

This research presents a comparative analysis of directional trajectory design and drilling parameters in two wells from Sacha Field, located in Ecuador's Oriente Basin. The main objective was to evaluate the technical performance of these wells by reviewing mechanical schemes, geological characteristics, drilling fluid properties, and operational curves, in order to identify best practices and propose recommendations for optimizing future projects in structurally complex fields. The methodology involved a detailed study of directional plans, technical reports, time vs depth curves, and operational drilling records. Variables such as trajectory type, kickoff point (KOP), rate of penetration (ROP), hydraulic parameters, and mud composition were analyzed. Additionally, the local geology was reviewed, characterized by an asymmetric anticline segmented by north-south and oblique faults, which directly influence well design and reservoir behavior. The results revealed significant technical differences between the two wells, particularly in drilling efficiency, wellbore stability, and non-productive time (NPT). One of the wells showed superior operational performance due to the use of inhibitive muds, more efficient directional control, and optimal bottom-hole assembly selection. Critical geomechanical instability zones were also identified, mainly associated with clay-rich lithologies in the Napo and Tena formations. It is concluded that the integration of geological, operational, and directional data allows for the optimization of well design and execution in Sacha Field. Systematizing best practices contributes to reducing operational risks and improving productivity, especially in mature fields with compartmentalized structures.

KEYWORDS: *Operational design, directional wells, comparative analysis*

CAPITULO I: INTRODUCCIÓN

1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

En la industria petrolera, la perforación de pozos direccionales representa un proceso técnico complejo que conlleva una serie de riesgos y desafíos operacionales. En campos maduros como Sacha, ubicado en la región amazónica del Ecuador, se ha identificado que los problemas recurrentes durante la perforación —como inestabilidad del pozo, pérdida de circulación, atascamientos de tubería, entre otros— generan retrasos, aumentan los costos y comprometen la eficiencia operativa (Mayorga et al., 2022).

Esta investigación surge a partir de la necesidad de comprender en profundidad las diferencias operacionales entre dos pozos direccionales perforados en dicho campo, los cuales, a pesar de estar ubicados en una misma zona geográfica, presentaron variaciones en su desempeño técnico. La falta de un análisis comparativo detallado sobre estos procesos impide capitalizar el conocimiento operativo acumulado, lo que limita la posibilidad de mejorar la planificación y ejecución de futuras perforaciones (Ramírez Escalante, 2023).

En este contexto, el presente estudio tiene como finalidad identificar y analizar los principales factores que influyen en la aparición de problemas operativos durante la perforación, a través de la comparación de datos técnicos, condiciones del subsuelo y decisiones operativas tomadas en cada pozo. De este modo, se busca generar información relevante que permita optimizar las estrategias de perforación, reducir riesgos y contribuir a la toma de decisiones más eficientes en futuras intervenciones del Campo Sacha o en campos con características similares.

La utilidad futura de esta investigación radica en proporcionar una base técnica y metodológica que facilite la mejora continua de las operaciones de perforación direccional en el país, promoviendo prácticas más seguras, eficientes y rentables en la industria petrolera nacional.

1.2. JUSTIFICACIÓN

La perforación de pozos direccionales en campos maduros como el Campo Sacha,

uno de los activos más productivos de Ecuador, representa un reto técnico-operacional que requiere un conocimiento profundo de las condiciones del subsuelo, así como de los parámetros críticos involucrados en cada etapa del proceso. Los errores o decisiones inadecuadas durante la planificación o ejecución de estas operaciones pueden ocasionar problemas como pérdida de circulación, atrapamiento de tubería, desviaciones no deseadas, entre otros, que afectan negativamente la eficiencia, seguridad y rentabilidad del proyecto (Granja Merino, 2013).

Ante esta realidad, la presente investigación cobra relevancia al proponer un análisis comparativo de dos pozos direccionales perforados en el Campo Sacha, con el fin de identificar las variables operativas más influyentes en la aparición de problemas durante la perforación. Esta comparación permitirá generar un aprendizaje basado en la experiencia real de campo, a partir de la revisión y análisis de datos históricos, condiciones geológicas y decisiones operativas adoptadas.

El valor de este estudio radica en que sus resultados podrán servir como referencia técnica para futuros proyectos de perforación en el mismo campo u otros con características geológicas similares, permitiendo mejorar la toma de decisiones, optimizar recursos y minimizar riesgos. Además, esta tesis contribuye al fortalecimiento del conocimiento local en ingeniería de perforación, brindando insumos valiosos para la formación de profesionales y para el diseño de estrategias operativas más eficientes en el contexto de la industria petrolera ecuatoriana.

En resumen, esta investigación no solo responde a una necesidad práctica del sector, sino que también aporta conocimiento técnico que puede ser utilizado por operadoras, empresas de servicios y entidades reguladoras para mejorar el desempeño de las operaciones de perforación direccional en el país.

1.3. ANTECEDENTES

La perforación de pozos direccionales en el campo Sacha ha sido objeto de múltiples estudios técnicos, académicos y operacionales, orientados a optimizar su eficiencia, reducir los riesgos asociados y mejorar la toma de decisiones en campo (Tapia, 2025).

Uno de los primeros antecedentes relevantes es el trabajo de Rey Márquez (2004), quien desarrolló un diseño detallado de trayectoria direccional para un pozo en el campo

Sacha, abordando los ángulos críticos y el comportamiento esperable del ensamblaje de fondo (BHA) (Rey Márquez, 2004), en función de las propiedades geológicas de la zona. Posteriormente, investigaciones como la de Gallegos Mazza (2013) y Arcos & Suárez (2015) profundizaron en el análisis y optimización de ensamblajes con motor de fondo para pozos tipo J y S, encontrando que ajustes en la configuración del BHA, así como la elección adecuada del motor y estabilizadores, pueden reducir significativamente los tiempos de perforación (Arcos Logroño & Suárez Aguilar, 2015; Gallegos Mazza, 2013).

En la misma línea, Mayalica Dalgo (2013) propuso mejoras técnicas en fluidos, trayectoria y parámetros operacionales para aumentar la eficiencia y reducir los costos de perforación de pozos direccionales. Este tipo de estudios fue complementado por Chanaatásig (2016), quien analizó las fallas más comunes durante la perforación (como stuck pipe o pérdidas severas de circulación), proponiendo estrategias correctivas desde el diseño hasta la ejecución (Mayalica Dalgo, 2013).

Más recientemente, Franco y De la Rosa (2023) realizaron un análisis comparativo de las trayectorias de los pozos horizontales SAKO-15 y SAKO-24 en el campo Sacha, evaluando además el desempeño de un fluido de perforación a base de agua en distintos segmentos del pozo. El estudio se centró en los desafíos operativos y riesgos potenciales relacionados con la perforación horizontal, destacando la importancia de implementar tecnologías y métodos innovadores para reducir los imprevistos y mejorar la eficiencia operativa (Franco Gonzabay & De La Rosa Liriano, 2023).

Asimismo, Briones y Lucín (2022) desarrollaron un análisis técnico-económico comparativo entre dos pozos direccionales con trayectorias tipo S y J en el noreste de la cuenca oriental, incluyendo el campo Sacha. Su investigación identificó cómo la complejidad del recorrido direccional y las variaciones litológicas afectan los tiempos de inactividad y los costos, pero también cómo la experiencia adquirida puede servir como referencia para futuras perforaciones en la región (Briones Sánchez & Lucín Cortez, 2022).

Por su parte, González y Gualinga (2015) realizaron un estudio comparativo entre las operaciones de perforación en los campos Auca, Sacha y Shushufindi, centrándose en las estructuras litológicas y geológicas que inciden directamente en el diseño y ejecución del proceso de perforación. El trabajo resalta la importancia de conocer a profundidad las propiedades físicas y texturales de las arenas productivas predominantes, lo cual es esencial para optimizar el tiempo, los recursos y la vida útil de los componentes del BHA

(González Silva & Gutiérrez Velásquez, 2015).

En conjunto, estos antecedentes evidencian una evolución constante en las prácticas de perforación direccional en el campo Sacha, donde el enfoque ha migrado desde lo puramente técnico hacia una visión integral que considera la geología, el diseño direccional, el comportamiento de los fluidos y los aspectos económicos y operacionales.

1.4. HIPÓTESIS DEL TRABAJO

El análisis comparativo del diseño operacional de perforación de dos pozos direccionales en el Campo Sacha permitirá identificar diferencias significativas en los parámetros técnicos y operativos utilizados, cuya optimización podría mejorar la eficiencia, reducir problemas recurrentes y disminuir los costos asociados a futuras perforaciones en el campo.

1.5. OBJETIVOS

1.5.1. Objetivo general.

Analizar comparativamente el diseño operacional de perforación empleado en dos pozos direccionales del Campo Sacha, con el fin de identificar diferencias técnicas, desafíos operativos y oportunidades de optimización en cada uno.

1.5.2. Objetivos específicos.

1. Comparar los esquemas mecánicos y trayectorias direccionales de los pozos seleccionados y el impacto en la estabilidad del pozo y eficiencia de perforación.
2. Analizar el desempeño de los fluidos de perforación de acuerdo con los parámetros operacionales aplicados en cada sección.
3. Evaluar las curvas de tiempo vs profundidad de ambos pozos a partir de las variaciones en la velocidad de perforación, tiempos no productivos y eventos críticos.
4. Identificar buenas prácticas y oportunidades de mejora técnica para futuras perforaciones direccionales en el Campo Sacha.

1.6. ALCANCE

El presente estudio se centra en el análisis comparativo del diseño operacional de perforación de dos pozos direccionales ubicados en el Campo Sacha, en la región amazónica del Ecuador. El análisis incluye la evaluación de parámetros técnicos como trayectorias planificadas y reales, selección de diámetros de tuberías, configuración de sarta, tipos de fluidos de perforación, velocidades de penetración, problemas operacionales reportados y tiempos de ejecución.

El estudio se limita a los datos disponibles correspondientes a las fases de perforación de hoyo conductor, superficie, intermedio y producción de ambos pozos, sin considerar etapas posteriores como completación o producción. La comparación se realiza con base en información técnica proporcionada por reportes operativos, bitácoras de perforación y planos de ingeniería.

Este trabajo no busca establecer un modelo general aplicable a todos los pozos direccionales del campo, sino identificar diferencias, similitudes, problemas recurrentes y buenas prácticas en dos casos específicos, que puedan servir como referencia para futuras perforaciones en condiciones geológicas similares.

Asimismo, el estudio no contempla un análisis económico detallado ni una evaluación de impacto ambiental, aunque reconoce que la optimización operativa puede tener implicaciones favorables en ambos aspectos. El resultado de esta investigación busca aportar al conocimiento técnico en ingeniería de perforación, orientando a operadores y planificadores en la toma de decisiones más eficientes y seguras en el diseño y ejecución de pozos direccionales en el Campo Sacha y otros campos maduros del Oriente ecuatoriano.

1.7. DESCRIPCIÓN DEL CAMPO SACHA

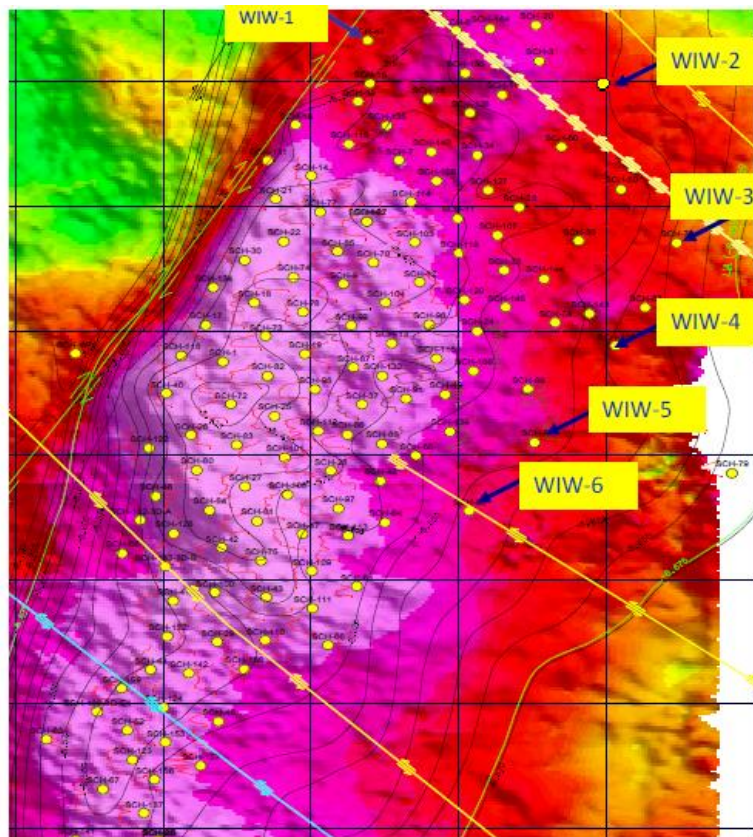
1.7.1. Geología del Campo Sacha

El Campo Sacha está ubicado en la Cuenca Oriente del Ecuador, en la provincia de Orellana. Geológicamente, esta cuenca es una extensión de la Cuenca del Amazonas y presenta una secuencia sedimentaria de origen continental y marino que se desarrolló desde el Cretácico hasta el Terciario. El Campo Sacha se caracteriza por estructuras anticlinales de tipo monoclinal con buzamientos suaves, generadas principalmente por eventos tectónicos andinos (Rivadeneira & Baby, 2004).

1.7.2. Estructura del Campo Sacha

Desde el punto de vista estructural, el Campo Sacha corresponde a un anticlinal asimétrico de bajo relieve, afectado por una falla principal hacia el flanco oeste. Su eje estructural presenta una orientación dominante noreste-suroeste y está atravesado por un sistema de fallas principales con dirección norte-sur, las cuales cortan el flanco occidental del campo. Además, se identifica la presencia de fallas secundarias de compensación con orientación sureste-noroeste, asociadas a un régimen transpresivo, que generan compartimentación estructural en algunos de sus yacimientos (ver Fig. 1).

Figura 1. Mapa estructural de la base de la Caliza A



Fuente: (Romero Arias & Gómez Soto, 2010)

Las fallas norte-sur, que tienen origen en el basamento, probablemente fueron fallas normales antiguas que sufrieron inversión tectónica durante el Cretácico Superior bajo condiciones transpresivas. Estas fallas penetran el basamento cristalino y alcanzan la caliza M-2, generando un salto de falla en la Formación Hollín que varía entre 80 y 100 pies en el centro del campo, disminuyendo a menos de 50 pies en el sector norte, y transformándose en una zona de transición estructural hacia el sur.

La estructura Sacha tiene un ancho aproximado de 4 km en el norte y hasta 7 km

en el centro y sur, con una longitud total cercana a 33 km. Se considera que esta estructura se originó durante la primera fase de inversión tectónica, ocurrida en el Huroniano terminal y el Maastrichtiano (Rivadeneira & Baby, 2004).

Hacia el este, la inclinación estructural disminuye notablemente. El punto de derrame del yacimiento U se localiza en el borde noreste del campo MDC, próximo al pozo Paka-Norte 1, único en el cual se ha identificado un contacto agua-petróleo en esa unidad. Más al noreste, existe otro punto de derrame aproximadamente 40 pies más elevado, entre los campos Sacha y Drago Vista, que delimita el campo en el nivel del yacimiento Hollín. En cambio, el límite noreste del yacimiento U es de tipo estratigráfico, en contacto con los relieves volcánicos de la estructura Vista (Romero Arias & Gómez Soto, 2010).

1.7.3. Estratigrafía del Campo Sacha

Los principales reservorios se encuentran en las formaciones Hollín, Napo U, Napo T y Napo M1, que corresponden al Cretácico medio a superior. La formación Hollín, de origen fluvial, está compuesta principalmente por areniscas de granulometría media a gruesa con buena porosidad y permeabilidad. Las formaciones del grupo Napo tienen características más heterogéneas, con intercalaciones de areniscas, lutitas y arcillas, que complican el diseño de completaciones y perforaciones (Castillo Montesdeoca, 2024).

La trampa estructural dominante en el campo es de tipo anticlinal con presencia de fallas que pueden generar compartimientos, lo que afecta la continuidad del reservorio.

Desde un enfoque geológico, el Campo Sacha se sitúa al oeste del eje principal de la cuenca de sedimentos del Cretácico Napo y es parte del corredor Sacha-Shushufindi. Este campo está cubierto estructuralmente y se extiende por una superficie de 41,000 acres en una región de terreno plano, una característica común en otros campos ubicados en la parte oriental de Ecuador (Llanganate, 2017).

Formación Indiferenciada

Se extiende desde la superficie hasta aproximadamente los 5.500 pies TVD. Está compuesta en su parte superior por conglomerados intercalados con areniscas y delgadas capas de arcillolita. A medida que se profundiza, la secuencia transiciona hacia una intercalación de areniscas y arcillolitas de color rojizo, culminando en los últimos 4.000

pies con un intervalo donde predominan arcillolitas asociadas con anhidrita, acompañadas por capas de limolita y arenisca tanto en la parte superior como inferior del intervalo (Rivadeneira & Baby, 2004).

Formación Orteguaza

Comprende el intervalo entre 5.500 y 6.200 pies TVD. Está caracterizada por lutitas de tonalidad gris verdosa en su zona superior, y hacia la base presenta una intercalación de lutitas, limolitas y niveles de areniscas cuarzosas blancas de aspecto subtransparente (Rivadeneira & Baby, 2004).

Formación Tiyuyacu

Se encuentra entre 6.200 y 7.900 pies TVD, conformada principalmente por arcillolitas con intercalaciones de limolitas y areniscas. Esta formación se divide en dos secuencias (Rivadeneira & Baby, 2004):

- La Secuencia Superior contiene conglomerados con clastos de cuarzo, intercalados con niveles de arcillolita y limolita hacia la parte alta, junto a areniscas a lo largo de toda la sección.
- La Secuencia Inferior está constituida por chert intercalado con arcillolitas, indicando un cambio litológico significativo hacia la base.

Formación Tena

Ocupa el intervalo de 7.900 a 8.650 pies TVD. Presenta en su zona superior arcillolitas intercaladas con limolitas, mientras que en la base se encuentra la denominada secuencia Basal Tena, caracterizada por areniscas con intercalaciones de limolita, arcillolita y capas delgadas de caliza (Rivadeneira & Baby, 2004).

Formación Napo

Va desde 8.650 hasta 9.900 pies TVD y consiste en una sucesión de lutitas, areniscas y calizas intercaladas. Está compuesta por varios miembros reconocidos (Rivadeneira & Baby, 2004):

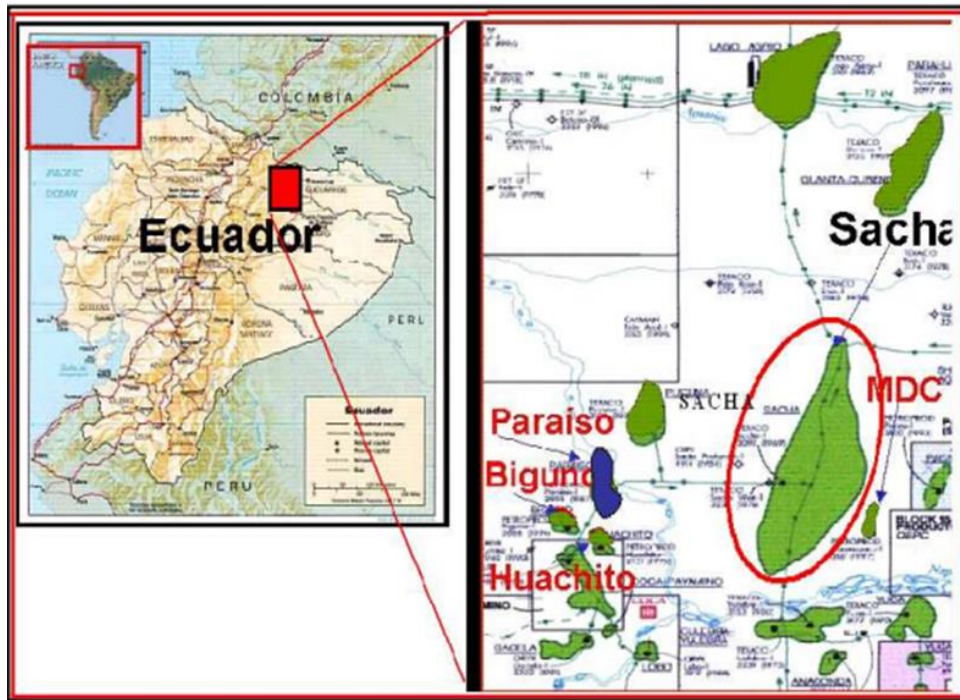
- **Caliza M-1:** Con un espesor de 80 a 200 pies, constituida por caliza interestratificada con lutitas grises oscuras.
- **Caliza M-2:** Similar en espesor a la anterior, formada por un cuerpo masivo de caliza con lutitas negras y grises oscuras intercaladas.
- **Caliza A:** Predominantemente caliza con intercalaciones delgadas de lutita, con espesores que varían entre 40 y 100 pies.
- **Arenisca U:** Unidad importante desde el punto de vista petrolero, conformada por areniscas con lutitas y calizas intercaladas. Se subdivide en:
 - U Superior: Dominada por lutitas con intercalaciones calizas.
 - U Inferior: Compuesta principalmente por areniscas, con capas intercaladas de lutita y caliza.
- **Caliza B:** Unidad delgada de caliza intercalada con lutitas, con un espesor entre 10 y 50 pies.
- **Arenisca T:** Formada por areniscas con lutitas y calizas interestratificadas, con espesores que oscilan entre 180 y 250 pies, y se subdivide en:
 - **T Superior:** Arenisca cuarzosa de baja porosidad, con presencia de glauconita, lutitas y capas de caliza.
 - **T Inferior:** Compuesta por arenisca cuarzosa de pobre porosidad, intercalada con capas de caolín y lutita.
- **Caliza C:** Generalmente formada por caliza gris oscura a crema, con intercalaciones de lutita.

Formación Hollín

Constituye uno de los principales reservorios del campo. Se compone fundamentalmente de areniscas intercaladas con lutitas, calizas y caolín, especialmente hacia la parte superior (Rivadeneira & Baby, 2004). Está dividida en dos miembros:

- **Hollín Superior:** Areniscas glauconíticas, intercaladas con lutitas y niveles delgados de caliza.
- **Hollín Inferior:** Dominado por areniscas cuarzosas con porosidad variable (de baja a media), intercaladas con lutitas, siendo esta unidad clave en la producción del Campo Sacha.

Figura 2. Ubicación geográfica del Campo Sacha



Fuente: EP Petroecuador (2025)

1.7.4. Estructura del Campo Sacha

La región de Sacha está compuesta por un anticlinal de terreno bajo que se inclina hacia el oeste, con su eje central orientado de noreste a suroeste. Esta formación incluye un amplio sistema de fallas que se extienden de norte a sur. Es probable que inicialmente estas fueran fallas normales, pero tras el Cretácico Superior, evolucionaron hacia fallas transpresivas. La estructura tiene un ancho aproximado de 4 km en su extremo norte y puede alcanzar hasta 7 km en la sección centro-sur, con una longitud estimada de alrededor de 33 km. Esta información respalda la génesis de la estructura Sacha durante la fase temprana de la inversión tectónica (D. Ramírez, 2014).

El Campo Sacha se sitúa en el sector nororiental de la Cuenca Oriente del Ecuador, dentro del sistema tectónico subandino. Desde el punto de vista estructural, el campo se desarrolla sobre un anticlinal asimétrico de bajo relieve, con inclinación mayor hacia el flanco oeste y una orientación estructural principal en dirección noreste-suroeste. Este rasgo tectónico es resultado de la inversión de fallas normales preexistentes bajo un

Estas fallas son de origen profundo, alcanzando el basamento cristalino, y generan saltos de falla significativos a nivel de la Formación Hollín, los cuales pueden variar entre 80 y 100 pies en el centro del campo, disminuyendo a menos de 50 pies hacia el norte, y transformándose en zonas de deformación dúctil o fresca estructural hacia el sur.

Adicionalmente, se han identificado fallas secundarias oblicuas con orientación sureste-noroeste, que actúan como elementos de compensación tectónica. Estas fallas segmentan la estructura en bloques o compartimientos hidráulicos, los cuales afectan la continuidad de los yacimientos y requieren un enfoque de manejo de reservorios más localizado.

En conjunto, la estructura de Sacha representa un ejemplo típico de anticlinal solevado y segmentado, común en la Cuenca Oriente, con una evolución tectónica compleja, controlada por fallas profundas, inversión tectónica y esfuerzos compresivos transversales.

1.7.5. Descripción de los Yacimientos del Campo Sacha

El Campo Sacha alberga múltiples yacimientos de crudo mediano a pesado, con gravedades API entre 23° y 31° API, dependiendo de la formación y zona de producción. Las arenas productoras más importantes se encuentran en la formación Hollín Superior, así como en las unidades U, T, M1 y Basal Tena del grupo Napo (Rodríguez Andrade & Aucancela Lozano, 2024).

Las características de los reservorios incluyen:

- **Profundidades** de entre 8.000 y 10.000 pies TVD.
- **Porosidades** efectivas de 15% a 25%.
- **Permeabilidades** variables, con valores que oscilan entre 100 mD y más de 1000 mD en ciertos sectores.
- **Presión inicial** entre 3000 y 4500 psi, dependiendo del nivel.

La naturaleza del crudo, sumada a la complejidad geológica, requiere el uso de técnicas de perforación direccional, completación selectiva y ocasionalmente recuperación secundaria mediante inyección de agua (Aguinaga Bózquez & Borja Urbano, 2011).

1.7.6. Producción del Campo Sacha

El Campo Sacha fue descubierto en 1969 y ha sido históricamente uno de los campos más productivos del país. Su producción alcanzó su punto máximo en los años 80, y en la actualidad continúa aportando un volumen significativo al total nacional. En años recientes, el campo ha producido en promedio más de 60.000 barriles por día (BPD) (Pilamunga Guamán, 2020).

La operación incluye más de 250 pozos activos, muchos de ellos direccionales y horizontales, distribuidos en plataformas múltiples. La producción actual se mantiene mediante programas de perforación y reacondicionamiento (workover), así como mediante estrategias de optimización de producción y sistemas de levantamiento artificial (principalmente bombeo mecánico y electrosumergible) (Parrales Menace & Zuñiga Gordillo, 2024).

1.7.7. Estado actual del Campo Sacha

El Campo Sacha fue operado por EP Petroecuador, bajo un régimen de contrato de prestación de servicios. Durante algunos años (2006–2010), fue operado por la empresa venezolana PDVSA en asociación en la empresa pública EP Petroecuador bajo una empresa de economía mixta denominada Operadora Rio Napo CEM que finalmente se disolvió (García Osorio, 2012), retornando el control total del campo a Petroamazonas EP, y posteriormente a EP Petroecuador tras la fusión de las estatales en 2021. En agosto de 2021, EP Petroecuador adjudicó un contrato en Shushufindi para actividades de perforación y completación de pozos en el Bloque 60 (Campo Sacha).

La empresa ganadora fue Sinopec International Petroleum Service Ecuador, subsidiaria de la estatal china Sinopec. En agosto de 2021, EP Petroecuador adjudicó un contrato en Shushufindi para actividades de perforación y completación de pozos en el Bloque 60 (Campo Sacha). La empresa ganadora fue Sinopec International Petroleum Service Ecuador, subsidiaria de la estatal china Sinopec (EP Petroecuador, 2019, 2021).

La inversión comprometida sumó aproximadamente USD 112 millones, con un plan de acción de 20 meses para perforar cinco pozos direccionales y aumentar la producción en unos 3 000 barriles/día a partir de diciembre de 2021 (EP Petroecuador, 2019, 2021).

- **Número de pozos activos**
 1. Al cierre de 2023, el campo operaba con alrededor de 254 pozos productores y utilizaba dos torres de perforación y cuatro torres de reacondicionamiento (Parrales Menace & Zuñiga Gordillo, 2024).
 2. Datos de finales de 2022 y medios de 2023 reportan hasta 280 pozos activos, muchos de ellos reacondicionados para reactivar pozos cerrados o de bajo rendimiento (Parrales Menace & Zuñiga Gordillo, 2024).
- **Producción diaria**
 1. En 2023, se alcanzó un pico histórico de 76.005 barriles por día el 22 de octubre.
 2. En 2024, la producción promedio fue de 76.980 barriles por día, representando el 20 % de la producción estatal (Parrales Menace & Zuñiga Gordillo, 2024).
 3. Para enero de 2025, la producción del campo se redujo ligeramente a 74.050 barriles diarios, una caída de aproximadamente 6,6 % respecto a enero de 2024 (Parrales Menace & Zuñiga Gordillo, 2024).
- **Reservas estimadas y tipo de crudo**
 1. Las reservas certificadas en 2022 por NSAI ascendían a 374–375 millones de barriles de petróleo y aproximadamente 96,8 millones de pies cúbicos de gas (Parrales Menace & Zuñiga Gordillo, 2024).
 2. Otras fuentes estiman reservas en el orden de 350 millones de barriles (Parrales Menace & Zuñiga Gordillo, 2024).
 3. El crudo es de tipo medio, con un grado API promedio de 24,9, lo que lo hace más liviano que el promedio nacional y de mayor valor comercial (Parrales Menace & Zuñiga Gordillo, 2024).
- **Comparación histórica y tendencias**
 1. La producción del campo se incrementó de 63.921 bpd en 2021 a 76.980 bpd en 2024, un crecimiento del ~20 % (Parrales Menace & Zuñiga Gordillo, 2024).
 2. A pesar de estos logros, la producción total aún se mantiene por debajo del máximo histórico del país (~540.000 bpd), aunque Sacha representa cerca del 19–20 % de la producción estatal (Parrales Menace & Zuñiga Gordillo, 2024).

1.7.8. Proyecto de concesión actual (2025)

En marzo de 2025, el gobierno del presidente Daniel Noboa presentó una propuesta estratégica orientada a dinamizar el sector hidrocarburífero nacional, mediante

la implementación de un nuevo modelo contractual de participación (o concesión) por un período de 20 años. Este contrato fue otorgado de forma directa, es decir, sin proceso de licitación pública, al consorcio Sinopec trol, integrado por dos empresas extranjeras:

- Amodaimi Oil Company S.L., una filial de Sinopec, que es una de las mayores empresas estatales de petróleo de China y una de las más grandes del mundo por volumen de producción y refinación.
- Petrolia Ecuador, que representa a New Stratus Energy, una compañía con sede en Canadá que ya venía operando en Ecuador y ha mostrado interés en ampliar su presencia en la región.

Este contrato ha generado debate por haber sido adjudicado sin un concurso abierto, lo cual plantea cuestionamientos sobre la transparencia y competencia del proceso.

El acuerdo contempla dos componentes financieros clave:

1. Un anticipo de USD 1 500 millones que el consorcio entregará al Estado ecuatoriano. Este adelanto servirá para inyectar liquidez inmediata al gobierno y posiblemente para financiar parte del déficit fiscal o inversiones públicas prioritarias.
2. Una inversión adicional estimada de USD 1 700 millones, destinada a actividades operativas y de desarrollo, con el objetivo de incrementar la producción de petróleo de los bloques adjudicados, que actualmente ronda los 77 000 barriles por día (bpd), hasta alcanzar 100 000 bpd en un plazo de tres años.

El contrato busca garantizar no solo un aumento en la producción, sino también una mejora en la eficiencia operativa y tecnológica de los campos petroleros involucrados, lo cual podría traer beneficios para el Estado a través de mayores ingresos por participación, así como empleo directo e indirecto en las zonas de operación.

Desde una perspectiva técnica y económica, este modelo representa un cambio frente a los contratos de prestación de servicios que predominaron en años anteriores, donde el Estado era el único dueño del crudo extraído y pagaba una tarifa fija a las operadoras. Con el nuevo contrato de participación, las empresas privadas tienen derecho a una parte del petróleo producido, lo cual puede hacer el modelo más atractivo para los inversionistas, aunque también implica un mayor compromiso del Estado en términos de regulación y fiscalización para asegurar el cumplimiento de los objetivos establecidos. (Ministerio de Energía y Minas, 2025).

CAPITULO II: MARCO TEÓRICO

2.1. POZO PETROLERO

Un pozo petrolero es una perforación vertical, direccional u horizontal realizada en la superficie terrestre o marina con el propósito de extraer petróleo y/o gas natural desde formaciones geológicas subterráneas llamadas yacimientos (CHEN et al., 2025).

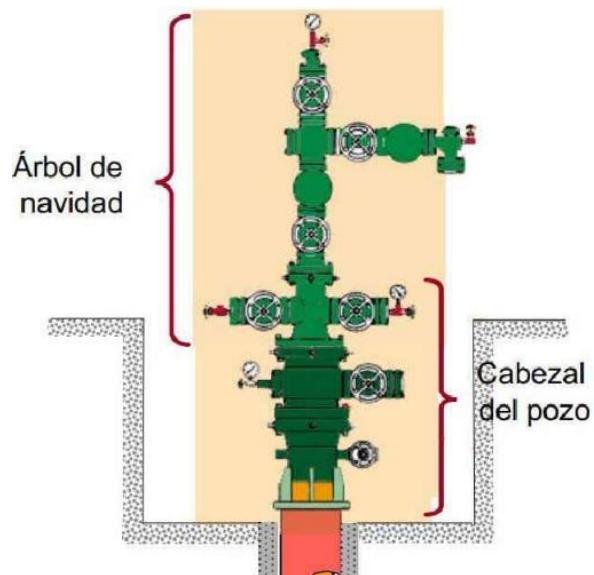
2.1.1. Partes básicas de un pozo petrolero

Entre los componentes básicos de un pozo petrolero, se pueden anotar los siguientes (Liu et al., 2023; Lyons et al., 2016):

- **Boca del pozo (cabezal):** La boca del pozo, también conocida como cabezal del pozo, es la estructura superficial ubicada en la parte superior del pozo, sobre la superficie del terreno. Su función principal es proveer un punto de control seguro y estable para todas las operaciones del pozo.
- **Revestidores (casing):** Los revestidores son tuberías de acero que se introducen en el pozo en diferentes etapas de la perforación para dar estabilidad estructural y aislar diferentes zonas geológicas.
- **Cementación:** La cementación es un proceso fundamental que consiste en inyectar lechada de cemento (mezcla de agua, aditivos y cemento) entre el revestidor y las paredes del pozo (formación rocosa).
- **Zona productora:** Corresponde a la sección del pozo que atraviesa el yacimiento de hidrocarburos. Esta zona es estratégicamente seleccionada durante el diseño del pozo y es la encargada de permitir el flujo de petróleo o gas desde la formación hacia el interior del pozo. Se acondiciona con técnicas de completación para maximizar la producción, dependiendo de las propiedades del reservorio.
- **Completación:** La completación del pozo es el conjunto de operaciones y herramientas necesarias para permitir que los hidrocarburos fluyan desde el yacimiento hasta la superficie de manera eficiente y segura.

- **Sarta de producción:** La sarta de producción es un conjunto de tubos de acero que se introducen dentro del revestidor y se conectan desde la zona productora hasta la superficie.

Figura 4. *Árbol de Navidad y Cabezal de pozo*



Fuente: Blog petrolero (2025)

2.1.2. Usos principales

Los principales usos de los pozos en la industria petrolera extractiva son los siguientes (“Drilling and Well Completions,” 2016):

- **Exploración:** Para confirmar la presencia de hidrocarburos.
- **Desarrollo o producción:** Para extraer petróleo de forma continua.
- **Inyección:** Para introducir agua, gas o químicos y mejorar la recuperación del crudo.

2.1.3. Ingeniería de perforación de pozos exploratorios petroleros

La ingeniería de perforación de pozos para la exploración de petróleo se centra en la ejecución de pozos iniciales que forman parte de un plan estratégico. Su objetivo principal es verificar la presencia de hidrocarburos. Para lograr esto, se recoge información geológica a través de recortes, núcleos y registros generados durante el proceso de perforación. En esencia, el objetivo de los pozos exploratorios es maximizar la obtención de información con el menor costo posible (Vázquez Dols, 2017).

2.1.4. Ingeniería de perforación de pozos de evaluación

Un pozo de evaluación de petróleo se perfora como una etapa crucial entre la exploración y la producción. Su principal objetivo es determinar el tamaño y las características del yacimiento, así como la metodología de producción que se aplicará en la mayoría de los pozos. Al obtener un entendimiento más profundo de la geología de la zona, se facilita una planificación más precisa para la perforación y finalización de estos pozos, lo que contribuye a la reducción de daños en el yacimiento. Además, la información que ofrecen estos pozos es más precisa, lo que permite a geólogos e ingenieros de yacimientos anticipar con mayor certeza la producción a lo largo del ciclo de vida del campo. (Vázquez Dols, 2017).

2.1.5. Ingeniería de perforación de pozos petroleros de desarrollo

El propósito fundamental de estos pozos es iniciar la producción en el campo, dando prioridad a la extracción en lugar de a la recolección de datos. Existen varias categorías de pozos de desarrollo, que incluyen los siguientes (Vázquez Dols, 2017)

- **Pozos de producción:** Estos son los más abundantes y su principal finalidad es maximizar la eficiencia del pozo.
- **Pozos de inyección:** Aunque su presencia es menos común, estos pozos son cruciales para la preservación del yacimiento. En particular, algunos se utilizan para mantener la presión del yacimiento, mientras que otros se dedican a la extracción de fluidos no deseados.
- **Pozos de observación:** Su función es mejorar y monitorear varios parámetros del yacimiento. En ocasiones, los pozos que no son aptos para producción o inyección son empleados como pozos de monitoreo.

2.2. CLASIFICACIÓN DE POZOS PETROLEROS

El proceso de perforación está influenciado por diversos factores, incluyendo la ubicación geográfica y las características estructurales de los depósitos y columnas geológicas. Este proceso busca optimizar la producción de los depósitos minimizando los costos. Por lo tanto, es posible clasificar los pozos en diferentes categorías según estas consideraciones (Ministerio de Energía y Minas, 2023):

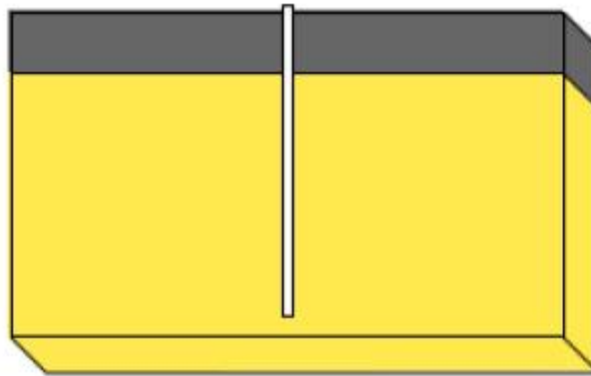
- Verticales
- Horizontales
- Desviados (tanto de ángulo pequeño como grande)
- Multilaterales

2.2.1. Pozos verticales

Estos pozos son los más frecuentes en el sector petrolero, y esto se debe a varias razones (“Drilling and Well Completions,” 2016; Ministerio de Energía y Minas, 2023)

- La perforación es la más fácil de realizar.
- Representan la opción más económica.
- Su funcionamiento es sencillo.
- Su diseño es el más adecuado para el fracturamiento hidráulico.
- Son perfectos para yacimientos con espesor uniforme.

Figura 5. *Pozo Vertical*



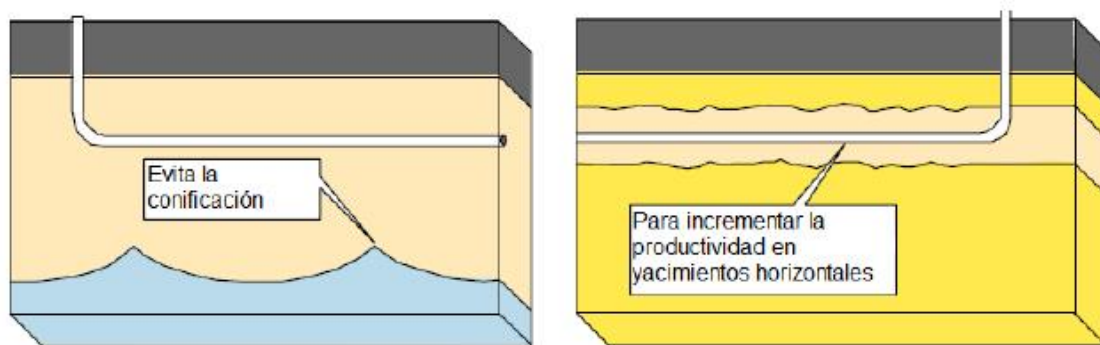
Fuente: (Alcántara, 2024)

2.2.2. Pozos horizontales

La ingeniería detrás de la perforación de estos pozos se debe, en gran medida, a las siguientes causas. (Downey, 2022):

- En reservorios con columnas de pescado o aceite delgado que no son excesivamente bajos y donde no existen obstáculos significativos para la permeabilidad vertical.
- Para minimizar la cantidad de pozos requeridos durante el desarrollo de un campo.
- En formaciones fracturadas, donde un pozo horizontal tiene mayores posibilidades de interceptar las fracturas.
- En yacimientos que presentan una tendencia a la conificación de agua y gas.
- En depósitos que tienden a generar arena.
- Combinado con perforaciones de gran longitud para acceder a múltiples bloques o reservorios a través de un solo pozo.
- Cuando se siguen las características del yacimiento, es posible identificar áreas de producción óptimas mediante un pozo horizontal.
- Junto con un pozo de gran diámetro, para explotar reservorios en zonas ambientales críticas o desde plataformas marinas, donde la cantidad y localización de los pozos de superficie son limitadas.

Figura 6. Pozo Horizontal



Fuente: (Urdaneta, 2018)

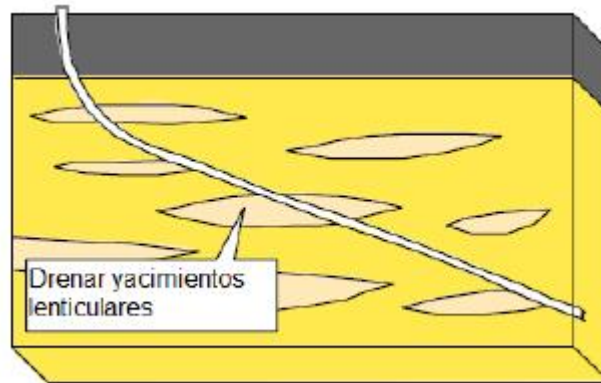
2.2.3. Pozos desviados

La ingeniería utilizada en la perforación de estos pozos es aplicable a diversos fines relacionados con los pozos horizontales y, además, a otros usos (Vázquez Dols, 2017)

- Yacimientos con gran espesor en los que la relación de permeabilidad es baja y/o presentan barreras notables a la permeabilidad vertical.

- Yacimientos de forma lenticular.
- Yacimientos estratificados.

Figura 7. Pozo desviado



Fuente: (Madrid, 2016, 2024)

2.2.4. Ingeniería de perforación de pozos petroleros multilaterales

Los pozos multilaterales mejoran la eficiencia de la producción al incrementar la longitud del sitio de perforación, especialmente en comparación con un pozo convencional. Una de sus principales ventajas es la posibilidad de acceder a un yacimiento o a diferentes bloques dentro del mismo yacimiento a través de un único pozo. En el caso de los pozos multilaterales, se caracteriza por tener uno o más ramales laterales, que son pozos secundarios que se originan del pozo principal. Por lo general, estos ramales son pozos horizontales o de diseño complejo (Alcántara, 2019).

- **Características de los pozos multilaterales**

Entre las características de los pozos multilaterales podemos anotar (“Drilling and Well Completions,” 2016):

1. **Pozo madre (main bore):** Es la trayectoria principal desde la cual se inicia la perforación de las ramas secundarias.
2. **Laterales (branches):** Pueden ser horizontales o inclinados, y se dirigen hacia diferentes secciones del yacimiento para optimizar el drenaje.

3. **Ventanas de salida (kick-off points):** Lugares específicos donde se abren las ramas desde el pozo madre, usando herramientas como whipstocks o sistemas rotatorios dirigibles (RSS).
4. **Revestimiento y completación:** Pueden variar según el diseño. En algunos casos, cada lateral tiene su propia completación; en otros, se realiza una completación conjunta.

- **Clasificación de pozos multilaterales**

Los multilaterales se clasifican del nivel 1 al 6, según el grado de complejidad en el sistema de soporte y la capacidad de aislamiento entre ramas (“Drilling and Well Completions,” 2016):

Tabla 1. Niveles de clasificación de pozos multilaterales

NIVEL	DESCRIPCIÓN	COMPLETACIÓN E INTEGRIDAD
1	Lateral abierto, sin soporte mecánico	Sin acceso o aislamiento
2	Lateral abierto, con soporte natural o mecánico mínimo	Acceso limitado, sin aislamiento
3	Lateral con soporte mecánico (liner o whipstock permanente)	Acceso y aislamiento parcial
4	Lateral con completación y acceso dual (pozo madre y rama)	Completación selectiva, aislamiento
5	Completación inteligente, acceso selectivo, monitoreo remoto	Alta tecnología, sistemas inteligentes
6	Pozo totalmente integrado, multilateral inteligente con control zonal completo	Máxima eficiencia, automatización total

Elaborado por: Jean Pierre Bazán

Fuente: (“Drilling and Well Completions,” 2016)

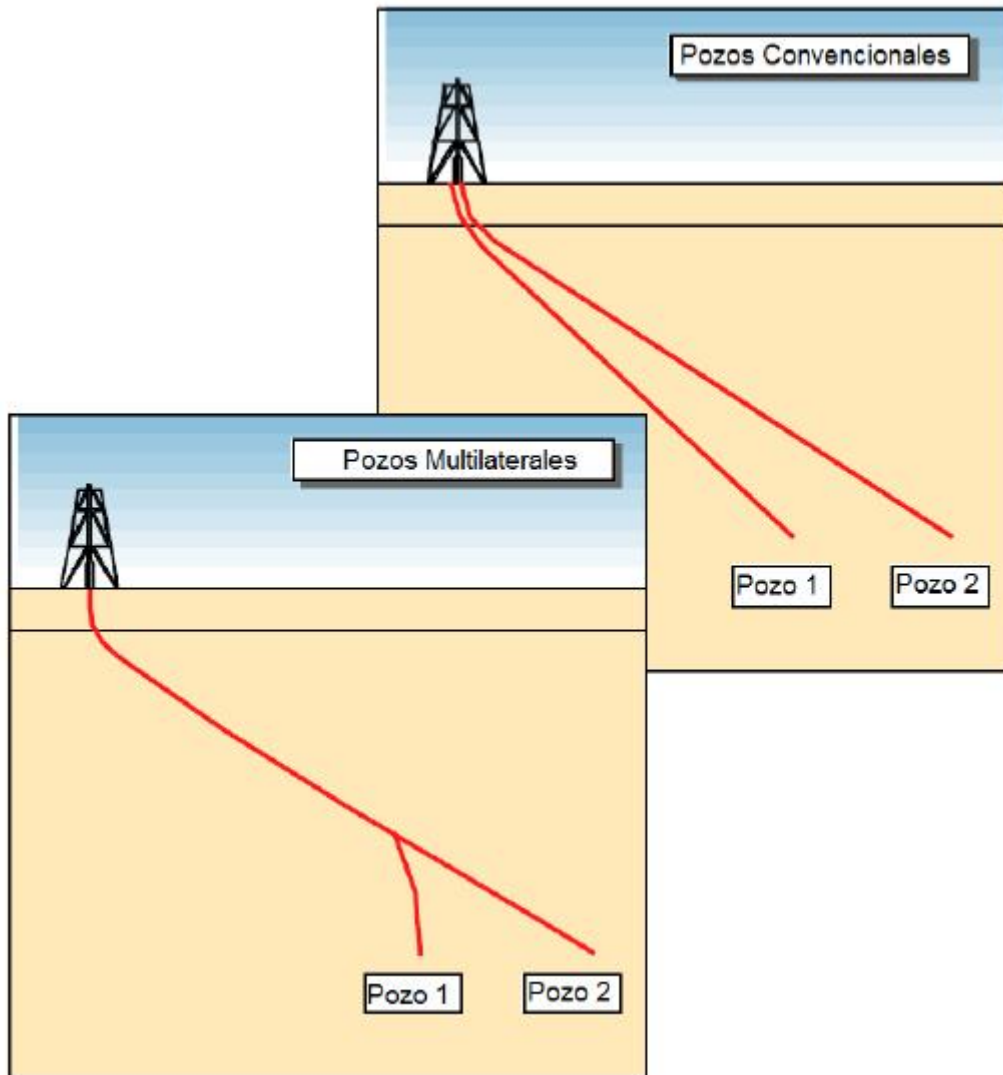
- **Ventajas de los pozos multilaterales**

Entre las ventajas de los pozos multilaterales podemos anotar las siguientes (“Drilling and Well Completions,” 2016):

- Permiten un mayor contacto con la formación productiva, lo que incrementa el área de drenaje del yacimiento. Esto se traduce en una extracción más uniforme y efectiva de los hidrocarburos, maximizando el volumen recuperado y prolongando la vida útil del pozo.
- Menor impacto ambiental al reducir el número de locaciones necesarias.
- Reducción de costos operativos por menos perforaciones verticales.

- Mejor recuperación en yacimientos de baja permeabilidad o de geometría compleja.
- Posibilidad de reacondicionar pozos existentes para convertirlos en multilaterales.

Figura 8. Pozos Multilaterales



Fuente: (Alcántara, 2019)

2.3. ETAPAS DE LA PERFORACIÓN

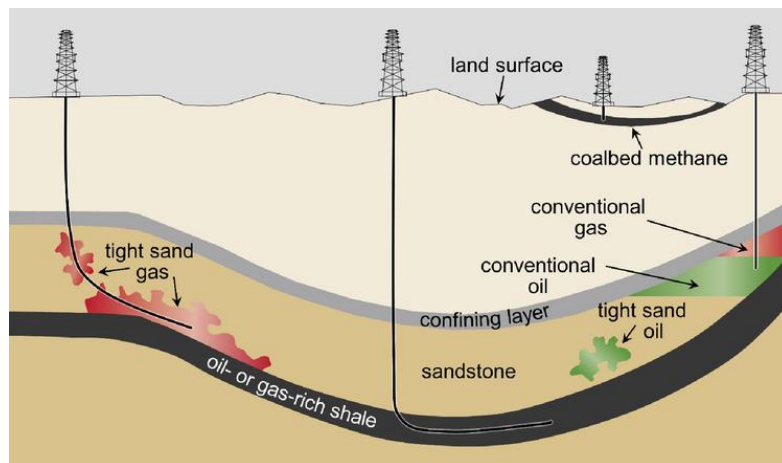
2.3.1. Planificación

Para un pozo de producción, se selecciona el objetivo con el fin de maximizar la producción del pozo y controlar el drenaje del yacimiento (E. Ramírez, 2021)

En un pozo destinado a la exploración o evaluación, su propósito es verificar la presencia de un yacimiento rentable de hidrocarburos o determinar su tamaño. Por otro lado, en un pozo de inyección, la meta consiste en seleccionar una zona permeable idónea que permita la salida de agua o gas y/o que incentive la migración de hidrocarburos hacia los pozos de producción adyacentes.

El objetivo, que representa la cima del pozo, será alineado con la ubicación en superficie, que actúa como el punto de partida, y se trazará una conexión entre ambos. En el desarrollo de esta ruta, es fundamental considerar varios aspectos, como asegurar una separación segura de pozos adyacentes (para prevenir impactos) y contemplar posibles trayectorias para pozos que puedan ser excavados en el futuro (Rezki et al., 2025).

Figura 9. Planificación de la perforación de un pozo de petróleo



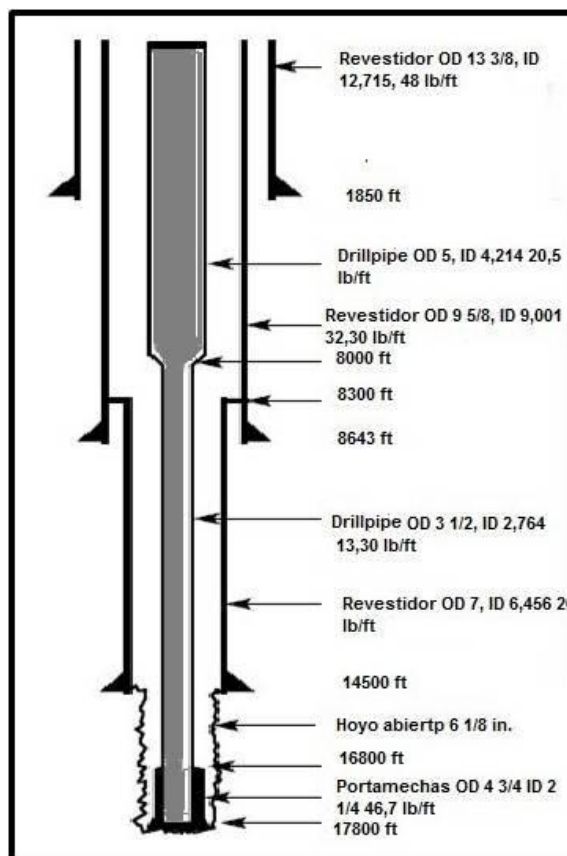
Fuente: (E. Ramírez, 2021)

Antes de iniciar la perforación de un pozo, un geólogo o geofísico define un objetivo geológico que permita alcanzar las metas del pozo. Una vez determinado el camino, un equipo formado por geocientíficos e ingenieros establece una serie de características proyectadas del subsuelo que se excavará para alcanzar ese objetivo. Estos atributos podrían incluir la litología, la presión de sellado, el gradiente de fractura, la estabilidad del pozo, la porosidad y la permeabilidad. El equipo de ingeniería de pozos, fundamentado en estos fundamentos, desarrolla los programas de revestimiento y finalización. Además se consideran aspectos como la selección de las brocas, la disposición del fondo (“Drilling and Well Completions,” 2016).

2.3.2. Perforación de un pozo petrolero

El pozo se construye mediante la excavación de un área en el suelo que presenta un diámetro que oscila entre 12 cm y 1 metro (5 a 40 pulgadas). Para este proceso, se utiliza una plataforma de perforación que permite la rotación de una sarta de perforación equipada con una broca. Una vez que se alcanza una profundidad determinada, se instalan en el orificio segmentos de tubería de acero conocidos como revestimiento, cuya medida es ligeramente menor que la del pozo en esa sección. Posteriormente, se introduce una capa de cemento en el interior de la tubería, la cual se eleva para llenar el espacio entre el pozo y el revestimiento. Este revestimiento proporciona estabilidad estructural al pozo en esa área específica, al mismo tiempo que delimita zonas de alta presión (Alves & Faria, 2024).

Figura 10. Etapas de la perforación



Fuente: <https://peakd.com/stem-espanol>

El fluido de perforación, comúnmente denominado lodo, se dirige a través de la tubería de perforación y es liberado por medio de la broca. Su composición principal incluye agua y arcilla, aunque a menudo contiene una mezcla sofisticada de fluidos,

sólidos y elementos químicos que se combinan cuidadosamente para asegurar las propiedades físicas y químicas requeridas para la perforación segura del pozo. La función fundamental del lodo de perforación radica en enfriar la broca, transportar los fragmentos de roca hacia la superficie, prevenir el desplazamiento o caída de la roca del pozo, y contrarrestar la presión de los fluidos en la formación, evitando así su infiltración en el pozo. En ciertas situaciones, esto se vuelve particularmente crucial (Su et al., 2024).

Las fisuras en la roca que se generan durante el proceso de perforación son elevadas a la superficie por medio del fluido de perforación, el cual asciende a través del revestimiento y sale de la tubería perforadora. Posteriormente, el fluido pasa por zarandadores que separan los recortes, permitiendo que el fluido limpio regrese al pozo para su reutilización. Es fundamental supervisar cualquier irregularidad en los recortes que emergen, así como gestionar el volumen del pozo y la velocidad de retorno del fluido, para poder identificar oportunamente lo que se conoce como "golpes de presión". Un "golpe de presión" se produce cuando la presión generada por la perforación a profundidad se ejerce sobre la formación (Rodríguez, 2024)

A medida que el pozo se profundiza, la sarta de perforación, que está conectada a la broca, se alarga gradualmente mediante la adición de secciones de tubería de 9 metros (30 pies) conocidas como "juntas", que se encuentran por debajo del kelly o del top drive en la superficie. Este procedimiento se denomina "conexión". El método de "desplazamiento" implica la extracción de la broca para su sustitución y la posterior reinsertión de una nueva. Para optimizar el movimiento, las uniones de tuberías se agrupan en soportes que pueden contener varias juntas a la vez. Por ejemplo, una torre triple convencional sostiene tres uniones dispuestas verticalmente. En contraste, algunas plataformas modernas, conocidas como "super singles", permiten el movimiento simultáneo de la tubería, insertándola en los soportes mientras avanza el trabajo.

Este proceso se facilita mediante una plataforma de perforación que cuenta con el equipo esencial para gestionar el fluido de perforación, elevar y rotar la tubería, eliminar los recortes en el fluido y generar la energía requerida para llevar a cabo estas actividades en el sitio de trabajo (Rodríguez, 2024).

2.3.3. Terminación de un pozo petrolero

La terminación de un pozo petrolero (en inglés, *well completion*) es el conjunto de operaciones técnicas realizadas después de la perforación para acondicionar el pozo y

permitir el flujo controlado de hidrocarburos desde el yacimiento hasta la superficie, de manera segura, eficiente y económicamente viable (Garaicochea & Benítez, 1983).

Figura 11. *Terminación del pozo*



Fuente: (Pyg Consultores, 2019)

- **Objetivos de la terminación**

Entre los objetivos de la terminación de pozos se tienen (Garaicochea & Benítez, 1983):

1. Establecer comunicación efectiva entre el reservorio y la superficie.
2. Controlar el flujo de fluidos (petróleo, gas, agua).
3. Proteger la integridad del pozo frente a presión, erosión y corrosión.
4. Maximizar la productividad del pozo.
5. Permitir futuras intervenciones o trabajos de reacondicionamiento (*workover*).

- **Tipos de terminación**

Los tipos de terminación y completación de pozos más comunes son (Renpu, 2011):

1. **Terminación abierta (open hole):**
 - Se deja la zona productora sin revestir ni cementar.
 - Se utiliza en formaciones estables y productivas.

2. **Terminación con revestimiento (cased and perforated):**

- El pozo se cementa y luego se perforan orificios (*perforaciones*) en la tubería para permitir el flujo desde el yacimiento.
- Es la más común en la industria.

3. **Terminación selectiva:**

- Permite producir desde múltiples zonas del mismo pozo de forma controlada.
- Utiliza herramientas como empacadores, válvulas y tubos deslizantes.

4. **Terminación inteligente:**

- Incorpora sensores y válvulas controladas remotamente para gestionar la producción en tiempo real.

● **Operaciones típicas durante la terminación**

Las operaciones típicas durante la terminación de pozos son con frecuencia (Renpu, 2011):

- Limpieza del pozo (circulación de fluidos y desplazamiento).
- Colocación de empacadores (packers).
- Instalación de tubing de producción.
- Perforación de revestidores (en terminación cementada).
- Estimulación de la formación (fracturamiento, acidificación, etc.).
- Instalación de sistemas de levantamiento artificial (cuando es necesario).

● **Importancia**

Una terminación bien diseñada influye directamente en (Renpu, 2011):

- Una buena completación protege la integridad mecánica del pozo, previene daños prematuros en la tubería de producción y reduce la necesidad de intervenciones correctivas, prolongando así su funcionamiento comercial durante varios años.
- El diseño adecuado de la terminación permite maximizar el flujo de hidrocarburos desde la formación hacia la superficie, optimizando el contacto con el yacimiento y reduciendo restricciones hidráulicas. Esto se traduce en un mayor volumen de producción diaria.

- Una completación eficiente facilita operaciones futuras como trabajos de reacondicionamiento, estimulación o control de agua y arena. Además, mejora la capacidad de monitoreo y control del pozo durante su ciclo de vida.
- El uso de válvulas, empacadores y otros equipos de control en la terminación permite manejar presiones, prevenir fugas y evitar la migración no deseada de fluidos, reduciendo así los riesgos de accidentes y protegiendo tanto a los trabajadores como al medio ambiente.

2.3.4. Programa de fluido de perforación

Un programa de fluido de perforación es el plan estructurado que define el tipo de fluido a utilizar, sus propiedades reológicas y químicas objetivo, los aditivos necesarios, el volumen requerido y las pruebas y controles de calidad que deben aplicarse durante las diferentes etapas de perforación de un pozo petrolero (Xu et al., 2024).

- **Objetivos del programa de perforación de un pozo de petróleo**

Los objetivos del programa de perforación son, entre otros (Xu et al., 2024):

1. Mantener la presión hidrostática adecuada para evitar influjos o pérdidas de circulación.
2. Estabilizar las paredes del pozo y prevenir colapsos.
3. Enfriar y lubricar la broca y la sarta de perforación.
4. Transportar los recortes (*cuttings*) hacia la superficie.
5. Minimizar los daños a la formación productora.
6. Facilitar la evaluación de formaciones mediante control de propiedades fisicoquímicas.

- **Componentes del programa de fluido de perforación**

Los componentes básicos del programa de fluidos de completación son (Yavari et al., 2023):

1. Tipo de fluido por sección (base agua, base aceite, polímero, inhibido, etc.).

2. Propiedades objetivo del lodo:
 - Densidad (ppg o lb/gal)
 - Viscosidad plástica y punto de gel
 - Filtrado API
 - Contenido de sólidos
 - pH
3. Aditivos recomendados: bentonita, barita, lignosulfonatos, inhibidores de arcilla, lubricantes, etc.
4. Volumen estimado requerido por sección.
5. Método de tratamiento de sólidos y recortes.
6. Plan de contingencias: control de pérdida de circulación, dilución, incremento de peso, etc.
7. Frecuencia y tipo de pruebas de laboratorio.

- **Importancia en la operación de perforación de un pozo de petróleo**

Un programa de fluidos bien diseñado reduce los riesgos operacionales, optimiza los costos y mejora el desempeño general del pozo (Xu et al., 2024). Es especialmente crítico en pozos direccionales o en zonas geológicamente inestables, como en el Campo Sacha, donde se enfrentan zonas arcillosas, fracturas y presiones intermedias.

2.3.5. Curva de profundidad vs tiempo en la perforación de un pozo de petróleo

La curva de profundidad vs tiempo (también conocida como *Depth vs Time Curve* o *D vs T*) es un gráfico técnico que representa la progresión del avance de perforación de un pozo en función del tiempo. En este gráfico, el eje vertical indica la profundidad alcanzada (en pies o metros) y el eje horizontal muestra el tiempo transcurrido (en horas o días) (Gulyayev et al., 2021).

- **Objetivo y utilidad**

Esta curva se utiliza para (Kremers et al., 2016):

- Monitorear el rendimiento operativo durante la perforación.

- Comparar el progreso real contra el plan o curva teórica.
 - Identificar retrasos, paradas no programadas o problemas operacionales (ej. pérdida de circulación, atrapamiento, cambios de herramienta).
 - Evaluar la eficiencia de la tasa de penetración (ROP).
 - Apoyar decisiones operativas y estrategias de optimización en tiempo real.
- **Características clave del gráfico**
Las principales características del gráfico son (X. Chen et al., 2024):
 - Una pendiente constante y empinada indica un buen avance en perforación.
 - Una línea horizontal o aplanada indica un período sin avance (tiempo no productivo o NPT).
 - Comparar dos curvas permite evaluar diferencias de desempeño entre dos pozos o secciones.
 - **Aplicación práctica**
En campos como el Campo Sacha, donde se perforan múltiples pozos con trayectorias similares, la curva de profundidad vs tiempo es una herramienta crítica para:
 - Analizar campañas anteriores.
 - Predecir la duración de nuevas perforaciones.
 - Establecer métricas de eficiencia operativa.

2.3.6. Usos principales de la curva de Tiempo vs. Profundidad en un pozo de petróleo

Los principales usos de la curva de tiempo vs profundidad son (Kamel et al., 2018):

- Planificación de la perforación:** Al comienzo del proyecto, se crea una gráfica temporal que relaciona la profundidad estimada o calculada con datos provenientes de pozos cercanos, registros geológicos, el diseño de perforación y las velocidades de penetración definidas para cada estrato. Esta gráfica sirve como referencia para evaluar el avance real.
- Monitoreo del Avance:** Durante el proceso de perforación, se registra diariamente la profundidad alcanzada, la cual se representa en la curva adecuada. Esto facilita

la comparación entre el progreso real y el previsto, permitiendo también detectar posibles desviaciones o retrasos.

- c) ***Evaluación del rendimiento:*** Al comparar la curva real con la prevista, es posible medir la efectividad de las operaciones de perforación. Una curva real que presenta una inclinación más pronunciada indica un rendimiento más alto (mayor profundidad alcanzada en un tiempo reducido), mientras que una curva más plana puede señalar la existencia de problemas o ineficiencias.

- a) ***Identificación de problemas:*** Las variaciones notables en la inclinación de la curva real pueden señalar la ocurrencia de eventos tales como fallos mecánicos, cambios en la litología, pérdidas de circulación, obstrucciones en las tuberías u otros problemas que impactan la velocidad de perforación.
- b) ***Optimización de futuras perforaciones:*** La exploración de las curvas temporales en función de la profundidad de pozos previos en una zona específica ofrece datos significativos que pueden mejorar la estrategia y la implementación de futuros pozos. Este análisis permite reconocer las formaciones más difíciles de perforar, los intervalos frecuentes de inactividad y las oportunidades para refinar los métodos utilizados.
- c) ***Pronóstico de la duración total del pozo:*** Al proyectar la tendencia de la curva real, es posible determinar tanto la duración total del proceso de perforación como la fecha en la que se alcanzará la profundidad deseada.
- d) ***Análisis de costos:*** La conexión entre la duración del tiempo y la profundidad está íntimamente ligada a los costos de perforación, dado que la mayoría de los servicios y el alquiler de equipos se cobran en función del tiempo. Por lo tanto, cualquier retraso resulta en un aumento de los gastos.

2.3.7. Diseño y planificación operativa durante la perforación de un pozo de petróleo

El diseño y la planificación operativa de un pozo de petróleo constituyen etapas fundamentales dentro del ciclo de vida de una perforación. Estas actividades comprenden la definición técnica de todos los elementos que intervienen en la construcción del pozo, desde la superficie hasta la zona productora, considerando tanto los objetivos geológicos

como las condiciones operativas, económicas y de seguridad (Khosravanian & Aadnøy, 2022).

En campos maduros como el Campo Sacha, donde se perforan múltiples pozos direccionales desde plataformas existentes, un diseño preciso y una planificación eficiente permiten reducir costos, evitar problemas operacionales y optimizar la productividad del yacimiento (D. Chen et al., 2024).

- **Principales componentes del diseño de pozo**

Entre los principales componentes del diseño de un pozo de petróleo o de gas se tienen, a continuación (Khosravanian & Aadnøy, 2022):

1. Trayectoria del pozo (vertical, direccional o horizontal), con puntos de arranque, ángulo de inclinación y azimut (Sugiura et al., 2014).
2. Diámetros de las secciones, que determinan el tamaño de las brocas, los revestidores y los trabajos posteriores.
3. Selección de brocas (tipo, tamaño y especificaciones según la formación).
4. Programa de revestimiento y cementación, para garantizar la integridad estructural del pozo y evitar migraciones de fluidos.
5. Programa de fluidos de perforación, diseñado para controlar la presión de formación, transportar recortes y estabilizar las paredes del pozo.
6. Parámetros operativos clave: peso sobre la broca (WOB), velocidad de rotación (RPM), caudal de fluido, presión de bombeo, etc.

- **Fase de planificación operativa**

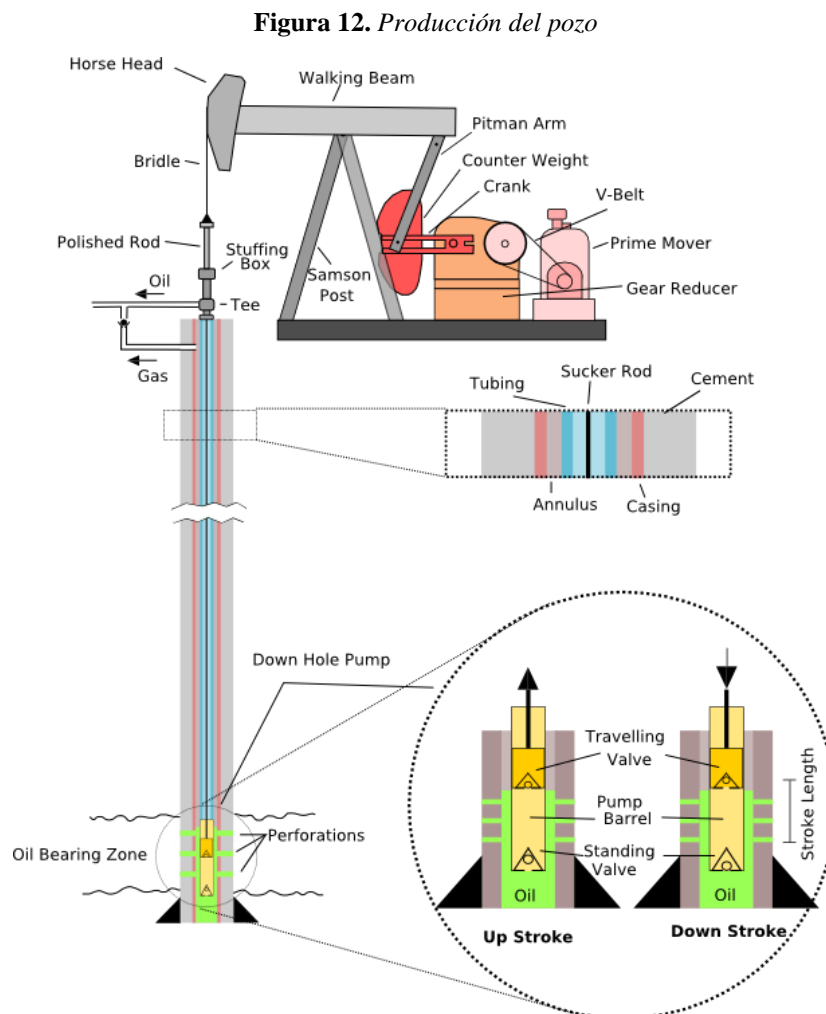
Durante la planificación operativa se establecen (Adams, 2006):

1. Tiempos estimados por sección y cronograma general de perforación.
2. Riesgos potenciales (formaciones inestables, zonas de alta presión, pérdidas de circulación, etc.).
3. Acciones de mitigación y contingencia.
4. Equipos y personal necesario.
5. Indicadores de desempeño y criterios de éxito.
6. Esta fase se plasma en documentos como:
7. Programa de perforación.
8. Hoja de diseño de pozo.
9. Checklist operativos.

10. Plan de seguridad y respuesta a emergencias.

2.3.8. Producción de un pozo de petróleo

La producción de un pozo de petróleo o gas es la fase del proceso de explotación de hidrocarburos en la que los fluidos almacenados en el yacimiento —como petróleo crudo, gas natural y agua— fluyen de forma controlada desde la formación geológica hacia la superficie a través del pozo, con el objetivo de ser recolectados, separados, tratados y comercializados.



Fuente: (D.M., 2021)

La fase de producción representa el objetivo final del desarrollo de un pozo y determina su rentabilidad económica, por lo que es fundamental su monitoreo y optimización constante. En campos como Sacha, con pozos direccionales y condiciones

de madurez, la gestión eficiente de la producción es clave para extender la vida útil del activo y maximizar el factor de recobro del yacimiento.

- **Etapas de la producción de un pozo de petróleo**

1. **Producción natural (flujo por energía del yacimiento):**

- Se refiere a la etapa inicial de producción en un pozo petrolero, cuando la presión natural del reservorio es lo suficientemente alta para impulsar los fluidos (petróleo, gas y agua) hacia la superficie sin necesidad de equipos adicionales.

2. **Producción asistida:**

- Se utilizan métodos de levantamiento artificial, como bombas mecánicas, gas lift o bombas eléctricas sumergibles (ESP), cuando la energía del yacimiento ya no es suficiente. También conocida como levantamiento artificial, se implementa cuando la presión natural del yacimiento ya no es suficiente para impulsar los hidrocarburos hasta la superficie de forma eficiente. Consiste en la utilización de equipos o sistemas que aportan energía adicional al sistema de producción, permitiendo mantener o aumentar las tasas de flujo del pozo.

3. **Producción secundaria o mejorada (EOR):**

- Se refiere al conjunto de métodos que se aplican después de la producción primaria, cuando la presión natural del yacimiento ya no es suficiente para mantener un flujo económico de hidrocarburos. Implica la inyección de fluidos externos como agua, gas, vapor o químicos con el objetivo de aumentar la presión del yacimiento, desplazar el petróleo remanente y mejorar la eficiencia de recuperación.

- **Fluidos producidos**

- **Petróleo crudo.**
- **Gas natural.**
- **Agua de formación** (en diferentes proporciones, dependiendo del pozo y del tiempo de producción).

- En algunos casos, **líquidos del gas natural (NGLs)** y **trazas de sólidos** o sedimentos.
- **Parámetros clave para evaluar la producción**
 - **Caudal de producción (barriles por día - BPD, o millones de pies cúbicos por día-MMpcd):**
Es la cantidad de petróleo o gas que el pozo produce en un periodo de tiempo determinado. Este valor es esencial para estimar la productividad del pozo, proyectar reservas recuperables y evaluar la rentabilidad del proyecto. Se mide en barriles por día (BPD) para petróleo o millones de pies cúbicos por día (MMpcd) para gas natural.
 - **Presión en cabeza del pozo y presión de fondo fluyente:**
La presión en cabeza del pozo (wellhead pressure) corresponde a la presión registrada en la superficie, mientras que la presión de fondo fluyente (bottomhole flowing pressure) se refiere a la presión medida en la zona productora, durante la producción. Estos datos son fundamentales para analizar el comportamiento del yacimiento, el daño a la formación y la eficiencia del sistema de levantamiento.
 - **Relación gas-petróleo (GOR) y relación agua-petróleo (WOR):**
El GOR indica cuántos pies cúbicos de gas se producen por cada barril de petróleo, mientras que el WOR expresa la cantidad de agua producida en relación al petróleo. Estas relaciones ayudan a interpretar la evolución del pozo, identificar conificación de gas o agua, y tomar decisiones sobre intervenciones o estimulación.
 - **Corte de agua:** Es el porcentaje de agua que representa la producción total de fluidos del pozo. Un aumento en el corte de agua puede indicar entrada de agua de zonas no deseadas o problemas en la completación. Monitorearlo es clave para mantener la eficiencia de producción y evitar el manejo excesivo de agua.
 - **Composición del fluido:** Analizar la composición química y física del petróleo, gas y agua producidos permite determinar el tipo de tratamiento requerido en superficie, el comportamiento del fluido en las líneas de flujo, y prever problemas como la formación de hidratos, corrosión o emulsiones. Esta información es vital para el diseño de facilidades de producción y estrategias de manejo.

CAPITULO III: METODOLOGÍA

3.1. CONTEXTO DE LA INVESTIGACIÓN

El desarrollo de la industria petrolera en el Ecuador ha estado fuertemente vinculado al aprovechamiento de sus campos maduros ubicados en la región amazónica, entre los cuales destaca el Campo Sacha, situado en el Bloque 60, provincia de Orellana. Desde su descubrimiento en 1969, este campo ha sido uno de los más importantes del país, con una producción sostenida que ha aportado significativamente a la economía nacional. Actualmente, Sacha sigue siendo un activo estratégico, operado por EP Petroecuador bajo modalidades contractuales que incluyen servicios específicos con financiamiento y, recientemente, propuestas de contratos de participación con empresas privadas.

En este contexto, el incremento de la eficiencia operativa en la perforación de nuevos pozos es fundamental para sostener o aumentar la producción en este tipo de campos. La perforación direccional se ha convertido en una práctica habitual en Sacha, dado que permite acceder a zonas de interés desde plataformas existentes, optimizando el uso del terreno, reduciendo costos y minimizando el impacto ambiental. Sin embargo, las condiciones geológicas heterogéneas del subsuelo, sumadas a la complejidad operativa, hacen que cada pozo represente un reto técnico particular.

Durante la ejecución de múltiples campañas de perforación, se ha evidenciado que, a pesar de operar en el mismo campo, algunos pozos presentan diferencias notables en términos de tiempo de ejecución, estabilidad del pozo, selección de parámetros de diseño y aparición de problemas operacionales. Estas variaciones indican que no existe una estandarización suficientemente sólida en el diseño y planificación operativa, lo cual puede derivar en pérdidas económicas, riesgos para la seguridad y menor eficiencia general del proceso.

Frente a esta problemática, se hace necesario llevar a cabo investigaciones técnicas que permitan comprender, comparar y evaluar los factores que inciden en el comportamiento de los pozos durante la perforación. Esta tesis se enmarca en ese propósito, proponiendo un análisis comparativo del diseño operacional de perforación de dos pozos direccionales en el Campo Sacha, como una forma de identificar oportunidades

de mejora, buenas prácticas y lecciones aprendidas que puedan aplicarse en futuros proyectos.

La investigación se desarrolló en un momento clave para el sector petrolero ecuatoriano, en el que la eficiencia operativa, la reducción de costos y la optimización de recursos son elementos estratégicos para garantizar la sostenibilidad de la producción en los campos existentes. El estudio, por tanto, no solo tiene valor académico, sino también un alto potencial de aplicación práctica para ingenieros, operadores y tomadores de decisiones del sector energético.

3.2. DISEÑO Y ALCANCE DE LA INVESTIGACIÓN

3.2.1. Diseño de la investigación

El presente estudio se enmarcó dentro de un enfoque cuantitativo, descriptivo y comparativo, con un diseño de investigación no experimental y de tipo transversal. No se manipulan variables directamente, sino que se analiza información histórica y operativa disponible de dos pozos direccionales perforados en el Campo Sacha, con el fin de identificar diferencias, similitudes, y factores críticos que influyen en su desempeño operativo.

El diseño metodológico consideró (R. Hernández-Sampieri et al., 2014):

- Análisis documental de reportes de perforación, planos de diseño, bitácoras, curvas de trayectoria y parámetros operativos.
- Comparación técnica de los diseños operacionales, trayectorias, parámetros de perforación, fluidos empleados y problemas presentados.

El estudio aplicó herramientas de análisis técnico y estadístico básico para comparar las variables críticas involucradas en la perforación, sin intervención directa en el proceso operativo.

3.2.2. Alcance de la investigación

El alcance de esta investigación se limitó al análisis comparativo de dos pozos direccionales perforados en el Campo Sacha, seleccionados por su cercanía geográfica y temporal, lo que permite reducir la variabilidad externa. La investigación se concentró

exclusivamente en la fase de perforación, desde el hoyo conductor hasta la sección productiva, sin incluir etapas de completación, producción o abandono.

Entre los aspectos que abarcó el estudio están:

- Diseño y planificación de la trayectoria direccional.
- Selección de diámetros y configuraciones de sarta.
- Parámetros operativos: ROP, peso sobre la broca, presión diferencial, caudales.
- Tipo y comportamiento del fluido de perforación.
- Problemas operacionales registrados.
- Tiempos reales de perforación por sección.

3.3. TIPO Y MÉTODOS DE INVESTIGACIÓN

3.3.1. Tipo de investigación

De acuerdo con el enfoque y los objetivos planteados, esta investigación se clasifica en los siguientes tipos (R. Hernández-Sampieri et al., 2014):

- **Investigación descriptiva:** Porque se orienta a caracterizar detalladamente los elementos técnicos y operacionales involucrados en la perforación de los dos pozos seleccionados, tales como diseño de trayectorias, parámetros de perforación, problemas presentados, entre otros.
- **Investigación comparativa:** Debido a que establece una comparación técnica entre dos casos reales de pozos direccionales dentro de un mismo campo, con el fin de identificar diferencias, similitudes y factores determinantes en el desempeño operativo.
- **Investigación aplicada:** Porque busca generar conocimiento técnico con utilidad práctica, orientado a mejorar procesos de planificación y ejecución de perforaciones futuras, optimizando el rendimiento y reduciendo riesgos operacionales en campos similares.
- **Investigación no experimental:** Ya que no se manipulan variables en un entorno controlado, sino que se trabaja con datos reales e históricos

previamente registrados en el contexto natural de la operación de perforación.

3.3.2. Métodos de investigación

Los métodos utilizados en esta tesis son (R., Hernández-Sampieri et al., 2014):

- **Método analítico:** Se aplica para descomponer los elementos del diseño y operación de cada pozo en sus componentes fundamentales (trayectoria, diámetro, parámetros de perforación, fluidos, etc.), con el fin de entender su funcionamiento y desempeño por separado.
- **Método comparativo:** Utilizado para establecer contrastes entre los dos pozos en estudio, determinando similitudes y diferencias técnicas que expliquen el comportamiento observado durante la perforación.
- **Método inductivo:** Se utiliza para extraer conclusiones generales a partir de la observación de los datos particulares de los pozos analizados. Con base en los hallazgos, se plantean recomendaciones para futuras operaciones.
- **Método documental:** Empleado para la recopilación de información a partir de fuentes primarias y secundarias, como informes técnicos de perforación, bitácoras diarias, diagramas operativos, artículos científicos y normativa técnica.

3.4. POBLACIÓN Y MUESTRA

3.4.1. Población

La población de esta investigación está conformada por el conjunto de pozos direccionales perforados en el Campo Sacha, específicamente aquellos ejecutados durante los últimos años bajo diferentes diseños operacionales y condiciones geológicas similares. Este grupo incluye decenas de pozos con variaciones en su trayectoria, parámetros de perforación, problemas operacionales y desempeño técnico.

En términos operativos, se consideraron parte de la población:

- Pozos con trayectoria direccional perforados desde plataformas múltiples.
- Reportes de perforación registrados en el sistema de operaciones de EP Petroecuador o sus contratistas.

- Información técnica documentada entre los años más recientes.

3.4.2. Muestra

La muestra seleccionada está compuesta por dos pozos direccionales específicos perforados en el Campo Sacha, los cuales fueron elegidos mediante un muestreo intencional o no probabilístico, basado en los siguientes criterios (R., Hernández-Sampieri et al., 2014):

- Accesibilidad a la información técnica completa (planos, bitácoras, parámetros operativos, reportes de problemas).
- Representatividad geológica: pozos ubicados en zonas con formaciones productoras similares (ej. Hollín o Napo).
- Diferencias claras en el diseño o desempeño operativo que permitan un análisis comparativo significativo.
- Proximidad temporal y espacial entre ambos pozos, para reducir la influencia de factores externos.

3.4.3. VARIABLES

El presente estudio cuenta con las siguientes variables dependiente e independientes, las cuales se describen a continuación.

3.4.4. Variable dependiente.

Desempeño operativo de la perforación

Esta variable refleja los resultados de la operación y se puede medir a través de:

- Tiempo total de perforación por sección y pozo
- Problemas operacionales (frecuencia y tipo: pérdida de circulación, atrapamiento, desviaciones no deseadas, etc.)
- Consumo de materiales (lodos, brocas, revestidores)
- Cumplimiento del programa versus ejecución real

3.4.5. Variables independientes.

• Trayectoria del pozo

- Ángulo de desviación
- Longitud medida (MD) y longitud vertical (TVD)
- Punto de arranque (kick-off point)

- **Parámetros del diseño de perforación**

- Diámetros de broca por sección
- Configuración de sarta de perforación
- Tipo de BHA (Bottom Hole Assembly)

- **Parámetros de operación**

- Velocidad de penetración (ROP)
- Caudal de bombeo
- Presión diferencial
- Peso sobre la broca

- **Tipo y propiedades del fluido de perforación**

- Densidad
- Reología (viscosidad plástica, punto de gel, etc.)
- Tipo (base agua, base aceite, inhibido, etc.)

- **Condiciones geológicas**

- Tipo de formación por sección
- Presión de poro esperada
- Zonas de inestabilidad conocidas

3.5. TÉCNICAS Y MÉTODOS DE RECOLECCIÓN DE DATOS

Para el desarrollo de esta investigación se emplearon técnicas de recolección de datos de tipo documental y técnico-operativo, enfocadas en la recopilación de información primaria y secundaria relacionada con los dos pozos direccionales seleccionados en el Campo Sacha (R. Hernández-Sampieri et al., 2014). Estas técnicas permitieron acceder a datos reales de campo, fundamentales para realizar un análisis comparativo objetivo y técnicamente fundamentado.

3.5.1. Técnicas empleadas

- **Revisión documental:** Se realizó una búsqueda y recopilación sistemática de información contenida en reportes de perforación, bitácoras operativas diarias, registros de parámetros de pozo, planos de trayectorias direccionales, hojas de diseño de ingeniería y reportes de lecciones aprendidas. Esta documentación fue proporcionada por la operadora EP Petroecuador y empresas contratistas bajo convenios de acceso o archivos internos.
- **Análisis de archivos técnicos digitales:** Se utilizaron plataformas internas de gestión de operaciones (por ejemplo, eDrilling, WellView o Excel técnicos) para la descarga de curvas de presión, velocidad de penetración (ROP), desviación, peso sobre la broca (WOB), caudales, tipos de lodo y comportamiento del pozo en cada sección perforada.
- **Consulta a expertos técnicos (cuando aplicó):** En algunos casos, se recurrió a la validación de datos mediante entrevistas breves o aclaraciones técnicas con ingenieros de perforación o supervisores de campo involucrados en los pozos seleccionados, a fin de complementar o verificar interpretaciones.

3.5.2. Fuentes de información

- **Primarias:** Corresponden a los datos operativos históricos que se generaron directamente durante la perforación de los pozos seleccionados. Estos incluyen bitácoras detalladas que registran paso a paso las actividades de perforación, registros direccionales que permiten conocer la trayectoria exacta del pozo, reportes diarios de perforación (DDR) que documentan el avance y condiciones de operación, además de informes sobre problemas técnicos presentados durante la operación y las acciones correctivas aplicadas para resolverlos. Estos documentos son esenciales para entender el comportamiento real del pozo y la eficiencia de los procesos empleados.
- **Secundarias:** Comprenden documentos y fuentes de información que proporcionan un marco teórico y normativo para la investigación. Entre ellas están los manuales técnicos que describen procedimientos y mejores

prácticas en perforación direccional, artículos científicos que presentan estudios y avances tecnológicos recientes, los estándares internacionales de perforación emitidos por organizaciones reconocidas como la API (American Petroleum Institute) y la SPE (Society of Petroleum Engineers), así como la normativa nacional vigente que regula las actividades petroleras en el país. También incluye literatura especializada que profundiza en aspectos técnicos y operativos de la ingeniería de perforación direccional, permitiendo interpretar los datos primarios con mayor precisión.

3.6. PROCESAMIENTO DE LA EVALUACIÓN: VALIDEZ Y CONFIABILIDAD DE LOS INSTRUMENTOS APLICADOS PARA EL LEVANTAMIENTO DE INFORMACIÓN

Para garantizar la calidad de los resultados de esta investigación, se adoptaron criterios de validez y confiabilidad aplicados a los instrumentos y técnicas empleadas en la recolección y análisis de datos operacionales.

3.6.1. Validez de los instrumentos

La validez se refiere al grado en que los instrumentos utilizados realmente miden lo que se pretende analizar. En este estudio, se garantiza la validez mediante:

- **Selección directa de fuentes primarias oficiales**, tales como reportes de perforación diarios (DDR), hojas de programa de pozo, registros de trayectoria y análisis post-operativos, todos generados durante la ejecución real de las operaciones de perforación.
- **Uso de documentos técnicos normalizados**, como planos de diseño y reportes de parámetros, los cuales siguen formatos establecidos por **EP Petroecuador** y sus contratistas, conforme a estándares internacionales de la industria (API, SPE).
- **Verificación cruzada de información** entre diferentes fuentes técnicas (bitácoras, reportes y curvas de parámetros), para asegurar la coherencia y consistencia de los datos analizados.

- **Alineación con los objetivos de la investigación**, lo que implica que los datos recolectados fueron cuidadosamente seleccionados para asegurar que respondieran de manera directa y pertinente a las variables previamente definidas en el estudio. Estas variables incluyen aspectos clave como la trayectoria del pozo, los parámetros operativos medidos durante la perforación, los problemas técnicos reportados y el desempeño general de cada pozo. Esta correspondencia garantiza que la información obtenida sea relevante para analizar y responder las preguntas de investigación planteadas, facilitando un análisis riguroso y coherente con los fines del estudio.

3.6.2. Confiabilidad de los instrumentos

La confiabilidad se refiere a la consistencia de los resultados obtenidos si los instrumentos fueran aplicados nuevamente bajo condiciones similares. Para asegurar este criterio, se consideraron las siguientes acciones:

- **Documentos oficiales y registros directos de campo**, que no han sido modificados o interpretados por terceros, lo que reduce el sesgo y aumenta la fidelidad de los datos. Constituyen la fuente primaria de información, fueron cuidadosamente seleccionados por no haber sido alterados ni interpretados por terceros, lo cual reduce considerablemente la posibilidad de sesgos o errores en los datos.
- **Uso de herramientas y plataformas técnicas estándar** ampliamente reconocidas dentro de la industria petrolera, tales como Excel técnico para el análisis de datos, WellView para la gestión de información de pozos y otros softwares especializados de ingeniería de pozos. Estas aplicaciones permiten una recopilación, procesamiento y análisis de los datos operacionales con alta precisión, asegurando la calidad y consistencia de los resultados.
- **Trazabilidad de la información**, se mantuvo rigurosamente, permitiendo verificar en todo momento la fuente original de cada dato, la fecha de su generación, la sección del pozo a la que corresponde, así como el operador responsable de su registro.

CAPITULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

4.1. DISEÑO DEL ESQUEMA MECÁNICO DE LOS POZOS

4.1.1. Pozo Sacha 361 D.

El diagrama que se muestra en la Fig. 12 ilustra la disposición definitiva de las tuberías de revestimiento instaladas en el pozo Sacha 361D. Se observa claramente que el pozo está equipado con múltiples sartas de revestimiento, cada una con diámetros diferentes, que se van introduciendo concéntricamente unas dentro de otro conforme se avanza hacia mayores profundidades. Esta configuración es común en la industria petrolera, ya que cumple funciones esenciales para mantener la integridad estructural del pozo, permitiendo aislar distintas formaciones geológicas presentes en el subsuelo y manejar eficazmente las diferentes presiones que se encuentran en cada capa. De esta manera, se garantiza la estabilidad del pozo durante su operación y se previenen riesgos asociados a colapsos o migración de fluidos no deseados.

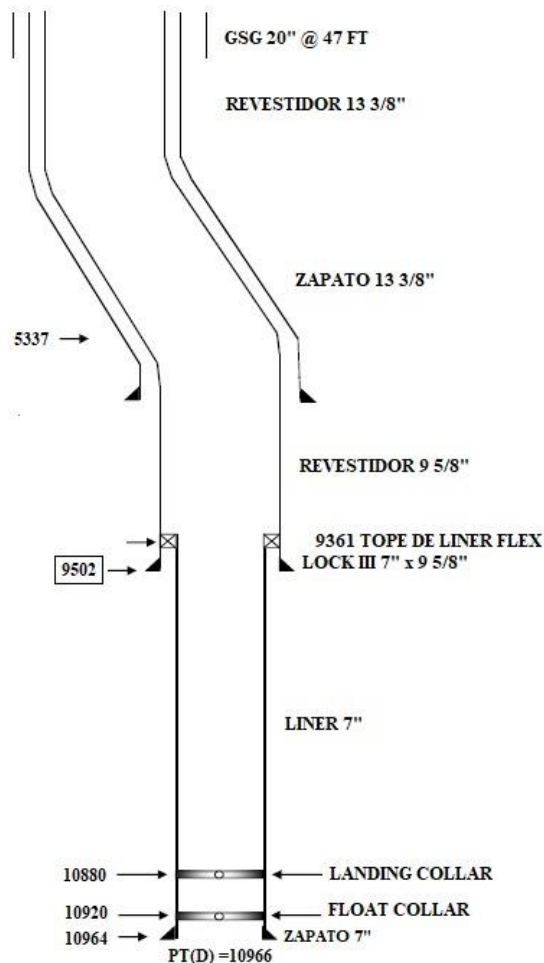
a) Elementos Clave y Observaciones.

- ***Fecha de Inicio de Perforación:*** 06/11/2012. Esto nos indica cuándo se iniciaron las operaciones de perforación de este pozo.
- ***Revestimiento Conductor (CSG 20" @ 47 ft):*** La tubería de mayor diámetro (20 pulgadas) se instaló a una profundidad relativamente somera de 47 pies (aproximadamente 14 metros). Su función principal es proporcionar estabilidad inicial al pozo en la superficie y servir de guía para las siguientes operaciones de perforación.
- ***Revestimiento Superficial (Revestidor 13-3/8"):*** Una tubería de menor diámetro (13 3/8 pulgadas) se instaló a una profundidad mayor (no se indica explícitamente, pero es antes del zapato de 13 3/8"). Este revestimiento aísla las formaciones someras de agua dulce y proporciona una base segura para instalar el equipo de control de presión (BOP).

- **Zapato 13-3/8"**: El término "zapato" se refiere a la parte más baja o extremo final del revestimiento donde se realiza el proceso de cementación. En este caso, el zapato corresponde a la profundidad a la que fue cementado el revestimiento de 13 3/8 pulgadas, asegurando así el sellado y la fijación del casing en la formación. Esta cementación es crucial para evitar el colapso del pozo, prevenir migraciones de fluidos y mantener la estabilidad del pozo en esa profundidad específica.
- **Revestimiento Intermedio (Revestidor 9 5/8")**: Se instaló un revestidor con un diámetro de 9 5/8 pulgadas a una profundidad mayor que la del zapato anterior, pero aún antes del tope del liner de 7 pulgadas. La función principal de este revestimiento intermedio es aislar formaciones geológicas que pueden presentar problemas, como zonas de pérdida de circulación o áreas con presiones inestables, detectadas durante la perforación. De este modo, se protege el pozo de posibles daños y se garantiza la continuidad segura de la perforación hacia zonas más profundas.
- **Tope de Liner Flexlock III 7" x 9 5/8"**: Esto indica que se instaló un "liner" de 7 pulgadas que se superpone y se conecta con el revestimiento de 9 5/8" mediante un sistema Flexlock III. Un liner es una sarta de revestimiento que no llega hasta la superficie, sino que se cuelga de un revestimiento superior. Esto es común en secciones más profundas del pozo.
- **Liner 7"**: La tubería de producción principal de 7 pulgadas que se extiende hasta la profundidad total del pozo.
- **Zapato 7" (10966')**: Indica la profundidad a la que se cementó el liner de 7 pulgadas: 10966 pies (aproximadamente 3342 metros).
- **Landing Collar (10930')**: Un componente utilizado para asentar y asegurar el liner de 7 pulgadas en el pozo.
- **Float Collar (10937')**: Una válvula unidireccional que se coloca cerca del zapato del revestimiento para facilitar la cementación al permitir el paso del cemento hacia abajo pero no el reflujó.
- **PT (TD) = 10966'**: Profundidad Total (TD) del pozo es de 10966 pies.
- **Inclinación Máxima (INCL. MAX. 30.25° @ 2966')**: El pozo alcanzó una inclinación máxima de 30.25 grados a una profundidad de 2966 pies. Esto indica que el pozo no es completamente vertical y tiene una sección direccional.

- **TVD:** Se refiere a "True Vertical Depth" (Profundidad Vertical Verdadera), aunque no se proporciona un valor específico en el esquema principal. Las líneas verticales punteadas podrían representar la trayectoria vertical del pozo en comparación con su trayectoria real inclinada.
- **RTE, CLE, 34.8:** Estos acrónimos y valores no están claramente definidos en el esquema sin una leyenda adicional. Podrían referirse a elevaciones de referencia o alguna otra información específica del pozo.
- **Estimativo No: 22.22189:** Un número de identificación del proyecto o pozo.

Figura 13. Esquema mecánico final del pozo 361 D



Elaborado por: Jean Pierre Bazán

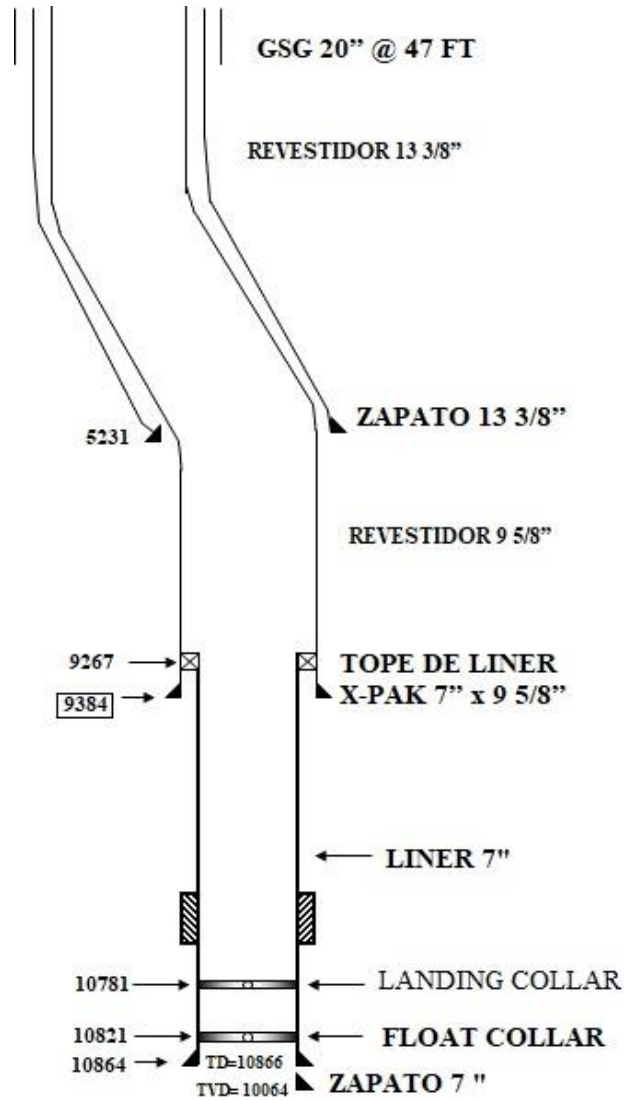
Fuente: EP Petroecuador (2025)

4.1.2. Pozo Sacha 362 D

Al igual que el pozo Sacha 361D, este esquema se muestra en la Fig. 13 con la configuración final de las tuberías de revestimiento instaladas en el pozo Sacha 362D. Se

observa una configuración similar de revestimientos concéntricos de diámetros decrecientes a medida que aumenta la profundidad. Esto proporciona aislamiento zonal, integridad estructural y control de presiones.

Figura 14. Esquema mecánico final del pozo 362 D



Elaborado por: Jean Pierre Bazán

Fuente: Petroecuador (2025)

a) Elementos Clave y Observaciones:

- **Revestimiento Conductor (CSG 20" @ 47 ft):** Similar al pozo 361D, una tubería de 20 pulgadas instalada a 47 pies para estabilidad superficial y guía.

- **Revestimiento Superficial (Revestidor 13-3/8"):** También presente, aunque la profundidad del zapato no se indica explícitamente. Cumple la función de aislar aguas someras y proporcionar anclaje para el BOP.
- **Zapato 13-3/8":** Marca la profundidad de cementación del revestimiento superficial.
- **Revestimiento Intermedio (Revestidor 9 5/8"):** Tubería de 9 5/8 pulgadas instalada a una profundidad mayor para aislar formaciones intermedias.
- **Tope de Liner X-PAK 7" x 9 5/8":** Se utiliza un sistema de colgado de liner X-PAK para conectar el liner de 7 pulgadas al revestimiento de 9 5/8". El X-PAK es un tipo específico de herramienta para asegurar la conexión y el sello.
- **Liner 7":** La sarta de revestimiento de producción de 7 pulgadas que no llega a la superficie.
- **Zapato 7" (10864'):** El liner de 7 pulgadas está cementado a 10864 pies (aproximadamente 3311 metros).
- **Landing Collar (10781'):** Utilizado para asentar el liner de 7 pulgadas.
- **Float Collar (10821'):** Válvula unidireccional para facilitar la cementación del liner.
- **TD = 10866':** La Profundidad Total alcanzada por el pozo es de 10866 pies (aproximadamente 3312 metros).
- **TVD = 10064':** La Profundidad Vertical Verdadera del pozo es de 10064 pies (aproximadamente 3068 metros). La diferencia entre TD y TVD indica que este pozo también tiene una desviación direccional.
- **Inclinación:** Aunque en la información proporcionada no se especifica de forma directa el valor máximo de inclinación del pozo, la diferencia significativa entre la profundidad total perforada (TD, por sus siglas en inglés) y la profundidad vertical verdadera (TVD) —que en este caso es aproximadamente de 802 pies— indica claramente que el pozo no sigue una trayectoria vertical recta. Esta diferencia evidencia que el pozo presenta una trayectoria inclinada o desviada, lo que significa que la longitud del pozo medida a lo largo de su trayectoria (alrededor de 10,866 pies) es mayor que la distancia vertical real desde la superficie hasta la punta del pozo. Esta inclinación es común en pozos direccionales y

permite alcanzar objetivos específicos del reservorio que no estarían accesibles mediante una perforación vertical directa.

- **Profundidades de las Curvas:** Se indican las profundidades a las que se inician las secciones desviadas del pozo (5231' y 9261' - 9384').

b) Comparación con Sacha 361D:

- **Configuración Similar:** Ambos pozos tienen una configuración de revestimiento similar: conductor, superficial, intermedio y un liner de producción de 7 pulgadas.
- **Profundidades Totales Similares:** Las profundidades totales de ambos pozos (361D: 10966' y 362D: 10866') son muy cercanas.
- **Desviación Direccional:** Ambos pozos son direccionales, evidenciado por la diferencia entre TD y TVD en el pozo 362D y la indicación de inclinación en el pozo 361D.
- **Sistema de Colgado de Liner:** El pozo 362D especifica el uso de un sistema X-PAK para el tope del liner, lo que proporciona más detalle sobre la tecnología utilizada para conectar el liner.

4.2. FLUIDOS DE PERFORACIÓN

4.2.1. Pozo Sacha 361 D

En las Tablas 2 a 4 se presentan los detalles del fluido de perforación utilizados en las secciones de 16”, 12 ¼” y 8 ½” para el Pozo Sacha 361D respectivamente.

a) Sección 16”.

Tabla 2. Perforación sección 16 pulgadas-Pozo Sacha 361D

CATEGORÍA	DETALLE
Tipo de fluido inicial	-Lodo base agua con bentonita (10 lb/gal).
Volumen preparado	-900 bbl.
Parámetros iniciales	-Caudales: 100 – 180 gpm según profundidad; Presión: 250 psi; ROP promedio: 40.4 ft/hr.
Problema principal	- Sarta pegada a 286 ft al intentar levantarla.

Acciones correctivas	<ul style="list-style-type: none"> - Compresión/tensión de sarta (hasta 350–500 klbs). - Rotación. - Bombeo con píldoras viscosas. - Prueba de circulación. - Back-off mecánico (2 intentos). - Operación de pesca con BHA especializado. - Limpieza con Weatherford.
Materiales usados	<ul style="list-style-type: none"> -Píldoras viscosas, dispersas y visco -pesadas (hasta 12.5 ppg), aserrín, Terra Rate, material de pérdida.
Resultado	-Se logró recuperar el 100% del pez. Se limpió el hoyo y se continuó perforación sin contratiempos.
Problema secundario	-Comunicación con pozo vecino (flujo cruzado por el contrapozo).
Solución aplicada	<ul style="list-style-type: none"> - Bombeo de material de pérdida y aserrín por el niple campana. - Control de flujo exitoso.
Problema adicional	-Caída de presión de bombeo (350 psi) , se determinó válvula lavada en manifold.
Solución aplicada	-Cambio de válvula de 4”.
Tipo de casing	-13 3/8”, K-55, 68 lb/ft, asentado a 5340 ft.
Cementación	Cementado según programa, presión final 1540 psi, retorno de 4 bbl.
Optimización	<ul style="list-style-type: none"> - Homogeneización del sistema de lodo (10.1 → 10.8 ppg). -Uso de Terra Rate para mejorar ROP.

Elaborado por: Jean Pierre Bazán

Durante la perforación de la sección de 16 pulgadas del Pozo Sacha 361D, se empleó inicialmente un lodo base agua con bentonita a una densidad de 10 lb/gal, con un volumen preparado de 900 barriles, lo que resulta adecuado para una etapa superficial. Los parámetros operativos iniciales incluyeron caudales entre 100 y 180 gal/min, presión de bombeo de 250 psi y una tasa de penetración (ROP) promedio de 40,4 ft/hr, lo que sugiere un avance técnico satisfactorio hasta el punto de falla.

El primer evento crítico ocurrió a los 286 pies de profundidad, cuando la sarta de perforación se atascó al intentar levantarla. Para solventar este incidente, se aplicaron múltiples técnicas operativas: compresión y tensión controlada de la sarta (hasta 350–500 klbs), rotación forzada, bombeo de píldoras viscosas, pruebas de circulación y dos intentos de back-off mecánico. Finalmente, fue necesario realizar una operación de pesca especializada, acompañada de una limpieza del hoyo a cargo del servicio de Weatherford. Estas acciones permitieron recuperar el 100% del BHA atrapado, lo que representa un logro operativo importante, considerando la complejidad del evento.

De forma adicional, se presentó un flujo cruzado (comunicación) con un pozo vecino, lo cual es una condición poco frecuente pero crítica en zonas de desarrollo intensivo. Este problema fue controlado exitosamente mediante el bombeo de material de

pérdida y aserrín a través del niple campana, técnica que evitó una pérdida de control mayor y permitió continuar operaciones sin comprometer la integridad del pozo.

Otro contratiempo fue la caída de presión de bombeo a 350 psi, lo que fue diagnosticado como una válvula lavada en el manifold. La solución fue inmediata: el reemplazo de una válvula de 4 pulgadas, restableciendo las condiciones de circulación normales.

En cuanto a la corrida de revestidores, se asentó una tubería de 13 3/8" de acero K-55, 68 lb/ft, hasta los 5340 pies. El proceso de cementación se ejecutó conforme al programa, alcanzando una presión final de 1540 psi y un retorno superficial de 4 barriles, lo cual indica una cementación primaria efectiva.

En términos de mejoras operativas, se implementó una homogeneización del lodo, aumentando su densidad de 10.1 a 10.8 ppg, lo cual ayudó a estabilizar las paredes del pozo. Adicionalmente, se utilizó Terra Rate, un aditivo químico que favoreció el incremento del ROP.

b) Sección 12 ¼".

Tabla 3. Perforación sección 12 ¼" pulgadas-Pozo Sacha 361D

CATEGORÍA	DETALLE
Tipo de fluido base	-Fluido base agua Gel/Polímero (9.2–10.8 ppg) y Perflex. Se aplicaron ajustes graduales de densidad hasta 10.8 ppg.
Píldoras aplicadas	- Píldoras viscosas y dispersas con inhibidores de arcillas (New Drill, Claytrol, PAC-R, LV). - Píldoras sellantes con Sulfatrol y Carbonato de Calcio A-100.
Control de filtrado	- Píldoras pesadas con densidades hasta 12.5 ppg.
Control de sólidos	-< 8 cc/30 min, y finalmente ajustado a 6.4 cc/30 min.
Problemas operacionales	-Centrífuga en modo LGS (Low Gravity Solids). - Puntos apretados en el Conglomerado Superior Tiyuyacu (7245–7135 ft y otros). - Aumento de temperatura del fluido (hasta 157 °F). - Efecto de presión diferencial en el conglomerado.
Acciones correctivas	- Recirculación con píldoras dispersas y viscosas. - Repasos mecánicos con rotaria y bomba. - Control químico con inhibidores de arcillas y ajustes de pH (hasta 10.9). - Dilución con agua fresca (3–5 bph).
Optimización de perforación	- Uso de Mil Lube (3% v/v) y Diesel (1% v/v) como lubricantes. - Rotación y deslizamiento combinados. - Control de parámetros ROP (hasta 67.25 ft/h en secciones óptimas).
Manejo térmico del fluido	- Dilución y tratamiento para prevenir deshidratación. - Preservación de fluido ante temperatura elevada.

Profundidad final (TD)	-9515 ft MD
Resultados	<ul style="list-style-type: none"> - Pozo perforado hasta TD sin pérdida de herramienta. - Sarta recuperada exitosamente con mínimo overpull. - Fluido conservado funcional pese a alta temperatura. - Conglomerado superado exitosamente mediante control químico y mecánico.

Elaborado por: Jean Pierre Bazán

En la perforación de la sección de 12 ¼ pulgadas del Pozo Sacha 361D, se utilizó un fluido base agua tipo Gel/Polímero, cuya densidad osciló entre 9.2 y 10.8 ppg, alcanzando su punto máximo mediante ajustes graduales conforme se profundizaba. Además, se complementó con Perflex, un aditivo destinado a estabilizar la formación y prevenir inestabilidades. Este sistema de lodo se adaptó dinámicamente a las condiciones del pozo para garantizar un desempeño estable frente a los desafíos geomecánicos encontrados.

Durante el avance, se aplicaron distintas píldoras de tratamiento según las necesidades del terreno: viscosas y dispersas con inhibidores de arcillas como New Drill, Claytrol, PAC-R y LV, utilizadas para prevenir hinchazón o dispersión de lutitas. También se aplicaron píldoras sellantes con Sulfatrol y carbonato de calcio A-100 para atender problemas potenciales de pérdida de circulación, y píldoras pesadas (hasta 12.5 ppg) como medida de control ante zonas de alta presión.

Se mantuvo un control de filtrado efectivo, partiendo de menos de 8 cc/30 min hasta estabilizarlo en 6.4 cc/30 min, lo cual minimizó la invasión del fluido en la formación y redujo los riesgos de daño a la zona productiva. En paralelo, el control de sólidos se manejó con una centrífuga operando en modo LGS (Low Gravity Solids), lo que indica una intención clara de mantener un sistema de lodo limpio, reducir torque y preservar la eficiencia del sistema de circulación.

Durante esta sección se enfrentaron problemas operacionales relevantes, principalmente puntos apretados dentro del Conglomerado Superior Tiyuyacu, en zonas específicas entre 7245–7135 pies. Estos eventos fueron agravados por el aumento sostenido de la temperatura del fluido, que alcanzó los 157 °F, y el efecto de presión diferencial generado por la litología del conglomerado, lo cual puede inducir al atrapamiento diferencial de la sarta.

Para superar estas dificultades, se aplicaron acciones correctivas mixtas: recirculación con píldoras viscosas y dispersas, repase mecánico con bomba y rotaria, y control químico con inhibidores de arcilla. También se ajustó el pH del sistema hasta 10.9, y se diluyó con

agua dulce en volúmenes entre 3 y 5 bph, lo cual demuestra un manejo riguroso del equilibrio químico del sistema.

Desde el punto de vista de optimización de perforación, se incorporaron aditivos lubricantes como Mil Lube (3% v/v) y Diesel (1% v/v) para reducir torque y fricción, especialmente útiles en zonas de conglomerado. La estrategia de perforación incluyó una técnica mixta de rotación y deslizamiento, que permitió alcanzar una ROP de hasta 67.25 ft/h en segmentos estables.

Adicionalmente, se implementó un plan específico de manejo térmico del fluido, enfocándose en prevenir la deshidratación del sistema ante temperaturas elevadas. A pesar de las condiciones adversas, el fluido se mantuvo funcional durante toda la etapa, lo que habla de un diseño robusto del sistema de lodo.

Finalmente, la sección fue perforada hasta su profundidad total de 9515 ft (MD) sin pérdidas de herramienta ni eventos mayores. La sarta se recuperó con mínimo overpull, lo cual confirma que la estrategia de control direccional, química y mecánica fue efectiva. El paso por el conglomerado fue exitoso, representando un ejemplo claro de cómo la combinación de ingeniería de fluidos, técnicas mecánicas y control operativo puede superar zonas geomecánicamente complejas.

c) Sección 8 ½”.

Tabla 4. Perforación sección 8 ½” pulgadas-Pozo Sacha 361D

CATEGORÍA	DETALLE
Tipo de fluido base	-Fluido base agua convencional con densidad inicial 9.8 ppg, ajustada hasta 10.0 ppg.
Tratamientos y aditivos	- Xamplex D, Pronto Plug, Shaleplex para estabilización de lutitas y calizas. - Soda cáustica, Pac LV para control de pH y filtrado. - Mil Lube + Diesel como lubricante (1.5% v/v).
Píldoras utilizadas	- Píldoras viscosas con material puenteante en cada parada. - Píldoras dispersas y viscosas pesadas (hasta 60 bbls). - Píldora lubricante (102 bbls) previo a cementación.
Problemas operacionales	- Descarte de carbonato de calcio por el Mud Cleaner. - Esperas logísticas por agua (5 h). - Punto apretado a 9550 ft (40 klbs de overpull). - No se observó cemento en el retorno durante cementación.
Acciones correctivas	- Se eliminó uso de Mud Cleaner y se trabajó solo con zarandas. - Recirculación y repaso con bomba en puntos apretados. - Ajuste de densidad del fluido. - Circulaciones fondo-arriba. - Verificación con pruebas de presión y flowback.

Parámetros operativos	-400 gpm, 1850 psi, 80 rpm, torque 15–20 klb-ft, WOB: 15–20 klbs, ROP: hasta 47.28 ft/h.
Cementación final	- Cementación con BJ Baker Pumping: 215 bbls de espaciadores, 106 bbls de lechadas (13–16.8 ppg), 58 bbls de desplazamiento con agua dulce. - Tapón asentado a 2900 psi y presurización hasta 3400 psi (5 min). - Flowback de 2 bbls.
Colgador y zapata	-Colgador asentado a 9361 ft, zapata a 10964 ft.
Resultados	- Pozo perforado hasta TD sin problemas mayores. - Cementación ejecutada sin pérdidas observadas, aunque sin retorno visible de cemento. - Fase finalizada con éxito operativo y presión de cierre validada (700 psi / 10 min).

Elaborado por: Jean Pierre Bazán

Durante la perforación de la sección de 8 ½ pulgadas del Pozo Sacha 361D, se utilizó un fluido base agua convencional con densidad ajustada de 9.8 a 10.0 ppg, diseñado para equilibrar las presiones del fondo y estabilizar las formaciones atravesadas, especialmente lutitas y calizas presentes en los tramos profundos del yacimiento. Esta mezcla se complementó con una variedad de tratamientos químicos y aditivos, como Xamplex D, Pronto Plug y Shaleplex, los cuales son típicamente empleados para fortalecer la estabilidad de formaciones arcillosas y carbonatadas.

El sistema de control químico también incluyó soda cáustica y Pac LV, útiles para mantener el pH en niveles óptimos y reducir el filtrado del lodo. En términos de lubricación, se utilizó una combinación de Mil Lube y Diesel (1.5% v/v) para reducir el torque y facilitar el deslizamiento de la sarta, especialmente útil en esta sección donde la fricción suele ser mayor debido a los ángulos y profundidad.

Durante esta etapa se aplicaron píldoras múltiples: viscosas con material puenteante en cada parada operativa para proteger la pared del pozo, píldoras pesadas y dispersas (hasta 60 bbls), y una píldora lubricante de 102 bbls aplicada estratégicamente antes de la cementación. Este protocolo muestra un enfoque preventivo frente a la inestabilidad del hoyo, posible fricción excesiva y pérdidas de circulación.

No obstante, se presentaron problemas operacionales que incluyeron:

- Descarte de carbonato de calcio por el Mud Cleaner, lo que indicaba una pérdida involuntaria de material de tratamiento.
- Esperas logísticas por abastecimiento de agua (5 horas), que representan un tipo de tiempo no productivo evitable.
- Un punto apretado a 9550 ft, donde fue necesario aplicar un overpull de 40 klbs para liberar la sarta.

- Ausencia de retorno visible de cemento durante la cementación, lo que obligó a implementar métodos de verificación indirecta.

Las acciones correctivas incluyeron la suspensión del Mud Cleaner, pasando a trabajar exclusivamente con zarandas para evitar la pérdida de sólidos útiles. También se realizaron repasos con bomba en los puntos apretados, ajustes a la densidad del fluido y varias circulaciones fondo-arriba para limpiar el hoyo. Posteriormente, se ejecutaron pruebas de presión y flowback para validar el sellado, dado que no hubo retorno de cemento superficial.

Los parámetros operativos se mantuvieron en niveles estándar para este tipo de sección: 400 gpm, presión de 1850 psi, 80 rpm, torque de 15–20 klb-ft, WOB de 15–20 klbs, y un ROP de hasta 47.28 ft/h, lo que representa un rendimiento moderadamente eficiente considerando la profundidad y las condiciones litológicas.

La cementación final fue realizada por BJ Baker Pumping, empleando 215 bbls de espaciadores, 106 bbls de lechadas con densidades entre 13 y 16.8 ppg, y un desplazamiento final con 58 bbls de agua dulce. El tapón fue asentado a 2900 psi, con presión de cierre de 3400 psi durante 5 minutos, y un flowback de 2 bbls, lo cual indica presión positiva post-cementación, aunque sin retorno visible de cemento.

Finalmente, el colgador se asentó a 9361 pies y la zapata a 10964 pies, finalizando esta sección hasta la profundidad total (TD) sin pérdidas de herramienta ni complicaciones graves. Si bien la ausencia de retorno de cemento representa un punto de atención, las pruebas de cierre (700 psi mantenida por 10 minutos) validaron la integridad del sellado y permitieron dar por finalizada la fase con éxito operativo.

4.2.2. Pozo Sacha 362 D

En las Tablas 5 a 8 se presentan los detalles del fluido de perforación utilizados en las secciones de 16", 12 ¼" y 8 ½" para el Pozo Sacha 362D respectivamente.

a) Sección 16".

Tabla 5. Perforación sección 16 pulgadas-Pozo Sacha 362D

CATEGORÍA	DETALLE
Tipo de fluido base	- Lodo Perflex (10 lpb) – 950 bbl. - Densificado hasta 10.8 ppg previo a la corrida de casing.
Tratamientos y aditivos	- Píldoras dispersas (30 bbl cada parada). - Píldoras viscosas pesadas (40–60 bbl cada 2 paradas) con LCM (Mil Mica Medium).

Problemas operacionales	<ul style="list-style-type: none"> - Pérdidas de lodo en diferentes niveles: 50 bbl (854 ft), 120 bbl (875 ft), 80 bbl (después de 900 ft). - Taponamiento de ventana por exceso de sólidos. - Cellar con exceso de gumbo.
Acciones correctivas	<ul style="list-style-type: none"> - Apoyos mecánicos hasta 90 klbs (viaje de calibración). - Aplicación de píldoras anti-pérdida con concentraciones crecientes (15, 25, 30 lpb). - Circulación fondo arriba para remover sólidos y limpiar cellar. - Repasos mecánicos y con bomba durante viajes. - Reducción de galonaje para evitar washouts. - Uso de herramientas direccionales (GyroData).
Herramientas BHA	<ul style="list-style-type: none"> - BHA #1: broca tricónica convencional. - BHA #2: broca PDC + motora + monel para direccionalidad. - Sistema Overdrive y herramientas WTF para casing.
Parámetros operativos	<ul style="list-style-type: none"> - Flujo: hasta 900 gpm. - Presión: hasta 2900 psi. - ROP: variable, controlado según litología. - Peso sobre la broca: 10–25 klbs. - Torque: 5–20 klb-ft.
Litologías encontradas	<ul style="list-style-type: none"> - 950 ft: 70% arcilla, 20% arenisca, 10% limolita. - 1350 ft: 60% arenisca, 30% arcillolita, 10% limolita. - 3100 ft: 80% arcillolita, 10% anhidrita. - 4800 ft: 80% arcillolita, 20% limolita.
Calibración y casing	<ul style="list-style-type: none"> - Viaje de calibración desde 5231 ft hasta superficie sin problemas críticos. - Apoyos máximos: 90 klbs. - Revestidor de 13 3/8" bajado hasta 4445 ft, con ruptura de geles y bombeos intermedios.
Resultados	<ul style="list-style-type: none"> - Pérdidas controladas exitosamente. - Sólidos y taponamientos resueltos. - Casing bajado hasta profundidad planeada con éxito. - Broca y herramientas recuperadas sin daño.

Elaborado por: Jean Pierre Bazán

En la perforación de la sección de 16 pulgadas del Pozo Sacha 362D, se empleó un sistema de lodo Perflex con una densidad inicial de 10 lpb, preparado en un volumen de 950 barriles. Este fluido fue posteriormente densificado hasta 10.8 ppg antes de realizar la corrida de revestidor, en respuesta a los eventos de pérdida y para asegurar estabilidad en las zonas de mayor debilidad geológica.

Durante el desarrollo de esta sección, se presentaron problemas operacionales importantes, principalmente pérdidas de lodo en distintos intervalos: 50 bbl a los 854 ft, 120 bbl a los 875 ft, y 80 bbl adicionales luego de los 900 ft, lo cual representa un volumen acumulado significativo de fluido perdido a la formación. Estos eventos de pérdida son típicos en litologías fracturadas o en zonas de transición litológica rápida, y pueden comprometer el control de pozo si no se atienden adecuadamente.

Adicionalmente, se reportó el taponamiento de ventanas debido a un exceso de sólidos suspendidos en el sistema, así como acumulación de gumbo (mezcla plástica de arcilla) en el cellar, lo que representa un riesgo de pegado o pérdida de herramientas. Se necesitó aplicar apoyos mecánicos de hasta 90 klbs durante los viajes de calibración, lo cual sugiere condiciones restrictivas en el hoyo y la necesidad de control mecánico riguroso. Las acciones correctivas aplicadas fueron diversas y bien ejecutadas. Se utilizaron píldoras anti-pérdida en concentraciones crecientes (15, 25, 30 lb/bbl) para recuperar el equilibrio hidrostático. También se realizaron circulaciones fondo-arriba para limpiar el hoyo y remover sólidos acumulados, junto con repasos mecánicos y bombeos dirigidos durante los viajes de tubería. Como medida preventiva para evitar “washouts” (ensanchamientos indeseados del hoyo), se redujo el galonaje, lo que ayudó a disminuir la erosión del pozo.

En cuanto al BHA utilizado, se aplicaron dos configuraciones: un BHA con broca tricónica convencional para etapas iniciales, y posteriormente una configuración más avanzada con broca PDC, motor de fondo y monel para mejorar el control direccional. Este diseño fue apoyado por el uso de sistemas Overdrive, herramientas WTF para la corrida de casing, y herramientas de navegación GyroData, lo cual refleja una integración tecnológica importante en esta fase del pozo.

Los parámetros operativos fueron altos y exigentes, con caudales de hasta 900 gpm y presiones de bombeo de hasta 2900 psi, lo cual está dentro de los límites para pozos con pérdida parcial y control direccional. El ROP fue variable, adaptado según la litología, con un peso sobre la broca entre 10 y 25 klbs y un torque entre 5 y 20 klb-ft, lo que permitió mantener un equilibrio entre eficiencia y estabilidad.

Las litologías encontradas en esta sección variaron significativamente: desde 70% arcilla y 20% arenisca en los 950 ft, hasta niveles más profundos con 80% arcillolita y presencia menor de anhidrita y limolita. Esta transición litológica justifica los eventos de pérdida, ya que los materiales arcillosos y las intercalaciones con anhidrita tienden a fracturarse o colapsar bajo presión.

El viaje de calibración se ejecutó sin contratiempos críticos desde los 5231 ft hasta superficie, lo que indica una buena limpieza del pozo. Posteriormente, se bajó el revestidor de 13 3/8” hasta los 4445 ft, realizando ruptura de geles y bombeos intermedios para asegurar el asentamiento adecuado.

Finalmente, los resultados fueron positivos: las pérdidas fueron controladas eficazmente, los sólidos y taponamientos fueron gestionados sin generar eventos mayores, el casing se asentó correctamente y se recuperaron todas las herramientas sin daño.

b) Sección 12 ¼”.

Tabla 6. Perforación sección 12 ¼” pulgadas-Pozo Sacha 362D

CATEGORÍA	DETALLE
Tipo de fluido base	- Fluido base Perflex 9.2–9.4 ppg (1700 bbls) - Fluido Gel/Polymer (inicialmente 10.8 ppg, diluido a 9.4 ppg) - Píldoras dispersas y viscosas pesadas.
Tratamientos y aditivos	- Píldoras viscosas y dispersas (30–40 bbl cada parada y cada 2 paradas). - Chaplex, Sulfatrol, CaCO₃ A100 como materiales sellantes. - Claytrol, New Drill, Pac R, Soda Cáustica para control de arcillas, filtrado y pH.
Problemas operacionales	- Puntos apretados durante viaje de calibración: 6410, 6388, 6351 ft (máx. overpull 50 klbs). - Posible formación sensible a la presión diferencial en conglomerado. - Necesidad de control direccional y ángulo .
Acciones correctivas	- Bombeo de píldoras dispersas y viscosas de baja reología como rutina. - Incremento progresivo de densidad del lodo. - Limpieza y circulación fondo arriba. - Control de torque, peso sobre broca y ROP al entrar a conglomerado.
Herramientas BHA	- BHA direccional #3 con broca PDC 12 ¼” - Motor de fondo, MWD. - Equipos de cementación (cuña, llave hidráulica).
Parámetros operativos	- Caudal: 600–885 gpm - Presión: 1600–3750 psi - Peso sobre broca: 10–25 klbs - Torque: 12–22 klb-ft - RPM: 40–80 - ROP: hasta 67 pph (fuera del conglomerado).
Litologías encontradas	- Tope del Orteguaza : 5817' MD / 5451' TVD - Tope del Conglomerado Superior Tiyuyacu : 7190' MD / 6663' TVD
Estrategia de limpieza	- Bombeo de píldoras en cada parada (30 bbl dispersa, 40 bbl viscosa pesada). - Bombeo de píldoras sellantes cada parada en el conglomerado.
Revestidor y casing	- Corrida de revestidor de 9 5/8” hasta fondo (9384 ft).

Resultados

- Cementación según programa con limpieza previa y circulación a retorno limpio.
- **Control direccional exitoso**, con parámetros ajustados por litología.
- **Retorno limpio** y sin taponamientos.
- Revestidor bajado y cementado sin complicaciones.

Elaborado por: Jean Pierre Bazán

Durante la perforación de la sección de 12 ¼ pulgadas del Pozo Sacha 362D, se utilizaron dos sistemas de lodo complementarios. Inicialmente se aplicó un fluido Perflex de baja densidad (entre 9.2 y 9.4 ppg, en un volumen de 1700 barriles), y posteriormente un sistema Gel/Polímero que partió desde 10.8 ppg, pero que fue diluido progresivamente a 9.4 ppg. Este ajuste de densidad fue clave para manejar la sensibilidad de la formación y controlar los efectos de presión diferencial, particularmente en zonas de conglomerado.

La perforación fue acompañada por un manejo químico intensivo, mediante el uso de píldoras viscosas y dispersas en cada parada operativa (30 a 40 barriles por aplicación), junto con sellantes como Chaplex, Sulfatrol y carbonato de calcio A-100, útiles para prevenir y mitigar pérdidas. También se utilizaron inhibidores de arcilla y controladores de reología como Claytrol, New Drill, Pac R y soda cáustica, mostrando un enfoque químico robusto para estabilizar la formación.

Uno de los principales retos técnicos fueron los puntos apretados detectados durante el viaje de calibración, específicamente en los tramos de 6410, 6388 y 6351 pies, donde fue necesario aplicar un overpull máximo de 50 klbs para liberar la sarta. Estas zonas coincidieron con el ingreso al Conglomerado Superior Tiyuyacu, una formación geomecánicamente compleja y altamente sensible al diferencial de presión. Esto también exigió un mayor control sobre la dirección del pozo y el ángulo de inclinación.

Las acciones correctivas se centraron en un bombeo rutinario de píldoras de baja reología para mantener las paredes limpias y estables, junto con un incremento progresivo de la densidad del lodo para contrarrestar la presión de poro en el conglomerado. Además, se realizaron limpiezas fondo-arriba, ajustes en torque, peso sobre broca y control de ROP al ingresar en zonas críticas.

Para cumplir con los requerimientos direccionales, se empleó un BHA altamente especializado (#3), equipado con broca PDC de 12 ¼”, motor de fondo y MWD (medición mientras perfora), además de equipos de cementación como cuña direccional y llave hidráulica. Esta configuración permitió mantener la trayectoria deseada a pesar de los cambios litológicos.

Los parámetros operativos fueron moderadamente agresivos: caudales entre 600 y 885 gpm, presión de bombeo entre 1600 y 3750 psi, peso sobre broca de 10 a 25 klbs, torque entre 12 y 22 klb-ft, con un régimen de RPM de 40 a 80. El ROP alcanzó hasta 67 pies por hora fuera del conglomerado, lo cual es destacable en zonas de formación más blanda. En cuanto al contexto geológico, se identificaron dos tops importantes: el top de la Formación Orteguaza a 5817 pies (MD) y el del Conglomerado Superior Tiyuyacu a 7190 pies (MD), ambos puntos clave en la planificación geoespacial del pozo.

Se implementó una estrategia de limpieza intensiva, con bombeo de píldoras viscosas, dispersas y sellantes de forma rutinaria en cada parada, especialmente al atravesar el conglomerado, lo cual garantizó mantener el hoyo limpio y libre de sólidos acumulados. Finalmente, se ejecutó con éxito la corrida del revestidor de 9 5/8" hasta fondo (9384 ft), y la cementación se realizó conforme al programa del campo, con circulación a retorno limpio y sin evidencias de taponamientos o pérdidas.

c) Sección 8 ½".

Tabla 7. Perforación sección 8 ½" pulgadas-Pozo Sacha 362D

CATEGORÍA	DETALLE
Tipo de fluido base	- Perflex Drill In de 9.6–10.0 lpg (fluido final desplazado por agua fresca) - Píldoras viscosas pesadas de 12.5 lpg con estabilizador y lubricante.
Tratamientos y aditivos	- Píldoras viscosas pesadas (60 bbl) y estabilizadoras (100 bbl con 3% lubricante). - Homogeneización de densidad a 9.9 y 10.0 lpg. - Circulación fondo arriba para limpieza y estabilidad.
Problemas operacionales	- Fallo del equipo de flotación durante corrida del liner 7", requirió retiro completo y reemplazo del equipo . - Apoyo de liner con 50 klbs a 10650 ft.
Acciones correctivas	- Cambio del equipo de flotación con instalación de nueva nariz rotatoria. - Circulaciones preventivas y controladas antes y después de cada parada. - Pruebas de presión exitosas con 7000 psi.
Herramientas BHA	- BHA direccional con broca PDC 8 ½". - Motor de fondo con desgaste de 1 mm. - Herramientas de registros eléctricos HDIL/ML/RTEX, entre otros.
Parámetros operativos	- Caudal: 350–400 gpm- Presión: 1450–2000 psi - Peso sobre broca: 10–12 klbs (deslizado) y 15–17 klbs (rotando) - Torque: -14–18 klb-ft - RPM: 40–80

Litologías encontradas	- ROP: hasta 90 pph (instantáneo), promedio 45–48.6 pph - Generalmente lutitas y calizas , formaciones sensibles tratadas con fluido estabilizador.
Registros eléctricos	- Corrida de registros desde 10866 ft hasta 5500 ft, incluyendo casing check (9700–9300 ft). - Diámetro promedio del pozo: 8.96" .
Revestidor y casing	- Corrida de liner de 7" y 26 lb/pie hasta 10650 ft. - Cementación según programa: tope del liner a 9267 ft, zapata a 10864 ft. - Presurización: 700 psi x 10 min, OK.
Resultados	- Se logró viaje y cementación exitosa tras solucionar el problema del equipo de flotación. - Limpieza efectiva del hoyo y retorno limpio verificado.

Elaborado por: Jean Pierre Bazán

La perforación de la sección de 8 ½ pulgadas del Pozo Sacha 362D se llevó a cabo utilizando un fluido Perflex Drill-In con una densidad ajustada entre 9.6 y 10.0 lb/gal, especialmente diseñado para minimizar daño a la formación productiva y facilitar la posterior corrida de registros eléctricos. Este fluido fue desplazado por agua fresca en la etapa final, como parte del proceso de limpieza y preparación para revestimiento. A lo largo de la fase se aplicaron píldoras viscosas pesadas (12.5 lb/gal), combinadas con estabilizantes y lubricantes, en volúmenes de 60 a 100 barriles, para asegurar tanto la estabilidad mecánica como la reducción de fricción en las zonas críticas del pozo.

Las acciones preventivas y de control incluyeron la homogeneización de la densidad del lodo a valores estables de 9.9–10.0 lb/gal, junto con circulaciones fondo-arriba periódicas, que permitieron mantener el hoyo limpio y evitar acumulaciones de recortes. Esta estrategia fue fundamental para enfrentar las formaciones profundas, caracterizadas principalmente por lutitas y calizas, altamente sensibles a la presión diferencial y al colapso por inestabilidad química.

El evento operativo más importante fue el fallo del equipo de flotación durante la corrida del liner de 7 pulgadas, que obligó a retirar completamente la sarta y reemplazar el sistema, incluyendo la instalación de una nueva nariz rotatoria. Este tipo de contratiempo, si bien es serio, fue solucionado eficazmente sin comprometer la integridad estructural del pozo ni la secuencia de trabajo. Durante esta etapa también se registró la necesidad de un apoyo de liner con 50 klbs a 10,650 ft, lo cual puede interpretarse como una respuesta a un punto de restricción o acumulación de fricción.

Se realizaron pruebas de presión exitosas hasta 7000 psi, lo que confirmó la integridad del sistema tras el reemplazo del equipo defectuoso. En cuanto a la configuración de fondo, se utilizó un BHA direccional con broca PDC de 8 ½", motor de fondo que mostró

un desgaste mínimo (1 mm), y un conjunto avanzado de herramientas de registros eléctricos (HDIL, ML, RTEX), permitiendo una caracterización precisa de la formación. Los parámetros operativos estuvieron dentro de rangos eficientes: caudal de 350–400 gpm, presión de 1450 a 2000 psi, peso sobre la broca entre 10 y 12 klbs en modo deslizamiento y hasta 15–17 klbs en rotación, torque de 14–18 klb-ft, y régimen de 40–80 RPM. El ROP promedio fue de 45–48.6 ft/h, alcanzando picos de hasta 90 ft/h de manera instantánea, lo cual es alto para esta profundidad y formación, y evidencia un rendimiento mecánico optimizado.

El registro eléctrico se ejecutó desde los 10,866 ft hasta los 5500 ft, incluyendo revisiones en secciones específicas del casing entre 9700 y 9300 ft, con un diámetro promedio del pozo de 8.96”, lo que confirma la buena estabilidad y uniformidad del hoyo.

Finalmente, la corrida de liner de 7” (26 lb/pie) se completó hasta los 10,650 ft, con el tope del liner ubicado a 9267 ft y la zapata a 10,864 ft. La cementación se realizó conforme al programa, con una presurización de verificación a 700 psi durante 10 minutos, sin fugas ni problemas registrados. El pozo fue limpiado de forma efectiva y se verificó retorno limpio, cerrando así la etapa de perforación sin incidentes operativos posteriores.

4.3. DISEÑO OPERACIONAL POR SECCIONES

4.3.1. Pozo 362 D

A continuación, se presenta el diseño operacional para el pozo Sacha 362D:

a) Sección 16” intervalo 47-5231 pies.

En las Tablas 8 y 9 se presentan las desviaciones; y el detalle operacional en la sección de 16” en el intervalo de 47 a 5231 pies de profundidad, respectivamente.

Tabla 8. Desviación de la sección 16” pozo Sacha 362D

PROFUNDIDAD (PIES)	INCLINACIÓN (°)	AZIMUTH (°)
100	0,24	232,55
200	0,17	296,64
300	0,13	307,02
400	0,34	244,69
477	0,31	249,43

Elaborado por: Jean Pierre Bazán

Fuente: Petroecuador (2025)

La Tabla 8 presenta los registros de trayectoria correspondientes a la sección superior de 16 pulgadas del pozo Sacha 362D, evaluando la evolución de la desviación del pozo en

sus primeros 477 pies de profundidad. El análisis muestra que esta etapa se perforó prácticamente en vertical, con desviaciones mínimas tanto en inclinación como en dirección, lo que es coherente con la estrategia de mantener verticalidad en la fase superficial para facilitar la instalación de tubería de gran diámetro y garantizar estabilidad estructural inicial.

Los valores de inclinación oscilan entre 0.13° y 0.34°, lo que confirma una trayectoria rectilínea controlada. El máximo valor de inclinación se registra a 400 ft con 0.34°, seguido por una ligera disminución a 0.31° a 477 ft. Estos valores son técnicamente bajos y aceptables para una perforación vertical, y no representan un desvío significativo. A nivel direccional, el azimuth muestra un rango de variación mayor, moviéndose desde 232.55° a 307.02°, lo cual puede atribuirse a cambios menores de orientación natural del BHA en contacto con la formación o al patrón de orientación del equipo durante el inicio de la perforación.

No obstante, como se trata de una sección de gran diámetro, los pequeños cambios en azimuth no afectan la direccionalidad general ni comprometen la verticalidad requerida. Esto evidencia un buen diseño del Bottom Hole Assembly (BHA) y un adecuado control del sistema de rotación y peso sobre la broca en la etapa inicial.

Desde el punto de vista operativo, mantener una trayectoria prácticamente vertical en esta fase superior permite que las operaciones posteriores —como la corrida del casing conductor y la cimentación inicial— se realicen sin complicaciones, optimizando la cimentación y la integridad del pozo. Además, se evitan cargas laterales en la tubería que podrían aparecer en caso de desviaciones importantes desde tan poca profundidad.

Tabla 9. Detalle operacional pozo Sacha 362D sección de 16"

CATEGORÍA	DETALLE
Intervalo perforado	-47 ft – 5231 ft
Litología esperada	-Arcillas, limolitas, arcillolitas, anhidritas (confirmadas por registros y descripción litológica).
BHA #1 Convencional	-Broca triconica 16" XR+ (4x14, TFA 0.601), float valve, TOTCO, 3 DCs 8", HWDP 5".
Parámetros BHA #1	- 47–490 ft: 150–180 gpm, 50–120 rpm, 6–18 klbs WOB, 0–2 klb-ft TQ- 490–902 ft: 300–500 gpm, 120 rpm, 15–25 klbs WOB, 1–2 klb-ft TQ- 902–1000 ft: 550–700 gpm, 800–1400 psi, 15–25 klbs WOB, 2–4 klb-ft TQ
Problemas operacionales	- Pérdidas severas entre 854–902 ft - Acumulación de sólidos en contrapozo - Obstrucción parcial de ventana del conductor.
Soluciones aplicadas	- Bombeo de 3 píldoras viscosas con LCM (15, 25, 30 lpb) - Circulación de limpieza con bajo galonaje

	- Píldoras dispersas y pesadas (8.8 lpg x 100 sec)
	- Prueba de galonaje: 750 gpm / 1600 psi por 5 min – OK
Cambio a BHA #2 Direccional	-Broca PDC 16” SDi519MHPX (8x12, TFA 0.884), motor A962M5640XP, MWD, float valve, pony monel, 8" DCs, HWDPs y DPs.
Parámetros BHA #2	- 1000–1347 ft: Rotando: 750–960 gpm, 1750–2500 psi, 300–350 psi diff, 40 rpm, 4–8 klbs WOB, 1–5 klb-ft TQ Deslizando: 750–950 gpm, 1700–2500 psi, 200–250 psi diff, 4–6 klbs WOB- 1347–5231 ft: presión máx. 3450 psi, 40–80 rpm, 4–12 klbs WOB, 2–12 klb-ft TQ
Control direccional	-Registros giroscópicos tomados en 1158 ft, 1250 ft y 1347 ft por interferencia magnética.
Limpieza y calibración	- Bombeo de dos píldoras viscosas de 60 bbls (12.5 lpg)- Homogenización de densidad de 10.3 a 10.8 lpg - Viaje de salida del BHA con circulación y rotación (máx. overpull: 80–90 klbs).
Corrida de casing	- Revestidor de 13 3/8", 141 juntas, 8 centralizadores Centek, zapata a 5229 ft, collar flotador a 5190 ft
Cementación primaria	- Circulaciones parciales en múltiples paradas- Apoyos hasta 50–60 klbs - 335 bbls de lechada principal (15.8 lpg) - MCS spacer (50 bbls), agua tratada (10 bbls total), desplazamiento con 767 bbls de lodo 10.8 lpg - Presión final: 1300 psi, tapón asentado a 1800 psi, back flow: 6 bbls
Post-cementación	- Limpieza de contrapozo, corte de casing 13 3/8” y conductor 20” - Instalación del cabezal multibowl , prueba con 2400 psi por 10 min - Prueba del BOP (pipe rams, blind rams, válvula HCR, anular) – OK

Elaborado por: Jean Pierre Bazán

La perforación de la sección de 16 pulgadas del pozo Sacha 362D abarcó desde los 47 ft hasta los 5231 ft, atravesando un intervalo geológico compuesto por arcillas, limolitas, arcillolitas y anhidritas, litologías confirmadas por registros y descripciones durante la operación. Esta etapa combinó técnicas convencionales y direccionales, reflejando una estrategia híbrida para avanzar en zonas inicialmente verticales, pero con control de trayectoria a partir del primer tercio del trayecto.

En una primera fase se empleó el BHA #1 convencional, conformado por una broca tricónica 16” XR+ (4x14, TFA 0.601), válvula flotante, TOTCO, tres drill collars de 8” y tuberías HWDP de 5”. Este ensamblaje operó con parámetros escalonados según el tramo: desde caudales bajos de 150–180 gpm y WOB de 6–18 klbs en los primeros 500 pies, hasta 550–700 gpm y presiones de hasta 1400 psi entre los 902 y 1000 pies. Sin embargo, se enfrentaron pérdidas severas de fluido en el intervalo 854–902 ft, acumulación de sólidos en el contrapozo y obstrucción parcial en la ventana del conductor.

Las soluciones incluyeron el bombeo de tres píldoras viscosas con material de pérdida (LCM) en concentraciones crecientes (15, 25 y 30 lb/bbl), circulación de limpieza a bajo galonaje, uso de píldoras dispersas y pesadas, y una prueba de capacidad de circulación que alcanzó 750 gpm a 1600 psi durante 5 minutos con resultado satisfactorio.

A partir de los 1000 pies se implementó el BHA #2 direccional, compuesto por una broca PDC 16" SDi519MHPX (8x12, TFA 0.884), motor de fondo A962M5640XP, medición mientras perfora (MWD), válvula flotante, pony monel, drill collars de 8", HWDPs y tuberías de perforación. En esta etapa, los parámetros variaron entre modos de rotación y deslizamiento. En rotación, se trabajó con caudales de hasta 960 gpm y presiones máximas de 2500 psi, mientras que en deslizamiento se controlaron presiones diferenciales entre 200 y 250 psi, con WOB entre 4 y 6 klbs. Esta estrategia buscó combinar penetración eficiente con orientación precisa.

Se tomaron registros giroscópicos a 1158, 1250 y 1347 pies debido a interferencia magnética, clave para mantener el control direccional en entornos complejos. A lo largo de esta sección, se realizaron limpiezas continuas con píldoras viscosas de 60 bbl (densidad 12.5 lb/gal) y se homogenizó la densidad del fluido de 10.3 a 10.8 lb/gal. La salida del BHA incluyó circulación y rotación con un máximo overpull de 80–90 klbs, señal de fricción acumulada que fue resuelta sin daño al ensamblaje.

En la corrida de casing, se instaló un revestidor de 13 3/8" hasta los 5229 pies, con 141 juntas y ocho centralizadores Centek. El collar flotador fue asentado a 5190 ft. Durante la bajada del casing se aplicaron apoyos entre 50 y 60 klbs, evidenciando ciertas restricciones, probablemente asociadas a cambios de diámetro o acumulación de sólidos. Se realizaron circulaciones parciales en múltiples paradas para mantener el hoyo limpio. La cementación primaria se ejecutó con 335 bbl de lechada principal (15.8 lb/gal), 50 bbl de espaciador MCS, 10 bbl de agua tratada y 767 bbl de lodo desplazante a 10.8 lb/gal. El tapón se asentó a 1800 psi, con una presión final de 1300 psi y un retorno positivo de 6 bbl, indicando un sellado efectivo de la zona anular.

Como parte de las operaciones posteriores, se realizó la limpieza del contrapozo, corte del casing de 13 3/8" y del conductor de 20", instalación del cabezal multibowl y prueba de presión a 2400 psi durante 10 minutos. Finalmente, se probaron los elementos del preventor de reventones (BOP), incluyendo pipe rams, blind rams, válvula HCR y anular, todas con resultado positivo.

b) Sección 12 ¼" intervalo 5231 – 9395 pies.

En las Tablas 10 y 11 se presentan los caudales y presiones; y el detalle operacional en la sección de 12 ¼" en el intervalo de 5231 a 9395 pies de profundidad, respectivamente.

Tabla 10. Caudales y presiones pozo Sacha 362D sección 12 ¼”

CAUDAL (BPM)	PRESIÓN (PSI)
4	300
6	350
8	400

Elaborado por: Jean Pierre Bazán

Fuente: Petroecuador (2025)

Tabla 11. Detalle operacional pozo Sacha 362D sección de 12 ¼”

CATEGORÍA	DETALLE
Intervalo perforado	-5231 – 9395 ft
BHA #3	-Broca PDC 12 ¼” MSi519HSBPXX (7x13, TFA 0.907) + Motor A825M7840XP + Float Sub + Stabilizer 11 ¾” + MWD Telescope 825 HF + Monel + HWDPs + Jar.
Direccional	
Actividades previas	- Molienda de tapones y cemento desde 5195 ft hasta 5231 ft. - Fluido gel-polímero acondicionado a 9.4 lpg.
Parámetros de perforación	- Rotando (5231–6957 ft): 880 gpm, 80 rpm, WOB 10–15 klbs, 3300 psi, TQ 8–14 klbs-ft. - Conglomerado superior (6957–7273 ft): 600 gpm, 40 rpm, 10 klbs WOB, 1900 psi. - Rotando agresivo (7273–7890 ft): hasta 880 gpm, 3300 psi, TQ 12–19 klbs-ft, WOB 12–18 klbs. - Conglomerado inferior (7890–8540 ft): 600 gpm, 2100 psi, WOB 12–15 klbs. - Formación Tena (8540–8797 ft): 800–810 gpm, 80 rpm, 3550–3750 psi, WOB 15–22 klbs, TQ 16–18 klbs-ft.
Problemas enfrentados	- Puntos apretados recurrentes (ej. 6410 ft, 6351 ft, 8115 ft, 8142 ft). - Embolamiento severo de broca en 8926–8940 ft.- Bajo ROP.
Soluciones aplicadas	- Bombeo de píldoras dispersas, viscosas y con material sellante (frecuente). - Recirculación, recíprocado y uso de anti-embolantes. - Homogeneización progresiva de lodo hasta 11.2 lpg.
Viajes de calibración	- Repetidos viajes y repasos mecánicos en secciones críticas. - Máximo overpull: hasta 60 klbs.
Final de perforación	- Intervalo final perforado: 8797–9395 ft. - Parada final a 9395 ft (punto de casing). - BHA calificado: 0-2-WT-G-X-I-NO-TD, desgaste del motor: 5 mm.
Revestidor 9 5/8”	- Tipo: C95, 47 lb/ft, BTC, R3- 246 juntas, 8 centralizadores Centek, 247 anillos de torque. - Zapato: 9384 ft, float collar: 9341 ft. - Bajado en etapas, aplicando rotación y circulación controlada en zonas críticas.
Cementación primaria	- Cementación con 190 bbls de lechada principal (16.0 lpg). - Espaciador MCS (50 bbls), agua tratada (10 bbls), desplazamiento con 674 bbls de lodo 11.2 lpg. - Tapón asentado con 1280 psi, backflow: 4 bbls. - Presión final de desplazamiento: 750 psi.
Pruebas y cierre	- Prueba de líneas: 4400 psi / 5 min – OK. - Prueba de packoff: 2400 psi / 10 min – OK. - Lavado de cabezal.

Elaborado por: Jean Pierre Bazán

La sección de 12 ¼ pulgadas del pozo Sacha 362D abarcó el intervalo entre los 5231 y 9395 pies de profundidad, desarrollándose en un entorno litológico complejo que incluyó conglomerados, formación Tena y tramos propensos al colapso. Esta etapa exigió un control operativo avanzado, tanto en términos de dirección como de estabilización del hoyo, y estuvo marcada por eventos recurrentes de obstrucción, bajo ROP y zonas de difícil perforabilidad.

El equipo utilizado fue el BHA #3 direccional, compuesto por una broca PDC MSi519HSBPXX (7x13, TFA 0.907), motor A825M7840XP, float sub, estabilizador de 11 ¾”, telescopio MWD 825 HF, monel, HWDPs y jar hidráulico. Este ensamblaje refleja un diseño robusto, optimizado para navegación en secciones de alta fricción y sensibilidad estructural.

La sección inició con la molienda de tapones y cemento entre 5195 y 5231 pies, seguida por la perforación activa con fluido gel-polímero acondicionado a 9.4 lb/gal. A lo largo de la perforación se aplicaron cinco regímenes operativos diferenciados:

1. Rotación estándar (5231–6957 ft): 880 gpm, 80 rpm, 10–15 klbs de WOB, 3300 psi de presión, torque de 8–14 klb-ft. Avance controlado con eficiencia operativa estable.
2. Conglomerado superior (6957–7273 ft): Caudal reducido a 600 gpm y WOB limitado a 10 klbs. Presión de bombeo descendió a 1900 psi para evitar sobrepresión en una formación sensible.
3. Rotación agresiva (7273–7890 ft): Se retomó régimen alto, alcanzando 880 gpm y 3300 psi, WOB entre 12–18 klbs y torque hasta 19 klb-ft. Esta estrategia buscó recuperar el ROP tras el paso por el conglomerado.
4. Conglomerado inferior (7890–8540 ft): Nuevamente se ajustaron parámetros para preservar la estabilidad, manteniéndose entre 600 gpm y 2100 psi con WOB de hasta 15 klbs.
5. Formación Tena (8540–8797 ft): Se alcanzaron los valores más exigentes: caudales de hasta 810 gpm, presión de 3550–3750 psi, WOB entre 15–22 klbs, torque de hasta 18 klb-ft.

Pese al control cuidadoso, la operación enfrentó varios problemas operacionales. Se registraron puntos apretados repetidos (ej. 6410, 6351, 8115 y 8142 ft), junto con un evento de embolamiento severo de la broca entre 8926 y 8940 ft, que redujo significativamente la velocidad de perforación. Estos problemas fueron gestionados con bombeo frecuente de píldoras dispersas, viscosas y con materiales sellantes, recirculación, recirculado y uso de aditivos anti-embolantes. Además, la densidad del

lodo se incrementó progresivamente hasta 11.2 lb/gal para controlar las presiones de formación y estabilizar las paredes del pozo.

Se realizaron múltiples viajes de calibración y repasos mecánicos, con un máximo overpull de hasta 60 klbs, especialmente en secciones críticas del conglomerado. El intervalo final (8797–9395 ft) se perforó sin nuevos eventos, marcando el punto final de esta sección y estableciendo la profundidad para la corrida de casing.

El revestidor utilizado fue de 9 5/8”, acero C95, 47 lb/ft, BTC, R3, con 246 juntas y 247 anillos de torque, bajado en etapas con circulación y rotación controlada en zonas críticas. El zapato se ubicó a 9384 ft y el collar flotador a 9341 ft.

La cementación se ejecutó conforme a programa, con 190 bbls de lechada principal (16.0 lb/gal), espaciador MCS (50 bbls), 10 bbls de agua tratada y desplazamiento con 674 bbls de lodo a 11.2 lb/gal. El tapón se asentó con 1280 psi y se registró un backflow positivo de 4 bbls, seguido de una presión final de 750 psi.

Para el cierre de operaciones, se realizaron pruebas de presión de líneas (4400 psi / 5 min) y packoff (2400 psi / 10 min), ambas con resultado positivo. Finalmente, se ejecutó el lavado del cabezal, dejándolo listo para la siguiente fase del pozo.

c) Sección 8 ½” intervalo 9395 – 10866 pies.

En las Tablas 12 y 13 se presentan los caudales y presiones; y el detalle operacional en la sección de 8 ½” en el intervalo de 9395 a 10866 pies de profundidad, respectivamente.

Tabla 12. Caudales y presiones pozo Sacha 362D sección 8 ½”

CAUDAL (BPM)	PRESIÓN (PSI)
4	300
6	350

Elaborado por: Jean Pierre Bazán

Fuente: Petroecuador (2025)

Tabla 13. Detalle operacional pozo Sacha 362D sección de 8 ½”

CATEGORÍA	DETALLE
Intervalo perforado	-9395 – 10866 ft (Profundidad Total – PT)
BHA #4 Direccional	-Broca PDC 8½” MSi616UPX (3x11 3x12, TFA 0.61) + Motor A675M7850XP + Float Sub + Estabilizador 8¾” + MWD + Monel + HWDP + Jar.
Drillout inicial	-Cemento, collar flotador y zapata desde 9321 ft hasta 9395 ft (zapata de 9⅝”). Desplazamiento del lodo viejo (Perflex 11.2 lpg) por Perflex Drill In 9.6 lpg.

Parámetros de perforación	- Rotando: 400 gpm, 1900–2000 psi, 80 rpm, WOB 10–12 klbs, TQ 15–18 klbs-ft, ΔP: 300–350 psi
Problemas y mitigación	- Deslizando: 400 gpm, 1700 psi, WOB 8–10 klbs, ΔP: 150 psi - No se presentaron eventos de pérdida, embolamiento ni puntos apretados. - Bombeo sistemático de píldoras viscosas pesadas (12.5 lpg) para limpieza y acondicionamiento del pozo.
Condiciones finales de pozo	- Lodo homogenizado hasta 10.0 lpg.- BHA retirado sin incidentes. - Broca calificada como 0-1-WT-S-X-I-NO-TD (excelente condición), motor con desgaste de solo 1 mm.
Registros eléctricos	-Corrida de HDIL-RTEX-DAL-ZDL-CN-CAL-GR-SP-MLMLL-TTMA-JAR desde 10866 hasta 9384 ft. Caliper promedio: 8.96". Gamma Ray y Neutrón: 9384 ft – 5500 ft.
Liner 7" – Corrida	- Tipo: BTC, 26 lb/ft, 7" Casing (41 juntas + pup joint), 27 centralizadores Centek con 54 stop rings. - Colgador: X-PAK expandible . - Liner asentado desde 10864 ft (zapata) hasta 9267 ft (tope).
Parámetros de corrida	-Circulación durante la bajada del liner: 200–252 gpm, presión hasta 800 psi, apoyos hasta 50 klbs. Cementación preparada con cabeza de cementación instalada.
Cementación primaria	- Prueba de líneas: 7000 psi / 5 min OK. - Espaciadores y lechadas: ácido + MCS-W spacer + Sure Bond + lechada removedora (13 lpg) + lechada lead/tail (16.8 lpg). - Volúmenes totales: 30 bbls ácido, 80 bbls MCS, 30 bbls Sure Bond, 45 bbls lechadas, 94 bbls lodo, 60 bbls agua.
Colgado y expansión	- Colgador X-PAK activado con 4500 psi, rompe anillo de corte a 3500 psi, backflow de 3.5 bbls. - Setting Tool liberado exitosamente (indicación de pérdida de peso de 40 klbs). - Cementación finaliza con prueba de integridad a 700 psi / 10 min.
Fluidos y circulación final	- Circulación final del pozo: desplazamiento de Perfex Drill In 10 lpg por agua fresca (600 gpm, 1900 psi). - Zapata final asentada a 10864 ft, tope de landing collar a 10781 ft, tope de liner a 9267 ft.

Elaborado por: Jean Pierre Bazán

La sección de 8 ½ pulgadas del pozo Sacha 362D corresponde al tramo final de perforación, alcanzando la profundidad total (PT) del pozo entre los 9395 y 10,866 pies. Esta etapa fue ejecutada con un enfoque orientado al control de calidad del hoyo y a la preparación óptima para la instalación del liner y registros eléctricos, evidenciando una operación fluida, sin eventos operacionales adversos.

Se utilizó un conjunto direccional compuesto por el BHA #4, armado con broca PDC MSi616UPX (3x11 3x12, TFA 0.61), motor A675M7850XP, válvula flotante, estabilizador de 8^{3/8}", herramienta MWD, monel, HWDPs y jar. Esta configuración se orientó a garantizar buena respuesta en formaciones profundas con geometría cerrada y sensibilidad mecánica y térmica.

El inicio de la sección incluyó el drillout del cemento, collar flotador y zapata del casing de 9 5/8", desde los 9321 hasta los 9395 pies. Además, se desplazó el fluido anterior

Perflex 11.2 lb/gal por un Perflex Drill-In de 9.6 lb/gal, especialmente formulado para proteger la formación durante el registro y el asentamiento del liner.

Durante la perforación activa se trabajó en dos modos:

- En rotación: caudal de 400 gpm, presión entre 1900–2000 psi, 80 rpm, WOB entre 10–12 klbs, torque de 15–18 klb-ft, y presión diferencial de 300–350 psi.
- En deslizamiento: se mantuvieron caudal de 400 gpm, presión de 1700 psi y WOB de 8–10 klbs con ΔP de 150 psi.

Lo destacable de esta sección es que no se reportaron problemas de pérdida de circulación, embolamientos ni puntos apretados. Esto fue en gran medida resultado del bombeo sistemático de píldoras viscosas pesadas (12.5 lb/gal), que favorecieron la limpieza del hoyo, removieron sólidos finos y garantizaron la estabilidad de las paredes del pozo.

Al finalizar, se homogenizó la densidad del lodo a 10.0 lb/gal, y el BHA fue retirado sin incidentes. La broca fue calificada en excelente estado (0-1-WT-S-X-I-NO-TD) y el motor solo presentó 1 mm de desgaste, indicando una operación eficiente y limpia.

Posteriormente, se ejecutó la corrida de registros eléctricos HDIL, RTEXX, DAL, ZDL, CN, CAL, GR, SP, MLL, TTMA y JAR desde 10,866 hasta 9384 ft, permitiendo una completa caracterización de la zona productiva. El caliper promedio fue de 8.96", validando la calidad geométrica del hoyo. Los registros gamma ray y neutrón se extendieron hasta los 5500 ft.

La corrida de liner de 7" (BTC, 26 lb/ft) fue realizada en una sola etapa, con 41 juntas + pup joint, 27 centralizadores Centek y 54 stop rings. El liner fue colgado entre los 10,864 ft (zapata) y 9267 ft (tope) mediante colgador X-PAK expandible, activado con 4500 psi y corte del anillo a 3500 psi. Se evidenció liberación del setting tool con pérdida de peso de 40 klbs, indicativo de instalación correcta. Se logró backflow de 3.5 bbls, lo que respalda una cementación positiva.

Durante la bajada del liner, se realizaron circulaciones entre 200–252 gpm con presiones de hasta 800 psi y apoyos de hasta 50 klbs. La cementación fue minuciosamente diseñada, con prueba de líneas a 7000 psi durante 5 min (OK) y secuencia de fluido compuesta por: ácido, espaciador MCS-W, Sure Bond, lechada removedora (13 lb/gal) y lechadas lead/tail (16.8 lb/gal). Los volúmenes totales incluyeron 30 bbls de ácido, 80 de espaciador, 30 de Sure Bond, 45 de lechadas, 94 de lodo y 60 de agua.

La sección cerró con circulación final y desplazamiento del Perflex Drill-In por agua fresca, usando 600 gpm a 1900 psi. La zapata quedó asentada a 10,864 ft, el landing collar a 10,781 ft y el tope del liner a 9267 ft.

4.3.2. Pozo Sacha 361 D

a) Sección 16" intervalo 45 -5340 pies.

En las Tablas 14 y 15 se presentan las desviaciones; y el detalle operacional en la sección de 16" en el intervalo de 45 a 5340 pies de profundidad, respectivamente.

Tabla 14. Desviación de la sección 16" pozo Sacha 361D

PROFUNDIDAD (PIES)	INCLINACIÓN (°)	AZIMUTH (°)
100	0,30	329,66
200	0,52	340,78
300	0,34	7,24
400	0,25	29,21
500	0,26	29,88
600	0,37	27,90
700	0,21	40,00

Elaborado por: Jean Pierre Bazán

Fuente: Petroecuador (2025)

Tabla 15. Detalle operacional pozo Sacha 361D sección de 16"

CATEGORÍA	DETALLE
Intervalo perforado	-45 ft – 5340 ft
BHA #1 Convencional	-Broca tricónica 16" XR+ + 3x8" DC + X-Over + HWDPs. Perforación hasta 286 ft. Empaquetamiento a 269 ft, sin éxito en back-off. Se ejecuta plan de pesca.
Pesca – BHA lavador	-Rotary shoe 12" + wash pipe 10¾" + drive bushing. Limpieza de 202 a 265 ft. Circulación con píldoras viscosas (30 + 40 bbls, 8.7 lpg).
Pesca – BHA recuperador	-Enganche exitoso del pescado (157 ft, tope a 112 ft) en segundo intento. Recuperación 100 %.
BHA #2 Convencional	-Broca tricónica 16" XR+ + 3x8" DC + X-Over + HWDPs. Perforación de 286 a 800 ft con: 200–450 gpm, 50–120 rpm, 50–550 psi, WOB 12–18 klbs, TQ 1–2 klbs-ft. Sin pérdidas. Registros giroscópicos.
BHA #3 Direccional	-Broca PDC 16" SDI519MHPX + Motor A962M5640XP + Estabilizadores 15¾" + MWD + HWDP + Jar. Perforación direccional desde 800 ft hasta 5340 ft (punto de casing).
Parámetros rotando	- 550–980 gpm, 1250–3550 psi, ΔP: 300 psi, 40–95 rpm, TQ: 5–14 klbs-ft, WOB: 10–24 klbs
Parámetros deslizando	- 650–980 gpm, 1250–3400 psi, ΔP: 200–250 psi, WOB: 5–14 klbs
Eventos operacionales	- Corrección de problemas en cellar jet y manifold- Registros giroscópicos hasta 1780 ft - Revestimiento conductor abierto a 20" - Circulaciones con píldoras viscosas dispersas + viscosas pesadas
Condición broca / motor	-Calificación broca: 0-0-NO-A-X-ICT-TD; desgaste GAP motor: 4 mm
Revestidor 13¾"	-143 juntas CSG 13¾", K-55, 68#, BTC + zapata Warthog + collar flotador + 8 centralizadores Centek + 16 stop rings. Bajado desde superficie hasta 5340 ft.
Cementación primaria	- Circulación con Overdrive system: 420 gpm, presión estable 420 psi- Cementación: prueba líneas a 3000 psi/5 min, 50 bbls MCS spacer, 336

Casquete de cemento	bbbs lechada principal (15.8 lpg), desplazamiento con 602 bbbs lodo (10.5 lpg).- Tapón asentado con 1540 psi / 5 min, backflow: 4 bbbs OK.
Actividades finales	-Cementado superficial: baja 60 ft de tubing 1½” (macarroni), bombea 18 bbbs de lechada 15.8 lpg, retornos en cellar confirmados. - Limpieza de cellar- Corte y biselado de conductor de 20” y casing de 13¾”

Elaborado por: Jean Pierre Bazán

La perforación de la sección de 16 pulgadas del pozo Sacha 361D se extendió desde los 45 ft hasta los 5340 ft, atravesando la totalidad de la zona superficial e intermedia con una estrategia técnica escalonada. Esta sección combinó una primera etapa con equipo convencional, una compleja operación de pesca, y posteriormente, una perforación direccional eficiente con herramientas de navegación de fondo.

Se inició con el BHA #1, armado con una broca tricónica 16” XR+, tres drill collars de 8”, X-over y HWDPs. Esta sarta perforó hasta los 286 ft, pero presentó un evento crítico a los 269 ft: un empaquetamiento que no pudo resolverse mediante back-off, por lo que se ejecutó un plan de pesca.

El proceso de pesca se dividió en dos fases:

1. Con un BHA lavador conformado por rotary shoe de 12”, wash pipe de 10¾” y drive bushing. Se ejecutó limpieza entre 202 y 265 ft mediante circulación con píldoras viscosas (30 y 40 bbbs, 8.7 lb/gal).
2. Luego, con un BHA recuperador, se logró el enganche exitoso del “pez” en el segundo intento, recuperando el 100% del ensamblaje original.

Posteriormente, se retomó la perforación con un BHA #2 convencional, idéntico al primero, entre los 286 y 800 pies. En este tramo se perforó sin pérdidas de lodo, con parámetros controlados: 200–450 gpm, 50–120 rpm, 50–550 psi, WOB de 12–18 klbs y torque entre 1–2 klb-ft. Se tomaron registros giroscópicos que aseguraron control de trayectoria.

A partir de los 800 ft se utilizó un BHA #3 direccional, compuesto por broca PDC SDI519MHPX, motor A962M5640XP, estabilizadores de 15¾”, herramientas MWD, HWDPs y jar hidráulico. Este ensamblaje operó de forma efectiva hasta los 5340 pies, punto objetivo de casing.

Durante esta etapa, los parámetros operacionales variaron entre:

- Modo rotación: 550–980 gpm, 1250–3550 psi, diferencial de presión de 300 psi, 40–95 rpm, torque de 5–14 klb-ft, WOB de 10–24 klbs.
- Modo deslizamiento: 650–980 gpm, presión de 1250–3400 psi, ΔP de 200–250 psi, WOB entre 5–14 klbs.

Se registraron algunos eventos menores, como problemas en el sistema jet del cellar y ajustes en el manifold, pero no hubo incidentes mayores. También se realizaron registros giroscópicos hasta 1780 pies, garantizando el control de la desviación en la parte superior. Las operaciones incluyeron circulaciones de limpieza con píldoras viscosas dispersas y viscosadas para garantizar estabilidad.

El estado de las herramientas al final fue favorable: la broca fue calificada como 0-0-NO-A-X-ICT-TD (sin daño estructural ni funcional), y el desgaste del motor fue mínimo (4 mm en GAP), lo que habla de buena ejecución y condiciones de pozo controladas.

Para la corrida del casing, se bajaron 143 juntas de tubería de 13³/₈", grado K-55, 68 lb/ft, con conexiones BTC, zapata Warthog, collar flotador, ocho centralizadores Centek y 16 stop rings. El revestidor fue bajado desde superficie hasta los 5340 ft sin mayores complicaciones.

La cementación primaria se ejecutó con el sistema Overdrive, bombeando a 420 gpm con presión estable de 420 psi. Se realizó prueba de líneas a 3000 psi por 5 minutos (OK), se bombearon 50 bbls de espaciador MCS, 336 bbls de lechada principal (15.8 lb/gal) y se desplazó con 602 bbls de lodo de 10.5 lb/gal. El tapón se asentó con 1540 psi y se registró un backflow de 4 bbls, confirmando aislamiento adecuado.

Finalmente, se colocó un casquete de cemento superficial mediante 60 ft de tubing de 1¹/₂" (macarroni), bombeando 18 bbls de lechada con retornos positivos en el cellar. Se cerró la operación con limpieza, corte y biselado del conductor de 20" y del casing de 13³/₈".

b) Sección 12 1/4" intervalo 5340 – 9515 pies.

En las Tablas 16 y 17 se presentan los caudales y presiones; y el detalle operacional en la sección de 12 1/4" en el intervalo de 5340 a 9515 pies de profundidad, respectivamente.

Tabla 16. Caudales y presiones pozo Sacha 361D sección 12 1/4"

CAUDAL (BPM)	PRESIÓN (PSI)
2	200
4	300
6	350
8	400

Elaborado por: Jean Pierre Bazán

Fuente: Petroecuador (2025)

Tabla 17.Detalle operacional pozo Sacha 361D sección de 12 ¼”

CATEGORÍA	DETALLE
Intervalo perforado	-5340 ft – 9515 ft
Formaciones atravesadas	-Tope Orteguaza @ 6053 ft, Conglomerado Superior Tiyuyacu @ 7076 ft, Conglomerado Inferior @ 8026 ft, Tope de Tena @ 8642 ft
BHA #4	-Broca PDC 12¼” MSi519HSBPXX + motor A825M7840XP + estabilizador 12” + MWD + HWDP + martillo. Herramientas probadas a 200 ft.
Direccional	
Actividades clave – BHA#4	- Molienda de zapata y collar a 5340 ft con 880 GPM y 2950 psi- Desplaza lodo 10.5 lpg por 9 lpg - Perforación con parámetros agresivos y controlados en tramos críticos - Varias circulaciones con tándems de píldoras dispersas y viscosas - Homogenización de fluido hasta 10.8 lpg
Parámetros de perforación	-Rotando: 600–980 GPM, 1600–3900 psi, 40–80 RPM, WOB 10–25 klbs, TQ 10–22 klbs-ft Deslizando: 600–880 GPM, 2900–3700 psi, WOB 6–24 klbs
Eventos operacionales	- Calibración y limpieza del BHA- Ajustes de lubricidad al 45% (3% lubricante + 1% diésel) - Bombeo sistemático de sellantes y píldoras viscosas en zonas problemáticas - Arrastres puntuales de hasta 50 klbs
Condición de broca / motor	-Calificación broca: 0-1-BT/C-S-X-I-WT-BHA, desgaste motor: 4 mm, estabilizador fuera de gauge (5/8")
BHA #5	-Broca PDC 12¼” MDi519MHSPX + motor A825M7840XP slick + Estabilizador 12” + MWD + 33x5” HWDP + Martillo. Probado con 700 GPM y 1600 psi.
Direccional	
Perforación BHA #5	-Desde 8740 ft hasta 9515 ft. Ajuste de lubricidad y bombeo de dos tándems de píldoras dispersa + viscosa. Homogenización de fluido de 10.4 a 10.8 lpg.
Revestidor 9 5/8”	-248 juntas de CSG de 9 5/8” C95, 47#, BTC, R3 + zapata rotatoria + collar flotador. 8 centralizadores Centek ubicados en juntas 1 a 14 (pares).
Corrida de casing	-Desde 82 ft hasta 9502 ft con rompimientos de circulación cada 500 ft. Circulación final con overdrive system (420 gpm, 450–400 psi).
Cementación primaria	-Prueba de líneas a 3000 psi/5 min- 5 bbls agua tratada- 50 bbls MCS Spacer 12.5 lpg- 190 bbls lechada principal (16.0 lpg)- 683 bbls desplazamiento con lodo (10.8 lpg) - Presión final 620 psi, asentamiento del tapón a 1200 psi, backflow 3 bbls
Operaciones finales	- Casing colgado en sección “A” del cabezal- Prueba de packoff a 2400 psi por 10 minutos - Cambio de rams 9 5/8” x 5” y prueba a 500 y 1500 psi OK - Instalación de wear bushing corto

Elaborado por: Jean Pierre Bazán

La sección de 12 ¼ pulgadas del pozo Sacha 361D abarcó el intervalo entre los 5340 y 9515 pies, perforando un tramo geológica y operativamente complejo. A lo largo de esta sección se atravesaron formaciones clave como el tope de Orteguaza a 6053 ft, el Conglomerado Superior Tiyuyacu a 7076 ft, el Conglomerado Inferior a 8026 ft y el tope de la Formación Tena a 8642 ft. Estas unidades geológicas presentan comportamientos

mecánicos contrastantes y demandan una planificación precisa de parámetros operativos, fluidos y limpieza.

El BHA #4, de tipo direccional, consistió en una broca PDC MSi519HSBPXX, motor A825M7840XP, estabilizador de 12", sistema MWD, HWDPs y martillo hidráulico. Las herramientas fueron probadas a 200 ft antes del inicio operativo. La sección se inició con la molienda de zapata y collar flotador del casing anterior a 5340 ft, empleando un caudal de 880 gpm y presión de 2950 psi. Posteriormente se desplazó el fluido de lodo de 10.5 a 9.0 lb/gal, optimizando la limpieza previa al avance.

Durante la perforación se trabajó con parámetros agresivos pero controlados, especialmente en tramos críticos. Se implementaron varias circulaciones con tándems de píldoras dispersas y viscosas, y se homogenizó progresivamente el fluido hasta alcanzar 10.8 lb/gal. En rotación, los caudales oscilaron entre 600 y 980 gpm, con presiones de 1600 a 3900 psi, velocidad de rotación entre 40 y 80 rpm, peso sobre broca de 10 a 25 klbs y torque de 10 a 22 klb-ft. En modo deslizamiento, se trabajó entre 600 y 880 gpm, a presiones de 2900–3700 psi y WOB de 6 a 24 klbs.

Durante esta fase se presentaron algunos desafíos: calibración del BHA, necesidad de aumentar la lubricidad (hasta 45% con combinación de 3% lubricante y 1% diésel) y arrastres puntuales de hasta 50 klbs. Se mantuvo un bombeo sistemático de sellantes y tándems de píldoras en zonas problemáticas.

La broca fue calificada como 0-1-BT/C-S-X-I-WT-BHA, indicando desgaste leve pero estable. El motor presentó un desgaste de 4 mm y el estabilizador resultó fuera de gauge (5/8"), probablemente por abrasión en zonas de conglomerado.

En los últimos 775 pies de la sección (8740–9515 ft), se empleó el BHA #5, con broca PDC MDi519MHSPX, motor A825M7840XP slick, estabilizador de 12", sistema MWD, 33 juntas de 5" HWDP y martillo. Esta herramienta fue probada con 700 gpm y 1600 psi antes de iniciar perforación. También en esta fase se reforzó la lubricidad y se bombeó dos tándems de píldoras dispersas + viscosas. El fluido fue homogenizado nuevamente de 10.4 a 10.8 lb/gal para estabilizar las condiciones finales del pozo.

La corrida del revestidor de 9 5/8" (248 juntas, acero C95, 47 lb/ft, BTC, R3) incluyó zapata rotatoria, collar flotador y ocho centralizadores Centek distribuidos en las primeras 14 juntas. La tubería fue bajada desde superficie hasta 9502 ft, aplicando circulación con el sistema Overdrive cada 500 ft (420 gpm, 450–400 psi) para facilitar el avance y mantener el hoyo libre de sólidos.

La cementación primaria se ejecutó de forma estándar y controlada: prueba de líneas a 3000 psi por 5 minutos, seguido de 5 bbls de agua tratada, 50 bbls de espaciador MCS (12.5 lb/gal), 190 bbls de lechada principal (16.0 lb/gal) y desplazamiento con 683 bbls de lodo a 10.8 lb/gal. El tapón fue asentado a 1200 psi y se registró un backflow positivo de 3 bbls. La presión final de desplazamiento fue de 620 psi.

Las operaciones finales incluyeron colgado del casing en la sección “A” del cabezal, prueba de packoff a 2400 psi durante 10 minutos (OK), cambio de rams de 9 5/8” x 5” y su correspondiente prueba a 500 y 1500 psi, así como la instalación del wear bushing corto para protección del cabezal durante operaciones futuras.

c) Sección 8 ½” intervalo 9515 – 10966 pies.

En las Tablas 18 y 19 se presentan las lecturas de presión y profundidad y el detalle operacional en la sección de 8 ½” en el intervalo de 9515 a 10966 pies de profundidad, respectivamente.

Tabla 18. Lecturas presión y profundidad de la sección 8 ½” pozo Sacha 361D

PROFUNDIDAD (PIES)	PRESIÓN (PSI)	CONDICIÓN
10360	xxxx	No estabiliza
10355	xxxx	No sella
10352	1233	Ok
10349	1232	Ok
10345	1233	Ok
10341	xxxx	No sella
10337	1235	Ok
10333	xxxx	No se toma

Elaborado por: Jean Pierre Bazán

Fuente: Petroecuador (2025)

La Tabla 18 presenta un registro de las condiciones de presión durante una prueba de integridad en la sección de 8 ½” del pozo Sacha 361D, entre los 10,333 y 10,360 pies. Este tipo de prueba busca evaluar la calidad del asiento del liner y el sellado hidráulico del pozo previo a operaciones posteriores, como cementación o completamiento.

Se observa una secuencia de lecturas puntuales en distintos niveles, mostrando una alternancia entre zonas que sellan correctamente ("Ok") y otras que presentan fallos en la estabilización o sellado de la presión. Las profundidades con lecturas positivas —es decir, donde la presión es estable y la condición es aceptada— se encuentran entre los 10,345 y 10,352 pies, con lecturas de presión consistentes entre 1232 y 1235 psi. Esto indica que

el sellado en esta franja vertical es adecuado, evidenciando contacto efectivo entre el revestidor y el cemento o la formación.

Sin embargo, se registran fallos a mayores profundidades (10,360 y 10,355 ft), donde la condición fue "no estabiliza" o "no sella". Este comportamiento sugiere la presencia de una zona potencialmente permeable, con baja capacidad de aislamiento o defectos en la cementación. Del mismo modo, en 10,341 y 10,333 pies no se logró obtener presión o la lectura fue nula ("no sella" y "no se toma"), lo que podría indicar pérdida de presión por canales de flujo, washouts o interfase deficiente entre cemento y formación.

Este patrón sugiere que la zona más confiable en términos de aislamiento hidráulico se ubica en el rango 10,345–10,352 ft. En contraste, la zona inferior inmediata (10,355–10,360 ft) muestra comportamiento inestable, posiblemente atribuible a mala adherencia de cemento, zonas de alta permeabilidad o microfracturas. Las zonas inferiores a 10,341 pies también deben considerarse con precaución, ya que la presión no se retuvo o no fue posible medirla adecuadamente.

Tabla 19. *Detalle operacional pozo Sacha 361D sección de 8 ½"*

CATEGORÍA	DETALLE
Intervalo perforado	-9515 ft – 10966 ft
Formaciones atravesadas	-Basal Tena @ 9600 ft, Hollín Inferior @ 10780 ft
BHA #6 Direccional	-Broca PDC MSi616UPX 8½" + motor A675M7850XP w/ Stab 8¼" + MWD + 22x5" HWDP + jar hidráulico. Total 902 ft.
Actividades clave – BHA#6	- Molienda de cemento, tapones, collar y zapata hasta 9502 ft - Desplazamiento de lodo de 10.8 a 9.8 lpg con homogenización a 2% lubricidad (1% Mil-lube + 1% diésel) - Perforación continua hasta 10966 ft, punto de casing de 7"
Parámetros de perforación	-Rotando: 400 GPM, 1850 psi, 80 RPM, WOB 15–20 klbs, TQ 15–20 klbs-ft -Deslizando: 550–590 GPM, 2750–3250 psi, WOB 4–16 klbs, diferencial 100–200 psi
Condición del BHA	-Calificación broca: 0-1-WT-G-X-I-NO-TD; desgaste del motor: 2 mm; estabilizador en gauge
Registros eléctricos	-Primera corrida HDIL-RTEX-DAL-ZDL-CN-CAL-GRSP-ML-MLL-TTMA-JAR (10952–9496 ft), caliper promedio: 10.8" Segunda corrida: 8 puntos de presión en Arena U inferior, 5 estabilizaron
BHA #7 de limpieza	-Broca tricónica 8½" TFA 0.92 + 3x6½" DC + 22x5" HWDP + jar + 3x5" HWDP. Baja a fondo sin problemas. Bombea píldoras visco-pesadas y circula para homogenizar fluido (10.0–10.1 lpg).
Eventos operacionales	- Empaquetamiento transitorio entre 10920–10791 ft con 60 klbs de arrastre; se restablece circulación con back reaming- Recuperación y circulación hasta 9500 ft- Deja 100 bbls de píldora viscosa 11.2 lpg en fondo previo a extracción del BHA

Corrida de liner 7"	-40 juntas de liner 7" + pup joint, BTC, 26#, C95 + colgador Flex Lock III + landing collar + zapata rotatoria WTF Instalación de 25 centralizadores Centek, 50 stop rings, 68 anillos de torque
Cementación liner 7"	- Cementación con secuencia: 60 bbls Mud Clean Acid + 5 bbls agua + 20 bbls Mud Clean Acid + 5 bbls agua + 30 bbls Sure Bond + 10 bbls agua + 40 bbls lechada removedora (13 lpg) + 16 bbls lead (16.8 lpg) + 50 bbls tail (16.8 lpg)- Desplazamiento: 58 bbls agua + 156 bbls lodo (10.2 lpg)
Resultados cementación	- Liner Wiper Plug asentado a 2900 psi, verificado a 3400 psi / 5 min - Backflow de 2 bbls - Top packer expandido exitosamente con 100 klbs y caída de peso de 420 a 250 klbs confirmando asentamiento - Prueba de integridad a 700 psi / 10 min: OK
Operaciones finales	- Desplazamiento final de lodo (10.1 lpg) por agua dulce - Limpieza con dos fondos arriba - Extracción de la sarta con setting tool - Finalización de sección sin complicaciones adicionales

Elaborado por: Jean Pierre Bazán

La sección 8 ½" del pozo Sacha 361D, perforada entre los 9515 y 10,966 pies, representó la fase final de perforación antes del completamiento del pozo. Esta etapa cruzó formaciones críticas como el Basal Tena (a 9600 ft) y el Hollín Inferior (a 10,780 ft), zonas con alta sensibilidad mecánica y petrofísica, relevantes para futuros objetivos de producción.

La ejecución operativa involucró inicialmente la molienda del cemento y componentes del casing previo (zapata, collar flotador y tapones) hasta los 9502 ft. Esta labor permitió habilitar la sección inferior del hoyo para perforación continua, que se realizó con un BHA direccional (BHA #6) equipado con broca PDC MSi616UPX, motor de fondo, MWD, estabilizador 8¼", HWDP y jar hidráulico. El BHA perforó sin interrupciones los 902 ft restantes hasta alcanzar el TD.

Durante la perforación, se manejaron parámetros estables: caudal de 400 gpm, presiones de 1850 psi en rotación y hasta 3250 psi en modo deslizado, con pesos sobre la broca entre 15 y 20 klbs. El sistema de lodo se ajustó a 9.8 lpg, homogenizado con 2% de lubricidad (1% Mil-Lube y 1% diésel), permitiendo buena limpieza y baja fricción en formaciones mecánicamente reactivas.

En cuanto a registros eléctricos, se realizaron dos corridas. La primera incluyó herramientas avanzadas como HDIL, RTEEX, caliper, gamma ray y registros de neutrones (ML, MLL, TTMA). El caliper promedio de 10.8" indica ligera sobrecalibración del hoyo, probablemente influida por los empaquetamientos transitorios registrados entre los 10,791 y 10,920 ft, que requirieron 60 klbs de fuerza para liberación y back reaming para restablecer circulación.

Posteriormente se introdujo un BHA de limpieza (BHA #7) con broca tricónica, DCs, HWDP y jar. Se bajó sin incidentes hasta fondo, bombeando píldoras visco-pesadas (11.2 lpg) para limpieza final. Esta maniobra estabilizó el hoyo y homogenizó el lodo a 10.0–10.1 lpg.

La corrida del liner de 7" (26#, BTC, C95) incluyó 40 juntas, pup joint, zapata WTF y colgador Flex Lock III. Se instalaron 25 centralizadores Centek, 50 stop rings y 68 anillos de torque para asegurar centrado y asentamiento adecuado del liner.

La cementación se realizó en varias etapas: precolocación con Mud Clean Acid, espaciadores, lechadas removedora (13 lpg), lead y tail cement (ambas 16.8 lpg), seguido de desplazamiento con lodo y agua. El tapón se asentó a 2900 psi y se verificó con 3400 psi por 5 minutos. El packer se expandió exitosamente, con una caída de peso controlada, lo que confirmó su anclaje.

Finalmente, se realizó desplazamiento del lodo por agua dulce, limpieza fondo-arriba y retiro de sarta sin incidentes. La sección se completó sin complicaciones técnicas ni eventos operativos significativos.

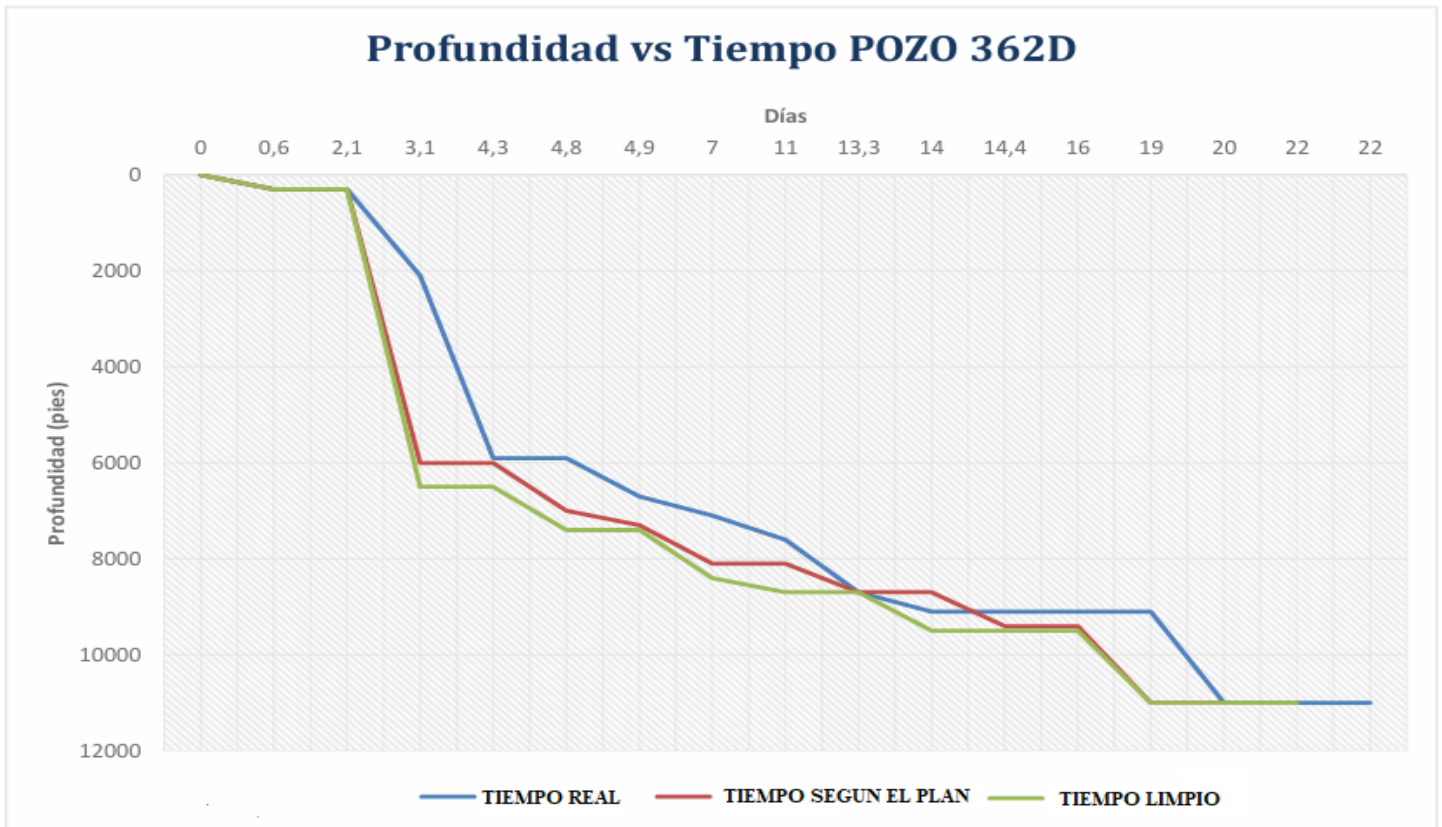
4.4. CURVA DE TIEMPO VS PROFUNDIDAD

4.4.1. Pozo Sacha 362 D.

En la Fig. 15 se presenta la curva de profundidad del pozo Sacha 362D, la cual permite visualizar de forma gráfica el comportamiento del avance de la perforación a lo largo del tiempo. Esta curva muestra el rendimiento operativo de la perforación, evidenciando los periodos activos de avance continuo, así como las pausas o ralentizaciones debidas a actividades específicas, como conexiones, cambios de broca, registros, circulación condicionada, resolución de problemas o toma de decisiones técnicas.

El análisis de esta curva permite identificar la eficiencia en la ejecución de cada fase del pozo y detectar posibles cuellos de botella que afectaron el tiempo total de perforación. Además, constituye una herramienta clave para comparar el desempeño entre pozos y evaluar oportunidades de mejora en futuros proyectos de perforación direccional.

Figura 15. Curva tiempo vs profundidad del pozo 362 D



Elaborado por: Jean Pierre Bazán

Fuente: Petroecuador (2025)

4.4.2. Pozo Sacha 361 D.

En la Fig. 16 se presenta la curva de profundidad del pozo Sacha 361D, en la cual se presenta el rendimiento de la operación de perforación del pozo.

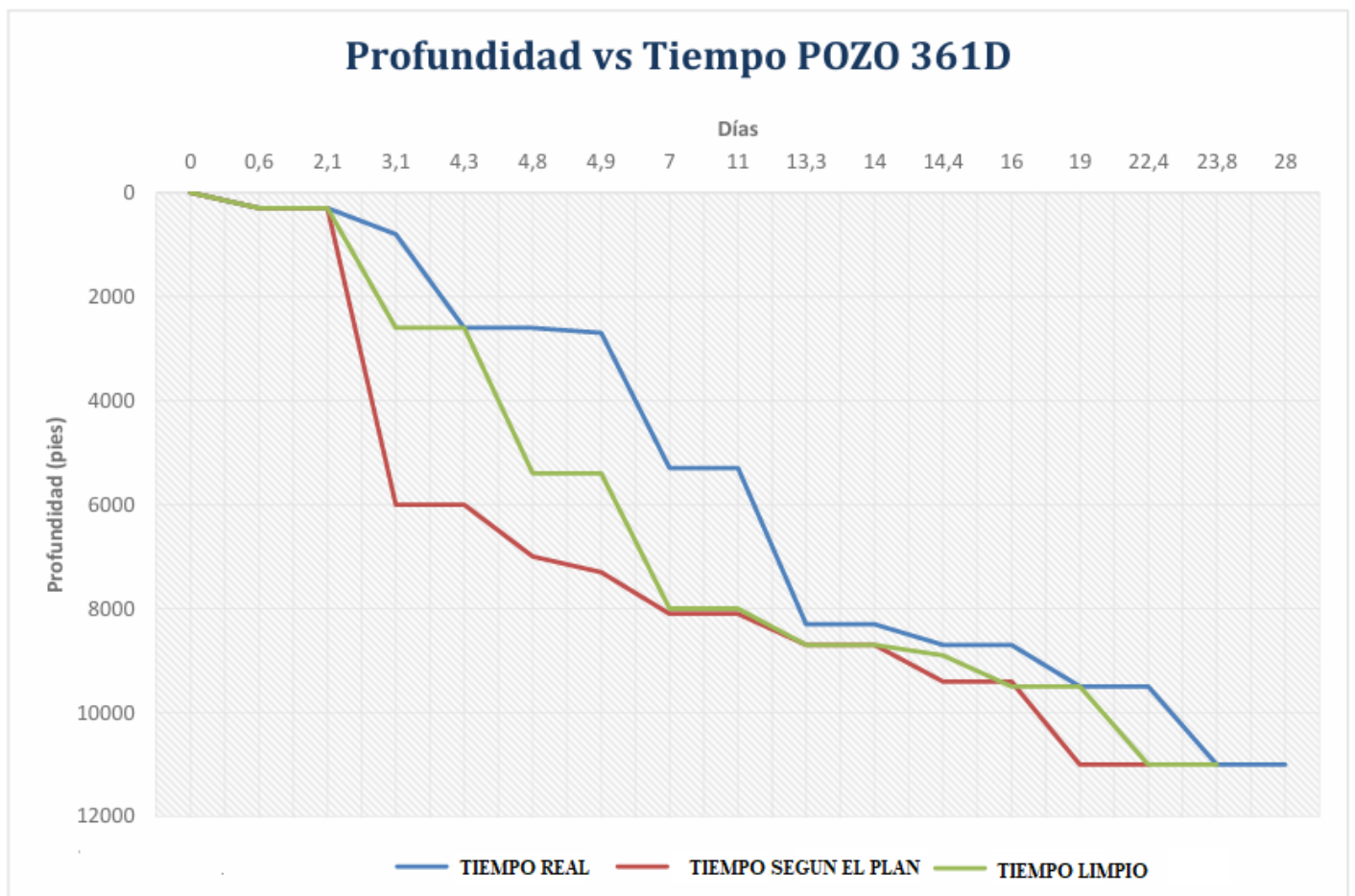
En ambos gráficos se identifican tres curvas representadas por distintos colores: la curva azul corresponde al tiempo real de perforación registrado hasta la culminación del pozo; la curva roja representa el tiempo programado según la planificación operativa de la compañía; y la curva verde indica el tiempo técnico o 'tiempo limpio', es decir, el tiempo estimado en que el pozo habría sido finalizado sin interrupciones ni eventos no planificados.

Para considerar que un pozo ha tenido un desempeño operativo eficiente, las tres curvas deben mantenerse lo más próximas posible a la línea verde, lo que reflejaría una operación sin contratiempos significativos, alta eficiencia en la ejecución y una mínima ocurrencia de tiempos no productivos (NPT).

De acuerdo con la gráfica de tiempos de perforación, el pozo 362D presentó un mejor desempeño operativo en comparación con el pozo 361D. Esto se evidencia en la proximidad de su curva de tiempo real y según el plan (línea azul y roja) respecto a la curva de tiempo limpio (línea verde), lo que indica una ejecución con menor cantidad de interrupciones, menor NPT y mayor adherencia al tiempo técnico estimado.

En contraste, el pozo 361D muestra una mayor desviación entre las curvas, reflejando una mayor cantidad de eventos no planificados, como viajes innecesarios o problemas operacionales. En conjunto, estos factores demuestran que el pozo 362D fue ejecutado de manera más eficiente y con un mejor control operativo.

Figura 16. Curva tiempo vs profundidad pozo Sacha 361 D



Elaborado por: Jean Pierre Bazán

Fuente: Petroecuador (2025)

4.4.3. Análisis Comparativos de los resultados

- **Ejecución y continuidad operativa**

- Sacha 361D enfrentó problemas tempranos durante la perforación de la sección de 16", específicamente un empaquetamiento del BHA #1 convencional a una profundidad de 269 pies, lo que generó una obstrucción significativa en el pozo. Este evento obligó a realizar actividades de pesca para recuperar los componentes del ensamblaje atascado, así como operaciones de limpieza del hoyo para restablecer las condiciones adecuadas de perforación. Estas intervenciones incrementaron considerablemente el tiempo no productivo (NPT) en esta fase temprana, afectando la eficiencia general del programa y retrasando la transición hacia las siguientes secciones del pozo. En contraste, Sacha 362D presentó una ejecución más fluida y continua desde la sección de 16" hasta la 8½", mostrando mejor planeamiento del BHA direccional y control del pozo en todas sus fases.

- **Desempeño de brocas y motores**

- En el 361D, algunas brocas (ej. BHA #1 y #2) fueron calificadas con desgaste parcial (WT-A-E-I-NO), mientras que la broca PDC direccional final se clasificó como TD (Tooth Dull) con motor GAP de 4 mm, lo que evidencia una carga agresiva sobre el BHA.
- En el 362D, las brocas mostraron un comportamiento más balanceado, con desgastes controlados (0-1, WT-G-X-I, etc.) y motores con mínimos niveles de erosión (2 mm en BHA #6), indicando un mejor ajuste de parámetros hidráulicos y mecánicos.

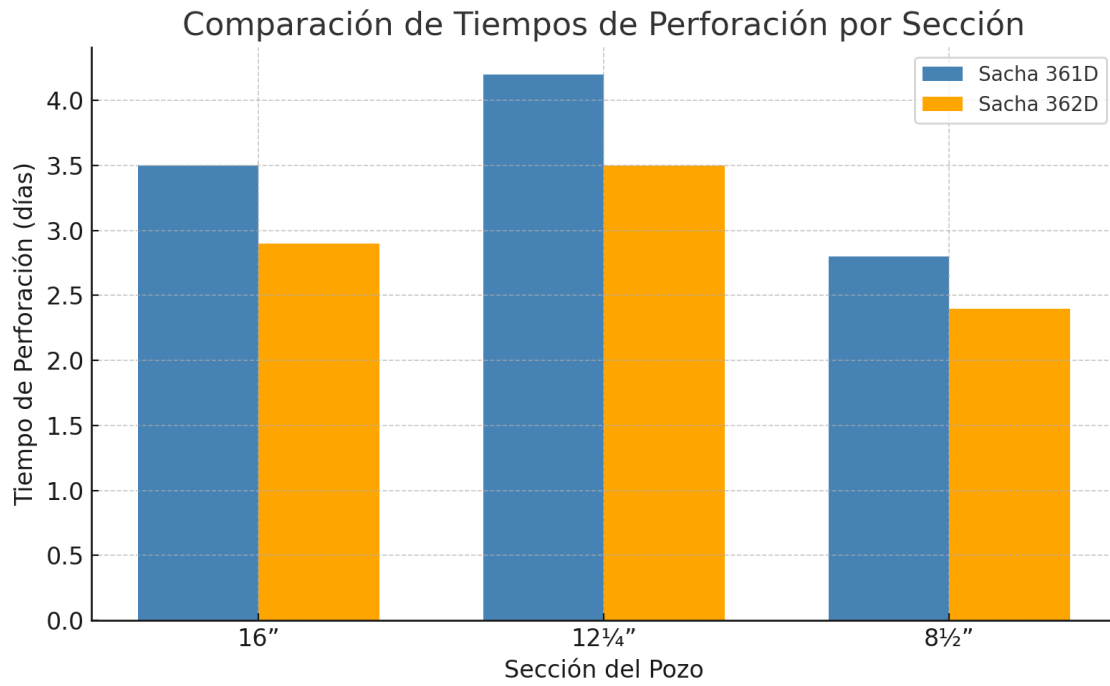
- **Control hidráulico y estabilidad del pozo**

- En ambos pozos se manejaron adecuadamente los pesos de lodo según la litología encontrada. Sin embargo, Sacha 362D mostró mejor gestión del sistema fluido, con desplazamientos efectivos, mezclas de lodos especiales, y uso sistemático de

lubricantes (Mil-lube, diésel, etc.) en secciones críticas como Tiyuyacu y Hollín Inferior.

- Se observaron eventos de empaquetamiento menores en ambos pozos, los cuales representaron obstrucciones parciales en el espacio anular debido a la acumulación de recortes o condiciones inestables del pozo. Sin embargo, en el caso del pozo Sacha 362D, la circulación fue recuperada exitosamente sin necesidad de ejecutar operaciones de pesca, lo cual representa una ventaja operativa significativa. Esta recuperación fue posible gracias a la aplicación oportuna de técnicas como el back reaming (recalado en retroceso para limpiar el hoyo) y el uso de barrido químico controlado, lo que permitió remover eficientemente los sólidos acumulados y estabilizar las condiciones del pozo sin comprometer la integridad del ensamblaje de fondo.
- **Cementaciones y corrida de revestidores**
 - Ambos pozos ejecutaron con éxito la carrera de **casing** y **liner**, cumpliendo con los objetivos operacionales establecidos para cada fase de revestimiento. Se destaca la utilización de sistemas Overdrive, que permiten una instalación más eficiente del casing mediante rotación controlada, lo cual mejora el alcance en trayectorias complejas y facilita el asentamiento del revestidor en zonas de fricción elevada. Asimismo, las operaciones de cementación se realizaron conforme a los programas previamente aprobados, garantizando el aislamiento adecuado entre formaciones y la fijación estructural de los revestidores, lo que contribuye directamente a la integridad del pozo y a su desempeño a largo plazo
 - La cementación del liner 7” del 362D fue destacable, con expansión controlada del top packer, verificación de asentamiento y presión, y observación de backflow positivo — sin pérdidas reportadas.
- **Tiempo total de perforación y eficiencia**
 - El tiempo total de perforación registrado fue de 28 días para el pozo 361D y de 22 días para el pozo 362D. Esta diferencia evidencia una mayor eficiencia operativa en el pozo 362D, atribuida a una menor incidencia de eventos no planificados, así como a una reducción en los tiempos no productivos (NPT).

Figura 17. Comparación de tiempos de perforación de los pozos Sacha 361 D y 362D



Elaborado por: Jean Pierre Bazán

CAPITULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1. CONCLUSIONES

- El pozo 362D presentó un mejor desempeño operacional general que el 361D. Esto se evidenció en cada etapa: diseño mecánico, selección de brocas, uso de fluidos, control de parámetros hidráulicos y comportamiento del hoyo. La perforación fue más eficiente, con menos tiempos no productivos (NPT), mejor alineación entre la curva real y la proyectada, y un avance más constante y estable.
- El sistema de fluidos de perforación fue determinante en la eficiencia. En el pozo 362D, el uso de los con los aditivos, permitió una excelente inhibición de arcillas, buena limpieza del hoyo y menor incidencia de problemas como pegado de la sarta o embolamientos. En contraste, el pozo 361D que presentó eventos correctivos que alargaron el tiempo operativo.
- El Pozo Sacha 362D presentó una ejecución operacional más eficiente en todas las secciones, gracias a una planificación más robusta, el uso oportuno de técnicas correctivas y una mejor formulación de fluidos. Mientras tanto, el Pozo 361D sufrió eventos correctivos que afectaron sus tiempos y rendimiento. Este análisis demuestra cómo una adecuada anticipación técnica y el ajuste dinámico de estrategias pueden reducir el tiempo no productivo, mejorar el desempeño y garantizar la integridad del pozo.
- La selección y dosificación adecuada de aditivos como antiembolantes (Terra Rate), dispersantes (SAAP, DESCO), polímeros y agentes antipérdida permiten diseñar fluidos que se adapten a los desafíos geológicos de cada pozo. En el caso del 362D, el uso combinado y bien balanceado de estos productos contribuyó directamente a la continuidad operativa y al cumplimiento del plan direccional y de tiempos.

- La curva de tiempo vs profundidad validó el desempeño operativo. Esta herramienta gráfica demostró que el pozo 362D tuvo un comportamiento predecible y eficiente. La línea roja (tiempo según el plan) se mantuvo cercana al tiempo proyectado, lo que indica una correcta planificación y ejecución. En el pozo 361D, hubo desviaciones notorias que reflejan pérdidas de tiempo y maniobras imprevistas.
- En el pozo Sacha 362 D nos dice que la gráfica de tiempo vs profundidad permite comparar el progreso real de la perforación con el plan original. Se observa que el tiempo real (línea roja) se desvía del tiempo planeado (línea azul) en varios puntos, indicando posibles retrasos o aceleraciones en ciertas etapas. El tiempo limpio (línea verde) representa el tiempo productivo sin interrupciones. Analizar las diferencias entre estas tres líneas en relación con los eventos o actividades anotadas en la gráfica (como cambios de herramienta, pruebas, etc.) podría revelar las causas de las desviaciones y la eficiencia de las operaciones. El diagrama de revestidores muestra las diferentes capas de revestimiento instaladas a distintas profundidades, lo cual es crucial para la integridad del pozo. El plan direccional (a la derecha) indica la trayectoria planeada y real del pozo en el subsuelo, lo que es importante para alcanzar el objetivo geológico deseado.
- Las diferencias observadas entre ambos pozos evidencian la importancia de anticiparse a los problemas mediante una ingeniería de fluidos bien fundamentada, un diseño operacional estratégico y una ejecución disciplinada. La experiencia obtenida en este análisis debe servir como base para optimizar el diseño de perforaciones similares, especialmente en campos con formaciones complejas o condiciones reactivas.
- La gráfica de tiempo vs profundidad del pozo Sacha 361 D revela que la operación experimentó varias desviaciones significativas del plan original (línea roja). En particular, el tiempo real (línea azul) superó considerablemente el tiempo planeado en varias etapas, lo que se tradujo en un tiempo total real de terminación mayor que el tiempo planeado. Se observan varios periodos de tiempo no productivo (NPT), identificados con bloques naranjas y

descripciones de los problemas o actividades que los causaron. Estos eventos contribuyeron al aumento del tiempo real de la operación. El tiempo limpio (línea verde), que representa el tiempo productivo sin interrupciones, muestra un progreso más constante en relación con la profundidad, pero también se ve afectado por las pausas necesarias para las actividades mencionadas.

- La comparación de trayectorias y esquemas mecánicos de los pozos direccionales analizados evidenció diferencias técnicas relevantes que afectan la eficiencia y estabilidad operativa. Las variaciones en el Kick-Off Point (KOP), los ángulos de desviación y las profundidades de los objetivos influyeron en los tiempos de perforación y en la frecuencia de eventos no deseados como atascamientos y pérdidas parciales.
- Los fluidos de perforación utilizados presentaron un desempeño variable según la sección del pozo, siendo más estables aquellos con aditivos inhibidores aplicados en zonas con presencia de arcillas expansivas (Formaciones Napo y Tena). Se identificó que los lodos base agua de mayor densidad mejoraron el control de presión y redujeron la incidencia de inestabilidad en las zonas más críticas del perfil geológico.
- El análisis de las curvas de tiempo vs profundidad permitió detectar diferencias significativas en los tiempos no productivos (NPT) entre los pozos estudiados. Los tramos con mayor NPT coincidieron con cambios litológicos abruptos, zonas de fallamiento activo o fallas de diseño en parámetros como peso sobre la barrena (WOB) y caudal de circulación.
- La evaluación integral de los datos técnicos operacionales permitió identificar buenas prácticas aplicadas en uno de los pozos, como la optimización del tipo de broca, el uso de lodos de mayor inhibición y un control más riguroso de la trayectoria direccional, que derivaron en una mayor tasa de penetración y menor tiempo total de perforación.

5.2. RECOMENDACIONES

- Implementar fluidos con propiedades inhibidoras desde la planificación. Se recomienda que, desde la etapa de diseño, se prioricen fluidos con alta capacidad de inhibición de arcillas. Esto reduce problemas como hinchamiento de lutitas, pegado de sarta y colapsos parciales del hoyo. A su vez, mejora la limpieza y estabilidad de las paredes del pozo.
- Replicar el diseño operativo del pozo 362D como modelo en pozos futuros. Dado que el pozo 362D mostró mejores resultados técnicos, es recomendable usarlo como referencia operativa en futuros pozos del campo Sacha u otros con formaciones similares. El uso del mismo diseño de fluido, el tipo de herramientas y la planificación por secciones puede mejorar significativamente la eficiencia de perforación.
- Se recomienda que en el pozo Sacha 362D realizar un análisis detallado de los puntos donde el tiempo real se desvía significativamente del tiempo planeado. Esto implicaría revisar los registros de operación para identificar las causas de estos retrasos o aceleraciones (por ejemplo, problemas técnicos, cambios en el plan, mayor eficiencia de lo esperado, etc.). Es importante monitorear de cerca la trayectoria real del pozo en comparación con el plan direccional para asegurar que se alcance el objetivo deseado y evitar problemas de desviación que puedan complicar la operación.
- Desarrollar un plan de contingencia efectivo para eventos como sarta pegada o pérdidas severas. La ocurrencia de sarta pegada en el pozo 361D resalta la importancia de tener procedimientos claramente definidos para responder ante este tipo de eventos. Se recomienda establecer un protocolo operativo que incluya liberación con presión controlada, aplicación de torque alterno, bombeo inverso y uso de liberadores mecánicos o químicos. Asimismo, se deben tener a disposición materiales anti-pérdida como MSA en distintas granulometrías para ser aplicados de forma inmediata.

- Mantener un monitoreo en tiempo real de propiedades del lodo y control estricto del pH. En especial, mantener el pH en el rango óptimo de 9 a 10.5 permite mejorar la eficiencia de aditivos como PAC-R y proteger los equipos contra la corrosión. En pozos donde se utilice soda cáustica, se debe tener precaución en su dosificación, ya que un exceso puede alterar la compatibilidad con otros aditivos.
- Realizar un análisis exhaustivo en el pozo 361 D de cada evento de tiempo no productivo identificado. Determinar las causas raíz, la duración y el impacto en el cronograma general. Esto permitirá identificar patrones y áreas donde se pueden implementar medidas preventivas o correctivas. Revisar los procedimientos operativos asociados con los eventos de NPT más frecuentes o de mayor duración. Buscar oportunidades para optimizar estos procedimientos, mejorar la eficiencia y reducir la probabilidad de recurrencia. Si existen desviaciones significativas entre el plan direccional y la trayectoria real, analizar las causas y determinar si afectaron el tiempo de perforación. Aprender de estas desviaciones puede mejorar la precisión de la perforación direccional en el futuro.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Adams, N. (2006). Introduction to Well Planning. In *Drilling Engineering* (pp. 455–518). Society of Petroleum Engineers 222 Palisades Creek Drive, Richardson, TX 75080-2040 USA. <https://doi.org/10.2118/9781555631147-ch11>
- Aguinaga Bóquez, J. F., & Borja Urbano, D. A. (2011). *Estudio de los pozos cerrados para ser rehabilitados a la producción del Campo Sacha* [Tesis de ingenieros en petróleo, ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL]. <https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/2783/1/CD-3431.pdf>
- Alcántara, A. (2019). *Desafíos y avances en la perforación de pozos multilaterales*. Cayros Group. <https://www.cayrosgroup.com/post/desaf%C3%ADos-y-avances-en-la-perforaci%C3%B3n-de-pozos-multilaterales>
- Alcántara, A. (2024). *Planeación y diseño de perforación de pozos costa afuera*. Cayros Group. <https://www.cayrosgroup.com/post/planeaci%C3%B3n-y-dise%C3%B1o-de-perforaci%C3%B3n-de-pozos-costa-afuera>
- Alves, J. D. O., & Faria, W. R. (2024). Reserves, well drilling and production: Assessing the optimal trajectory of oil extraction for Brazil. *Resources Policy*, 88, 104341. <https://doi.org/10.1016/J.RESOURPOL.2023.104341>
- Ángulo, A., Navarrete, J., Bustos, J., Baby, P., Rivadeneira, M., & Palacios, D. (2018). Arquitectura estructural y estratigráfica de la secuencia pre-aptiense de la cuenca oriente ecuatoriana. *FIGEMPA: Investigación y Desarrollo*, 5. <https://portal.amelica.org/ameli/journal/624/6243933001/html/>
- Arcos Logroño, J. F., & Suárez 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*. [Tesis de ingenieros en petróleo, ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL]. <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/11228>
- Briones Sánchez, J. F., & 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* [Tesis de ingenieros en petróleo, Universidad Estatal Península de Santa Elena]. <https://repositorio.upse.edu.ec/handle/46000/8459>
- Castillo Montesdeoca, J. A. (2024). *Desarrollo del mapa de presiones para las arenas u y t del campo sachá mediante el análisis de pruebas de presión: construcción del mapa de presiones para la arena u del campo sachá con el uso del análisis de pruebas de presión*. [Tesis de ingeniero en petróleo, ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL]. <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/25345>
- Chen, D., Mao, K., Ye, Z., Li, W., Yan, W., & Wang, H. (2024). An artificial intelligent well trajectory design method combining both geological and engineering objectives.

- Geoenergy Science and Engineering*, 236.
<https://doi.org/10.1016/j.geoen.2024.212736>
- CHEN, L., LI, W., GUO, J., LI, K., CAI, Z., WU, J., XU, W., & ZHU, X. (2025). Optimal bit selection for large-diameter wellbore drilling in an ultra-deep well. *Petroleum Exploration and Development*, 52(3), 807–816. [https://doi.org/10.1016/S1876-3804\(25\)60604-5](https://doi.org/10.1016/S1876-3804(25)60604-5)
- Chen, X., Du, X., Weng, C., Yang, J., Gao, D., Su, D., & Wang, G. (2024). A real-time drilling parameters optimization method for offshore large-scale cluster extended reach drilling based on intelligent optimization algorithm and machine learning. *Ocean Engineering*, 291. <https://doi.org/10.1016/j.oceaneng.2023.116375>
- D.M. (2021). *EP PETROECUADOR INICIA OPERACIONES CON LA SEGUNDA TORRE DE PERFORACIÓN EN EL BLOQUE 60, SACHA, ORELLANA*. EP Petroecuador. <https://www.eppetroecuador.ec/?p=11372>
- Downey, L. (2022, July 17). *Pozo Horizontal*. Investopedia. <https://www.investopedia.com/terms/h/horizontalwell.asp>
- Drilling and Well Completions. (2016). In *Standard Handbook of Petroleum and Natural Gas Engineering* (3rd ed., pp. 4–1). Gulf Professional Publishing. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-383846-9.00004-7>
- EP Petroecuador. (2019). *La producción del campo Sacha, operado por Petroamazonas, supera los 70 mil barriles diarios de petróleo*. EP PETROECUADOR. <https://www.eppetroecuador.ec/?p=12777>
- EP Petroecuador. (2021, August 28). *EP Petroecuador inicia campaña de perforación que incrementará la producción de Sacha, en unos 20.000 barriles diarios*. EP PETROECUADOR. <https://www.eppetroecuador.ec/?p=11767#:~:text=Quito%20D.M.%2C%2028%20de%20agosto,petr%C3%B3leo%20por%20d%C3%ADa%E2%80%9D%2C%20in dic%C3%B3.>
- Franco Gonzabay, K. D., & De La Rosa Liriano, Ó. G. (2023). *Análisis comparativo del diseño de trayectorias de pozos horizontales y evaluación de un fluido de perforación base agua en el campo Sacha del Oriente ecuatoriano*. [Tesis de ingenieros en petróleo, Universidad Estatal Península de Santa Elena]. <https://repositorio.upse.edu.ec/handle/46000/9065>
- Gallegos Mazza, A. del C. (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* [Tesis de ingeniera en petróleo, Escuela Politécnica Nacional]. <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/6882>
- Garaicochea, F., & Benítez, M. Á. (1983). *Terminación de Pozos*. http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/1571/APUNTES%20DE%20TERMINACION%20DE%20POZOS_ocr.pdf?sequence=1&isAllowed=y
- García Osorio, N. (2012). *La política petrolera en el gobierno de la revolución ciudadana: el caso del contrato de servicios específicos, con la Operadora Río*

- Napo Compañía de Economía Mixta en el Campo Sacha* [Tesis de Maestría, Universidad Andina Simón Bolívar Sede Ecuador].
<https://repositorio.uasb.edu.ec/bitstream/10644/3004/1/T1083-MRI-Garzon-La%20politica.pdf>
- González Silva, S. J., & Gutiérrez Velásquez, R. A. (2015). *Análisis comparativo de las operaciones de perforación de los campos Auca, Sacha y Shushufindi del centro oriente ecuatoriano para definir los parámetros óptimos del proceso de perforación* [Tesis de ingenieros en petróleo, ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL]. <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/10822>
- Granja Merino, N. L. (2013). *Estudio Técnico Económico para la Perforación Horizontal de Pozos de Producción de Petróleo en la Arena "U" del Campo Sacha Sur* [Tesis de ingeniera en petróleo, ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL].
<https://revistas.uis.edu.co/index.php/revistafuentes/article/view/13826/12709>
- Gulyayev, V. I., Glazunov, S. N., & Andrusenko, E. N. (2021). Optimal control of deep petroleum borehole trajectory tracking. *Upstream Oil and Gas Technology*, 7. <https://doi.org/10.1016/j.upstre.2021.100049>
- Hernández-Sampieri, R., Fernández-Collado, C., & Baptista-Lucio, P. (2014). *Metodología de la Investigación* (M. Toledo-Castellanos & M. I. Rocha-Martínez, Eds.; 6th ed.). Mc Graw Hill.
- Hernández-Sampieri, R., Fernández-Collado, C., & Baptista-Lucio, P. (2014). *Metodología de la Investigación*. Mc Graw-Hill/Interamericana de Editores S.A. de C.V.
- Kamel, M. A., Elkatatny, S., FaizanMysorewala, M., Al-Majed, A., & Elshafei, M. (2018). Adaptive and Real-Time Optimal Control of Stick-Slip and Bit Wear in Autonomous Rotary Steerable Drilling. *Journal of Energy Resources Technology, Transactions of the ASME*, 140(3). <https://doi.org/10.1115/1.4038131>
- Khosravanian, R., & Aadnøy, B. S. (2022). Well completion optimization by decision-making. *Methods for Petroleum Well Optimization*, 385–437. <https://doi.org/10.1016/B978-0-323-90231-1.00012-1>
- Kremers, N. A. H., Detournay, E., & Van De Wouw, N. (2016). Model-Based Robust Control of Directional Drilling Systems. *IEEE Transactions on Control Systems Technology*, 24(1), 226–239. <https://doi.org/10.1109/TCST.2015.2427255>
- Liu, X., Meng, G., & Balachandran, B. (2023). Drill-string stability and stress localization: Influence of complex delay effects and dry friction. *International Journal of Non-Linear Mechanics*, 157, 104559. <https://doi.org/10.1016/J.IJNONLINMEC.2023.104559>
- LLanganate, N. (2017). *Campo Sacha: Estructuras geológicas*. Studocu. <https://www.studocu.com/es-mx/document/universidad-veracruzana/geologia/campo-sacha-estructuras-geologicas/3001863>
- Lyons, W. C., Plisga, G. J., & Lorenz, M. D. (2016). *Standard Handbook of Petroleum and Natural Gas Engineering*. Elsevier.

- Madrid, M. (2016). *Perforación Direccional en Pozos de Petróleo*. Portal Del Petróleo. <https://portaldelpetroleo.com/perforacion-direccional-en-pozos-de-petroleo/>
- Madrid, M. (2024). *Pozos Horizontales: Maximizando la Producción*. Portal Del Petróleo. <https://portaldelpetroleo.com/pozos-horizontales/>
- Mayalica Dalgo, S. J. (2013). *Medidas de Ingeniería de Perforación para optimizar el proceso de construcción de pozos direccionales en el Campo Sacha* [Tesis de ingeniero en petróleo, Universidad Central del Ecuador]. <http://www.dspace.uce.edu.ec/handle/25000/855>
- Mayorga, C., Paucar, M., & Padilla, W. (2022). Reality, challenges, and perspective of secondary recovery of “Lower U” reservoir in Sacha field - Bloque 60, Ecuador. *Fuentes El Reventon Energetico*, 20(2), 23–41. <https://doi.org/10.18273/revfue.v20n2-2022003>
- Ministerio de Energía y Minas. (2023). *Manual de Clasificación y Nomenclatura de Pozos de Hidrocarburos* (Código: M-MP-S.01-DGP-02). <https://www.recursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/2023/08/M-MP-S.01-DGP-02-Manual-del-Nomenclatura-de-Pozos-de-la-Direccion-de-Geociencias-y-Perforacion-elaborado-VF.pdf>
- Ministerio de Energía y Minas. (2025, March 3). *Con la suscripción del contrato del campo Sacha, Ecuador recibirá USD 1 500 millones que serán destinados para inversión social*. Ministerio de Energía y Minas. <https://www.recursosyenergia.gob.ec/con-la-suscripcion-del-contrato-del-campo-sacha-ecuador-recibira-usd-1-500-millones-que-seran-destinados-para-inversion-social/>
- Parrales Menace, L. E., & Zuñiga Gordillo, M. G. (2024). *Evaluación del factor de recobro mediante la inyección de surfactantes y desplazamiento de crudo en la arena U inferior del campo Sacha*. [Tesis de ingenieros en petróleo, Universidad Estatal Península de Santa Elena]. <https://repositorio.upse.edu.ec/handle/46000/10797>
- Pilamunga Guamán, J. F. (2020). *Optimización de las nuevas perforaciones Re-Entry acorde al análisis técnicoeconómico de los pozos perforados en los PADs Sacha 117, 260, 300, 470 año 2018* [Tesis de ingeniero en petróleo, Universidad Central del Ecuador]. <https://www.dspace.uce.edu.ec/server/api/core/bitstreams/6138e0c4-92ad-4f07-a0c7-e14d294ea207/content>
- Pyg Consultores. (2019). *Terminación de pozos*. PYG Consultores. <https://pygconsultoresve.com/wp-content/uploads/2019/01/COMPLETACION-Y-TERMINACION-DE-POZOS.pdf>
- Ramírez, D. (2014). *“ESTUDIO DE OPTIMIZACIÓN DE PRÁCTICAS OPERACIONALES EN LA PERFORACIÓN DE POZOS DEL ORIENTE ECUATORIANO PARA LA REDUCCIÓN DE TIEMPO NO PRODUCTIVO Y DE TIEMPO INVISIBLE ILT.”*
- Ramírez, E. (2021). *Planificación de la construcción de un pozo petrolero*. Petroleomag. <https://petroleomag.com/wp->

content/uploads/2021/08/Planificacio%CC%81n-de-la-construccio%CC%81n-de-un-pozo-petrolero.pdf

- Ramírez Escalante, V. (2023). *Control y Gestión de Pérdidas de Producción en Pozos Petroleros del Campo Sacha a través de una Herramienta Computacional* [Tesis de ingenieros en petróleo, Universidad Estatal Península de Santa Elena]. <https://repositorio.upse.edu.ec/bitstream/46000/10092/4/UPSE-TIP-2023-0019.pdf>
- Renpu, W. (2011). Well Completion Mode Selection. *Advanced Well Completion Engineering*, 75–116. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-385868-9.00002-6>
- Rey Márquez, H. D. (2004). *Diseño de la trayectoria de perforación de un pozo direccional en el campo sachá del oriente ecuatoriano*. [Tesis de ingenieros en petróleo, ESPOL]. <http://www.dspace.espol.edu.ec/handle/123456789/38349>
- Rezki, D., Mouss, L. H., Baaziz, A., & Bentrchia, T. (2025). Adaptive prediction of Rate of Penetration while oil-well drilling: A Hoeffding tree based approach. *Engineering Applications of Artificial Intelligence*, 159, 111465. <https://doi.org/10.1016/J.ENGAPPAI.2025.111465>
- Rivadeneira, M., & Baby, P. (2004). CARACTERÍSTICAS GEOLÓGICAS GENERALES DE LOS PRINCIPALES CAMPOS PETROLEROS DE PETROPRODUCCIÓN. In *La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo*. IFEA. https://horizon.documentation.ird.fr/exl-doc/pleins_textes/doc34-08/010036218.pdf
- Rodríguez Andrade, R. M., & Aucancela Lozano, B. J. (2024). *Evaluación de estrategias de recuperación secundaria en los yacimientos heterogéneos U Inferior y T Inferior para incrementar la producción de petróleo en el campo Sacha utilizando el software Sahara*. [Tesis de Magister en Ingeniería de Petróleos con mención en Recuperación Mejorada, Universidad Central del Ecuador]. <https://www.dspace.uce.edu.ec/handle/25000/35395>
- Rodríguez, M. (2024). *Técnicas de perforación para maximizar la extracción de petróleo*. Inspenet. <https://inspenet.com/articulo/innovacion-tecnicas-de-perforacion-petroleo/>
- Romero Arias, J. L., & 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* [Tesis de ingenieros en petróleo, ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL]. <https://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/1973>
- Sugiura, J., Bowler, A., & Lowdon, R. (2014). Improved continuous azimuth and inclination measurement by use of a rotary-Steerable system enhances downhole-Steering automation and kickoff capabilities near vertical. *SPE Drilling and Completion*, 29(2), 226–235. <https://doi.org/10.2118/166099-PA>
- Su, K., Da, W., Li, M., Li, H., & Wei, J. (2024). Research on a drilling rate of penetration prediction model based on the improved chaos whale optimization and back propagation algorithm. *Geoenergy Science and Engineering*, 240, 213017. <https://doi.org/10.1016/J.GEOEN.2024.213017>
- Tapia, E. (2025, February 28). Campo Sacha: ¿cuánto ha invertido cada año Petroecuador y cuánto obtendría con la concesión a un consorcio privado? Para

hacer uso de este contenido cite la fuente y haga un enlace a la nota original en <https://www.primicias.ec/economia/inversion-consorcio-privado-sacha-baja-petroecuador-90749/>. *Primicias-Economia*.
<https://www.primicias.ec/economia/inversion-consorcio-privado-sacha-baja-petroecuador-90749/>

- Urdaneta, J. (2018, June 11). *PERFORACIÓN DE POZOS HORIZONTALES*.
<https://www.linkedin.com/pulse/perforaci%C3%B3n-de-pozos-horizontales-jhoanjos%C3%A9-urdaneta?originalSubdomain=es#:~:text=Algunas%20de%20las%20desventajas%20que,riesgo%20a%20presentar%20problemas%20operacionales.>
- Vázquez Dols, J. (2017). *Ingeniería de perforación: Tipos de pozos para la explotación de hidrocarburos*. Eadic. <https://eadic.com/blog/entrada/ingenieria-de-perforacion-tipos-de-pozos-para-la-explotacion-de-hidrocarburos/>
- Xu, J., Chen, X., Cao, W., & Wu, M. (2024). Multi-objective trajectory planning in the multiple strata drilling process: A bi-directional constrained co-evolutionary optimizer with Pareto front learning. *Expert Systems with Applications*, 238. <https://doi.org/10.1016/j.eswa.2023.122119>
- Yavari, H., Qajar, J., Aadnoy, B. S., & Khosravianian, R. (2023). Selection of Optimal Well Trajectory Using Multi-Objective Genetic Algorithm and TOPSIS Method. *Arabian Journal for Science and Engineering*, 48(12), 16831–16855. <https://doi.org/10.1007/S13369-023-08149-1>
- Zhao, Y., Zhu, D.-D., Wang, F., Dai, X.-P., Jiao, H.-S., & Zhou, Z.-J. (2025). An intelligent drilling guide algorithm design framework based on high interactive learning mechanism. *Petroleum Science*. <https://doi.org/10.1016/J.PETSCI.2025.05.019>

ANEXOS

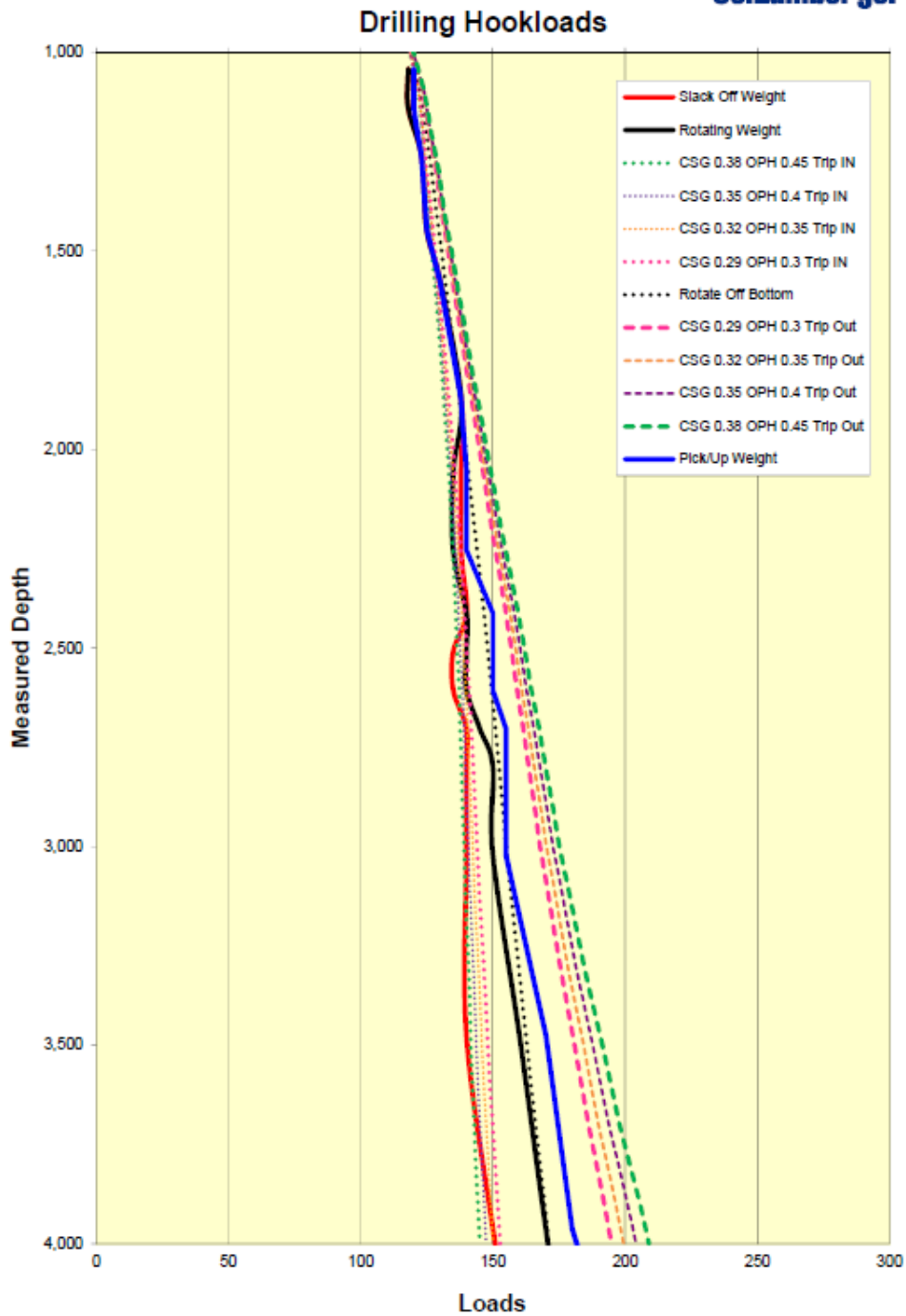
Anexo 1. Detalles de casing

Field Name	Sacha Field	Borehole Name	Sacha 3R2D	Hole Size (in)	16.000								
Structure Name	Sacha 3R0 Pad	BHA Name	BHA #2, 16" UBHO, 1	Depth In (ft)	1000.00								
Well Name	Sacha 3R2D			Depth Out (ft)	5231.00								
Desc.	Manu.	Serial Number	OD (in)	Max OD (in)	Bot Size (in)	Bot Type	Bot Gender	FN OD (in)	Length (ft)	Cum. Length (ft)	Cum. Weight (1000 lbsm)		
1	16" PDC BVS0510MHPX	SMITH	J09188	12.000	3.750	16.000	7.625	REG	Pin		1.10	1.10	0.5
2	A962M3-600XP 0.22 Revigal	Schlumberger	5356	9.625	7.640	15.750	7.625	REG	Box	0.000	32.90	34.00	6.7
3	Float Sub + valve	Schlumberger	ECC7066	8.250	2.813	8.250	8.625	REG	Pin		2.80	36.80	7.0
4	15" Stabilizer	Schlumberger	824-1	8.188	3.188	15.000	8.625	REG	Pin	8.188	4.54	41.14	7.8
5	Pony Monel	Schlumberger	53422	8.250	2.875	8.250	8.625	REG	Box		8.11	49.25	9.1
6	Telescope 825 HF	Schlumberger	E8369	8.250	5.900	8.410	8.625	REG	Box	0.000	27.88	76.63	12.5
7	UBHO	GYRO	8002	8.250	2.620	8.250	8.625	REG	Box		1.87	78.90	12.9
8	Monel		SD40779	8.250	2.813	8.250	8.625	REG	Pin	0.000			
9	2 x 8" Drill Collar (2 joints)			8.000	2.000	8.000	8.625	REG	Pin		31.00	109.90	17.8
10	Crossover			8.000	2.810	8.000	4.500	WC50 (4 1/2 F)	Box		59.30	169.20	27.3
11	23 x 5" HWDP (23 joints)			5.000	3.000	6.500	4.500	WC50 (4 1/2 F)	Pin				
12	Hydraulic Jar		5164	6.500	2.750	6.500	4.500	WC50 (4 1/2 F)	Box		703.94	878.30	83.2
13	5 x 5" HWDP (5 joints)			5.000	3.000	6.500	4.500	WC50 (4 1/2 F)	Pin		32.04	908.34	85.1
									Box		163.08	1061.42	72.8
BHA Comments										Total Length (ft)	1061.42		
Perforar seccion 16 in desde 1000 ft hasta TD, cumpliendo con el plan direccional.										Total Weight in Air (1000 lbsm)	72.8		
										Total Buoyant Weight (1000 lbsm)	81.8		
										Buoyant Weight Below Jar (1000 lbsm)	53.7		
										Weight in Air Below Jar (1000 lbsm)	83.2		
Sensor Offset from BR (ft)										Mud Properties			
DH										82.79	Mud Weight (lbm/gal)	10.60	
										Mud Type	WBM		
										PV (cp)	18.00		
										YP (lb/100ft)	18.00		
Stabilizer Summary										BHA Nozzle Summary			
Blade Mid-PT to BR (ft)										Blade Count	8		
Blade OD (in)										Blade ID (1/32 in)	12.000		
Blade Length (ft)										Reamer Nozzle Count	0.000		
3.520										15.750	1.500		
37.560										15.000	0.900		
										Flow Restrictor (1/32 in)	0.000		
										PD Flow Restrictor (1/32 in)	0.000		
										Rotor By Pass Nozzle (1/32 in)	0.000		
										TFA (in2)	0.884		
Bend Summary										Date	24Dec2012		
Bend Angle (deg)										Bend to BR (ft)	8.600		
1.500													
										Designed By	LHRAPianco01		
										Approved By			

Fuente: Petroecuador (2025)

Anexo 2. Drilling Hookloads

Schlumberger



Fuente: Petroecuador (2025)

Anexo 3. BHA Sección 16"

Schlumberger
Drilling & Measurements

BHA#2 Sección 16 in
Servicios MWD: DNI, Continuous DNI.
Calibración de Sensores de Superficie:

DWE

Offset: ft W/L Pos: ft Block Pos: ft
 Counts: Wrap No: On/Off Status: **MANUAL**

	Block Pos	PPFT
1	12.81	144.99525
2	40.53	134.31885
3	69.54	125.12927
4	98.66	117.44505
5		
6		

CLT

Offset (A0): Gain (A1): Default
 Working: Current:
 HookLoad: kbf v

	HookLoad	v
1	65.00	1.050
2	200.00	2.23
3		
4		
5		
6		

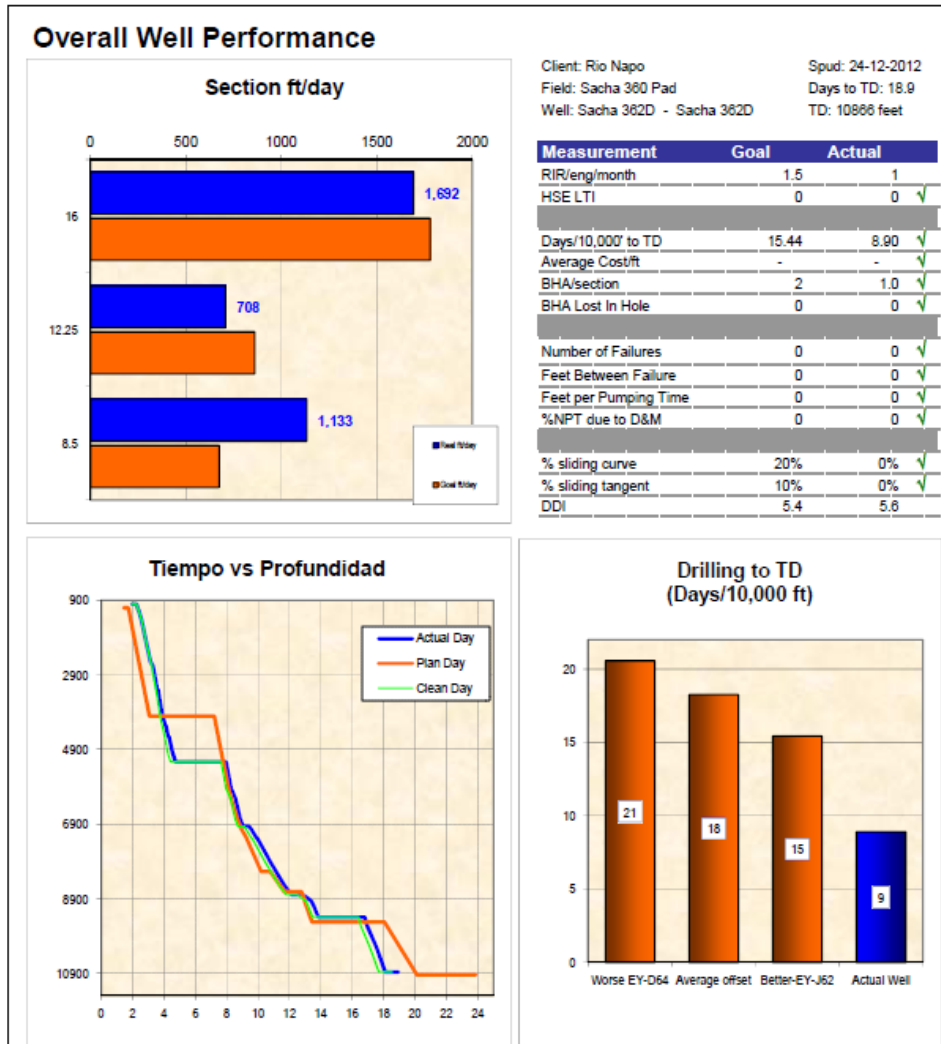
Pump

Offset (A0): Gain (A1): Default
 Working: Current:
 Pump Pressure: psi v

	Pump Pressure	v
1	0.00	1.070
2	3300.00	3.690
3		
4		
5		
6		

Fuente: Petroecuador (2025)

Anexo 4. Overall Well Performance



Fuente: Petroecuador (2025)

Anexo 5. Reporte de las actividades diarias

DAILY ACTIVITY REPORT - Ecuador - Sacha 362D



D & M Office phone		2978800		Fax No: 2978886		FSM's name: Adriana Sierra		Cell#: 098029602		DD Coordinator: Mario Ordonez		Cell#: 0988003474							
COMPANY			Río Napo			RIG			PDVSA 79			Date :		23-Dec-12		Report No.		1	
Company Man			Diego Escobar/Ergelis Primera			FIELD			Sacha			Job No :		12ECC0386		District		ECC	
Cell Manager			J.Navarrete/A.Franco			Section			16"			Well Start Date:				22-Dec-12			
Last Casing Depth						Next Casing Point			4,000			Est.TD: Date @ Depth							
THIS DAYS WORK	Depth @ 00:00 Hrs		Today			Section		WOB	Surfaoe RPM	String Weights			MAX O.Pull	Torque					
	0		Total ftg	Hours	Avg ROP	Total ftg	Hours			Up	Down	Rotating		MAX	Off Bot.	On Bot.			
RUN	Bit No.	BHA No.	MWD	Bit Manufact.	Serial	Type / Model	Size	Jets / TFA	IN	OUT	Footage (ft)	Hours							
Current											0 ft.								
Previous																			
Prev. bit Grading	Inner Row	Outer Row	Out	Loch	Beartips/Seals	Gauge	Other	Reason pulled	Bit No.	Summary of Events			Drilling	Circ.	Tripping	Reaming	Work		
													0.0	0.0	0.0	0.0	0.0		
Motor	Run No	Type	Stages	Lobes	Bend	Sleeve	Jet (1/32")	S/N	Pumping Hrs		Drilling Hrs		Pump Pressure		GPM				
Current									Today	Run	Today	Run	On Bot.	Off Bot.					
Previous																			
Power- Drive	Run No	Type	Size	B/U S/N	C/U S/N	PPI S/N	S/Ware Version	STAB S/N	C/U Collar	Pumping Hrs		Drilling Hrs		Pump Pressure Etc		GPM			
Current										Today	Run	Today	Run	On Btm	Off Btm				
Previous																			
Time 0:00	Hours H:MM	Code	Depth ft	Summary of Activity (from RIG Activity Report - IADC)					Comments					Current BHA #	Length				
			0						Update @ 06:00										
0:00		W		Personal y herramientas llegaron a locacion del pozo Sacha 362 el dia 23 de Diciembre															
				Personal D&M realiza rig up					Planned Operations										
									Personnel										
									Days										
									Position										
									Juan C Navarrete					1	DD				
									Albert Franco					1	DD				
									Dioceliano Junqueira					1	MWD				
									Martin Navickotsohnig					1	MWD				
									Target										
									ft of radius/side										
									Circular										
									Stale/Total Record					TODAY	RUN				
									Footage										
									Sliding Footage										
									Steering Footage										
									% Sid										
									ROP Sliding										
									ROP Rotating						0.00				
Target Information		MU INFORMATION										Temperature							
Shape	ft	Type	WT	Vic	PV	YP	Chlor.	Sand %	Solids %	Oil %	OWR	MWD°F	Surf.°F						
Circular	50																		
Available Tools On Rig				Available Tools On Rig				Center to Center Status (Last Survey)											
Tool	S/n	Pump/hr	Status	Tool	S/n	Pump/hr	Status												
AK62M5640	5336		surface																
TELESCOPE 8"	58369		surface																
MONEL 8"	49779		surface																
PONY MONEL 8"	53422		surface																
PONY MONEL 8"	49759		surface																
FLOAT SUB 8"	ECC7966		surface																
CROSSOVER 8"	060712		surface																
Near bit 15 3/4	824-4		surface																
STB 15"	824-1		surface																
STB 14 5/8"	1100377		surface																
LIFTING SUB	ECC18		surface																
												Comments							

Fuente: Petroecuador (2025)

Anexo 6. Detalles de las profundidades del pozo

Raw	Stat	Code	dR	Dgr	Dgy	Gedx	Gedy	Bgx	Bgy	GT	AT	AzT	Asdx	Asdy	Asdz	Bex	Bay	Baz	Gx	Gy	Ax	Ay	Az	TF Off	Rel	
84	84	22.05.48	1.13	80.84	55.85	46.54	25.43	920.04	1754.09	86.92	86.39	43.91	0.52	0.53	0.00	-42.74	-25.98	0.00	-1109.21	-1110.58	130.36	-202.31	2579.00	5.33	0	
85	83	22.07.56	1.13	90.45	46.13	62.42	35.92	982.14	1810.36	86.91	86.33	43.94	0.56	0.54	0.00	-43.21	-26.24	0.50	-1125.89	-1126.89	401.36	-130.40	210.58	2577.50	5.33	0
86	82	22.05.28	0.06	83.95	39.04	57.65	26.40	985.85	1831.41	86.87	86.16	41.28	0.57	0.55	0.00	-43.30	-26.22	0.00	-1080.82	-236.13	117.74	-210.58	2570.00	5.33	0	
87	07	14.02.23	N/A	137.42	97.28	210.25	98.51	1062.12	243.05	92.37	92.06	24.81	1.27	3.84	0.00	-58.56	-29.53	-1.00	774.45	1567.74	-2247.96	26048.08	-50.00	5.33	0	
88	80	14.02.43	0.00	45.92	31.04	45.30	27.44	914.09	647.20	86.02	86.02	37.21	0.55	0.54	0.00	-33.08	-19.86	0.00	10034.05	4526.95	-91.25	-51.75	2570.00	5.33	0	
89	79	14.07.49	0.06	98.55	22.14	62.17	38.95	920.03	670.57	92.01	92.77	35.75	0.55	0.56	0.00	-53.52	-20.11	0.00	9804.34	4957.45	0.22	75.47	2579.00	5.33	0	
90	78	14.05.57	0.10	82.91	92.14	88.77	59.07	939.12	743.63	92.01	92.70	35.57	0.53	0.54	0.00	-54.10	-20.16	0.00	3175.04	10490.25	-33.51	-46.25	2575.00	5.33	0	
91	77	14.04.02	0.08	76.95	23.28	45.24	17.58	1013.99	633.91	92.00	92.61	34.94	0.56	0.57	0.00	-54.17	-20.15	0.50	10377.15	245.72	61.54	-138.58	2575.00	5.33	0	
92	76	14.01.54	0.14	119.73	61.35	65.35	25.78	911.02	826.21	92.07	92.48	33.35	0.58	0.52	0.00	-54.47	-20.05	0.50	-357.35	10934.04	-124.30	-52.19	2576.50	5.33	0	
93	75	21.46.26	N/A	82.19	37.55	118.73	25.95	915.85	537.27	92.08	92.63	30.76	1.26	3.22	0.00	-46.81	-35.42	-1.50	11526.37	2334.86	-2204.79	26098.82	-59.50	5.33	0	
94	74	21.45.22	N/A	99.91	83.65	71.01	43.49	935.71	654.46	92.06	92.58	31.52	1.14	1.46	0.00	-51.27	-38.88	0.00	2106.45	-1132.25	25099.06	2099.41	-53.00	5.33	0	
95	73	21.44.18	N/A	94.57	33.57	64.25	25.18	900.79	604.09	92.03	92.53	30.48	1.47	3.25	0.00	-53.83	-36.07	1.00	-11582.79	-2100.57	2099.46	-2690.35	-58.00	5.33	0	
96	72	21.43.11	N/A	123.13	95.85	83.46	28.97	940.35	606.78	92.01	92.44	30.35	3.32	1.52	0.00	-52.04	-34.47	0.00	2341.90	11545.71	-26049.22	2544.37	-82.00	5.33	0	
97	71	21.41.35	N/A	91.84	45.27	87.83	29.95	923.45	542.46	92.03	92.25	30.14	1.26	3.15	0.00	-51.57	-35.15	-1.50	11548.12	2345.28	-2296.74	26098.28	-39.50	5.33	0	
98	70	21.40.15	N/A	84.82	43.81	83.68	37.51	925.78	518.41	92.03	92.52	29.38	1.37	3.22	0.00	-53.58	-34.93	-1.50	11513.38	2327.85	-2296.80	26098.06	-40.50	0.00	0	
99	69	22.06.40	N/A	81.04	64.94	47.45	19.91	697.79	738.29	92.16	92.74	34.74	3.47	1.56	0.00	-50.46	-42.50	0.50	1425.90	-11512.87	25170.57	124.30	-100.50	0.00	0	

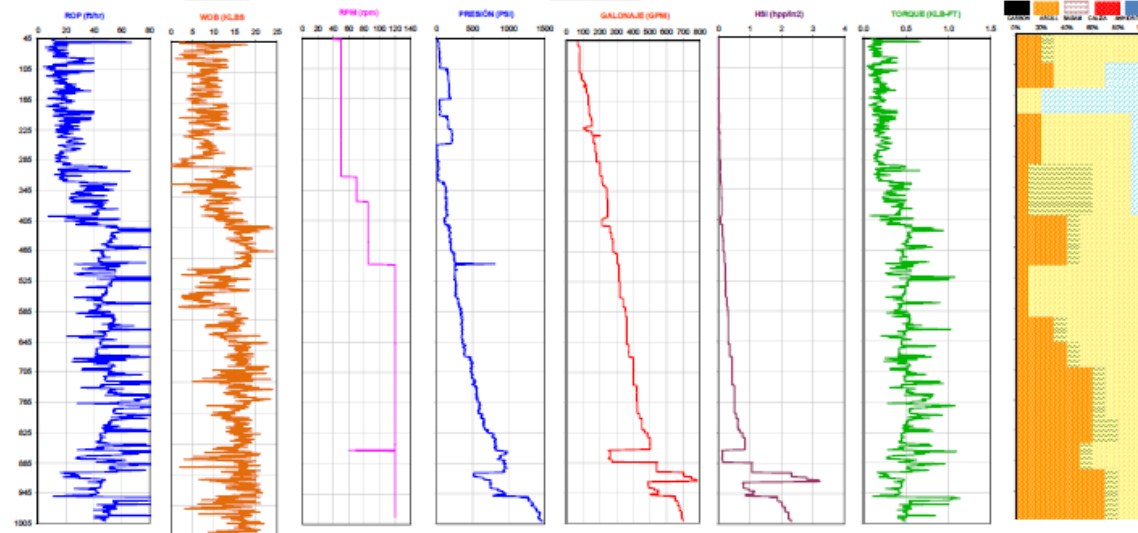
Survey	Stat	Code	Type	Depth	Inc	Az	HSIF	GyroTE	dMDO	TF off	Cal s	Az-Grid	GyroTF-Gr	Final Dep	Final Inc	Final Az	Final TF	Adj. Deg	Adj. Incl	Adj. Az	Adj. TF	Total Corr.	Adj. GTF	Comment
84	84	One	Seal-2	912.00	0.53	242.54	205.57	91.11	0.000	5.330	114347.00	242.53	91.10	912.00	0.53	242.53	205.57	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000	0.00	RUNZ
85	85	Three	Seal-2	912.00	0.54	241.92	205.44	87.43	0.000	5.330	114347.00	241.98	87.42	912.00	0.54	241.98	205.44	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000	0.00	RUNZ
86	82	Three	Seal-2	912.00	0.53	241.65	204.32	86.58	0.000	5.330	114347.00	241.65	86.57	912.00	0.53	241.65	204.32	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000	0.00	RUNZ
87	81	One	HSTF Check	0.00	89.88	359.90	359.90	83.09	0.000	5.330	114347.00	359.89	83.08	0.00	89.88	359.89	359.89	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000	0.00	RUNZ
88	80	One	Outrun	100.00	0.24	232.55	58.35	288.62	0.000	5.330	114347.00	232.55	288.61	100.00	0.24	232.55	58.06	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000	0.00	
89	79	One	Outrun	200.00	0.17	236.65	354.58	291.23	0.000	5.330	114347.00	236.64	291.22	200.00	0.17	236.64	354.58	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000	0.00	
90	78	One	Outrun	300.00	0.13	307.83	30.65	337.69	0.000	5.330	114347.00	307.82	337.68	300.00	0.13	307.82	30.65	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000	0.00	
91	77	One	Outrun	400.00	0.34	244.70	196.41	84.11	0.000	5.330	114347.00	244.69	84.10	400.00	0.34	244.69	196.41	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000	0.00	
92	76	One	Outrun	477.00	0.31	249.44	106.34	358.38	0.000	5.330	114347.00	249.43	358.37	477.00	0.31	249.43	106.34	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000	0.00	
93	75	Zero	HSTF Check	0.00	89.81	285.71	359.83	8.30	0.000	5.330	114347.00	285.70	8.29	0.00	89.81	285.70	359.83	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000	0.00	
94	74	Zero	HSTF Check	0.00	89.85	278.35	268.15	184.03	0.000	5.330	114347.00	278.34	184.02	0.00	89.85	278.34	268.15	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000	0.00	
95	73	Zero	HSTF Check	0.00	89.88	340.39	179.52	243.63	0.000	5.330	114347.00	340.38	243.62	0.00	89.88	340.38	179.52	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000	0.00	
96	72	Zero	HSTF Check	0.00	89.84	281.91	90.15	6.59	0.000	5.330	114347.00	281.90	6.58	0.00	89.84	281.90	90.15	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000	0.00	
97	71	Zero	HSTF Check	0.00	89.77	248.73	360.00	330.89	0.000	5.330	114347.00	248.72	330.88	0.00	89.77	248.72	360.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000	0.00	
98	70	Zero	HSTF Check	0.00	89.77	231.98	5.33	319.49	0.000	0.000	114347.00	231.97	319.48	0.00	89.77	231.97	5.33	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000	0.00	
99	69	One	Rollset West	0.00	90.07	3.97	270.18	93.97	0.000	0.000	114347.00	3.95	93.96	0.00	90.07	3.95	270.18	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000	0.00	

SMITH BITS

REPORTE DE CORRIERA DE BROCA

OPERADORA SACHA	CAMPO SACHA	SACHA SACHA 302D	PAIS ECUADOR
CONTRATISTA RIO MAPO CEM	BLOQUE SACHA	FECHA SAL 22-Dec-12	FECHA SAL 23-Dec-12
POV 79			

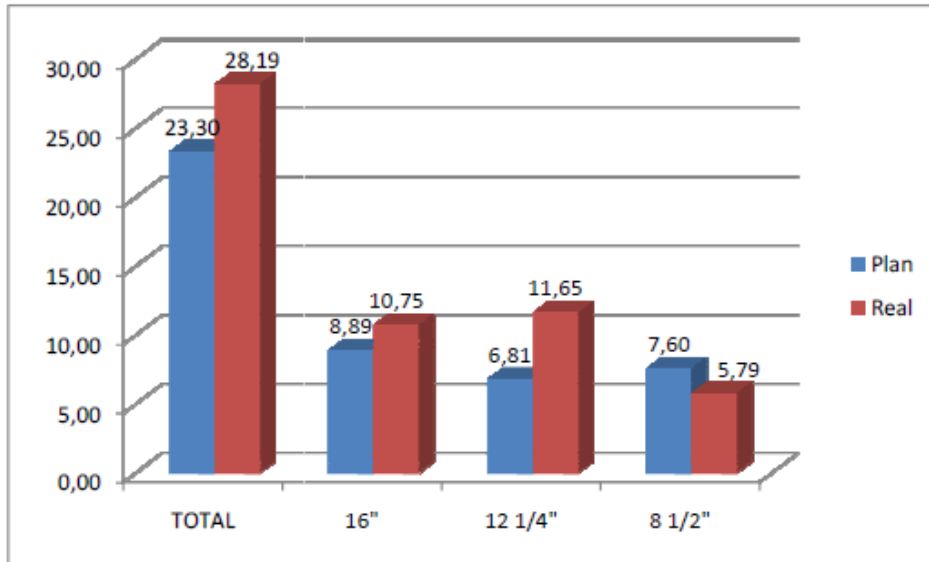
DATOS DE BROCA	RUN DATA	WOB	CALIFICACION DE DESGASTE
BROCA N° 1	PROFUNDIDAD EN 47 ft.	3-35	1-1-WT-A-E-I-NO-TD
CORRIERA N° 1	PROFUNDIDAD SAL 1000 ft.	RPM (ROTARIA) 120	
DIAMETRO 18	PRESAJE 263 ft.	RPM (INTOR) 0	
TIPO M-C	HORAS EFECTIVAS 25.77 ft.	ANGULO (EN / SAL) 0.00°	
SERIE N° PW437	ROP 36.98 ft/hr	AZIMUT (EN / SAL) 0.00°	



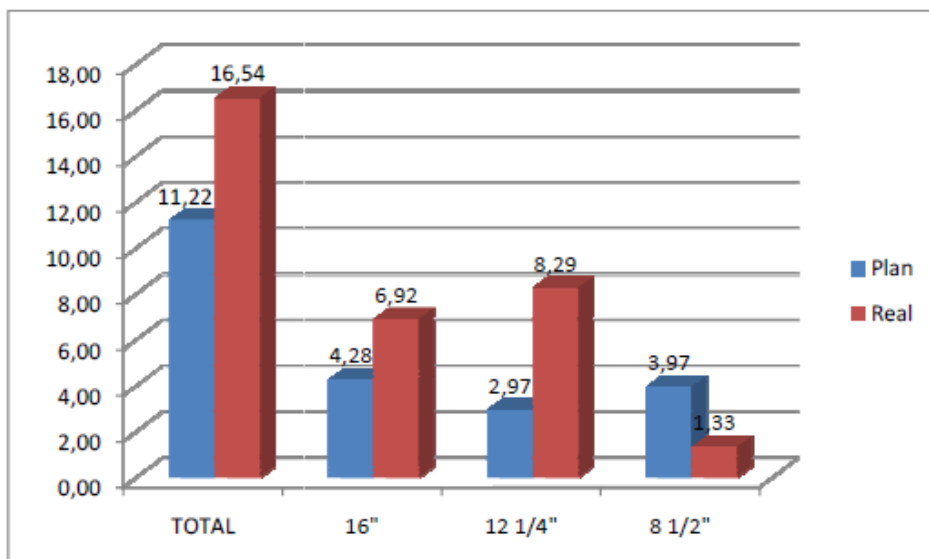
Fuente: Petroecuador (2025)

Anexo 7. Comparación de tiempos reales perforados vs planeado

Comparación Tiempos Plan vs Real



Comparación Tiempos Perforación Plan vs Real



Fuente: Petroecuador (2025)

Anexo 8. Distribución de costos

Distribución de Costos (USD \$)

ACCESORIOS CORRIDA CASING (Zapata, Anillos, Collares)	109,497.72
ACEITES / GRASAS	407.40
CEMENTACION 13 3/8"	57,444.14
CEMENTACION 7"	78,668.22
CEMENTACION 9 5/8"	72,850.54
COLGADOR LINER / TOP PACKER	101,538.62
COMPRA DE HERRAMIENTAS ESPECIALES	2,770.00
CONTROL LITOLOGICO	49,468.32
CORRIDA CASING 13 3/8"	20,832.00
CORRIDA CASING 9 5/8"	20,832.00
CORRIDA LINER 7"	9,408.00
FLUIDOS DE PERFORACION 12 1/4"	115,451.94
FLUIDOS DE PERFORACION 16"	122,679.35
FLUIDOS DE PERFORACION 8 1/2"	118,659.10
GERENCIAMIENTO DE PROYECTO	76,950.00
HEAVY WATE - DRILL PIPE - TUBULARES DE PERFORACION	11,088.00
LINER 7"	34,901.10
MOVILIZACION TALADRO	49,984.00
REGISTROS ELECTRICOS	137,300.42
RENTA DE BROCAS	123,480.00
RENTA DE CAMPERS	6,600.00
RENTA DE MARTILLOS	16,701.92
RENTA DE TANQUES VERTICALES	3,960.00
SERVICIO DE CATERING	9,719.50
SERVICIO DE GYRO	18,000.00
SERVICIO DE PERFORACION DIRECCIONAL 12 1/4"	103,244.59
SERVICIO DE PERFORACION DIRECCIONAL 16"	88,522.28
SERVICIO DE PERFORACION DIRECCIONAL 8 1/2"	77,735.98
SERVICIO TALADRO PERFORACION	792,936.96
TUBERIA DE REVESTIMIENTO 13 3/8"	247,060.13
TUBERIA DE REVESTIMIENTO 9 5/8"	317,518.20
CABEZAL	55,896.00
INSTALACIÓN DEL CABEZAL	3,171.00
PERMISOS SH	10,000.00
Total general	3,065,277.43

Fuente: Petroecuador (2025)