UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA

FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA

CARRERA DE PETRÓLEOS

TEMA:

“ANÁLISIS COMPARATIVO DE LA TECNOLOGÍA POWER DRIVE ARCHER Y MOTOR DE FONDO PARA LA OPTIMIZACIÓN DE LA PERFORACIÓN EN POZOS PETROLEROS”

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

AUTOR:

ALISSON CECIBEL ROSADO CAGUA

ANGIE ANDREINA RODRIGUEZ MALAVÉ

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 DE LA TECNOLOGÍA POWER DRIVE ARCHER Y MOTOR DE FONDO PARA LA OPTIMIZACIÓN DE LA PERFORACIÓN EN POZOS PETROLEROS"

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

AUTOR:

ALISSON CECIBEL ROSADO CAGUA

ANGIE ANDREINA RODRIGUEZ MALAVÉ

TUTOR:

ING. CARLOS ALBERTO PORTILLA LAZO, MSc.

LA LIBERTAD – ECUADOR

2025

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN

ING. MARLLELIS GUTIERREZ, PhD.

DIRECTOR DE CARRERA

ING. CARLOS MALAVÉ, MSc.

DOCENTE ESPECIALISTA

ING. CARLOS PORTILLA, MSc.

DOCENTE TUTOR

ING. CARLOS MALAVÉ, MSc.

DOCENTE GUÍA DE LA UIC

ING. DAVID VEGA

SECRETARIA DEL TRIBUNAL

DEDICATORIA

Por muy alta que sea una montaña, siempre hay un camino hacia la cima, Dedico este sacrificio y esfuerzos a mis amados y queridos padres **Edgar Rosado** y **Mayra Cagua**, quienes con su educación y enseñanza aprendí a soñar y luchar por mis metas u objetivos.

Especialmente se lo dedico a mi madre solo ella sabe lo duro y difícil que fue este proceso de mi vida y gracias a ella que me inspiro e ínsito a no rendirme y seguir dando el mejor de mis esfuerzos.

A mis queridos hermanos **Jeremy, Åland** y **Mayte** por su compañía y apoyo, por ser mis pilares durante estos cuatros años de prueba que Dios nos puso en nuestra vida.

A mis adorados amigos y colegas por compartir un lindo y corto viaje en mi vida universitaria.

DEDICATORIA

Agradezco profundamente a mi amado padre **Joffre Rodríguez**, por sus sacrificios incansables para brindarme una educación, por su amor, esfuerzo y apoyo incondicional en cada paso de mi camino.

A mi amada madre **Jacinta Malavé** por cada consejo que iluminó mi camino, por cada palabra de aliento que me levantó en los momentos difíciles y por su apoyo incondicional que me motivó a seguir adelante.

A mis hermanos: **Zuleica, Domenic, Ian**, por ser mis cómplices en esta aventura de la vida. A mi familia cuyos consejos y alientos han sido mi refugio y la fuerza que necesitaba para seguir adelante en los momentos más desafiantes.

En memoria de mi tía **Esperanza Rodríguez** quien un día me aconsejó y animó para seguir adelante y no rendirme.

Dedico este logro a todos aquellos que, de alguna manera, han contribuido a que este sueño se haga realidad, porque siempre han creído en mí incluso cuando yo he dudado.

CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO

En calidad de tutor del trabajo de investigación para titulación del tema **"ANÁLISIS COMPARATIVO DE LA TECNOLOGÍA POWER DRIVE ARCHER Y MOTOR DE FONDO PARA LA OPTIMIZACIÓN DE LA PERFORACIÓN DE POZOS PETROLEROS"** elaborado por los estudiantes egresado de la carrera de Ingeniería **ROSADO CAGUA ALISSON CECIBEL** y **RODRIGUEZ MALAVÉ ANGIE ANDREINA**, de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, me permito declarar que una vez analizado en el sistema antiplagio **COMPILATIO**, luego de haber cumplido con los requerimientos exigidos de valoración, la presente tesis, se encuentra con un 8% de la valoración permitida.

CERTIFICADO DE ANÁLISIS
magister

TESIS PARA COMPILATIO ANGIE RODRÍGUEZ Y ALISSON ROSADO

8% Textos sospechosos

0% Similitudes
0% similitudes entre comillas
0% entre las fuentes mencionadas
0% Idiomas no reconocidos
8% Textos potencialmente generados por la IA

Nombre del documento: TESIS PARA COMPILATIO ANGIE RODRÍGUEZ Y ALISSON ROSADO.docx
ID del documento: 80bf4dd8e2fca614047531e265e686158ebcfbc4
Tamaño del documento original: 5,31 MB
Autores: []

Depositante: CARLOS ALBERTO PORTILLA LAZO
Fecha de depósito: 21/11/2024
Tipo de carga: interface
fecha de fin de análisis: 21/11/2024

Número de palabras: 10.984
Número de caracteres: 79.362

Ing. Carlos Alberto Portilla Lazo

C.I.: 0913412367

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Nosotras, Alisson Cecibel Rosado Cagua y Angie Andreina Rodríguez Malavé, declaramos bajo juramento que el presente trabajo de titulación denominado **"ANÁLISIS COMPARATIVO DE LA TECNOLOGÍA POWER DRIVE ARCHER Y MOTOR DE FONDO PARA LA OPTIMIZACIÓN DE LA PERFORACIÓN DE POZOS PETROLEROS"**, no tiene antecedentes de haber sido elaborado en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, Carrera de Petróleos, lo cual es un trabajo exclusivamente inédito y perteneciente de mi autoría.

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

Atentamente,

ALISSON ROSADO CAGUA

Autor de Tesis

C.I. 2450832247

ANGIE RODRIGUEZ MALAVÉ

Autor de Tesis

C.I. 0927943241

CERTIFICACIÓN DEL TUTOR

Ing. Carlos Portilla Lazo, MSc.

TUTOR DE PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

Universidad Estatal Península de Santa Elena

En mi calidad de Tutor del presente trabajo denominado **"ANÁLISIS COMPARATIVO DE LA TECNOLOGÍA POWER DRIVE ARCHER Y MOTOR DE FONDO PARA LA OPTIMIZACIÓN DE LA PERFORACIÓN DE POZOS PETROLEROS"** previo a la obtención del Título de Ingenieros en Petróleos elaborado por la Srta. Alisson Rosado Cagua y Angie Rodríguez Malavé, 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, la apruebo en todas sus partes.

Ing. Carlos Portilla Lazo

TUTOR

CERTIFICACIÓN DE GRAMATOLOGÍA

CERTIFICADO
DE GRAMATOLOGÍA

Santa Elena, 20 de noviembre del 2024

Yo, **Mónica Isabel Paredes Castro**, Magíster en Educación Básica, con registro de la **SENECYT Nº 1023-2024-2904505** por medio del presente certifico que:

Después de revisar y corregir la sintaxis y ortografía del trabajo investigativo titulado **"ANÁLISIS COMPARATIVO DE LA TECNOLOGÍA POWER DRIVE ARCHER Y MOTOR DE FONDO PARA LA OPTIMIZACIÓN DE LA PERFORACIÓN EN POZOS PETROLEROS"**, elaborado por las estudiantes **ALISSON CECIBEL ROSADO CAGUA** y **ANGIE ANDREINA RODRIGUEZ MALAVÉ** en su opción al título de **INGENIERA EN PETRÓLEOS** en la Universidad Estatal Península de Santa Elena, puedo afirmar que el trabajo está apto para ser defendido.

Sin otro particular.

Firmado electrónicamente por: MONICA ISABEL PAREDES CASTRO

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

AGRADECIMIENTOS

Expresamos nuestros más profundos agradecimientos a Dios fuente de sabiduría y fortaleza, a los profesores y personal académico de la Universidad Estatal Península de Santa Elena por su constante disposición para ayudar y contribuir con sus conocimiento y experiencias a nuestra formación personal.

Quisiera también agradecer a nuestra familia que nos han acompañado y apoyado día a día incondicionalmente en esta gran etapa de nuestra vida a un paso de ser unas profesionales.

A nuestros amigos quienes compartieron con nosotros largas horas de estudio y trabajo, Gracias por su compañía y por hacer este viaje mucho más ameno.

Finalmente, y no menos importantes a nuestro tutor el Ing. Carlos Portilla y también al Ing. Kevin Soto por su guía, paciencia y apoyo invaluable durante el desarrollo de esta investigación.

CONTENIDO

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN ii

DEDICATORIA iii

DEDICATORIA iv

CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO v

DECLARACIÓN DE AUTORÍA vi

CERTIFICACIÓN DEL TUTOR vii

CERTIFICACIÓN DE GRAMATOLOGÍA viii

AGRADECIMIENTOS ix

LISTA DE FIGURAS xvi

LISTA DE TABLAS xix

RESUMEN xx

ABSTRACT xxi

CAPITULO I: INTRODUCCIÓN 22

1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA 22

1.2. ANTEDECENTES 23

1.3. HIPÓTESIS 24

1.4. OBJETIVOS 24

1.4.1. Objetivo General 24

1.4.2. Objetivos Específicos 24

1.5. ALCANCE 25

1.6. VARIABLES 25

1.6.1. Variables Dependientes 25

1.6.2. Variables Independientes 25

CAPITULO II: MARCO TEÓRICO 26

2.1. PERFORACIÓN DE POZOS PETROLEROS 26

2.2 PERFORACIÓN VERTICAL 27

2.3 PERFORACIÓN HORIZONTAL 27

2.3.1 **Radio largo** 28

2.3.2 **Radio medio** 28

2.3.3 **Radio corto** 29

2.4 PERFORACIÓN MULTILATERAL 29

2.5 PERFORACIÓN DIRECCIONAL 30

2..1 Pozo direccional tipo ¨S¨ 30

2..2 Pozo direccional tipo ¨J¨ 31

2..3 Pozo tipo ¨J¨ Modificado 31

2..4 Pozo tipo ¨J¨ de Alto Ángulo 32

2.6 ENSAMBLAJE Y COMPONENTES DE PERFORACIÓN 32

2.6.1 Ensamblaje convencional 32

2.6.2 Ensamblaje direccional 33

2.7 MOTOR DE FONDO 40

2.7.1 Ventajas del motor de Fondo 41

2.7.2 Desventajas del motor de Fondo 41

2.7.3 Motores de desplazamiento positivo 42

2.7.4 Motor tipo turbina 44

2.8 POWERDRIVE 46

2.8.1 Funcionamiento del PowerDrive 46

2.8.2 Componentes del Power Drive 47

2.8.3 PowerDrive Archer 50

2.8.4 Ventajas del PowerDrive Archer 50

2.8.5 Desventajas del PowerDrive Archer 50

2.8.6 PowerDrive Orbit 51

2.8.7 PowerDrive X6 51

2.8.8 PowerDrive vorteX 52

2.8.9 PowerDrive Xceed 52

2.9 FACTORES QUE INFLUYEN EN LA OPTIMIZACIÓN DE LA PERFORACIÓN 53

2.9.1 Tasa de penetración (ROP) 53

2.9.2 Control direccional y precisión en la perforación 53

2.9.3 Eficiencia operativa y reducción de costos 55

2.9.4 Condiciones Geológicas 55

CAPITULO III: METODOLOGÍA 56

3.1 METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN 56

3.1.1 Tipo de investigación 56

3.1.2 Enfoque de la investigación 56

3.2 POBLACIÓN Y MUESTRA 57

3.2.1 Población 57

3.2.2 Muestra 57

3.3 PROCEDIMIENTO DE ANÁLISIS DE DATOS 57

3.3.1 Diagrama metodológico para el desarrollo de la Investigación 57

3.3.2 Cálculo para evaluar datos obtenidos en Campo 59

3.3.3 Procesamiento de información 59

CAPITULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS 65

4.1 DATOS GENERALES DE LOS POZOS EN ESTUDIO 65

4.2 ENSAMBLAJES DE FONDO UTILIZADOS POR POZO 66

4.2.1 Pozo A 66

4.2.2 Pozo B 66

4.3 COMPARACIÓN DE LAS HERRAMIENTAS DE FONDO DE LOS POZOS EN ESTUDIO 67

4.3.1 Tiempo vs Profundidad 67

4.3.2 Inclinación vs Profundidad 68

4.3.3 ROP 69

4.3.4 Riesgos potenciales 71

CAPITULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES 72

CONCLUSIONES 72

RECOMENDACIONES 73

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS 74

ANEXOS 81

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Perforación Vertical. 27

Figura 2. Perforación Horizontal. 28

Figura 3. Perforación de pozos horizontales por radios. 29

Figura 4. Perforación Multilateral. 30

Figura 5. Pozo direccional tipo ¨S¨ 31

Figura 6. Pozo direccional tipo ¨J¨ 31

Figura 7. Tipo de Perforación Direccional 32

Figura 8. Ensamblaje BHA con motor de fondo. 33

Figura 9. Broca PDC. 34

Figura 10. Broca Tricónica. 34

Figura 11. Estabilizador 35

Figura 12. Bent Sub/Bent Housing 35

Figura 13. MWD-Measurement Whilw Drilling 36

Figura 14. Tubería no magnética 36

Figura 15. Centralizador 37

Figura 16. Safety valves 37

Figura 17. Float Valve. 38

Figura 18. Drill Pipe. 38

Figura 19. Heavyweight Drill Pipe 39

Figura 20. Controladores rotacionales. 39

Figura 21. Perforación mediante la técnica de Whipstock 40

Figura 22. Motor de fondo para perforación direccional 41

Figura 23. Válvula de descarga. 42

Figura 24. Sección de poder o potencia. 43

Figura 25. Sección de transmisión 43

Figura 26. Motor tipo turbina. 44

Figura 27. Herramienta PowerDrive. 46

Figura 28. Bias Unit y sus componentes 48

Figura 29. Estabilizador Espiral. 48

Figura 30. Unidad de Control y sus componentes. 49

Figura 31. Herramienta PowerDrive Archer. 51

Figura 32. Herramienta PowerDrive Orbit. 51

Figura 33. Herramienta PowerDrive X6. 52

Figura 34. Herramienta PowerDrive vorteX 52

Figura 35. PowerDrive Xceed. 53

Figura 36. Punto de Arranque (KOP). 53

Figura 37. Inclinación de la trayectoria del pozo. 54

Figura 38. Azimuth en la perforación direccional 54

Figura 39. Diagrama metodológico para desarrollo de la investigación. 57

Figura 40. Esquema mecánico Pozo A 61

Figura 41. Esquema mecánico Pozo B 64

Figura 42. Tiempo vs Profundidad 67

Figura 43. Grafica Inclinación VS Profundidad 68

Figura 44. Comparación ROP entre las tecnologías en estudio 69

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Tipos de motores de fondo. 45

Tabla 2. Datos Generales del Pozo A 60

Tabla 3. Datos del motor en estudio 60

Tabla 4. Datos generales Pozo B 61

Tabla 5. Datos del PowerDrive Archer en estudio (8 ¼) 62

Tabla 6. datos sección 16" 62

Tabla 7. Datos sección 12 1/4" 63

Tabla 8. Datos sección 8 1/2" 63

Tabla 9. Datos sección 6 1/8” 63

Tabla 10. Datos generales de los pozos en estudio 65

Tabla 11. Comparación entre tecnologías 70

“ANÁLISIS COMPARATIVO DE LA TECNOLOGÍA POWER DRIVE ARCHER Y MOTOR DE FONDO PARA LA OPTIMIZACIÓN DE LA PERFORACIÓN EN POZOS PETROLEROS”

Autor: Rosado Cagua Alisson Cecibel

Rodríguez Malavé Angie Andreina

Tutor: Ing. Carlos Portilla Lazo; MSc.

RESUMEN

En el estudio de esta investigación hipotética, se analiza la comparación de las herramientas PowerDrive Archer y motor de fondo, mediante el estudio de dos pozos, pozo A y el pozo B pertenecientes a dos campos diferentes, cada uno con su respectivo análisis de pozos. Las herramientas en estudio se representan como tecnologías innovadas para las perforaciones direccionales sean más precisas y óptimas, son utilizadas en la industria petrolera por su capacidad para dar control direccional permitiendo optimizar el estudio del pozo.

Los análisis comparativos que se desarrollaron en la investigación son en base al rendimiento y eficiencia del uso de las herramientas en los pozos en estudios, comparando el tiempo, inclinación y la tasa de penetración (ROP) de cada pozo y así evaluar cual de las dos obtuvo un mejor rendimiento operativo.

El PowerDrive Archer combina el control direccional ajustando el empuje y dirección de broca, esta combinación permite perforar en cualquier dirección y con gran precisión desde el inicio del pozo, gracias a esto se logra optimizar el tiempo durante la perforación.

PALABRAS CLAVE*: perforación direccional, innovación, optimizar, motor de fondo*

"COMPARATIVE ANALYSIS OF POWERDRIVE ARCHER AND DOWNHOLE MOTOR TECHNOLOGY FOR OIL WELL DRILLING OPTIMIZATION"

Autor: Rosado Cagua Alisson Cecibel

Rodríguez Malavé Angie Andreina

Tutor: Ing. Carlos Portilla Lazo; MSc

ABSTRACT

In this hypothetical research study, the comparison of the PowerDrive Archer and downhole motor tools is analyzed by studying two wells, well A and well B belonging to two different fields, each with its respective well analysis. The tools under study are represented as innovative technologies for more precise and optimal directional drilling, they are used in the oil industry for their ability to provide directional control allowing optimization of the well study.

The comparative analyses that were developed in the research are based on the performance and efficiency of the use of the tools in the wells in studies, comparing the time, inclination and the rate of penetration (ROP) of each well and thus evaluating which of the two obtained a better operational performance.

The PowerDrive Archer combines directional control by adjusting the thrust and direction of the bit, this combination allows drilling in any direction and with great precision from the beginning of the well, thanks to this it is possible to optimize the time during drilling.

KEYWORDS: *directional drilling, innovation, optimize downhole motor.*

CAPITULO I: INTRODUCCIÓN

1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

En la industria petrolera, la eficiencias y precisión en las operaciones de perforación son factores claves para maximizar la productividad y minimizar los costos operativos. La perforación de pozos petroleros es un proceso complejo y costoso que involucra una serie de desafíos técnicos, como la formación geológica complejas, la desviación del pozo y los riesgos de seguridad.

Dada la creciente complejidad de los yacimientos actuales, caracterizados por pozos direccionales de mayor longitud y profundidad, es importante evaluar cuál tecnología resulta más efectiva en distintos escenarios. Tradicionalmente, los motores de fondo de pozo han sido la tecnología principal para la perforación direccional, debido a su capacidad para aumentar la tasa de penetración (ROP) y el control direccional. Sin embargo, los avances tecnológicos recientes han introducido sistemas de dirección rotativa automatizados, como el PowerDrive Archer, que prometen optimizar aún más el proceso de perforación.

Durante la perforación de los diferentes pozos se han detectado problemas operacionales que conducen a la pérdida de circulación, pega o atascamiento, operaciones de pesca, arremetidas y reventones, por lo que se busca optimizar esta actividad de una manera eficiente. (Santos, 2015)

1.2. ANTEDECENTES

J Pet Technol nos indica que los motores de fondo de pozos nos ofrecen perfiles de pozo altos y confiables. Pero la tubería de perforación alterna entre rotación y deslizamiento, las ROP son bajas y la calidad del orificio es tortuosa aumentando así el posible atascamiento o pega de tubería, para reducir riesgos, tiempo y costos de operación, Schlumberger desarrollo el RSS de alta tasa de construcción denominado PowerDrive Archer, ofrece perfiles de pozos que antes solo era posible con motores. (Pet, 2013)

El propósito de esta investigación es el análisis de ensamblaje de fondo usados en la perforación, como las herramientas motor de fondo y PowerDrive RSS, fue necesario tener la recopilación de información de estas herramientas direccionales, abordando así las causas de los problemas de las pegas durante los viajes a superficie, así es como surgen estas dificultades perdiendo en el hoyo los ensamblajes direccionales. Con este análisis es posible optimizar las pérdidas de recursos o algún aumento de costos operacionales. (Vivanco, 2015)

Tatiana Quintuña nos indica que al implementar el uso de la herramienta motor de fondo en las operaciones de perforación en los pozos siempre se busca el mismo objetivo respecto a las perforaciones direccionales. (Mediavilla, 2018)

A pesar de muchos avances y utilidades que nos brinda la herramienta RSS como PowerDrive Archer, se siguen teniendo retos y desafíos, tomando en cuenta que unos de los principales retos es analizar y gestionar los grandes volúmenes que se producen, por eso es importante implementar herramientas viables que nos pueda ayudar a mejorar la perforación, vinculando ciertas herramientas como los motores de fondo y PowerDrive Archer podemos evitar posibles problemas, como la pérdida de circulación, pega o atascamiento, pesca, arremetida o reventones, durante la perforación direccional, permitiendo una perforación segura. (Rodríguez, 2019)

Con el paso del tiempo las operaciones de perforación se han ido innovando en busca de obtener menor tiempo y costo de operación, una de las nuevas tecnologías implementadas

es el uso del sistema RSS y motor de fondo, nos brindan la optimización de la perforación direccional mediante el estudio de sus parámetros ROP, RPM, GPM y sus ventajas y desventajas de estos mecanismos. (Chuquimia, 2021)

1.3. HIPÓTESIS

La tecnología PowerDrive Archer proporciona una optimización superior en la perforación de pozos petroleros en comparación con el motor de fondo convencional, al ofrecer una mayor tasa de penetración, mejor eficiencia y, sobre todo mayor precisión direccional, lo que hace que se reduzca el tiempo y costo operativo bajo diversas condiciones operativas.

1.4. OBJETIVOS

1.4.1. Objetivo General

- Analizar la comparación de las tecnologías PowerDrive Archer y motor de fondo en términos de desempeño y eficiencia para la optimización de las operaciones de perforación bajo diversas condiciones operativas.

1.4.2. Objetivos Específicos

- Recopilar información de manera bibliográfica sobre la herramienta direccional PowerDrive para la optimización en la perforación de pozos petroleros.
- Describir la herramienta PowerDrive Archer mediante su funcionamiento y sus características para la optimización de la perforación de pozos petroleros.
- Comparar las tecnologías de motor de fondo y PowerDrive Archer, para la optimización de las operaciones de perforación.

-

1.5. ALCANCE

La presente propuesta de tesis se enfocará en el análisis comparativo de las tecnologías PowerDrive Archer y motor de fondo para la perforación direccional en pozos petroleros.

Se detallarán los principios de funcionamiento, ventajas y desventajas, así como los especificadores técnicos entre PowerDrive Archer y el motor de fondo.

El enfoque principal será la evaluación de parámetros clave como la tasa de penetración ROP, eficiencia operativa, precisión direccional.

1.6. VARIABLES

1.6.1. Variables Dependientes

- Eficiencia Operativa
- Precisión direccional
- Integridad del pozo

1.6.2. Variables Independientes

- Características del pozo (profundidad, inclinación, azimut, tipo de formación)
- Parámetros de operación (RPM, WOB, Flujo de circulación)
- Tipo de motor (Power Drive Archer vs. motor de fondo)

CAPITULO II: MARCO TEÓRICO

2.1. PERFORACIÓN DE POZOS PETROLEROS

La perforación de pozos petroleros implica crear un conducto vertical (o desviado) a través de las capas terrestres, utilizando brocas de diferentes tamaños. Este proceso se realiza de manera controlada, protegiendo el pozo con tuberías de revestimiento y cemento. El objetivo principal a alcanzar yacimientos de hidrocarburos para su extracción comercial, a la vez que se recopilan datos geológicos cruciales para optimizar la producción y exploración futura. (Vázquez & López, 2010)

Existen 3 tipos de pozos, los mismo que dependen del propósito de la perforación.

Pozos Exploratorios

Mediante los pozos exploratorios se logra un mayor entendimiento de la geología del área, así como el proceso de perforación, lo que permite optimizar el diseño para minimizar posibles daños. (Structuralia, 2021)

Pozos de Evaluación

Tiene como objetivo confirmar y determinar la extensión, cantidad y propiedades del yacimiento. (eadic, 2017)

Pozos de Desarrollo

A diferencia de los pozos exploratorios o de evaluación, que se forman para descubrir o analizar la viabilidad del yacimiento, los pozos de desarrollo están destinados específicamente a maximizar la producción de petróleo o gas una vez que se ha confirmado la presencia de reservas comercialmente explotables. (Fernández, 2018)

2.2 PERFORACIÓN VERTICAL

La perforación vertical fue y sigue siendo la principal técnica de perforación de campos petroleros. Un pozo vertical es aquel cuya trayectoria es perpendicular a la superficie terrestre. Al observar su proyección en un plano, la posición inicial coincide con el punto de llegada al objetivo. En otras palabras, el pozo no presenta ninguna inclinación ni desviación. (Vázquez & López, 2010)

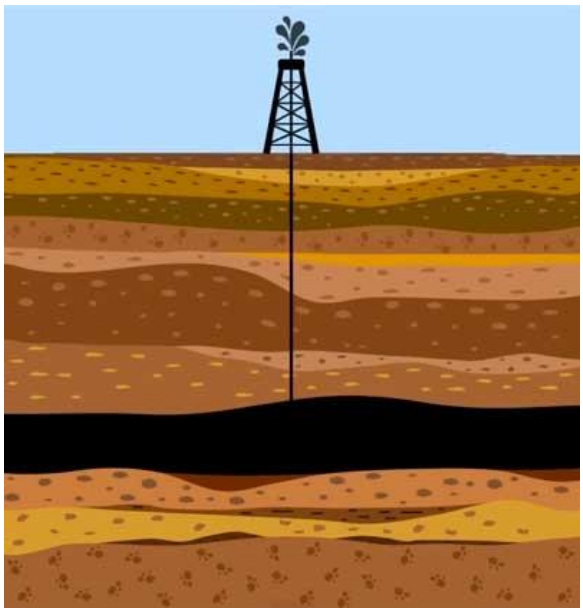


Figura 1. Perforación Vertical.

Fuente: (Hocalpipeindustries, 2019)

2.3 PERFORACIÓN HORIZONTAL

La perforación horizontal es una técnica donde el pozo se desvía considerablemente de la vertical, superando los 80 grados. En algunos casos, la trayectoria del pozo puede incluso superar los 90 grados, perforando en sentido ascendente. Esta técnica maximiza el

contacto del pozo con el yacimiento, mejorando significativamente la recuperación de hidrocarburos. Los pozos horizontales se clasifican en diferentes categorías, las cuales se establece en función de la longitud de su radio de curvatura. (Schlumberger, 2017).

Figura 2. Perforación Horizontal.

Fuente: (Knox Energys Services, s.f.)

2.3.1 Radio largo

Para construir este tipo de pozos horizontales, se aumenta la inclinación a una velocidad de 2° a 8° cada 100 pies. Para lograr esto se requiere una separación vertical inicial de al menos 1500 pies desde el inicio de partida y el objetivo final. La simplicidad de su trayectoria permite utilizar ensamblajes de perforación convencionales. La longitud de la sección horizontal suele variar entre 3000 y 4000 pies. (Economides y otros, 1997)

2.3.2 Radio medio

La sección de transición entre la vertical y la horizontal de estos pozos requiere alrededor de 300 pies, en cuanto al control direccional, se emplean técnicas similares a las utilizadas en pozo de radio largo. (Economides y otros, 1997)

2.3.3 Radio corto

Los pozos de radio corto pueden cambiar de dirección de arriba hacia abajo en una distancia muy corta, de solo 50 pies o menos. Para lograr esto, se necesitan herramientas especiales de perforación que puedan hacer curvas muy pronunciadas en un espacio reducido. (Economides y otros, 1997)

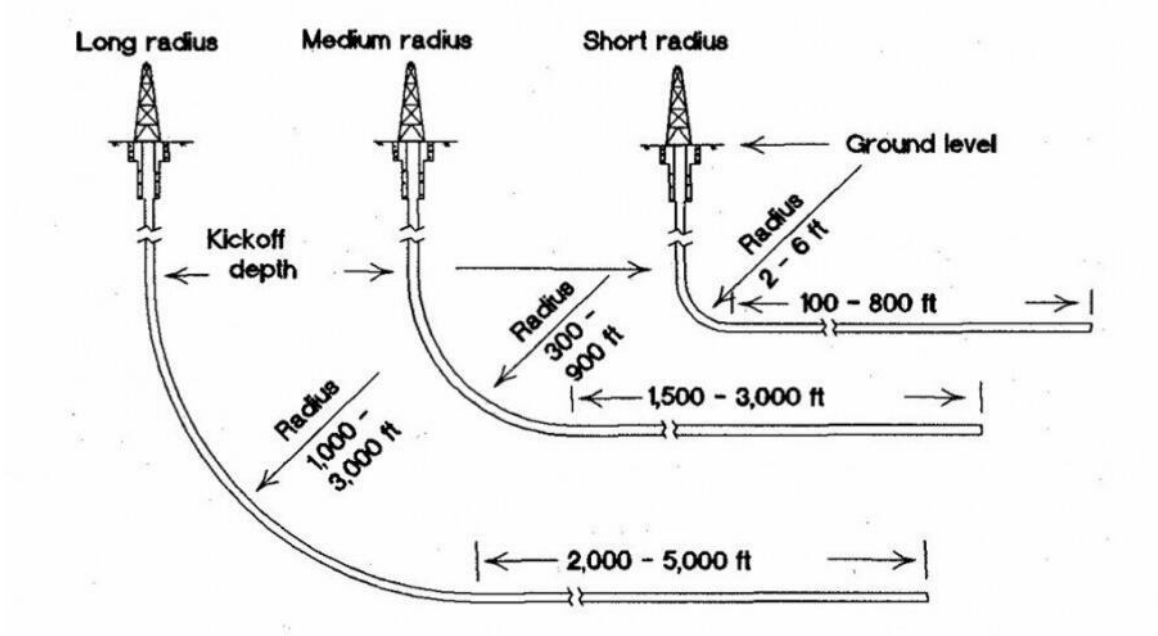


Figura 3. Perforación de pozos horizontales por radios.

Fuente: (Orozco, 2014)

2.4 PERFORACIÓN MULTILATERAL

La perforación multilateral consiste en la generación de múltiples ramificaciones horizontales a partir de un pozo vertical principal. Esta técnica, que se lleva a cabo mediante herramientas especializadas, permite acceder a múltiples zonas productivas o optimizar la explotación de un yacimiento desde un único punto de acceso, evitando la necesidad de perforar múltiples pozos verticales. (Alcántara, 2019)

Figura 4. Perforación Multilateral.

Fuente: (Mckee y otros, 2009)

2.5 PERFORACIÓN DIRECCIONAL

La perforación direccional es una técnica utilizada en la industria de los hidrocarburos se la viene realizando desde la década de 1920, que permite o controla la dirección de un pozo más allá de la perforación vertical tradicional para alcanzar niveles específicos a diferentes distancias y profundidades.

La perforación direccional se la conoce como una técnica que consiste en desviar el trayecto de un pozo según una ruta planificada, desde un punto inicial en la superficie hasta un objetivo específico en profundidad, ambos determinados por un sistema de coordenadas establecido, es una práctica común en los yacimientos de esquisto, ya que permite al perforador hacer contacto con la roca prospectiva más productiva al dirigir el pozo. Mediante el empleo de herramientas especializadas, como motores de fondo de pozo y sistemas de fondo de pozo, la perforación direccional facilita la desviación controlada de un pozo. (Madrid M. , 2016)

2..1 Pozo direccional tipo ¨S¨

La trayectoria de este pozo se caracteriza por dos cambios significativos de dirección, el primero para alcanzar la inclinación máxima y el segundo para retornar a la vertical y alcanzar el objetivo, con un tramo intermedio de navegación a inclinación constante. (Madrid, 2020)

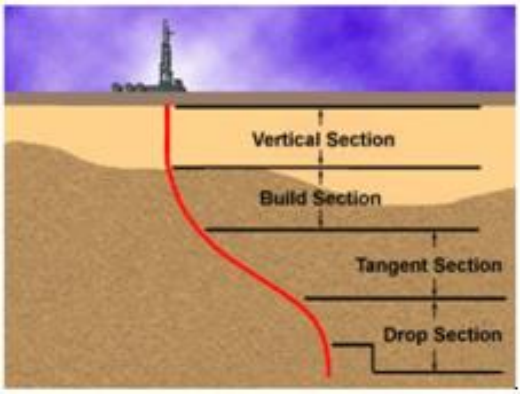


Figura 5. Pozo direccional tipo ¨S¨

Fuente: (Franklin, s.f.)

2..2 Pozo direccional tipo ¨J¨

La perforación inicia verticalmente hasta alcanzar el punto de inicio de la curva (KOP), a partir de este punto, el pozo se desvía gradualmente hasta alcanzar el ángulo de inclinación deseado. Esta inclinación se mantiene constante a lo largo de una sección tangencial, permitiendo el desplazamiento horizontal significativo hasta interceptar el objetivo. (Moncayo S. , 2014).

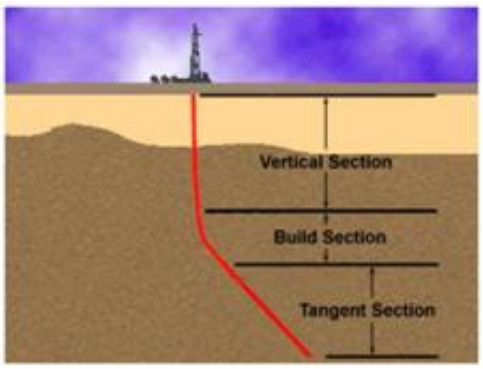


Figura 6. Pozo direccional tipo ¨J¨

Fuente (Franklin, s.f.)

2..3 Pozo tipo ¨J¨ Modificado

A diferencia de los pozos tipo ¨J¨, estos presentan una modificación en la trayectoria final, caracterizada por una reducción del ángulo de inclinación. (Moncayo S. , 2014).

2..4 Pozo tipo ¨J¨ de Alto Ángulo

La singularidad de estos pozos reside en su pronunciada inclinación, superando los 45° en la sección donde cambia de dirección. Al ser de tipo ¨J¨ modificado, estos pozos presentan trayectorias complejas con largos tramos horizontales. Un desafío clave es el retorno de los recortes de perforación a la superficie, ya que el deslizamiento de las herramientas para corregir la trayectoria impide una extracción completa. (Blanco, 2011)

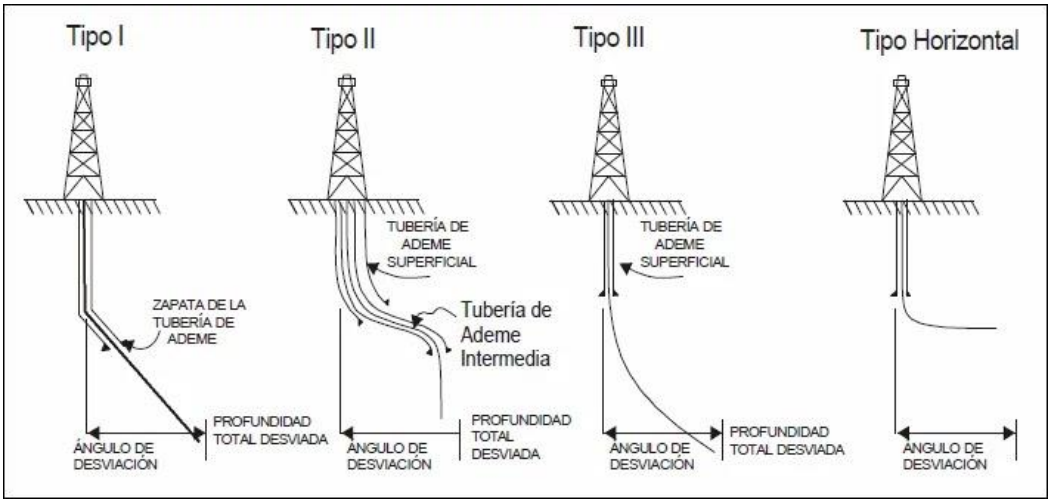


Figura 7. Tipo de Perforación Direccional

Fuente: (Madrid M. , 2016)

2.6 ENSAMBLAJE Y COMPONENTES DE PERFORACIÓN

2.6.1 Ensamblaje convencional

El ensamblaje convencional generalmente está diseñado por conjuntos de herramientas y tuberías empleados en el interior del pozo para llevar a cabo operaciones de perforación, competición o mantenimiento, se la denomina convencional porque utiliza configuraciones tradicionales, sin utilizar tecnologías avanzadas como sistemas de perforación direccional. (Herrera, 2020)

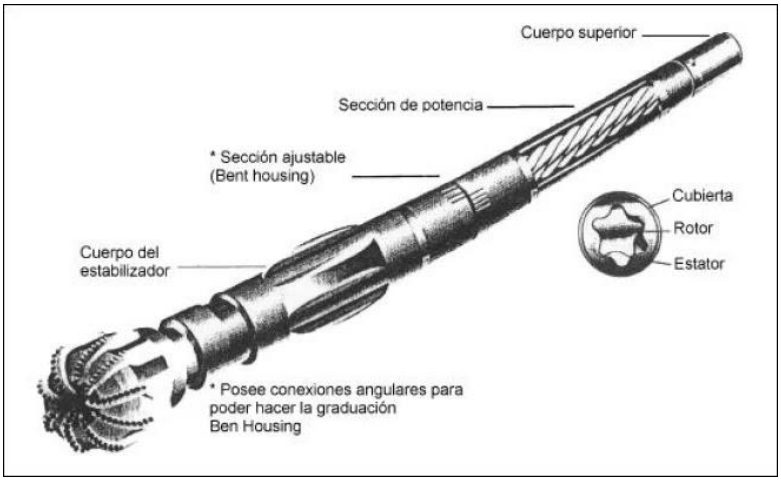


Figura 8. Ensamblaje BHA con motor de fondo.

Fuente: (Madrid M. , 2016)

2.6.2 Ensamblaje direccional

El ensamblaje direccional a diferencia del convencional es el conjunto de equipos especializados utilizados para desviar y controlar con precisión la ruta del pozo durante su perforación, este está diseñado para perforar en diferente ángulos o direcciones, permitiendo alcanzar objetivos que no están alineados verticalmente con la plataforma de perforación. (Zurita, 2020)

Componentes del ensamblaje direccional

Motor de fondo: generador de potencia directamente a la broca, sin la necesidad que esta rote en la sarta de perforación. (Gonzales, 2012)

Broca de perforación: es una herramienta, compuesta por una punta cortante y un vástago roscado, penetrando mediante acción rotatoria transmitida por una herramienta de perforación. la perforación implica atravesar diferentes tipos de roca, desde las más suaves hasta las más duras. Esta diversidad ha impulsado la creación de brocas con característica específicas, Las PDC y las brocas tricónicas (Ramos, 2011)

- **Broca PDC. –** Esta compuesta por diamante policristalino, son óptimas para perforar formaciones geológicas blandas.}

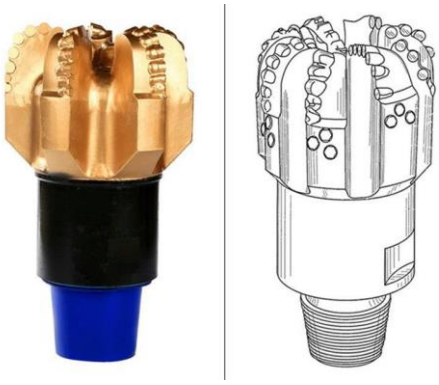


Figura 9. Broca PDC.

Fuente: (Rancheng, s.f.)

- **Broca Tricónicas. –** con su diseño de 3 conos, son mas adecuadas para rocas duras, demostrando la versatilidad de las herramientas de perforación.

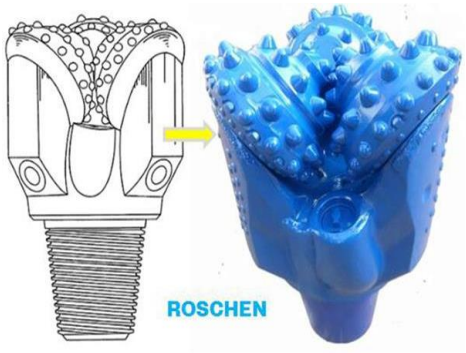


Figura 10. Broca Tricónica.

Fuente: (Roschen, s.f.)

Estabilizadores: en los sistemas de perforación rotatoria, los estabilizadores desempeñan un papel fundamental para asi asegurar una perforación precisa y controlada. Su diseño generalmente con una forma espiral es crucial para mantener la trayectoria del pozo, para lograr un control direccional preciso, se requiere que la superficie del estabilizador está cubierta en su totalidad. (Smith, 1996)

- Control sobre la desviación del pozo.
- Reducir el riego de pega diferencial.
- Repasar doglegs y ojos de llave

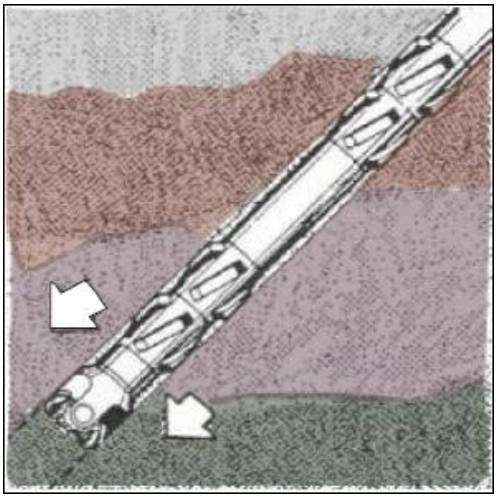


Figura 11. Estabilizador

Fuente: (Madrid M. , 2016)

Codo ajustable o bastidor inclinado (Bent Sub/Bent Housing): Se trata de un componente corto y conico que se incorpora a la sarta de perforacion, su angulo de inclinacion predeterminado, pero ajustable, obliga a la broca a desviarse de la vertical, lo que facilita la cconstruccion de pozos con la direccion deseada. Esta herramienta se instala justo encima del motor de fondo de pozo PDM o turbina. Su extremo inferiror o pin esta diseñado con una inclinacion especifica con respecto al cuerpo principal, (Villanueva , 2021).

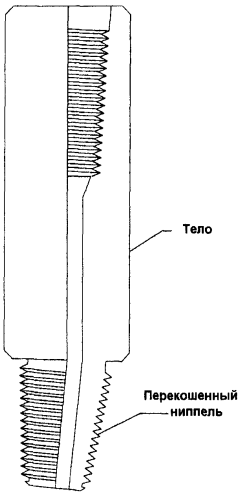


Figura 12. Bent Sub/Bent Housing

Fuente: (Universidad Técnica Nacional de Kazajstán, s.f.)

Sensores de medición mientras se perfora (MWD – Measurement Whilw Drilling): tecnología que permite obtener información detallada del subsuelo durante la perforación de un pozo, ubicado cerca de la broca, recopila datos como resistencia de las rocas, radiación, posición del pozo, temperatura, fuerza aplicada, peso de la broca y dirección de la perforación. (Narváez, 2013)

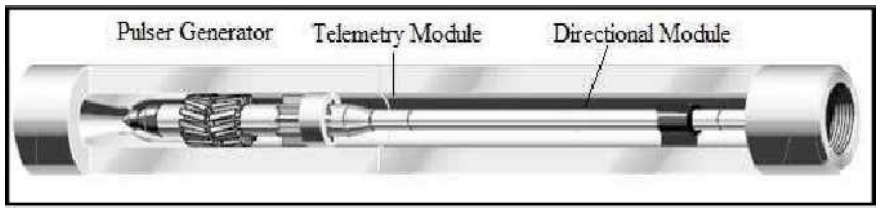


Figura 13. MWD-Measurement Whilw Drilling

Fuente: (Bello, 2018)

Sensores de registro mientras se perfora (LWD – Logging While Drilling): gracias a las mediciones LWD, es posible elegir los lugares exactos para colocar las tuberías de revestimiento, detectar y medir zonas con posibles yacimientos de petróleo o gas, y ubicar los límites entre diferentes tipos de fluidos mientras se perfora el pozo. (Cevallos, 2010)

Monel (Tubería no magnética): es un componente esencial para la adquisición de datos de alta calidad en perforación direccional, ya que anula las interferencias magnéticas que podrían comprometer la precisión de las mediciones de orientación proporcionadas por las herramientas MWD y LWD. (Mendoza, 2015).

Figura 14. Tubería no magnética

Fuente: (Changjin Metal, s.f.)

Centralizador (centralizers): utilizan un collar articulado y centralizadores para posicionar con precisión las tuberías de revestimiento en el centro del pozo, optimizando el proceso de cementación y asegurando la integridad del pozo. (Schlumberger, s.f.)

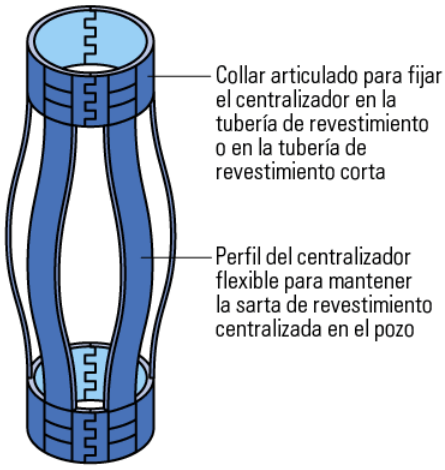


Figura 15. Centralizador

Fuente: (Schlumberger, s.f.)

Válvula de seguridad (Safety valves): estas válvulas se accionan utilizando un sistema hidráulico desde la superficie. Una línea de control suministra la presión necesaria para mantener la válvula en posición abierta, cuando se pierde la presión hidráulica, la válvula se cierra automáticamente, evitando cualquier tipo de fuga o accidente. (Hernández R. , 2019).

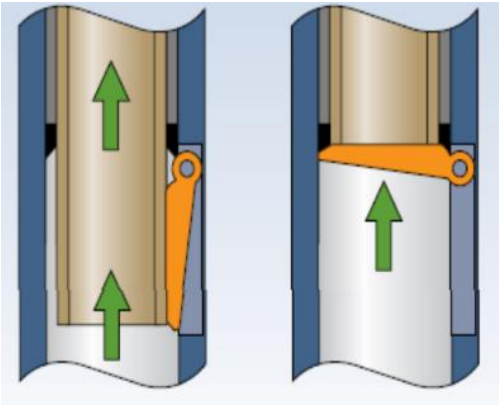


Figura 16. Safety valves

Fuente: (Hernández R. , 2019)

Amortiguadores de vibración (Float Valve): los amortiguadores son componentes esenciales del ensamblaje de perforación, están ubicados idealmente sobre la broca para disipar la energia de las vibraciones y los impactos, los cuales son beneficiosos en las perforaciones donde se encuentran formaciones rocosas fragmentadas o con cambios bruscos de dureza. (Madrid, 2020).

Figura 17. Float Valve.

Fuente: (Lab Virtual Riesgos Laborales, 2018)

Tubería de perforación (Drill Pipe): este componente es el más numeroso y fundamental en una sarta de perforación, esta tubería de acero constituye entre 90% y 95% del total de la sarta. Los diferentes tramos del Drill Pipe se unen mediante conexiones roscadas llamada Tool Joint (macho) que está conectada con sus extremos denominado Box (hembra). (Perfoblogger, 2020).

Figura 18. Drill Pipe.

Fuente: (Eastern Steel, s.f.)

Collares pesados (Heavyweight Drill Pipe): son tubos gruesos y pesados que se colocan entre la broca y la tubería de perforación. Son la parte más importante de la BHA y sirve para aplicar fuerza sobre la broca, haciendo que perfore más rápido, mientras que protegen la tubería de doblarse. (Espada, 2018).

Figura 19. Heavyweight Drill Pipe

Fuente: (GalipTrenchlees&Oil Equipment, s.f.)

Controladores rotacionales (Rotary Steerable System RSS): esta herramienta permite una rotación continua de la perforación direccional, eliminando la necesidad de motores de lodo convencionales. (SenNav, s.f.)

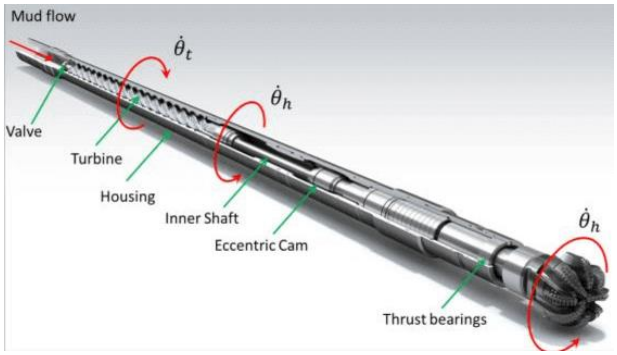


Figura 20. Controladores rotacionales.

Fuente: (SenNav, s.f.)

Desviadores (Whipstock): se trata de una técnica versátil que permite alterar la dirección de un pozo ya perforado, partiendo del mismo punto de acceso. Esto se hace realiza con el objetivo de acceder a distintos depósitos de hidrocarburos o de recuperar pozos que han dejado de ser productivos. (Esimtech, 2023)

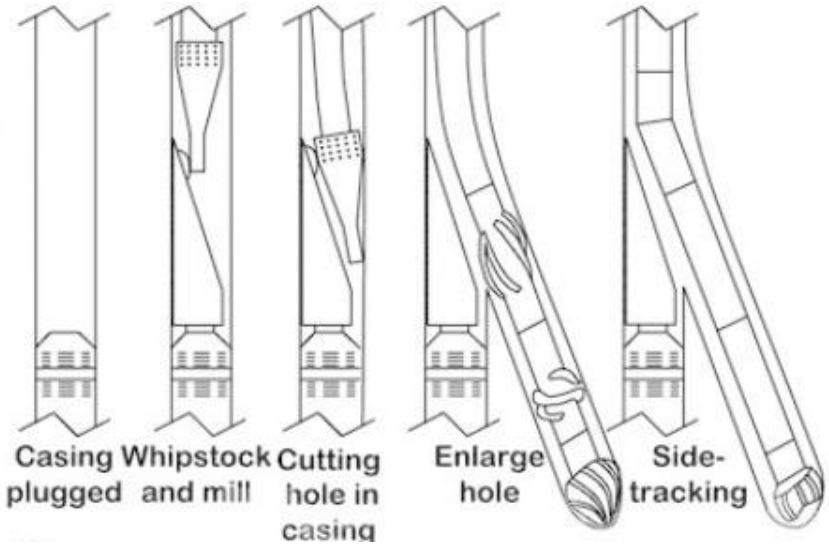


Figura 21. Perforación mediante la técnica de Whipstock

Fuente: (Esimtech, 2023)

2.7 MOTOR DE FONDO

El motor de fondo de pozo es un dispositivo artificial que utiliza la energía hidráulica del fluido de perforación para impulsar la rotación necesaria en la broca. Esta capacidad es esencial en operaciones de perforación direccional, ya que, gracias a esto se puede lograr una rotación de la broca sin afectar la sarta de perforación superior, lo que permite un mayor control y eficiencia en la operación. A diferencia de los métodos convencionales, esta herramienta perfora sin necesidad de tubería y puede cambiar de dirección simplemente ajustando la presión del fluido. Es capaz de perforar pozos inclinados y pozos horizontales, aparte de pozos verticales. (Villca, 2016)

Partes principales del motor de fondo

a) **Estator:** Contiene canales internos por donde circula el fluido de perforación.
b) **Rotor:** Al circular el fluido a través de los canales de estator, impacta las paletas del rotor, generando la rotación necesaria para hacer girar la broca.

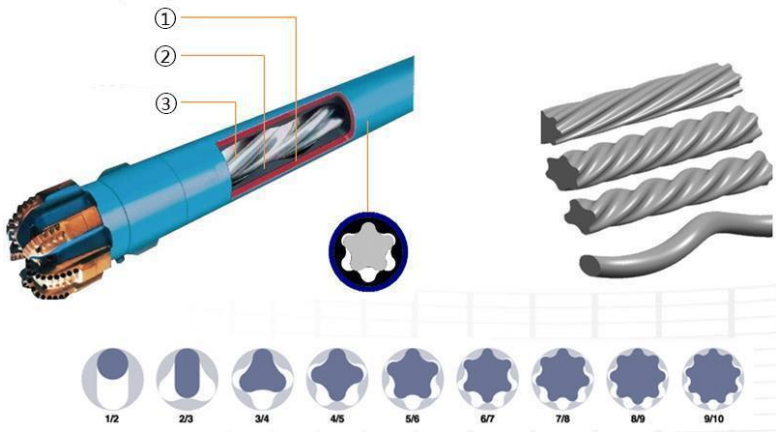


Figura 22. Motor de fondo para perforación direccional

Fuente: (Weifang Subtor Rotating Precision Machinery CO.,LTD.)

2.7.1 Ventajas del motor de Fondo

- Al tener mayor flexibilidad permite realizar cambios de dirección de manera más rápida y precisa.
- Es ideal para la perforación de pozos horizontales, lo que maximiza la recuperación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales.
- Al evitar la rotación completa de la sarta de perforación, se disminuye considerablemente la torsión sobre esta, lo que reduce el riesgo de rupturas y atascos.
- Son capaces de funcionar bajo altas temperaturas y presiones, lo que los convierte en una opción ideal para perforar en formaciones geológicas complejas. (Villca, 2016)

2.7.2 Desventajas del motor de Fondo

- Al ser más complejos, los motores de fondo demandan un mantenimiento más riguroso y especializado, elevando los costos operativos.
- Las altas temperaturas en perforaciones profundas aceleran el desgaste de los materiales del motor, lo que resulta una disminución de su rendimiento y una vida útil más corta.
- Adquirir y utilizar motores de fondo sueles ser más costoso en comparación a los de la perforación rotativa convencional. No obstante, en aplicaciones

específicas, la mayor eficiencia y precisión de los motores pueden justificar esta inversión adicional. (Villca, 2016)

2.7.3 Motores de desplazamiento positivo

En perforación direccional, este motor se utiliza en modo deslizante para cambiar la dirección del pozo sin rotar la sarta desde superficie. Además, es útil para perforación de alto rendimiento aumentando la velocidad de penetración y reduciendo el desgaste. Está compuesto por un motor helicoidal bifásico, una válvula de descarga, un mecanismo de bielas, un conjunto de caucho, de sección transversal elíptica, que contiene un componente de acero con movimiento ondulatorio. (Schlumberger, s.f.) El Dinadrill fue el primer motor de fondo usado en los campos petroleros, los motores de fonda constan de los siguientes elementos:

Válvula de descarga (Dump valve Assembly)

La válvula de descarga opera de manera que la sarta de perforación se mantenga llena de lodo durante los desplazamientos y al realizar conexiones o extraer tuberías, la válvula permite que el lodo se drene sin generar presiones excesivas que podrían dañar el equipo, creando un sello hermético que impide que el lodo del pozo refluya hacia la herramienta. (Drilling Manual, 2017)

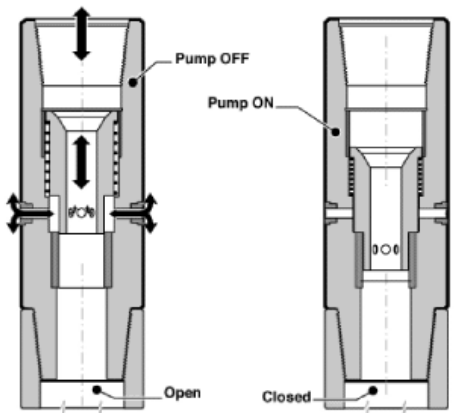


Figura 23. Válvula de descarga.

Fuente: (Drilling Manual, 2017)

Sección de poder o potencia (Power section)

Los PDM, convierten le energía del fluido en energía mecánica de rotación utilizando para hacer girar la broca y perforar. (Drilling Manual, 2017)

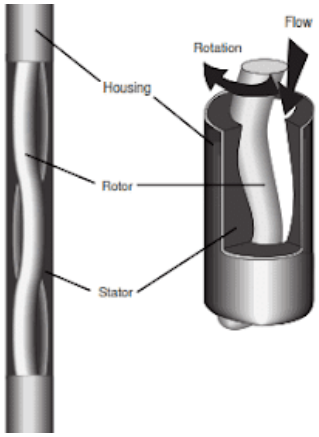


Figura 24. Sección de poder o potencia.

Fuente: (Drilling Manual, 2017)

Sección ajustable-Sección de transmisión

La sección ajustable facilita la modulación de la curvatura del motor primario para cualquier aplicación direccional especifica. La sección de lleva la energia rotacional y la fuerza de giro desde su origen hasta la sección giratoria, donde se acopla al trepano para realizar la tarea de perforación. (Camacho, 2023)

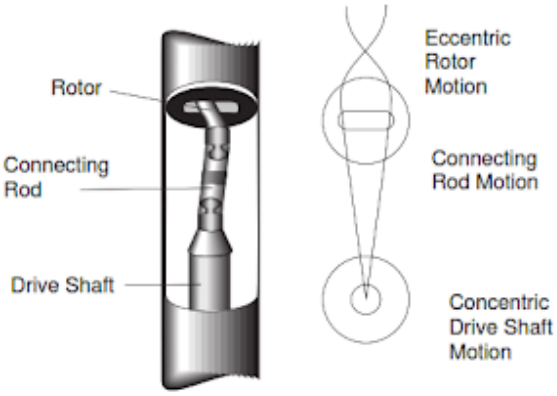


Figura 25. Sección de transmisión
Fuente: (Camacho, 2023)

Sección giratoria (drive shaft section)

La sección giratoria, componente metálico de alta rigidez, se encuentra soportada en la sección de rodamientos por medio de rodamientos que absorben las fuerzas que actúan perpendicular y paralelamente a su eje de rotación. (Camacho, 2023)

Sección de rodamientos (Bearing Section)

La sección de rodamientos actúa como un puente, llevando la energía de rotación y la fuerza de rodamientos desde el mecanismo de accionamiento hasta la punta de la broca permitiendo asi la perforación. (Camacho, 2023)

2.7.4 Motor tipo turbina

Este tipo de motor de fondo tipo turbina transforma la energia de lodo en movimiento para hacer girar la broca que perfora el pozo. Un motor tipo turbina funciona como una rueda de molino girando cuando el fluido golpea, el lodo de perforación, al circular a alta presión a través del motor, actúa como una fuerza impulsora que hace girar las paletas de la turbina, transmitiendo este movimiento a la broca y permitiendo asi la perforación. (Mediavilla, 2018)

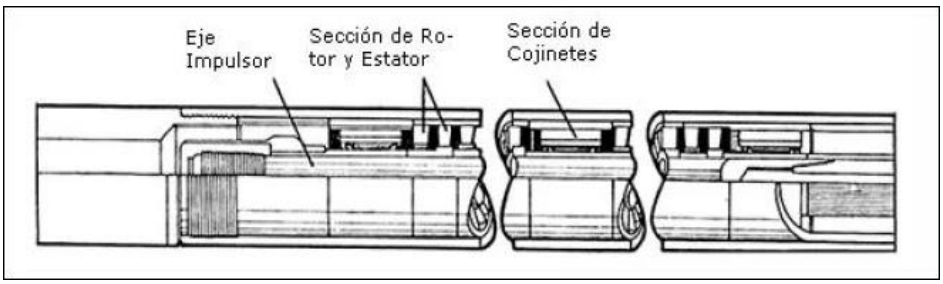


Figura 26. Motor tipo turbina.

Fuente: (Mediavilla, 2018)

Características del motor tipo turbina

- Con una gran capacidad para generar altas potencia.

- La herramienta presenta una distribución homogénea de los esfuerzos que actúan perpendicularmente a su eje. Los elastómeros, aunque pueden estar presentes en algunos componentes, no contribuyen significativamente a la generación de potencia, siendo esta función ejercida por los componentes metálicos.
- La alta resistencia térmica de las turbinas de perforación las hace ideales para aplicaciones en entornos de perforación desafiantes.
- La velocidad y la fuerza de rotación se pueden controlar desde la superficie. (Rojas, 2021)

PARTES DE LA TURBINA

Sección de poder y potencia

En esta sección se produce la potencia para hacer funcionar la turbina. La cantidad de secciones de potencia que puede tener una turbina es adaptable y se determina en función de los requerimientos particulares de cada aplicación, con opciones que van desde una sola sección hasta un máximo de tres. (Rojas, 2019)

Sección de rodamiento

Está diseñado para resistir las fuerzas que actúan paralelas al eje y que son transmitidas desde la parte donde se genera la potencia. (Rojas, 2019)

Tabla 1. Tipos de motores de fondo.

MOTOR PDM	TURBINAS
Formaciones blandas / semi duras	Formaciones duras
Hoyos profundos / pequeños	Hoyos profundos / pequeños
Alto toque y baja velocidad	Alta potencia y velocidad
PCD / mechas tricónicas	Mechas impregnadas / PDC
Alto flujo	Bajo flujo
Bajas temperaturas	Altas temperaturas

Fuente: (Calderón & Lomas, 2015)

2.8 POWERDRIVE

El sistema PowerDrive es una tecnología de perforación direccional que optimiza la trayectoria del pozo mediante la rotación completa de sus componentes. Esto reduce la fricción, aumenta la velocidad de perforación y permite un control preciso y adaptable de la dirección de perforación, independientemente de las características de la formación o del diámetro del pozo. Su funcionamiento se basa en desviar lateralmente la broca para alcanzar el objetivo deseado, manteniendo automáticamente la inclinación deseada. (Flores, 2015)

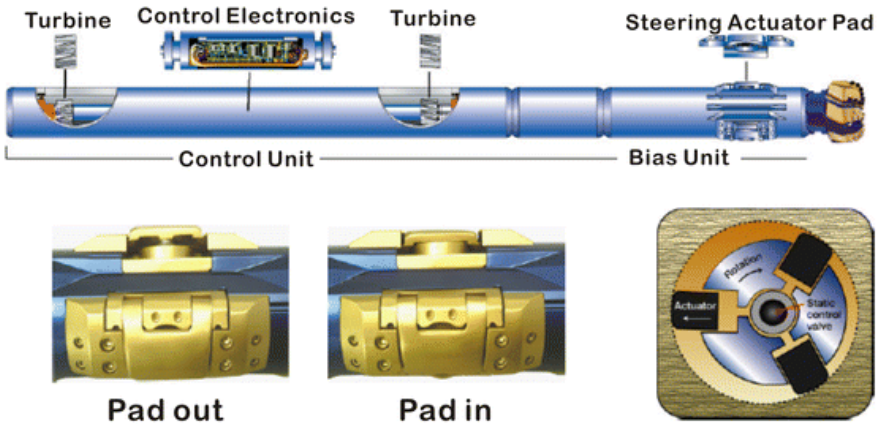


Figura 27. Herramienta PowerDrive.

Fuente: (Tianshou y otros, 2016)

2.8.1 Funcionamiento del PowerDrive

1. El estator está unido a un componente llamado ¨spider assembly¨, que a su vez está conectado con la unidad de desviación. Por lo tanto, el estator gira a la misma velocidad que el resto de la sarta de perforación.
2. La válvula de control gira sin restricciones gracias a sus rodamientos, y está conectada a la unidad de control mediante una pieza llamada ¨muleshoe¨
3. Para iniciar la orientación, la válvula de control se rota hasta alcanzar el ángulo TF especificado y luego se bloquea en esa posición para mantener la dirección deseada.

4. La cantidad de fluido que pasa por cada conjunto de aletas determina la dirección. Mientras la parte que controla la dirección (y el estator) gira, la válvula se mantiene abierta. (Schlumberger, 2017)

2.8.2 Componentes del Power Drive

Bias Unit

Su tarea es transformar la presión del fluido de perforación en movimiento, haciendo que las aletas se expandan y presionen contra formación rocosa, permitiendo así controlar la trayectoria del pozo.

Componentes

El cuerpo del Bias Unit: Es la estructura principal del PowerDrive que contiene los componentes internos necesarios para generar el torque y la fuerza que desvían la broca de perforación, éste actúa como un soporte para los demás componentes.

Los Clarnp Plates: Son placas que se utilizan para sujetar y asegurar el motor de fondo de pozo a la sarta de perforación, ayudando a transmitir el torque generado por el motor a la broca.

Los Kickers: Son elementos que, al ser activados, generan una fuerza lateral que desvían la broca de su trayectoria vertical.

Los Pads: Son almohadillas que se encuentran en contacto con la pared del pozo, éstas ayudan a centrar el motor de fondo de pozo y a reducir la fricción. También pueden contribuir a la desviación del pozo, dependiendo del diseño.

El Spider: Es una pieza central que conecta los diferentes componentes del PowerDrive. Sirve como soporte para los Kickers y los Pads.

El Spider Locking Ring: Anillo que se utiliza para asegurar el Spider al cuerpo del Bias Unit. Garantiza que todos los componentes estén firmemente unidos y que el motor funcione correctamente. (Schlumberger, Studocu, 2017)

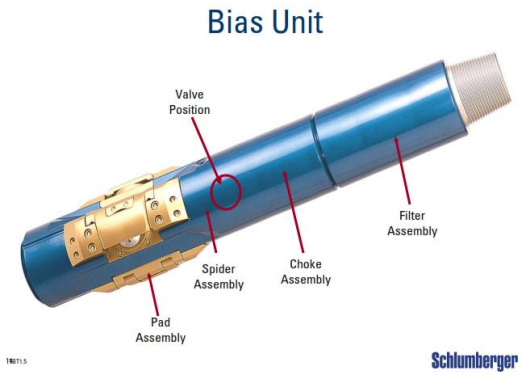


Figura 28. Bias Unit y sus componentes

Fuente: (Schlumberger, 2017)

El Estabilizador Espiral

La forma espiral del estabilizador genera un efecto de giro cuando la herramienta se mueve. Este giro, combinado con la interacción con la formación, crea una fuerza que empuja la herramienta en una dirección específica. (Roscchen Group)

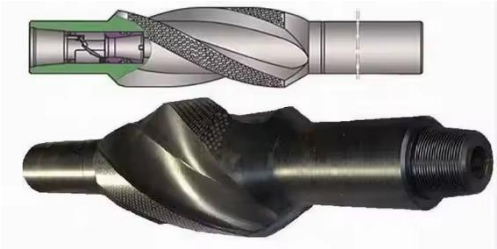


Figura 29. Estabilizador Espiral.
Fuente: (Roscchen Group)

El Cross Over que alberga el filtro y al arreglo del choke

El Cross Over permite unir elementos de la sarta de perforación con roscas diferentes, facilitando así la construcción de la sarta y adaptándola a las condiciones específicas de cada pozo. (Espada, 2018)

La Unidad de Control

Se trata de un conjunto de sensores y circuitos electrónicos encapsulados en una carcasa no magnética. Esta unidad proporciona la base tecnológica para el control direccional del Bias Unit.

Componentes

- **Torque inferior y superior (Lower and Upper torquer):** Especifican el sentido de rotación del Control Unit y le proporcionan la potencia necesaria para su operación.
- **Colgadores de caja de presión y rodamientos (Pressure Case & Bearings Hangers):** Está equipado con sensores y circuitos electrónicos, y se conecta físicamente el control collar para permitir la comunicación y el intercambio de datos.
- **E-Mag Antenna:** La unidad envía datos de manera continua al receptor, quien los retransmite al sistema de medición mientras la perforación está en curso.
- **Conector de zapato tipo mula (Mule Shoe Conector):** Establece una conexión entre el Control Unit y la válvula rotatoria del Bias Unit, permitiendo así el control preciso de los ensambles de aletas. (Drilling Manual, 2017)

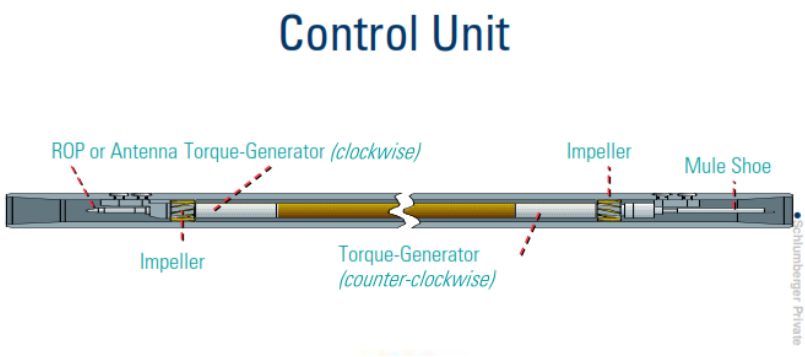


Figura 30. Unidad de Control y sus componentes.

Fuente: (Drilling Manual, 2017)

2.8.3 PowerDrive Archer

PowerDrive Archer es una tecnología desarrollada por una de las compañías líderes en el mundo en cuanto a servicios para la industria petrolera. Este innovador sistema ofrece tasas de construcción elevadas de manera repetida y constante, incluso en pendientes superiores a 17°/ 100 pies, según pruebas de campo. Su diseño rotatorio completo minimiza riesgos de atascamiento mecánico y mayor seguridad en las operaciones de perforación. Permite perforaciones 3D complejas y desvíos en cualquier punto, maximizando la producción y reduciendo riesgos. (Schlumberger, 2017)

Gracias a su diseño innovador, el PowerDrive Archer garantiza pozos más suaves y de mejor calidad, disminuyendo así la fricción y los esfuerzos mecánicos durante la perforación. Al contar con componentes móviles internos, esta herramienta ofrece una mayor precisión en la trayectoria del pozo, comparable a la de los motores de fondo de pozo, pero con una configuración más sencilla.

2.8.4 Ventajas del PowerDrive Archer

- Optimiza el ángulo de ataque en formaciones problemáticas.
- Permite a los operadores maximizar la exposición al reservorio, aumentando el potencial de producción de hidrocarburos.
- Aumenta la velocidad de perforación y reduce el tiempo de inactividad. (Velasquez, 2014)

2.8.5 Desventajas del PowerDrive Archer

- Su adquisición y mantenimiento pueden resultar más costosos en comparación con herramientas de perforaciones convencionales.
- Su rendimiento puede verse afectado por condiciones extremas del pozo, como altas temperaturas, presiones o presencia de sólidos.

- Depende de sistemas electrónicos para su funcionamiento, lo que la hace susceptible a fallas eléctricas o daños causados por el entorno. (Velasquez, 2014)

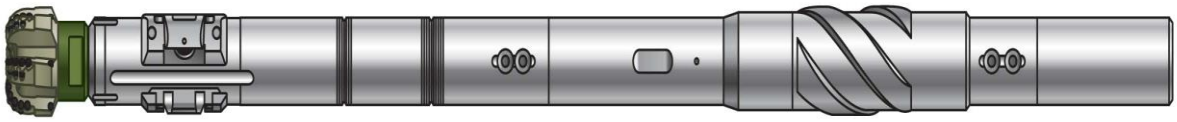


Figura 31. Herramienta PowerDrive Archer.

Fuente: (Schlumberger, 2017)

2.8.6 PowerDrive Orbit

Esta broca de perforación rotatoria, de 12 ¼ pulgadas de diámetro está equipada con almohadillas de tungsteno que garantizan una mayor resistencia al desgaste, se emplea con coronas PDC de diversas configuraciones para perforar formaciones rocosas extremadamente duras. (Rodríguez, 2019)

Figura 32. Herramienta PowerDrive Orbit.

Fuente: (Schlumberger, Slb)

2.8.7 PowerDrive X6

Se trata de una herramienta de perforación rotatoria ampliamente utilizada en la industria petrolera, pero con una particularidad de tener una velocidad máxima de rotación de 220rpm. (Rodríguez, 2019)

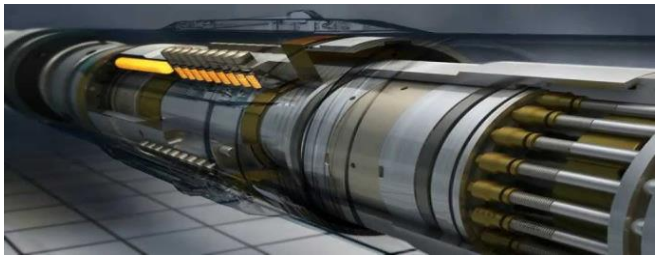


Figura 33. Herramienta PowerDrive X6.

Fuente: (Schlumberger, s.f.)

2.8.8 PowerDrive vorteX

Sistema de perforación rotatoria para pozos largos, que emplea un motor de fondo posicionado directamente sobre el PowerDrive. (Rodríguez, 2019)

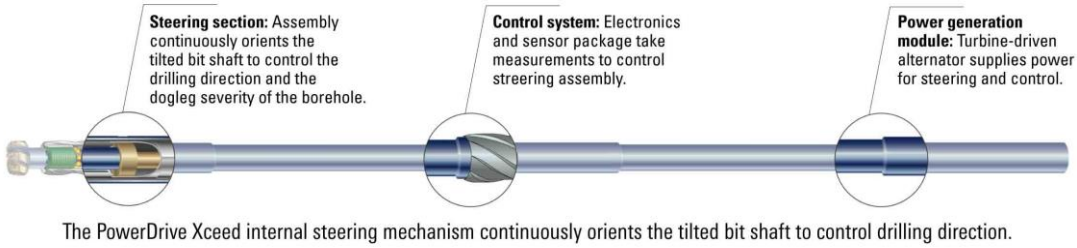


Figura 34. Herramienta PowerDrive vorteX

Fuente: (Schlumberger, 2017)

2.8.9 PowerDrive Xceed

Ofrece una solución innovadora para la perforación direccional, al permitir un control preciso de la trayectoria de la broca sin depender en exceso de las paredes del pozo. Esta característica, junto con la capacidad de mantener una carga constante sobre la herramienta de fondo y la rotación continua de la sarta, resulta en una perforación más eficiente y segura, especialmente en pozos de reentrada y formaciones blandas. (Rodríguez, 2019)

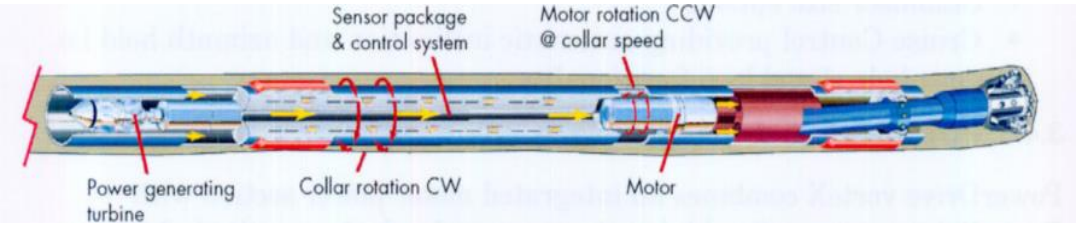


Figura 35. PowerDrive Xceed.

Fuente: (Schlumberger, Studocu, 2017)

2.9 FACTORES QUE INFLUYEN EN LA OPTIMIZACIÓN DE LA PERFORACIÓN

2.9.1 Tasa de penetración (ROP)

Representa la rapidez con la que la broca puede penetrar en la formación rocosa. La velocidad de perforación depende de muchos factores externos, tales como la composición de la roca, su resistencia a ser fracturada y su estructura. (Alaya, 2018)

2.9.2 Control direccional y precisión en la perforación

KOP: Se refiere al punto específico dentro del pozo, ya sea vertical o inclinado, a partir del cual se comienza a aplicar técnicas para modificar su trayectoria y dirigirlo hacia el objetivo previsto. (Hernández, 2018)

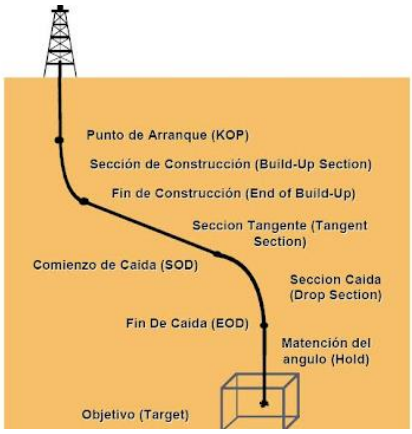


Figura 36. Punto de Arranque (KOP).

Fuente: (Hernández F. , 2018)

Inclinación: Ángulo que se forma entre la tangente a cualquier punto de la trayectoria del pozo y una línea vertical imaginaria que pasa por ese mismo punto. (Sunny, 2015)

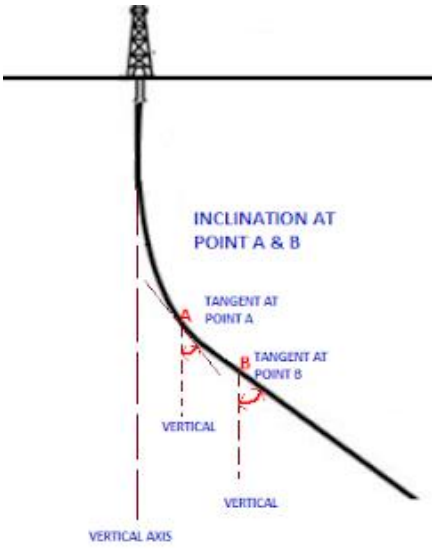


Figura 37. Inclinación de la trayectoria del pozo.

Fuente: (Sunny, 2015)

Azimuth: Es la medida angular que determina la dirección horizontal de un pozo en relación con un punto de referencia, generalmente el norte magnético o verdadero. Este ángulo se mide en sentido horario, variando entre 0° y 360°. (Sunny, 2015)

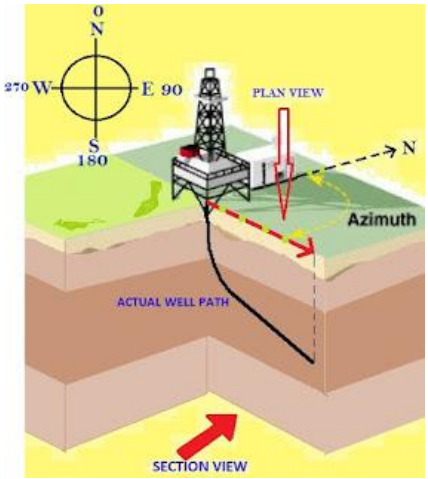


Figura 38. Azimuth en la perforación direccional

Fuente: (Sunny, 2015)

2.9.3 Eficiencia operativa y reducción de costos

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

2.9.4 Condiciones Geológicas

Los factores geológicos ejercen una influencia significativa en la optimización de la perforación. La dureza, fracturamiento y composición de la roca determinan directamente la velocidad de penetración y el desgaste de las herramientas de cortes. La presencia de estratos con propiedades variables complica la selección de los parámetros óptimos. Por último, la presión del fluido contenido en la formación rocosa representa un riesgo de reventón o pérdida de circulación, lo que exige una cuidadosa evaluación y control. (León, 2023)

CAPITULO III: METODOLOGÍA

3.1 METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN

3.1.1 Tipo de investigación

El presente trabajo aplica la investigación cuantitativa ya que se busca comparar dos tecnologías para la optimización del proceso de perforación de pozos petroleros, mediante la información de datos de los pozos y análisis técnico de las diferencias y similitudes entre ambas tecnologías.

La investigación cuantitativa, también conocida como positivista, se basa en datos numéricos para analizar y validar información. Este enfoque, ampliamente utilizado en diversas disciplinas, permite obtener resultados precisos y objetivos. (Neill & Cortez, 2018)

3.1.2 Enfoque de la investigación

El enfoque de la investigación es de carácter comparativo-descriptivo. El carácter comparativo-descriptivo del estudio permite no solo identificar cuál de las dos tecnologías es más eficiente en términos generales, sino también comprender en que contextos y en qué condiciones operacionales cada tecnología puede ofrecer mejores resultados. Esta investigación se enfoca en caracterizar el comportamiento de cada tecnología bajo condiciones hipotéticas específicas.

3.2 POBLACIÓN Y MUESTRA

3.2.1 Población

Según (Arias, 2012) define como población a un conjunto finito o infinito de elementos que comparten una característica en común a los que se requiere generalizar los resultados del estudio. La población utilizada en este estudio son los pozos que utilizan las tecnologías de perforación PowerDrive Archer y el motor de fondo, pertenecientes al campo Coca Payamino y el Campo Shushufindi, siendo así una población finita debido a que hay ciertas cantidades de pozos con estas tecnologías.

3.2.2 Muestra

Para (Morales, 1994) la muestra es un ¨subconjunto representativo de la población en que se llevará a cabo la investigación¨, entonces para seleccionar la muestra de esta investigación nos basaremos en un pozo de cada campo perforados con estas tecnologías.

3.3 PROCEDIMIENTO DE ANÁLISIS DE DATOS

3.3.1 Diagrama metodológico para el desarrollo de la Investigación

Figura 39. Diagrama metodológico para desarrollo de la investigación.

Fuente: Elaboración propia

Definición del problema y objetivos

El problema define el **qué** se va a investigar, mientras que los objetivos específicos el **cómo** se va a abordar el problema. Es decir, los objetivos son los medios para alcanzar el fin de resolver el problema.

Recopilación y revisión del material bibliográfico

A través de una minuciosa búsqueda investigativa en varias fuentes bibliográficas, como libros, trabajos de grado y artículos científicos, con el fin de recopilar una base de información teórica y técnica sobre el tema en cuestión. Se revisó y seleccionó el material bibliográfico para cumplir y alcanzar nuestros objetivos.

Diseño de la metodología

En esta etapa de la metodología nos planeamos el tipo de investigación que realizaremos, describimos la muestra de los campos con la que se llevará a cabo la investigación.

Recolección de datos en operaciones de campo

Se seleccionó de la bibliografía consultada aquella que ofrecía los datos más relevantes. De esta fuente, se extrajeron los datos generales del pozo, incluyendo su profundidad inicial y final, así como una descripción detallada como su esquema mecánico.

Interpretación y evaluación de los datos recolectados en campo

La definición de parámetros de evaluación para las herramientas direccionales fue un paso crucial, ya que permitió diseñar una base de datos altamente eficiente y específica para los objetivos del estudio.

La estructura de los datos generales de cada pozo incluye el equipo de perforación, la profundidad inicial, la profundidad final, el tipo de fluido de perforación, el diámetro del agujero y la herramienta utilizada.

Los datos de las características de cada pozo se componen de la profundidad de inicio y final de cada sección perforada, la longitud perforada, la inclinación inicial y final, y los tiempos de perforación.

Conclusiones y recomendaciones

Se responden las preguntas planteadas, se sintetizaron los hallazgos más relevantes y se propone sugerencias basadas en los resultados.

3.3.2 Cálculo para evaluar datos obtenidos en Campo

A través de estos cálculos, podremos determinar los parámetros de desempeño de cada tecnología, tales como eficiencia, precisión y rendimiento en la perforación direccional.

- **Cálculo de la Tasa de Penetración (ROP)**

$$\boldsymbol{ROP} = \frac{Longitud\ perforada}{Tiempo\ de\ perforación} \qquad (\text{Ecu. } 01)$$

Donde:

ROP es la velocidad de perforación, ft/h

Longitud perforada, ft

Tiempo de perforación, horas

3.3.3 Procesamiento de información

Campo Payamino

El pozo A es un pozo productor, con perfil tipo “J”, su objetivo principal es la zona productora HOLLIN SUPERIOR a la profundidad 10219 pies MD/9728 pies TVD.

Tabla 2. Datos Generales del Pozo A

Nombre	POZO A
BHA	Motor 175 HP/3180V 34A-562XP
Profundidad (MD)	10219ft MD TD/9728ft TVD
Diámetro de la Broca	8 ½ ¨ (Sección final)
Inclinación máxima	22.67° @ 2666 ft
Presión Máxima en Superficie	14.7 PSI

Elaborado por: Angie Rodríguez y Alisson Rosado

Fuente: Bibliográfica

Existen varios tipos de motores para perforar, y cada uno es adecuado para diferentes situaciones, cuya selección se determina en función de diversos parámetros, como el diámetro del collar, la relación rotor-estator y el número de atapas. Considerando el diámetro del agujero y el tipo de lodo, se seleccionó el motor cuyas características se presentan en la siguiente tabla.

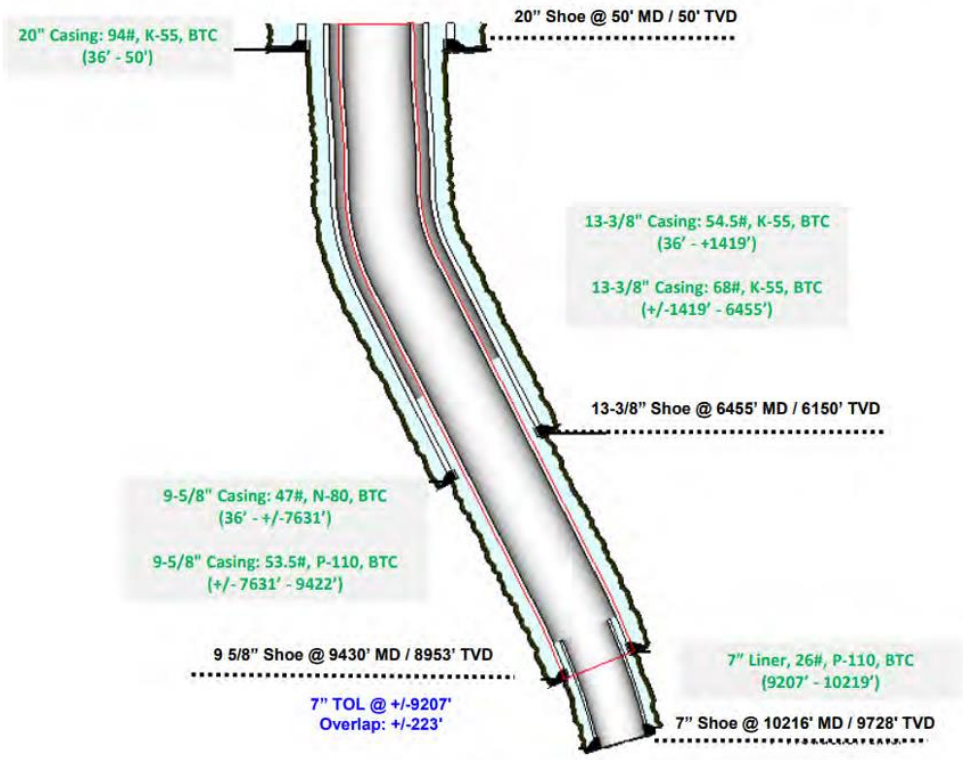
Tabla 3. Datos del motor en estudio

Parámetro	Datos
Diámetro externo (in)	9 5/8
Diámetro hoyo (in)	13 3/8
Revoluciones por galón (RGP)	0,16
Velocidad (RPM)	45-145
Contenido de Arena (%vol)	2,00
Flujo (GPM)	300-900
Relación rotor/estator	7/8
Etapas	300
Lubricación de rodamientos	Lodo
Máxima tensión Operativa (lbf)	219500
Máxima tensión Absoluta (lbf)	754800
Máxima potencia (hp)	175
Longitud (ft)	29.73

Elaborado por: Angie Rodríguez y Alisson Rosado

Fuente: Bibliográfica

Figura 40. Esquema mecánico Pozo A



Fuente: Bibliográfica

Campo Shushufindi

El pozo B está programado como un pozo de desarrollo, productor, con perfil tipo ¨Horizontal¨, tiene como objetivo principal alcanzar la zona productora: Arenisca ¨U¨ Inferior a 10,924.94 pies MD/9,012.78 pies TVD y como objetivo secundario la Arenisca ¨U¨ Superior a 10,634.18 pies MD/8,931.78 pies TDV.

Tabla 4. Datos generales Pozo B

POZO	POZO B
BHA	Motor de fondo + PowerDrive Archer
Profundidad (MD)	12.160 pies MD/9.070.86 pies TVD
Azimut	-5.680 pies @ 88.73°
Inclinación máxima	88.73° @ 12.156 pies

Elaborado por: Angie Rodríguez y Alisson Rosado **Fuente:** Bibliográfica

Al igual que otros ensamblajes, existen varios sistemas de PowerDrive, cuya selección de este va a depender de diversos factores, incluyendo el diámetro del collar. También considerando el diámetro del agujero, el tipo de lodo y otras variables, se seleccionó el sistema PowerDrive Archer, cuyas especificaciones se presentan en la siguiente tabla.

Tabla 5. Datos del PowerDrive Archer en estudio (8 ¼)

Parámetro	Datos
Diámetro externo (in)	6,88
Diámetro hoyo (in)	16
Máximo WOB (lbf)	65000
Contenido de Arena (%vol)	1.00
Flujo (galUs/min)	300-2000
Máxima velocidad de rotación (rpm)	210
Máxima temperatura (F)	300
Longitud (ft)	15

Fuente: Bibliográfica

El pozo B fue perforado en 4 secciones, tenemos hoyos de 16", 12 ¼", 8 ½", y 6 1/8". Especificaremos con datos relevantes cada sección.

Sección 16"

Tabla 6. datos sección 16"

Diam. Broca	Profundidad MD (ft)	Profundidad TVD (ft)	Diam. Casing	Objetivos de la sección
16 in	6050 ft	5788 ft	13.375 in	Formación competente para instalar BOPs. Aislar arcillas reactivas de Chalcana y lutitas de Orteguaza y asentar en el tope de Tiyuyacu.

Fuente: Bibliográfica

Sección 12 ¼”

Tabla 7. Datos sección 12 1/4"

Diam. Broca	Profundidad MD (ft)	Profundidad TVD (ft)	Diam. Casing	Objetivos de la sección
12.25 in	10200 ft	8726 ft	9.625 in	Aislar las formaciones Tiyuyacu, Basal Tena y parte de Napo hasta entrar en la Caliza “M2”

Fuente: Bibliográfica

Sección 8 ½”

Tabla 8. Datos sección 8 1/2"

Diam. Broca	Profundidad MD (ft)	Profundidad TVD (ft)	Diam. Casing	Objetivos de la sección
8.5 in	11190 ft	9043 ft	7 in	Alcanzar el objetivo geológico y atravesar las zonas de producción en Napo sin topar Hollín.

Fuente: Bibliográfica

Sección 6 1/8”

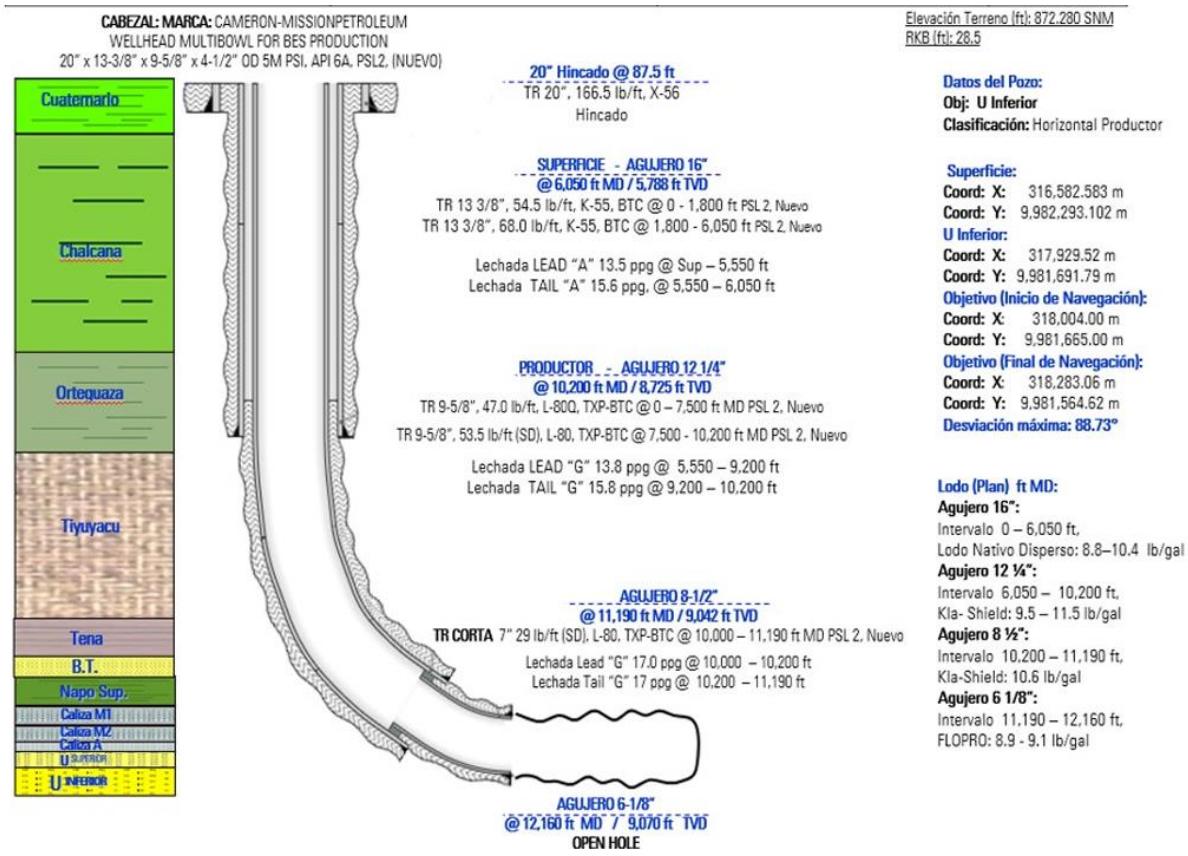
Tabla 9. Datos sección 6 1/8”

Diam. Broca	Profundidad MD (ft)	Profundidad TVD (ft)	Diam. Casing	Objetivos de la sección

6.125 in	12160.00 ft	9070.86 ft	4 ½”	Para producción a través de la zona de navegación en la Arenisca “U” Inferior.

Fuente: Bibliográfica

Figura 41. Esquema mecánico Pozo B



Fuente: Bibliográfica

CAPITULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

Como mencionamos en el planteamiento del problema la perforación de pozos petroleros es un proceso complejo que involucra una serie de desafíos técnicos, ante la mayor complejidad de los yacimientos modernos, caracterizados por pozos más largos y profundos, resulta esencial determinar la tecnología más adecuada para cada escenario.
Para realizar el análisis comparativo se estudiará un pozo de cada campo perforado con motor de fondo y PowerDrive Archer

4.1 DATOS GENERALES DE LOS POZOS EN ESTUDIO

Aquí se muestras los datos generales de los pozos en estudio, resaltando la herramienta direccional utilizada en cada pozo.

Tabla 10. Datos generales de los pozos en estudio

	Pozo A	**Pozo B**
Campo	Payamino	Shushufindi
Tipo de pozo	“J”	“Horizontal"
Profundidad (ft)	10219	12,160
Diámetro del hoyo (in)	13 3/8	16
Herramienta Usada	Motor de fondo	PowerDrive Archer

Elaborado: Angie Rodriguez y Alisson Rosado

4.2 ENSAMBLAJES DE FONDO UTILIZADOS POR POZO

Para la perforación de los pozos se hizo uso de los ensamblajes de fondo de pozo (BHA) según las condiciones del pozo y los objetivos del proyecto, considerando factores como el tipo de formación, profundidad y su inclinación, ya que su correcta selección y configuración influye en la estabilidad del pozo, la dirección de perforación y el rendimiento general del proceso.

4.2.1 Pozo A

La sarta de perforación empleada en la sección de estudio del pozo A se configura con una broca de diamante policristalino (PDC) de 8 ½”, un motor de 175 HP, un estabilizador para inducir el ángulo deseado y por último para reducir la influencia magnética de la sarta de perforación, se utiliza la herramienta MWD encapsulada en dos moneles, con el objetivo de obtener mediciones más precisas.

4.2.2 Pozo B

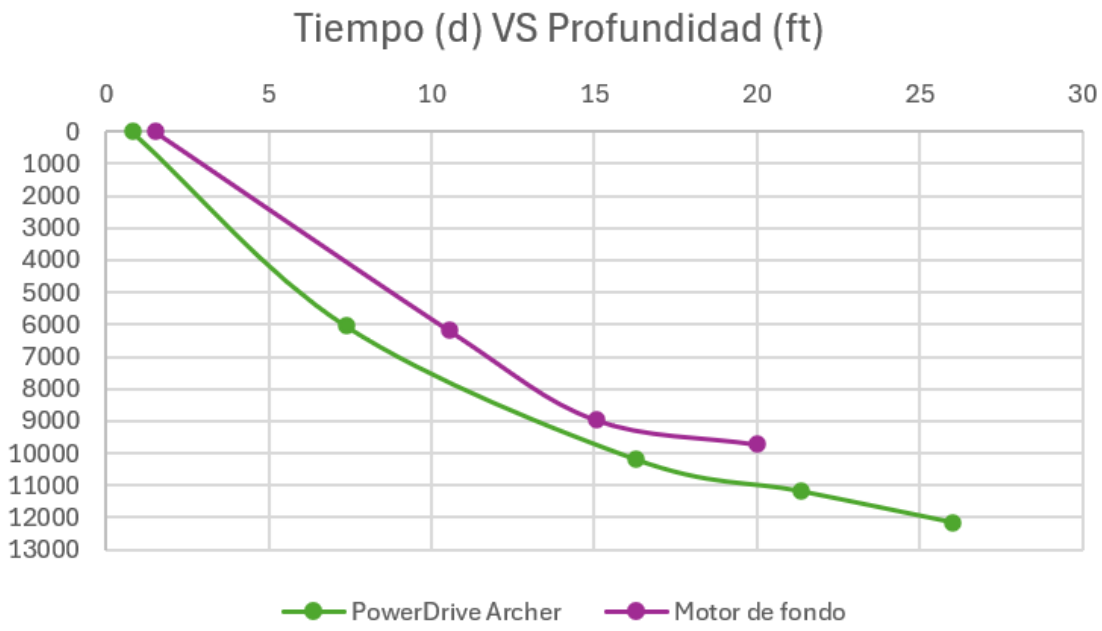
El ensamblaje de fondo utilizado para la perforación de la sección 8 1/2 en estudio del pozo B, está compuesta por una broca PDC de 6 1/8”, seguido por la herramienta Power Drive Archer 457 más un Periscope 675 obteniendo sus datos especificados en la tabla 5 del capítulo III. Cumpliendo con la construcción de ángulo en el ensamblaje de fondo manteniendo la tangente hasta 10,300 ft MD, tiene un estabilizador después de la herramienta direccional hasta alcanzar la profundidad del pozo 12160.00 ft MD/9070.86 ft TVD.

4.3 COMPARACIÓN DE LAS HERRAMIENTAS DE FONDO DE LOS POZOS EN ESTUDIO

4.3.1 Tiempo vs Profundidad

A continuación, se representa una gráfica del desempeño de las tecnologías utilizadas en los pozos en estudio mediante una comparación de tiempo vs profundidad de las tecnologías aplicadas como lo son la herramienta convencional motor de fondo y la tecnología más avanzada PowerDrive Archer.

Figura 42. Tiempo vs Profundidad



Elaborado: Angie Rodriguez y Alisson Rosado

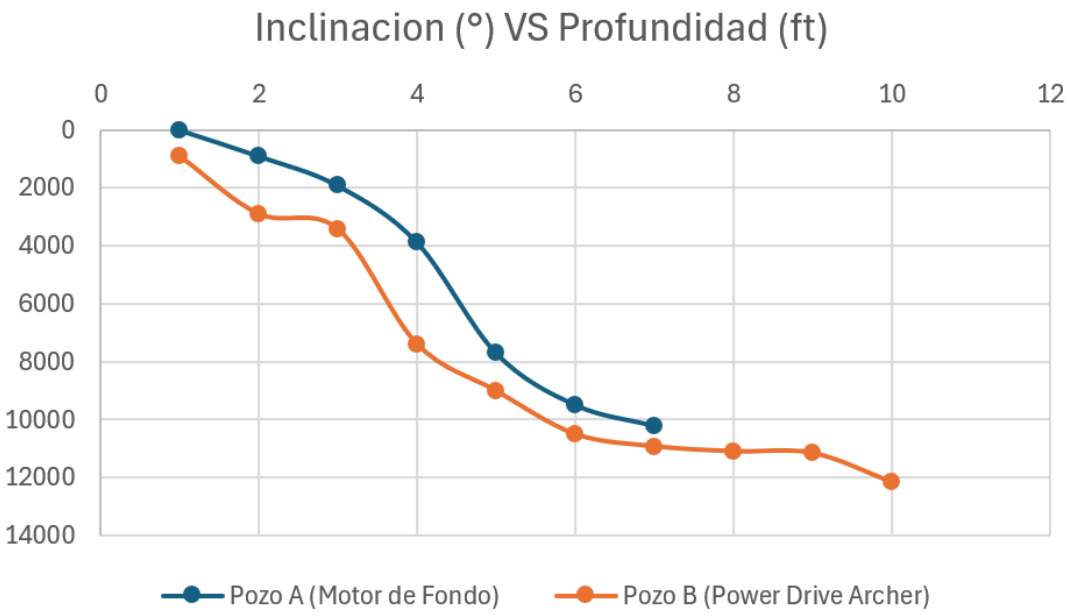
Como podemos visualizar en la gráfica la tecnología PowerDrive Archer alcanza la profundidad total aproximadamente en 26 días que es un menor tiempo a comparación con el motor de fondo si se requiere alcanzar una profundidad similar. La pendiente de las curvas nos indica la rapidez con la que cada tecnología perfora. La tecnología PowerDrive Archer tiene una curva más pronunciada, lo que sugiere una mayor eficiencia operativa. Al inicio de la perforación de los pozos en estudio se muestra que su avance es rápido porque los estratos superficiales son menos compactos y ofrecen menor

resistencia, a partir de las siguientes secciones su progresión es más lenta posiblemente por aumento de dureza de la formación, mayor profundidad, tiempo requerido para realizar operaciones adicionales como atascos, fluctuaciones en la presión de bombas, ajustes en el BHA de las herramientas direccionales y cambio de brocas, ya que en pozos profundos es común reemplazar la broca al alcanzar su vida útil o desgaste en formaciones duras.

4.3.2 Inclinación vs Profundidad

Se representa gráficamente el cambio en el ángulo de inclinación de los pozos mencionados, a medida que se profundiza, la medición se realiza en dirección vertical. El análisis de los cambios en la inclinación del pozo nos permite determinar la eficiencia del motor de fondo o de los sistemas rotativos.

Figura 43. Grafica Inclinación VS Profundidad



Elaborado: Angie Rodriguez y Alisson Rosado

Como podemos observar el pozo A (representado por la línea azul) tanto como en el pozo B (representado con la línea naranja), tiene trayectorias similares, ya que las perforaciones en esta etapa son verticalmente con pequeñas desviaciones. El perfil de inclinación del Pozo A, muestra un aumento progresivo, presenta desviaciones significativas en la zona

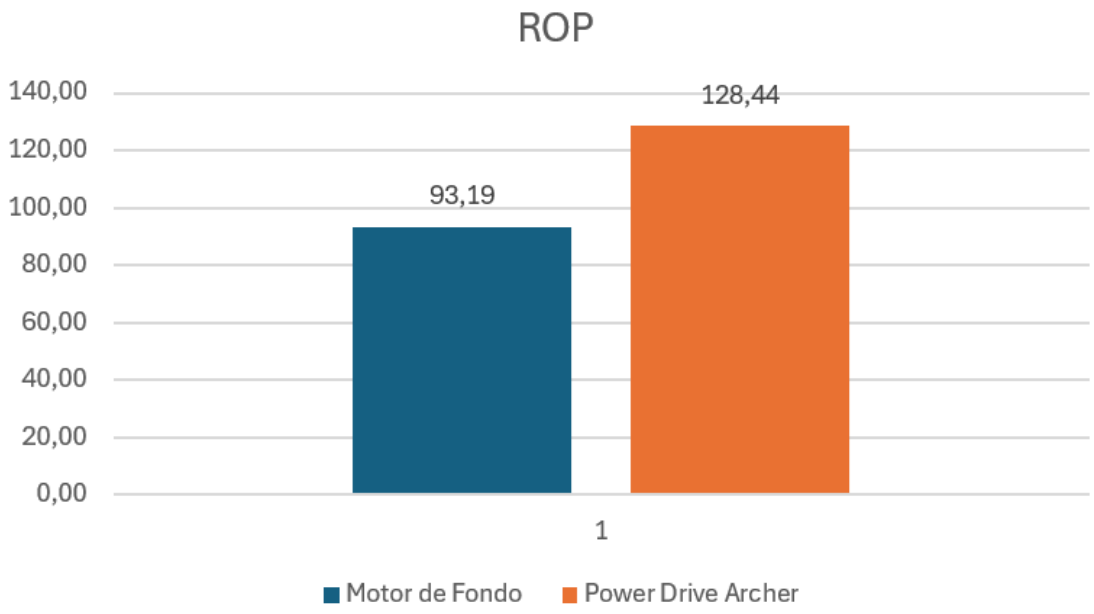
intermedia entre los 4000 y 8000 pies. A partir de la profundidad de 8000 pies hay un incremento de inclinación de forma más pronunciada, indicándonos mayores dificultades para mantener la trayectoria deseada. Las variaciones en la inclinación son indicativos de un menor control de la perforación, típico de las tecnologías convencionales, lo que pudo haber implicado un mayor consumo de tiempo y recursos.

El perfil de inclinación del Pozo B (Power Drive Archer), se exhibe en la gráfica un incremento más progresivo y uniforme a medida que se avanza en profundidad manteniendo una trayectoria más constante, alcanzando altas inclinaciones, el uso de esta tecnología en el pozo direccional permitió un control direccional más preciso reduciendo la necesidad de correcciones frecuentes y mejorando la estabilidad del pozo.

4.3.3 ROP

En la figura 42 se muestran las tasas de penetración promedios (ROP) expresada en pies por hora. Cuanto mayor sea el ROP, mayor es la velocidad de perforación, lo que contribuye a reducir el tiempo.

Figura 44. Comparación ROP entre las tecnologías en estudio



Elaborado: Angie Rodriguez y Alisson Rosado.

De esta gráfica se obtiene que la mayor tasa de penetración es la del pozo perforado con la tecnología PowerDrive Archer. Al comparar los métodos de perforación, el PowerDrive Archer utilizado en el pozo B demostró ser el más eficiente. El pozo A perforado con motor de fondo presentó una disminución en su rendimiento de hasta un 27%.

En la tabla 11 se tiene un análisis comparativo entre las tecnologías, tomando en cuenta aspectos clave como el control direccional, la inclinación máxima, el desempeño operativo y la aplicación en la perforación de pozos petroleros.

Tabla 11. Comparación entre tecnologías

Aspecto	Motor de Fondo (Pozo A)	PowerDrive Archer (Pozo B)
Control Direccional	No sigue un patrón constante y hay muchas variaciones	Indica una secuencia sin grandes variaciones
Inclinación Máxima	Menor inclinación final	Mayor inclinación lograda
Desempeño Operativo	Mayor tiempo y desgaste	Mayor eficiencia y precisión
Aplicación	Pozos verticales o de menor desvío	Pozos horizontales o complejos

Elaborado por: Angie Rodríguez y Alisson Rosado

Ambos sistemas tienen sus propias ventajas y desventajas. La selección del sistema adecuado requiere un análisis cuidadoso de las condiciones específicas de cada pozo y los objetivos de la operación.

4.3.4 Riesgos potenciales

- La acumulación de recortes de perforación en la tubería o el colapso de las paredes del pozo puede causar atascamientos de la sarta de perforación, requiriendo operaciones de liberación del atascamiento que puede ser complejas.

- La interacción de la broca con formaciones duras o abrasivas puede acelerar su desgaste reduciendo su vida útil y disminuyendo la eficiencia de la operación de perforación.

- Las formaciones geológicas débiles o fracturadas pueden generar inestabilidad en las paredes del pozo, provocando derrumbes y pérdidas de circulación del fluido de perforación.

CAPITULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

Al recopilar información bibliográfica y describir las herramientas se realizó la comparación entre las tecnologías PowerDrive Archer y motor de fondo, para seleccionar que herramienta es la más optima y eficiente en las operaciones de perforaciones direccionales.

- En la Figura 40 del capítulo 4 en donde se presenta la gráfica tiempo vs profundidad, se evidencia que no hay estancamientos significativos y se llega a la conclusión que la nueva tecnología PowerDrive Archer, es más eficiente, minimizando los problemas comunes, como ajustes en el equipo, desvíos o atascos de BHA, optimizando los procesos de perforaciones direccionales en comparación de la herramienta convencional como lo es el motor de fondo.
- En la gráfica inclinación vs profundidad el PowerDrive Archer presenta una superioridad clara en el manejo de trayectorias con altas tasas de acumulación de inclinación.
- Al perforar con PowerDrive Archer se obtuvo una tasa de penetración (ROP) más alta lo que se da a entender que esta herramienta es más eficiente en comparación con la herramienta convencional.
- El PowerDrive Archer optimiza las operaciones de perforación gracias a su diseño avanzado, reduciendo tiempo de inactividad y mejorando el control direccional, especialmente en pozo complejos. Por el contrario, el motor de fondo suele presentar mayor desgaste de herramientas y problemas de desviación, lo que disminuye la eficiencia general.

RECOMENDACIONES

- Es fundamental considerar las especificaciones técnicas de las herramientas direccionales al momento de la perforación, ya que estas influyen directamente en su rendimiento y eficiencia.
- Es necesario mencionar todo lo involucrado de los campos en estudio al principio de la investigación. En este caso tomamos como referencia un caso hipotético con datos reales sin poder detallar los datos geográficos de los campos mencionados.
- Es necesario obtener más información de los pozos mencionados ya que a falta de esto no se pudo tomar en cuenta otros datos como WOB, Torque y arrastre para explicar mejor la diferencia entre ellas y obtener otras comparaciones.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Alaya, L. (2018). *UAP*. UINVERSIDAD ALAS PERUANAS: https://repositorio.uap.edu.pe/xmlui/bitstream/handle/20.500.12990/2779/tesis_influencia_velocidad.penetraci%c3%b3n_proceso_perforaci%c3%b3n%20primaria_minera%20Yanacocha_Cajamarca%202018.pdf?sequence=1&isAllowed=y

Alcántara, A. (30 de Septiembre de 2019). *CAYROS group*. https://www.cayrosgroup.com/post/desaf%C3%ADos-y-avances-en-la-perforaci%C3%B3n-de-pozos-multilaterales

Arcos, J. (2015). *BIBDIGITAL*. https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/11228/1/CD-6420.pdf

Arias, F. (2012). *Introducción a la metodología científica.* Episteme.

Bello, G. (19 de septiembre de 2018). *El portal del petróleo*. https://portaldopetroleiro158444444.wordpress.com/2018/09/19/equipamentos-utilizados-na-perfuracao-direcional/

Blanco, J. (3 de Agosto de 2011). *SCRIBD*. https://es.scribd.com/document/61495494/clasificacion-de-los-pozos-segun-su-Angulo-de-inclinacion

Calderón, W., & Lomas, C. (diciembre de 2015). *Escuela Politécnica Nacional.* https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/12567/1/CD-6663.pdf

Camacho, N. (6 de septiembre de 2023). *Slideshare*. https://es.slideshare.net/slideshow/motordefondopdf-260637651/260637651

Cevallos, S. (noviembre de 2010). *Bibdigital*. https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/2548/1/CD-3228.pdf

Changjin Metal. (s.f.). https://es.cj-metals.com/aleacion/monel-alloy.html

Chuquimia, K. (2021). *Repositorio Institucional UMSA*. https://repositorio.umsa.bo/bitstream/handle/123456789/35620/PG-7636.pdf?sequence=1&isAllowed=y

Drilling Manual. (31 de Octubre de 2017). https://www.drillingmanual.com/downhole-drilling-mud-motors-components-diagram/

eadic. (24 de febrero de 2017). https://eadic.com/blog/entrada/ingenieria-de-perforacion-tipos-de-pozos-para-la-explotacion-de-hidrocarburos/

Eastern Steel. (s.f.). https://www.eastern-steels.com/es/products/drill-pipe.html

Economides, M., Watters, L., & Dunn-Norman, S. (2 de Julio de 1997). https://es.scribd.com/document/49893936/Economides-M-J-Watters-L-T-and-Norman-S-D-Petroleum-Well-Construction

Esimtech. (12 de abril de 2023). https://www.esimtech.com/what-do-you-know-about-whipstock-drilling.html

Espada, S. (21 de junio de 2018). *UDABOL*. https://d1wqtxts1xzle7.cloudfront.net/56849523/perfo_Shir-libre.pdf?1529700483=&response-content-disposition=inline%3B+filename%3DFICHA_DE_IDENTIFICACION_DE_TRABAJO_DE_IN.pdf&Expires=1727511472&Signature=IMiYrFfet6Gpv-gEkoa5LRWUnNiAqH7faNxtDPaqsFgfGKpu28-

Fernández, M. (agosto de 2018). *Slidershare*. https://es.slideshare.net/slideshow/categora-estado-y-subestado-de-los-pozos/114363003

Flores, J. (2015). (U. d. Bolivia, Ed.) file:///C:/Users/DELL/Downloads/pdfcoffee.com_tesis-power-drive-5-pdf-free%20(2).pdf

Franklin. (s.f.). *Oilfran*.

GalipTrenchlees&Oil Equipment. (s.f.). https://galipequipment.com/non-mag-drilling-collars/

Gonzales, R. (5 de sept de 2012). *slideshare*. https://es.slideshare.net/slideshow/motores-de-fondo/14175710

Hernández, F. (noviembre de 2018). *Universidad Nacional Autónoma de México*. http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/jspui/bitstream/132.248.52.100/16220/1/Aplicaci%C3%B3n%20de%20la%20Teor%C3%ADa%20de%20Perforaci%C3%B3n%20Direccional.pdf

Hernández, R. (2019 de Octubre de 2019). *comite de estudis de la licenciatura en Ingenieria Mecánica.* https://dcbi.azc.uam.mx/media/Licenciaturas/Mecanica/RevisionPPI/PPI-031-19-PT-RUBEN_HERNANDEZ_REYES_E2.pdf

Herrera, J. (2020). *sistemas básicos y procesos de los equipos de perforación* (Vol. 3). Madrid.

Hocalpipeindustries. (31 de julio de 2019). *El cañoneo en la perforación de pozos*. https://hocalpipeindustries.home.blog/2019/07/31/el-canoneo-en-la-perforacion-de-pozos/

Knox Energys Services. (s.f.). https://www.knoxenergys.com/es/directional-drilling/

Lab Virtual Riesgos Laborales. (2018). http://www.uco.es/RiesgosLaborales/fisicoyquimico/vibraciones/photos/view/6-Amortiguador

León, J. (2023). *Optimización de la perforación: Factores que afectan la velocidad de la perforación.* Colegio de Ingenieros Petroleros de México.

Madrid. (2020). *Universidad Politécnica de Madrid.* https://oa.upm.es/62722/1/INGENIERIA_POZOS_PETROLEO_Y_GAS_Vol-4_LM1B5T4R0-20200323.pdf

Madrid, M. (6 de marzo de 2016). *Portal del Petróleo*. https://portaldelpetroleo.com/perforacion-direccional-en-pozos-de-petroleo/

Mckee, J., Calvache, G., & Malavé, K. (16 de fabrero de 2009). *Espol.* https://www.dspace.espol.edu.ec/handle/123456789/108?mode=full

Mediavilla, T. (13 de septiembre de 2018). *Bibdigital.* https://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/19735

Mendoza, V. (12 de Octubre de 2015). *SCRIBD*. https://es.scribd.com/document/284583076/Bent-Housing

Moncayo, S. (2014). *Escuela Politecnica Nacional.* https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/8618/3/CD-5793.pdf

Moncayo, S. (Mayo de 2014). *Escuela Politécnica Nacional.*

Morales, V. (1994). *Planeamiento y análisis de investigaciones.* El Dorado.

Narváez, J. (10 de abril de 2013). *Bibdigital.* https://tesis.ipn.mx/jspui/bitstream/123456789/15330/1/I.M.%2010-13.pdf

Neill, D., & Cortez, L. (2018). *Procesos y Fundamentos de la Investigación Científica.* UTMACH.

Orozco, L. (2014). *Universidad Nacional Autónoma de México.* http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/jspui/bitstream/132.248.52.100/7189/1/Tesis.pdf

Perfoblogger. (3 de Octubre de 2020). https://perfoblogger.wordpress.com/2020/10/03/informacion-basica-de-la-tuberia-de-perforacion-drill-pipe/

Pet, J. (2013). *OnePetro.*

Ramos, J. (4 de Octubre de 2011). *Estado del arte de brocas de perforacion.* https://repository.uamerica.edu.co/bitstream/20.500.11839/784/1/1034302975-2011-2-IP.pdf

Rancheng, H. (s.f.). *Rancheng*. https://www.rcdrillmachine.com/drilling-accessories/drill-bits/pdc-drill-bits.html

Rodríguez, F. (Mayo de 2019). *Repositorio Institucional de la Universidad de Matanzas.* https://rein.umcc.cu/bitstream/handle/123456789/143/%28Felix%20Rodriguez%20Teran%29.pdf?sequence=1&isAllowed=y

Rojas, L. (29 de septiembre de 2019). https://es.scribd.com/document/427995035/Tema-5-Motores-de-Fondo-PDM-s

Rojas, L. (10 de mayo de 2021). *SCRIBD.* https://es.scribd.com/document/507330080/Tema-5-Motores-de-Fondo-PDM-s

Roscchen Group. (s.f.). https://spanish.explorationcoredrilling.com/quality-8671053-integral-spiral-blade-stabilizer-prevent-hole-deviation-for-oil-gas-geological-exploration-coring-dr

Roschen. (s.f.). *Roschen Group Ltd*. http://www.roschendrill.com/core-bits/roller-cone-drill-bit/bits-and-tricone-drill-bits-for-sale.html

Santos, O. (Marzo de 2015). *BIBDIGITAL*. Estudio de los problemas operacionales durante la perforación de los pozos direccionales en la plataforma Drago Norte 2: https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/9143/1/CD-6097.pdf

Schlumberger. (s.f.). https://glossary.slb.com/es/terms/p/positive_displacement_motor

Schlumberger. (s.f.).

Schlumberger. (2017). https://www.slb.com/products-and-services/innovating-in-oil-and-gas/well-construction/drilling/directional-drilling/powerdrive-archer-high-build-rate-rotary-steerable-system

Schlumberger. (2017). *Studocu.* https://www.studocu.com/bo/document/universidad-de-aquino-bolivia/quimica-i/185341870-08-nuevas-tecnologias-power-drive/10920366#

Schlumberger. (s.f.). *Slb.* https://www.slb.com/products-and-services/innovating-in-oil-and-gas/well-construction/drilling/directional-drilling/powerdrive-orbit

SenNav. (s.f.). https://sennavs.com/rotary-steerable-system-rss-drilling-technology/

Smith, M. (6 de Diciembre de 1996). *Schlumberger, Directional Drilling Training Manual.* file:///C:/Users/DELL/Downloads/DIRECTIONAL_DRILLING_TRAINING_MANUAL_PDF.pdf

Structuralia. (30 de noviembre de 2021). https://blog.structuralia.com/el-exito-de-los-pozos-exploratorios-mexicanos-en-2020

Sunny. (17 de septiembre de 2015). *Blogger*. https://directionaldrillingart.blogspot.com/2015/09/basic-terminologies-below-are-listed.html

Tianshou, M., Chen, P., & Zhao, J. (diciembre de 2016). *ResearchGate*. https://www.researchgate.net/figure/The-Schlumberger-PowerDrive-system_fig24_307529008

Universidad Técnica Nacional de Kazajstán. (s.f.). https://studfile.net/preview/4168345/page:4/

Vázquez, A., & López, V. (Noviembre de 2010). *Repositorio Institucional de la UNAM*. http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/jspui/bitstream/132.248.52.100/1316/1/Tesis.pdf

Velasquez, R. (17 de noviembre de 2014). *SCRIBD*. https://es.scribd.com/doc/246822263/Power-Drive

Villanueva , K. (11 de Noviembre de 2021). *SCRIBD*. https://es.scribd.com/document/538820576/Unit-Iv-directional-Drilling-Tools-sem-i-2020

Villca, F. (23 de septiembre de 2016). *SCRIBD*. https://es.scribd.com/document/331916364/Motor-de-Fondo-y-Turbinas

Vivanco, D. (Octubre de 2015). *Repositorio Institucional de la Universidad Central de Venezuela.* http://caelum.ucv.ve/bitstream/10872/13578/1/An%C3%A1lisis%20Comparativo%20de%20las%20Tecnolog%C3%ADas%20del%20Motor%20de%20Fondo%20y%20PowerDrive%20RSS%20en%20pozos%20direccionales%20en%20la%20secci%C3%B3n%20de%2012%2C25%20pulg%20en%20Campo%20Bosc%C3%A1n

Weifang Subtor Rotating Precision Machinery CO.,LTD. (s.f.). http://pcp-pump.com.ar/4-directional-drilling-mud-motor-power-section.html

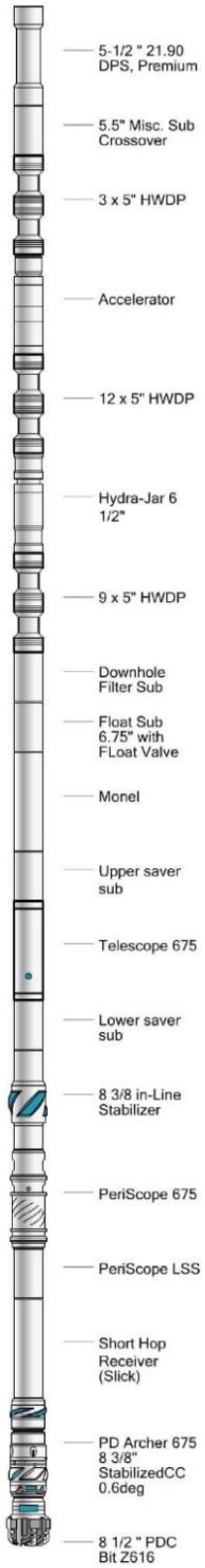
Zurita, J. (Septiembre de 2020). *Escuela politecnica Nacional*. https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/21165/1/CD%2010690.pdf

ANEXOS

Anexo. 1. BHA#1_16in Motor +UBHO

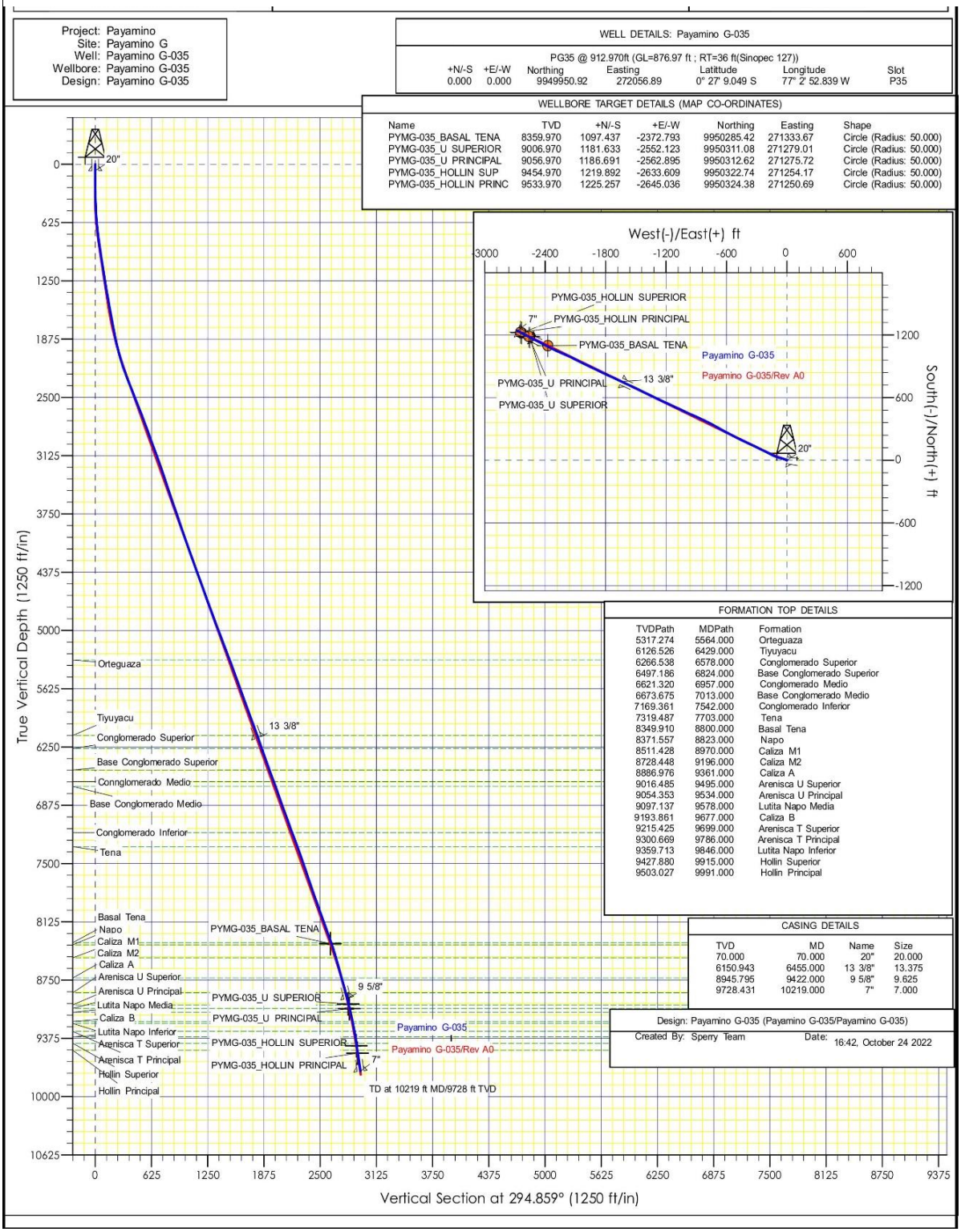
Fuente: Bibliográfica

Anexo. 2. BHA#05_8.5in_Archer+MWD+Periscope



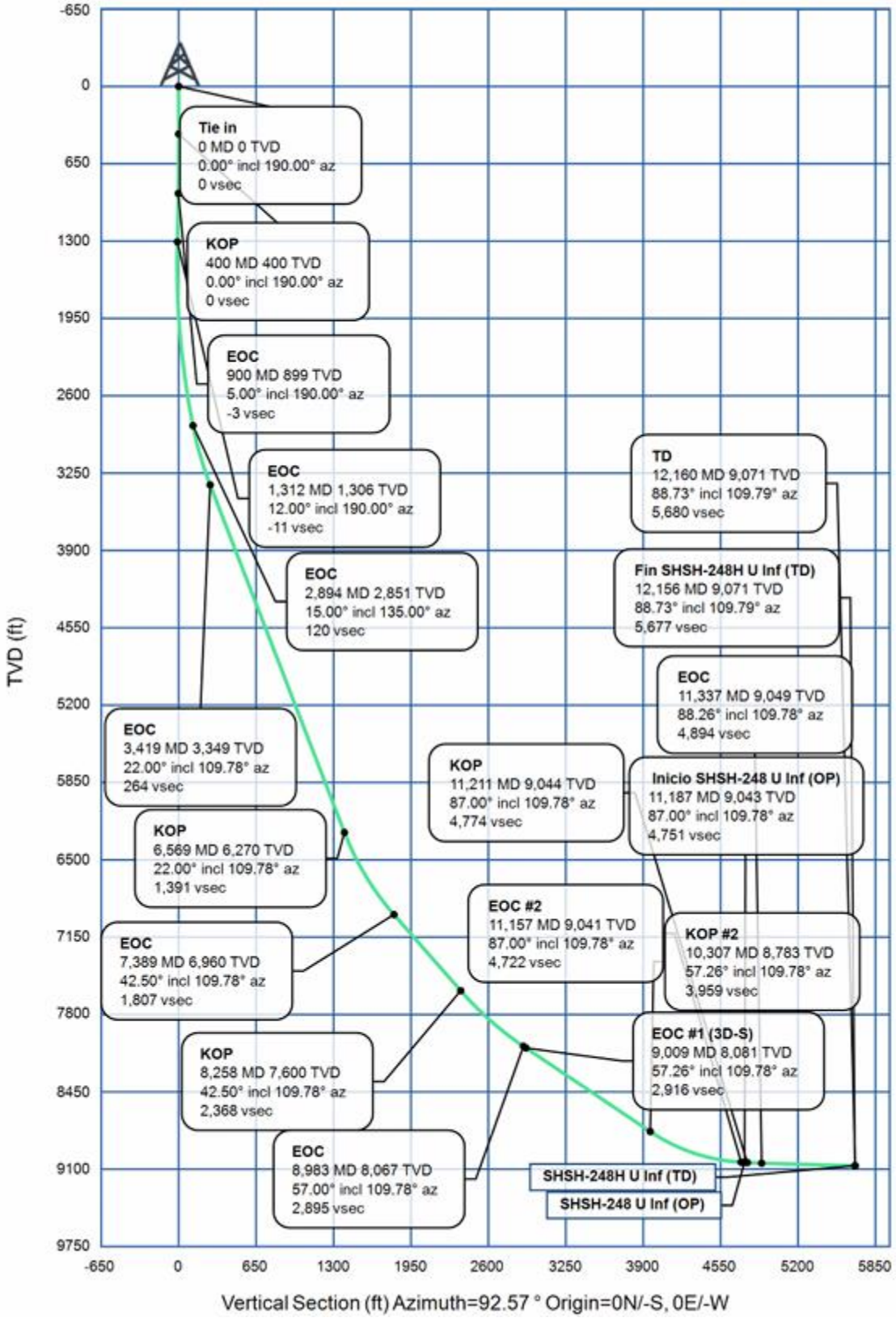
Fuente: Bibliográfica

Anexo. 3. Trayectoria Planeada Pozo A



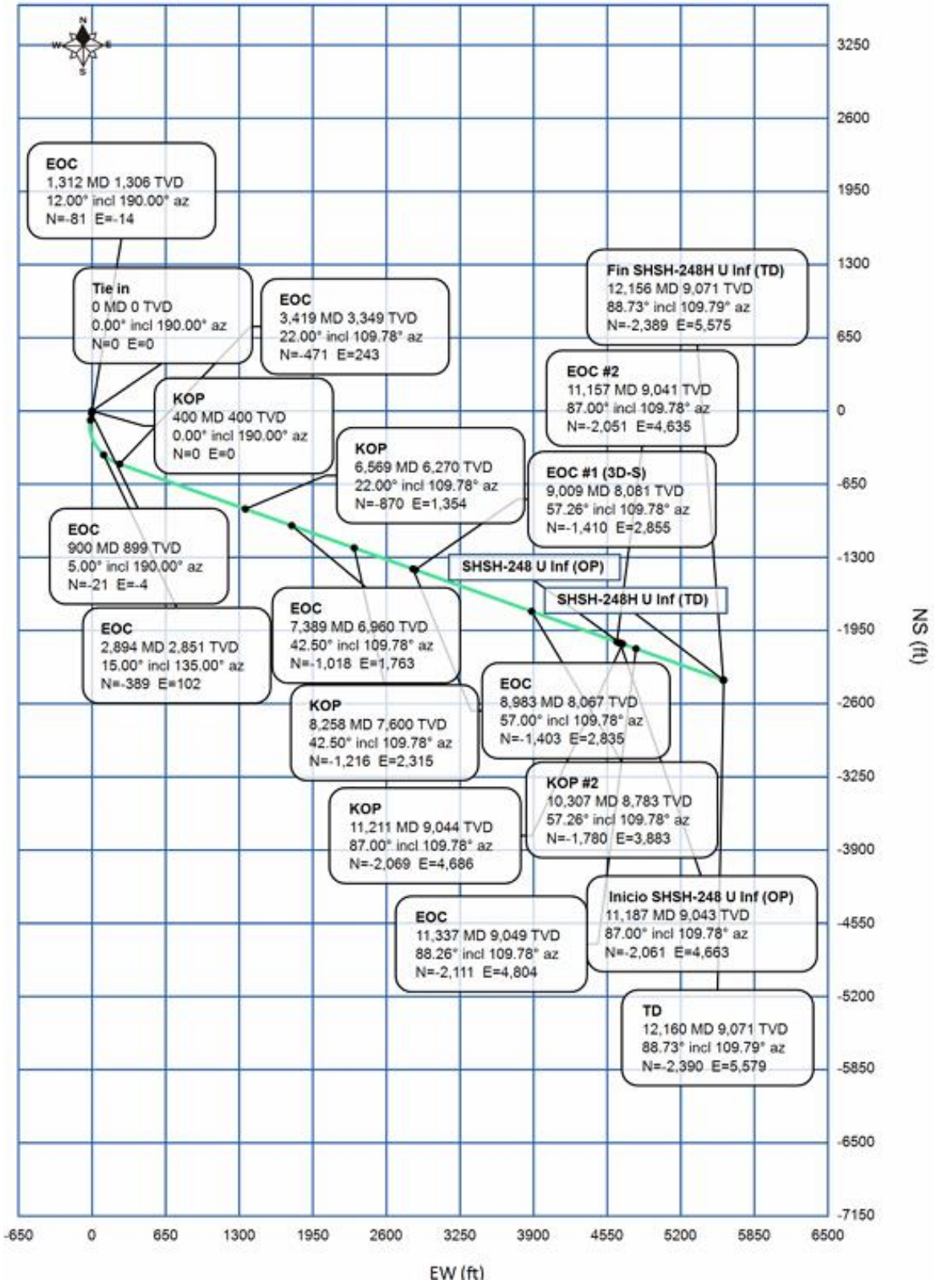
Fuente: Bibliográfica

Anexo. 4. Trayectoria Planeada Pozo B



Fuente: Bibliográfica

Anexo. 5. Trayectoria planeada Pozo B



Fuente: Bibliográfica