

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

**FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y
PETRÓLEOS**

**OPTIMIZACIÓN DE ENSAMBLAJES DE PERFORACIÓN
DIRECCIONAL CONVENCIONALES PARA MAXIMIZAR
INTERVALOS PERFORADOS EN MODO ROTARIO PARA POZOS
DE ALTO ÁNGULO**

**TRABAJO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
INGENIERO EN PETRÓLEOS**

OPCIÓN: TRABAJO TÉCNICO-EXPERIMENTAL

JUAN CARLOS ZURITA GRANJA

juancarloszurita@yahoo.com.ar

Director: Ing. Pablo Benalcázar

pablo.benalcazar@epn.edu.ec

Quito, Septiembre 2020

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Yo, Juan Carlos Zurita Granja, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

La Escuela Politécnica Nacional puede hacer uso de los derechos correspondientes a este trabajo, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

Juan Carlos Zurita Granja

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Juan Carlos Zurita Granja bajo mi supervisión.

Ing. Pablo Benalcázar

DIRECTOR

AGRADECIMIENTO

A Dios, por haberme bendecido en cada etapa de mi vida, por su amor, y su protección.

A mis padres, Juan Carlos y Margarita, por guiarme por senderos del bien, por amarme, por el apoyo incondicional a través de toda mi vida; en triunfos y fracasos.

A mis hermanos, Mateo y Dylan, porque aun siendo los menores me enseñan mucho a través de su ejemplo. Y a toda mi familia, que siempre me apoyó, y desea lo mejor para mi vida.

Al ingeniero Pablo Benalcázar, por su apoyo en la dirección del presente trabajo y su dedicación en la docencia. De igual manera, a la Escuela Politécnica Nacional, la Facultad de Geología y Petróleos y sus docentes por la enseñanza secular durante los estudios de ingeniería.

A los ingenieros, Carlos Jaramillo y Paúl García, por su valioso tiempo dedicado a la realización de este trabajo de titulación, su guía y sus enseñanzas. Y a todo el Departamento de Sperry Drilling.

A la empresa Halliburton, por permitirme desarrollar este trabajo.

A mis amigos, intentar nombrarlos sería un error porque no quiero olvidarme de ninguno. Al grupo de Parceros y a los Galácticos, que compartimos salones de clase, fútbol y amistad.

Juan Carlos Zurita

DEDICATORIA

A Dios, porque sin Él, no sería lo que soy.

A mis papis, mis hermanos y mi sobrina.

Juan Carlos Zurita

CONTENIDO

DECLARACIÓN DE AUTORÍA.....	II
CERTIFICACIÓN.....	III
AGRADECIMIENTO.....	IV
DEDICATORIA.....	V
CONTENIDO.....	VI
CAPÍTULO I.....	1
INTRODUCCIÓN.....	1
1.1. Planteamiento del Problema.....	1
1.2. Objetivos.....	3
1.2.1 Objetivo General.....	3
1.2.2 Objetivos Específicos.....	3
1.3 Alcance.....	3
CAPÍTULO II.....	4
MARCO TEÓRICO.....	4
2.1 Fundamentos de la Perforación Direccional.....	4
2.2 Aplicaciones de la Perforación Direccional.....	4
2.3 <i>Well Planning</i>	5
2.3.1 Posicionamiento y Coordenadas.....	5
2.3.2 Referencia de Profundidad.....	8
2.3.3 Referencias de Inclinación.....	8
2.3.4 Sistemas de Referencia en <i>Azimut</i>	8
2.3.5 Planeación de la Trayectoria.....	9
2.4 Tipos de Patrones Direccionales.....	12
2.4.1 Pozos Verticales.....	13
2.4.2 Pozos Tipo “J”.....	13
2.4.3 Pozos Tipo “J” Modificado.....	14
2.4.4 Pozos Tipo “J” de Alto Ángulo.....	14
2.4.5 Pozos Tipo “S”.....	14
2.4.6 Pozos Horizontales.....	15
2.5 Diseño y Componentes de un Ensamblaje de Perforación o BHA.....	16

2.5.1 Composición y Diseño	17
2.5.2 Modelamiento de un BHA.....	24
2.5.3 Clasificación de los BHA Rotarios por su aplicación	24
2.6 Sistema de Medición de Datos y Telemetría.....	28
2.6.1 Sistema MWD (<i>Measurement While Drilling</i>)	28
2.6.2 Parámetros medidos con MWD	28
2.6.3 Sistema LWD (<i>Logging While Drilling</i>)	30
2.6.4 Telemetría	30
CAPÍTULO III.....	31
ANÁLISIS COMPARATIVO Y ECONÓMICO	32
3.1 Software MAXBHA™	32
3.1.1 Aplicaciones	32
3.1.2 Proceso de cálculo y solución	32
3.2 Características de los BHA Utilizados en los Pozos de Estudio.....	33
3.2.1 Pozo 1	33
3.2.2 Pozo 2.....	36
3.2.3 Pozo 3.....	41
3.2.4 Pozo 4.....	46
3.2.5 Pozo 5.....	51
3.2.6 Pozo 6.....	56
3.2.7 Pozo 7.....	60
3.2.8 Pozo 8.....	66
3.2.9 Pozo 9.....	70
3.2.10 Pozo 10.....	74
3.3 Análisis Comparativo de Desempeño de BHA Utilizados y Propuestos por Secciones y Cuadrantes.....	78
3.3.1 Sección de 16"	78
3.3.2 Sección de 12 ¼"	86
3.3.3 Sección de 8 ½"	93
3.4 Estudio Económico.....	97
3.4.2 Escenario	98
3.4.3 Costos de Perforación	98

3.4.5 Ahorro Promedio considerando el Tiempo de Cambio de BHA	100
CAPÍTULO IV	101
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	101
4.1 Conclusiones	101
4.2 Recomendaciones	102
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	104
ANEXOS.....	107

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Coordenadas Geográficas.	6
Figura 2: Coordenadas UTM.	7
Figura 3: Proyecciones Lambert.	7
Figura 4: Diferencias entre referencias de azimut.	9
Figura 5: Ubicación del <i>target</i> dentro de un campo.	10
Figura 6: Diagrama de las secciones de un pozo direccional.	12
Figura 7: Pozo Vertical.	13
Figura 8: Pozo tipo “J”.	14
Figura 9: Pozo tipo “S”.	15
Figura 10: Clasificación de pozos horizontales por su radio.	16
Figura 11: Estructura de una broca tricónica	18
Figura 12: Broca PDC	19
Figura 13: Motor de desplazamiento positivo.	19
Figura 14: Bent Sub.	20
Figura 15: Esquema de un Sub Orientador.	20
Figura 16: Tipos de estabilizadores con cuchilla soldada.	21
Figura 17: Tipos de estabilizadores en espiral.	22
Figura 18: Tipos de Drill Collar	22
Figura 19: Esquema básico de un jar.	24
Figura 20: Diseños más comunes de BHA según su aplicación.	25
Figura 21: Posición de estabilizadores en BHA Tipo Fulcrum	26
Figura 22: Posición de estabilizadores en BHA Tipo Empacado.	26
Figura 23: Posición de estabilizadores en BHA Tipo Péndulo	27
Figura 24: Solución general a Ecuación de Lubinski	33
Figura 25: Porcentajes Rotado y Deslizado. Sección 16”–Cuadrante I.	80
Figura 26: BUR/DR vs Índices de Formación. Sección 16”–Cuadrante I.	81
Figura 27: Porcentajes Rotado y Deslizado. Sección 16”–Cuadrante II.	83

Figura 28: BUR/DR vs Índices de Formación. Sección 16"–Cuadrante II.....	84
Figura 29: Porcentajes Rotado y Deslizado. Sección 16"–Cuadrante III.	85
Figura 30: BUR/DR vs Índices de Formación. Sección 16"–Cuadrante III.	86
Figura 31: Porcentajes Rotado y Deslizado. Sección 12 ¼"–Cuadrante I.....	87
Figura 32: BUR/DR vs Índices de Formación. Sección 12 ¼"–Cuadrante I.	88
Figura 33: Porcentajes Rotado y Deslizado. Sección 12 ¼"–Cuadrante II.....	90
Figura 34: BUR/DR vs Índices de Formación. Sección 12 ¼"–Cuadrante II.....	91
Figura 35: Porcentajes Rotado y Deslizado. Sección 12 ¼"–Cuadrante III.....	92
Figura 36: BUR/DR vs Índices de Formación. Sección 12 ¼"–Cuadrante III.....	92
Figura 37: Porcentajes Rotado y Deslizado. Sección 8 ½"–Cuadrante I.	93
Figura 38: BUR/DR vs Índices de Formación. Sección 8 ½"–Cuadrante I.	94
Figura 39: Porcentajes Rotado y Deslizado. Sección 8 ½"–Cuadrante II.	96
Figura 40: BUR/DR vs Índices de Formación. Sección 8 ½"–Cuadrante II.	97

LISTA DE TABLAS

Tabla 1: Componentes del BHA N°3 - Pozo 1.....	34
Tabla 2: Parámetros de perforación del BHA N°3 - Pozo 1.....	34
Tabla 3: Componentes del BHA N°4 - Pozo 1.....	35
Tabla 4: Parámetros de perforación del BHA N°4 - Pozo 1.....	35
Tabla 5: Componentes del BHA N°5 - Pozo 1.....	36
Tabla 6: Parámetros de perforación del BHA N°5 - Pozo 1.....	36
Tabla 7: Componentes del BHA N°3 - Pozo 2.....	37
Tabla 8: Parámetros de perforación del BHA N°3 - Pozo 2.....	37
Tabla 9: Componentes del BHA N°4 - Pozo 2.....	38
Tabla 10: Parámetros de perforación del BHA N°4 - Pozo 2.....	38
Tabla 11: Componentes del BHA N°5 - Pozo 2.....	39
Tabla 12: Parámetros de perforación del BHA N°5 - Pozo 2.....	39
Tabla 13: Componentes del BHA N°6 - Pozo 2.....	40
Tabla 14: Parámetros de perforación del BHA N°6 - Pozo 2.....	40
Tabla 15: Componentes del BHA N°8 - Pozo 2.....	41
Tabla 16: Parámetros de perforación del BHA N°8 - Pozo 2.....	41
Tabla 17: Componentes del BHA N°3 - Pozo 3.....	42
Tabla 18: Parámetros de perforación del BHA N°3 - Pozo 3.....	42
Tabla 19: Componentes del BHA N°4 - Pozo 3.....	43
Tabla 20: Parámetros de perforación del BHA N°4 - Pozo 3.....	43
Tabla 21: Componentes del BHA N°5 - Pozo 3.....	44
Tabla 22: Parámetros de perforación del BHA N°5 - Pozo 3.....	44
Tabla 23: Componentes del BHA N°6 - Pozo 3.....	45
Tabla 24: Parámetros de perforación del BHA N°6 - Pozo 3.....	45
Tabla 25: Componentes del BHA N°8 - Pozo 3.....	46
Tabla 26: Parámetros de perforación del BHA N°8 - Pozo 3.....	46
Tabla 27: Componentes del BHA N°2 - Pozo 4.....	47
Tabla 28: Parámetros de perforación del BHA N°2 - Pozo 4.....	47

Tabla 29: Componentes del BHA N°3 - Pozo 4.....	48
Tabla 30: Parámetros de perforación del BHA N°3 - Pozo 4.....	48
Tabla 31: Componentes del BHA N°5 - Pozo 4.....	49
Tabla 32: Parámetros de perforación del BHA N°5 - Pozo 4.....	49
Tabla 33: Componentes del BHA N°6 - Pozo 4.....	50
Tabla 34: Parámetros de perforación del BHA N°6 - Pozo 4.....	50
Tabla 35: Componentes del BHA N°8 - Pozo 4.....	51
Tabla 36: Parámetros de perforación del BHA N°8 - Pozo 4.....	51
Tabla 37: Componentes del BHA N°3 - Pozo 5.....	52
Tabla 38: Parámetros de perforación del BHA N°3 - Pozo 5.....	52
Tabla 39: Componentes del BHA N°4 - Pozo 5.....	53
Tabla 40: Parámetros de perforación del BHA N°4 - Pozo 5.....	53
Tabla 41: Componentes del BHA N°6 - Pozo 5.....	54
Tabla 42: Parámetros de perforación del BHA N°6 - Pozo 5.....	54
Tabla 43: Componentes del BHA N°7 - Pozo 5.....	55
Tabla 44: Parámetros de perforación del BHA N°7 - Pozo 5.....	55
Tabla 45: Componentes del BHA N°8 - Pozo 5.....	56
Tabla 46: Parámetros de perforación del BHA N°8 - Pozo 5.....	56
Tabla 47: Componentes del BHA N°3 - Pozo 6.....	57
Tabla 48: Parámetros de perforación del BHA N°3 - Pozo 6.....	57
Tabla 49: Componentes del BHA N°4 - Pozo 6.....	58
Tabla 50: Parámetros de perforación del BHA N°4 - Pozo 6.....	58
Tabla 51: Componentes del BHA N°5 - Pozo 6.....	59
Tabla 52: Parámetros de perforación del BHA N°5 - Pozo 6.....	59
Tabla 53: Componentes del BHA N°6 - Pozo 6.....	60
Tabla 54: Parámetros de perforación del BHA N°6 - Pozo 6.....	60
Tabla 55: Componentes del BHA N°3 - Pozo 7.....	61
Tabla 56: Parámetros de perforación del BHA N°3 - Pozo 7.....	61
Tabla 57: Componentes del BHA N°4 - Pozo 7.....	62
Tabla 58: Parámetros de perforación del BHA N°4 - Pozo 7.....	62
Tabla 59: Componentes del BHA N°5 - Pozo 7.....	63

Tabla 60: Parámetros de perforación del BHA N°5 - Pozo 7.	63
Tabla 61: Componentes del BHA N°7 - Pozo 7.	64
Tabla 62: Parámetros de perforación del BHA N°7 - Pozo 7.	64
Tabla 63: Componentes del BHA N°8 - Pozo 7.	65
Tabla 64: Parámetros de perforación del BHA N°8 - Pozo 7.	65
Tabla 65: Componentes del BHA N°10 - Pozo 7.	66
Tabla 66: Parámetros de perforación del BHA N°10 - Pozo 7.	66
Tabla 67: Componentes del BHA N°1 - Pozo 8.	67
Tabla 68: Parámetros de perforación del BHA N°1 - Pozo 8.	67
Tabla 69: Componentes del BHA N°2 - Pozo 8.	68
Tabla 70: Parámetros de perforación del BHA N°2 - Pozo 8.	68
Tabla 71: Componentes del BHA N°3 - Pozo 8.	69
Tabla 72: Parámetros de perforación del BHA N°3 - Pozo 8.	69
Tabla 73: Componentes del BHA N°1 - Pozo 9.	70
Tabla 74: Parámetros de perforación del BHA N°1 - Pozo 9.	70
Tabla 75: Componentes del BHA N°2 - Pozo 9.	71
Tabla 76: Parámetros de perforación del BHA N°2 - Pozo 9.	71
Tabla 77: Componentes del BHA N°3 - Pozo 9.	72
Tabla 78: Parámetros de perforación del BHA N°3 - Pozo 9.	72
Tabla 79: Componentes del BHA N°4 - Pozo 9.	73
Tabla 80: Parámetros de perforación del BHA N°4 - Pozo 9.	73
Tabla 81: Componentes del BHA N°1 - Pozo 10.	74
Tabla 82: Parámetros de perforación del BHA N°1 - Pozo 10.	74
Tabla 83: Componentes del BHA N°2 - Pozo 10.	75
Tabla 84: Parámetros de perforación del BHA N°2 - Pozo 10.	75
Tabla 85: Componentes del BHA N°3 - Pozo 10.	76
Tabla 86: Parámetros de perforación del BHA N°3 - Pozo 10.	76
Tabla 87: Componentes del BHA N°4 - Pozo 10.	77
Tabla 88: Parámetros de perforación del BHA N°4 - Pozo 10.	77
Tabla 89: Porcentajes estimados de costos de servicios de perforación en un pozo direccional.	99

Tabla 90: Costos de Perforación de un Pozo Direccional Tipo “J”	99
Tabla 91: Ahorro considerando cambios de BHA	100

LISTA DE ANEXOS

Anexo 1: Resultados de las simulaciones de Análisis de Sensibilidad realizados a los BHA Propuestos para la Sección de 16", mediante el software MaxBHA™. .	108
Anexo 2: Resultados de las simulaciones de Análisis de Sensibilidad realizados a los BHA Propuestos para la Sección de 12 ¼", mediante el software MaxBHA™. .	111
Anexo 3: Resultados de las simulaciones de Análisis de Sensibilidad realizados a los BHA Propuestos para la Sección de 8 ½", mediante el software MaxBHA™.	114
Anexo 4: Diagramas esquemáticos de los BHA Utilizados y Propuestos para la Sección de 16".	116
Anexo 5: Diagramas esquemáticos de los BHA Utilizados y Propuestos para la Sección de 12 ¼".	119
Anexo 6: Diagramas esquemáticos de los BHA Utilizados y Propuestos para la Sección de 8 ½".	122

ABREVIATURAS

BHA:	<i>Bottom Hole Assembly</i>
ft:	<i>feet</i>
TVD:	<i>True Vertical Depth</i>
MD:	<i>Measured Depth</i>
Inc.:	<i>Inclinación</i>
Az.:	<i>Azimuth</i>
BUR:	<i>Build Up Rate</i>
DR:	<i>Drop Rate</i>
FI:	<i>Formation Index</i>
KOP:	<i>Kick-off Point</i>
WOB:	<i>Weight on Bit</i>
DL:	<i>Dogleg</i>
DLS:	<i>Dogleg Severity</i>
HWDP:	<i>High-Weight Drill Pipe</i>
EQ Rate:	<i>Equilibrium Rate</i>
MWD:	<i>Measure While Drilling</i>
LWD:	<i>Logging While Drilling</i>
gpm:	<i>Galones por minuto</i>
PDC:	<i>Polycrystalline Diamond Compact</i>
HCIM:	<i>Control Interface Module (Procesador de datos)</i>
PWD:	<i>Pressure While Drilling (Sensor de Presión)</i>
GWD:	<i>Gyro While Drilling</i>
CTN:	<i>Compensated Thermal Neutron (Sensor de porosidad)</i>
ALD:	<i>Azimuthal Litho-Density</i>
DGR:	<i>Dual Gamma Ray</i>
EWR:	<i>Electronic Wave Resistivity</i>

RESUMEN

El presente trabajo se desarrolló con el objetivo de analizar y optimizar el desempeño de los ensamblajes de fondo utilizados en 10 pozos y posteriormente proponer rediseños de estos BHA, tal que optimicen el tiempo empleado en la operación de perforación.

Se ha clasificado a los pozos de estudio de acuerdo al cuadrante en el que fueron perforados, por lo que el primer parámetro para el análisis de BHA realizado es el cuadrante al que pertenecen. Se consideró como segundo parámetro a la sección a la que cada BHA pertenece, es decir las secciones de 16", 12 ¼" y 8 ½", por ser los principales tramos en la trayectoria de un pozo direccional. Estos dos parámetros influyen en los valores obtenidos de índices formacionales, los cuales son valores adimensionales que representan el comportamiento de un BHA en una formación, y que se utilizarán en las simulaciones de los BHA rediseñados.

Los BHA propuestos fueron simulados con el software MaxBHA™ de la plataforma InSite. Se realizaron las simulaciones considerando los parámetros de perforación como: peso sobre la broca, tasa de flujo, índices formacionales y RPM. Los diseños propuestos son modelos convencionales con una configuración básica que comprenden: una broca, un motor de fondo, un estabilizador cerca de la broca, y un estabilizador de sarta. Los resultados obtenidos en las simulaciones son las tasas de construcción y declinación de ángulo, con las cuales se determinará si los nuevos diseños efectivamente optimizarán tiempos de operación.

Palabras clave: BHA, cuadrante, RPM, índices formacionales, tasa de construcción, tasa de declinación.

ABSTRACT

The present study was developed with the objective of analyzing the performance of the BHA that were used in 10 wells, to later on propose new designs in order to optimize the drilling time.

The study wells have been classified according to the quadrant where they were drilled, being this the first parameter for the analysis of the BHA. The section to which each BHA belongs was considered as the second parameter, 16", 12 ¼" y 8 ½", these being the main sections of a well. These two parameters influence on the values obtained known as Formation Index, that will be used in the simulations for the new designs.

The Proposed BHAs were simulated in the MaxBHA™ software, of the InSite platform. The simulations were carried out considering the drilling parameters such as: weight on bit, flow rate, formation index and RPM. The proposed designs are conventional models with a basic configuration that are composed by: a drilling bit, a mud motor, a near-bit stabilizer and a string stabilizer. The results acquired through the simulations are known as build-up and drop rates, which will be used to determine if the new designs will optimize the operation time.

Keywords: BHA, quadrant, RPM, Formation Index, Build-up rate, Drop rate.

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

La perforación de un pozo direccional requiere de un programa de ejecución diseñado de manera eficiente, adaptado a las características específicas del campo en el que se encuentra, como la geomecánica y litología, que definirán la calidad de pozo que se realizará. La calidad está definida por la integridad del hueco, directamente relacionada a la limpieza adecuada que se tuvo por medio de la hidráulica aplicada, de las herramientas utilizadas, y de la capacidad del personal de ingeniería para detectar y solucionar posibles contratiempos durante la operación. En la actualidad, se busca optimizar los recursos para las operaciones sin restar importancia a la calidad del servicio, por lo cual, se pretende optimizar el tiempo de perforación de un pozo y mantener gastos dentro del presupuesto establecido.

Otro aspecto importante en la perforación de un pozo es la tecnología y la calidad del estado de las herramientas que se utilizarán en la operación, y su configuración

1.1. Planteamiento del Problema

En la actualidad, la perforación de un pozo demanda realizarlo de manera eficiente, segura y económica. Debido a la ubicación de las coordenadas de los objetivos respecto a las coordenadas de superficie se enfrentan retos de trayectorias complejas que incluyen una combinación de secciones verticales, curvas y tangentes para alcanzar el objetivo geológico propuesto, lo cual se consigue mediante la ingeniería de la perforación direccional (Paul & Samuel, 2016). La perforación de pozos direccionales permite tener mayor eficiencia operativa ya que brinda ventajas como: una mayor accesibilidad para drenar el mismo reservorio desde una sola plataforma, mayor área de contacto con el reservorio de interés, minimización del impacto ambiental y una reducción sustancial en costos asociados a movimientos de taladro de perforación y facilidades de superficie (Spanos, et al., 1992).

La orientación de pozos direccionales se logra a través de ensamblajes de fondo con diseños específicos que permiten ajustar la posición del mismo en base a un plan definido a través de mediciones de profundidad, inclinación, azimut y un correcto manejo de parámetros de perforación (*The Defining Series: Directional Drilling Practices*, s. f.). Un

ensamblaje de fondo o BHA (*Bottom Hole Assembly*, por sus siglas en inglés), involucra componentes tales como: broca, motor de fondo, sensores de MWD y LWD, estabilizadores, collares de perforación, martillos y tubería de perforación. Un ensamblaje correctamente diseñado permitirá alcanzar los objetivos direccionales establecidos, ya sea construir, mantener o disminuir inclinación (Inteq, 1995).

La perforación direccional con motor de fondo se logra de 2 modos: rotando y deslizando. La perforación en modo rotario se maximiza en secciones rectas o tangenciales, en este caso la totalidad de la sarta de perforación rota. En la construcción del ángulo necesariamente se requieren deslizar tramos con mayor frecuencia para mantener al motor orientado y permitir el avance de la perforación en la dirección correcta, en este caso cuando se desliza la sarta de perforación no rota sino únicamente la broca con potencia del motor de fondo (Short, 1993).

Al tener dos formas de perforación y más aún mientras se desliza, existen problemas asociados al calibre del hueco, remoción óptima de los recortes de perforación, tendencias de construir o perder ángulo dependiendo de la formación que se atravesase, mayor torque y arrastre que a la final se traducen en dificultades para el control direccional, mismo que en pozos de alto ángulo demanda mayor precisión con respecto a un pozo vertical, pues una variación en $1^{\circ}/100$ ft de dogleg pudiera representar una pérdida del objetivo fuera del radio de tolerancia establecido por el cliente e incluso problemas por colisión con pozos cercanos a la trayectoria con la que se trabaja.

Varios pozos perforados en los últimos años han presentado porcentajes altos de deslizamiento debido a factores como: la incorrecta configuración de herramientas en BHA, simulación parcial debido a falta de análisis de índices de formación, y la omisión de lecciones aprendidas en operaciones similares. Se observó que efectos significativos de estas circunstancias predominan en las secciones de 16", 12 ¼", y 8 ½", es decir, la construcción del ángulo, la sección tangencial y el tramo final del pozo son tramos críticos en los se enfoca el estudio, para poder contrarrestar los efectos de la formación (tumbar o construir) sobre los ensamblajes de perforación.

La simulación del ensamblaje de fondo debe identificar la respuesta a variaciones de los parámetros de perforación tales como peso sobre la broca (WOB), caudal, RPM, trayectoria y geometría del pozo, tendencias direccionales de las formaciones para optimizar la perforación en tiempo y costos. El simulador MaxBHA, permite visualizar el comportamiento del ensamblaje en base a índices de formación previamente definidos por cada cuadrante y la formación que atraviesa. Los índices de formación representan las tendencias de cada zona litológica y sus efectos sobre un BHA, y se determinaron a través de la continua experiencia obtenida por el departamento de ingeniería. De esta manera,

para cada sección que haya tenido problemas durante la perforación se realizará un análisis íntegro de los índices de formación, considerando además el cuadrante en el cual se encuentre el pozo.

Es por ello que se rediseñarán los BHA, para cada sección y cada cuadrante, de tal manera que se ajusten a las características específicas del pozo (Bailey, 2010) permitiendo maximizar los intervalos perforados en modo rotario representando mayores ventajas en la integridad del hueco, en la limpieza y calibre del mismo, y por otro lado permitirá un avance más rápido, menores tiempos de perforación y un ahorro adicional en costos.

1.2. Objetivos

1.2.1 Objetivo General

Optimizar los ensamblajes de fondo convencionales utilizados en la perforación de pozos de alto ángulo.

1.2.2 Objetivos Específicos

- Procesar adecuadamente la información de cada pozo para la visualización cuantitativa del efecto positivo que tendrá un rediseño de BHA en cada sección.
- Diseñar las nuevas configuraciones de ensamblajes de fondo para la disminución del porcentaje de intervalos deslizados.
- Elaborar predicciones del comportamiento esperado de los nuevos diseños de BHA.
- Realizar el análisis técnico-económico de las optimizaciones.

1.3 Alcance

Estudiar de la eficiencia del rediseño de ensamblajes de fondo para 10 pozos perforados que presentaron problemas de deslizamiento en las secciones de 16", 12 1/4" y 8 1/2".

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 Fundamentos de la Perforación Direccional

La perforación direccional es la ciencia que consiste en desviar la construcción de un pozo a través de una trayectoria planeada hasta llegar al objetivo previamente establecido en subsuelo a una determinada profundidad (TVD) y dirección (azimut).

Los métodos iniciales de perforación fueron el medio para el diseño y creación de pozos verticales únicamente, debido a la limitación de tecnología y la no necesidad de alcanzar objetivos con una trayectoria desviada. La necesidad de construir pozos direccionales y horizontales surge a partir de ahorro de movilización de equipos, y lograr ejecutar operaciones desde un mismo sitio o *pad*.

2.2 Aplicaciones de la Perforación Direccional

Se presentan a continuación las distintas aplicaciones que envuelve la perforación direccional (Villca, 2019):

- Lugares inaccesibles: Debido a que el *target* se encuentra por debajo de un río, una ciudad o áreas ambientales protegidas se requiere instalar la torre de perforación a una distancia adecuada y construir el pozo direccional.
- Pozos horizontales: Se pueden presentar problemas de producción cuando existe conificación de fluidos en una formación con alta permeabilidad vertical. Aprovechando esta última propiedad del reservorio, se planea un pozo horizontal en el que se pretende abarcar la mayor cantidad de espacio de la formación productora al ingresar horizontalmente a la formación con la tubería de producción.
- *Sidetracking*: Esta aplicación fue la técnica inicial y original de la perforación direccional. Al principio, no se podía determinar la dirección que tomaba el *sidetrack*, pero el objetivo era pasar el pescado. En la actualidad, estos pozos son ejecutados cuando existe una pesca irrecuperable en el pozo original o si se desea explorar un rasgo geológico cercano.
- Pozo de alivio: Esta aplicación permite aliviar la presión en subsuelo que está causando que el pozo productor “se venga”, es decir, que puede llegar a expulsar fluidos y recortes hacia superficie poniendo en riesgo la vida de los trabajadores. El pozo que debe interceptar y aliviar la presión debe ser cuidadosamente diseñado

y ejecutado. Este fue una de las primeras aplicaciones en la perforación direccional a inicios del siglo.

- Domo salino: Los domos salinos son una de las trampas más comunes para encontrar hidrocarburo y producirlo. El problema de estos reservorios radica en la complejidad de perforar a través del estrato de sal, para lo cual usualmente se usa un lodo saturado de sal. Por esta razón, la solución más común es perforar direccionalmente y llegar al reservorio, evitando así atravesar con la sarta el domo de sal.
- Control de fallas: Los hoyos desviados se producen cuando se intenta perforar en teoría, verticalmente. Esto se produce debido a que las formaciones en subsuelo presentan fallas que alteran la dirección de la trayectoria. La práctica usualmente consiste en perforar un pozo direccional en lugar de atravesar la línea de falla.
- Múltiples pozos exploratorios a partir de un pozo: A veces un pozo puede ser usado como punto de partida para perforar otros pozos laterales, permitiendo la exploración de otras estructuras y formaciones en la cercanía, sin la necesidad de perforar los pozos enteros.
- Perforación *Onshore*: Existen reservorios que yacen debajo de grandes cuerpos de agua pero dentro de una distancia considerable, por lo cual se procede a instalar una torre y se perfora direccionalmente hasta alcanzar el objetivo.

2.3 Well Planning

El proceso de diseño de un pozo involucra un esfuerzo multidisciplinario de conocimientos teóricos y aplicativos de las diferentes especialidades dentro de la ingeniería en petróleos. Es importante reconocer los aspectos que conducen a un planeamiento correcto y eficaz, con los que se llega a obtener un diseño consistente y coherente al conocimiento aplicado. Por tal razón, a continuación se mencionan los fundamentos de la perforación direccional para la planeación, diseño y ejecución de un pozo productor de petróleo.

2.3.1 Posicionamiento y Coordenadas

Como fundamento de la planeación de pozos es de relevante importancia el entendimiento del sistema de toma de datos que mide inclinación y azimut a una determinada profundidad (Inteq, 1995).

2.3.1.1 Coordenadas Geográficas

Son aquellas coordenadas que permiten ubicar un punto en la superficie mediante valores de latitud y longitud (Figura 1).

Se conoce que la Tierra rota sobre un eje que atraviesa los Polos Norte y Sur, al cual se lo denomina Eje de la Tierra o Línea de los Polos y al círculo máximo perpendicular se lo conoce como Ecuador (Asensio et al., 2010). El principal círculo paralelo, denominado Ecuador, divide al planeta en dos hemisferios, Norte y Sur. Existen otros círculos paralelos, de menor importancia, que sirven de referencia. Entre los más conocidos se puede nombrar al Trópico de Cáncer y Trópico de Capricornio.

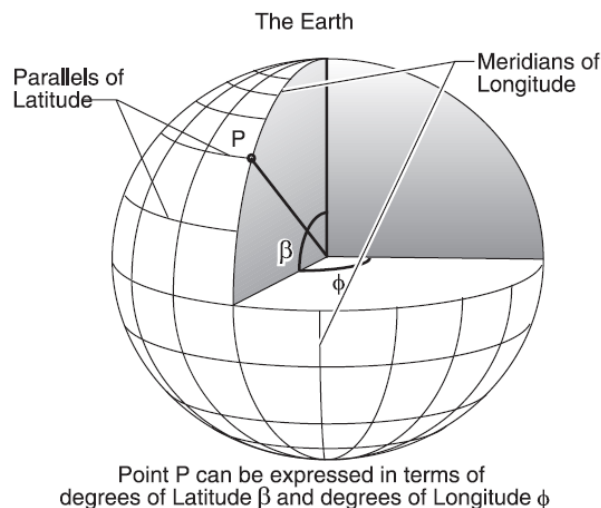


Figura 1: Coordenadas Geográficas.

Fuente: (Smith, 1996).

2.3.1.2 Coordenadas UTM (*Universal Transverse Mercator*)

Es un sistema de representación de grilla, en el cual la superficie del esferoide que representa a la Tierra es envuelta en un cilindro el cual toca el esferoide a lo largo de un meridiano determinado (Figura 2). Un meridiano, es una línea imaginaria circular que pasa por el Polo Norte y Sur geográficos.

Estos meridianos de longitud convergen en el Polo Norte y dividen al mapa en 60 zonas, paralelamente al meridiano de Greenwich, las cuales toman la nomenclatura de números del 1 al 60. Mientras que los meridianos horizontales dividen en 10 zonas el hemisferio norte y otras 10 zonas el hemisferio sur, tomando la nomenclatura de una letra del alfabeto (C-X). De modo que, cada sector formado se compone de un número y una letra.

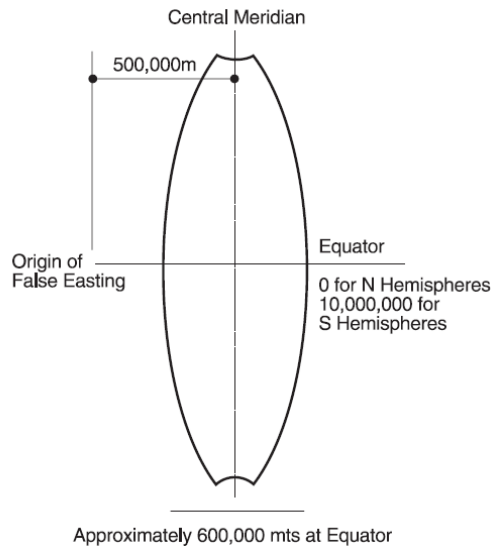


Figura 2: Coordenadas UTM.

Fuente: (Smith, 1996).

2.3.1.3 Proyección Lambert

Un sistema de proyección también conocido como la proyección cónica, o “Cónica Ortomórfica” (Smith, 1996). En el plano, se encuentran los meridianos, los cuales son radios equidistantes de los arcos circulares concéntricos representando las paralelas de latitud como se puede observar en la Figura 3.



Figura 3: Proyecciones Lambert.

Fuente: (Smith, 1996).

2.3.2 Referencia de Profundidad

Durante la perforación de un pozo, los datos del survey obtenidos relacionados a la profundidad pueden presentarse de dos maneras:

Measured Depth (MD) es la distancia medida a lo largo del curso del hoyo perforado desde un punto de referencia en la superficie hasta el *target*. Se puede obtener esta medida mediante el *tally* de la tubería, herramientas de *wireline* y *mud logging* (Mitchell, 1995).

True Vertical Depth (TVD) es la distancia medida verticalmente desde el punto de referencia fijado en superficie hasta el nivel del último punto del *survey*. Esta medida se calcula a partir de los datos del *survey* (Smith, 1996).

2.3.3 Referencias de Inclinación

La inclinación es medida en grados, desde la vertical hacia el eje del hoyo en un punto específico. La referencia vertical es la dirección del vector de la gravedad local (Inteq, 1995).

2.3.4 Sistemas de Referencia en Azimut

Existen tres tipos de sistemas para referenciar el azimut que son utilizados en la ingeniería de la perforación direccional al registrar datos de *surveys* (Figura 4).

- Norte magnético: A esta referencia se la define como la dirección que señala un objeto imantado.
- Norte verdadero (geográfico): Es la dirección del Polo Norte geográfico que se encuentra en el eje de rotación de la Tierra.
- Norte de grilla: Las operaciones de exploración y explotación de hidrocarburo se realizan sobre superficies curvas, por la forma de la Tierra; sin embargo, no es posible representar una superficie curva, por lo que una superficie plana es asumida y por ende, se aplican correcciones a las medidas tomadas. Para este propósito, existen sistemas de proyecciones como UTM y Lambert (Inteq, 1995).

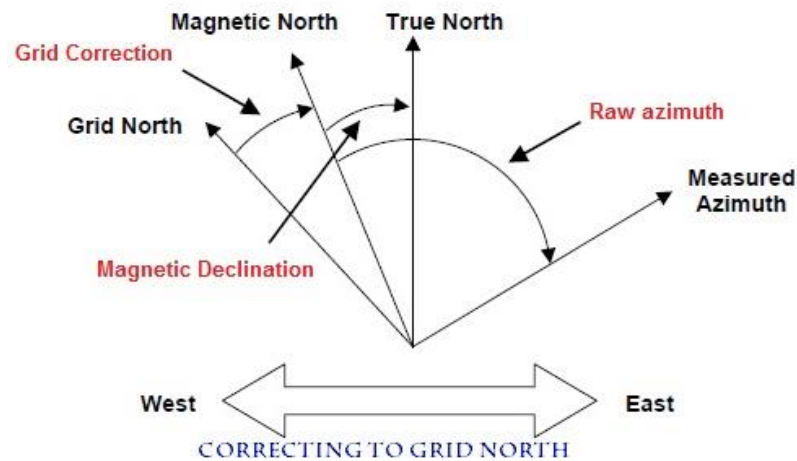


Figura 4: Diferencias entre referencias de azimut.

Fuente: (Sunny, 2015).

2.3.5 Planeación de la Trayectoria

A través de los años, se ha optimizado el espacio en superficie desde el cual los pozos son perforados, pasando de una plataforma por pozo a utilizar una misma plataforma como punto de partida de múltiples pozos direccionales. A continuación, se presentan los principales factores que se consideran en la planeación de una trayectoria direccional:

2.3.5.1 Target

El primer paso en la planeación de un pozo es, sin duda, definir el objetivo o los múltiples objetivos. Son usualmente definidos por el geólogo, no solo como un punto de coordenadas sino conjuntamente un intervalo de tolerancia, por ejemplo, un radio de 100 pies siendo el *target* el centro del mismo (Inteq, 1995). Estas pueden ser estructuras geológicas, *features* geológicas como fallas, otros pozos, o combinación de estos.

De acuerdo a lo mencionado anteriormente, hay varias maneras de expresar una ubicación en superficie (UTM, Lambert, etc.). Los mismos métodos pueden ser usados con las coordenadas de un *target*, añadiendo el valor de la profundidad vertical a la que este se encuentra (Figura 5).

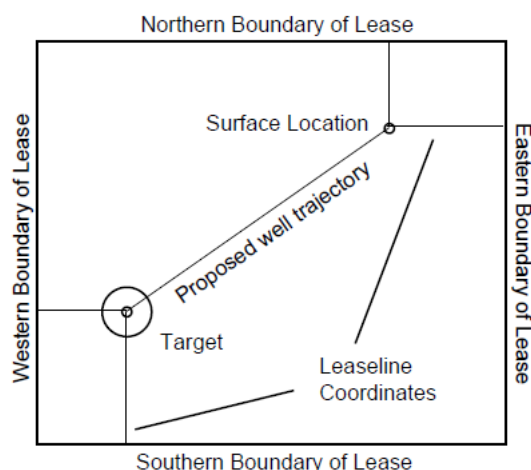


Figura 5: Ubicación del *target* dentro de un campo.

Fuente: (Smith, 1996)

2.3.5.2 *Kick-off Point (KOP)*

El *Kick-off point* es definido como el punto de la trayectoria en el cual el pozo debe ser desviado de la vertical hacia un azimuth e inclinación pre determinados. La geometría del pozo y las características geológicas son factores importantes para la consideración del KOP (Short, 1993).

La inclinación más óptima a la cual se desvía el pozo desde el KOP se determina en función de las tasas de construcción y tumbado máximas permitidas, y la ubicación del *target*.

Entre otros factores que se consideran para la selección del *kick-off point* se puede mencionar el patrón del hueco, programa de casing, programa de lodos, desplazamiento horizontal y la máxima inclinación permitida. La decisión final de la ubicación del KOP podría estar limitada a los requerimientos para mantener la trayectoria del pozo a una distancia segura de los pozos aledaños (Inteq, 1995).

2.3.5.3 Tasas de Construcción y Declinación (*Build & Drop Rates*)

Estos valores son normalmente determinados de acuerdo a uno o más de los siguientes factores (Smith, 1996):

- Profundidad total del pozo
- Limitaciones de torque y arrastre máximos
- Un alto *dog leg* en la zona de construcción de ángulo puede resultar en alto torque y arrastre en el resto de la perforación del pozo. Este puede ser un factor limitante especialmente en pozos de grandes profundidades.
- Las formaciones en las cuales se encuentra la sección de construcción. Las tasas de construcción con valores altos no se los puede alcanzar en formaciones suaves.

- Limitaciones mecánicas de la sarta de perforación o del casing.
- Limitaciones mecánicas de las herramientas de registros eléctricos o sargas de producción.

Las tasas de construir/tumbar en pozos convencionales pueden variar de acuerdo a la zona geográfica, pero usualmente adopta valores en el rango de 1.5° a 3° por cada 100 pies (30 m) (Smith, 1996).

2.3.5.4 End of Build (EOB)

Se define como el punto en la trayectoria donde termina la sección de construcción del ángulo, y se da inicio a la perforación de la sección tangencial (Economides et al., 1997).

2.3.5.5 Pata de Perro o Dog Leg

Es la relación que existe entre el cambio de la dirección e inclinación (curvatura del pozo) tomando como referencia dos puntos en la trayectoria del pozo (Smith, 1996).

2.3.5.6 Dog Leg Severity

Es el valor numérico de las variaciones que presenta el *dog leg*. Se expresa en [°/100 ft] (Smith, 1996).

2.3.5.7 Sección Vertical

Es la distancia horizontal desde el eje central de un pozo hasta un punto definido en la trayectoria del mismo, medido en dirección al objetivo (azimut).

2.3.5.8 Desplazamiento Horizontal

Es la distancia expresada en el plano horizontal desde el punto de origen del pozo hasta un punto donde se registre un *survey*, o el final de la trayectoria.

En la Figura 6 se puede observar las definiciones antes mencionadas.

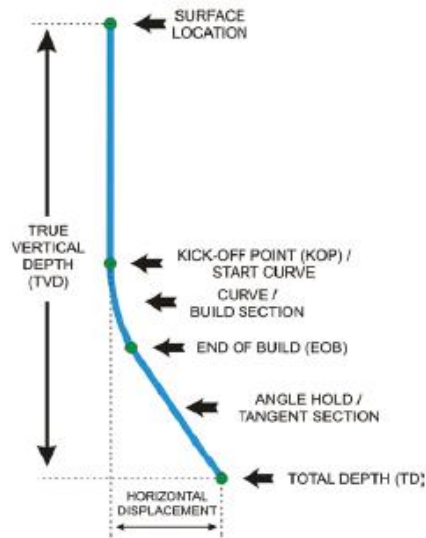


Figura 6: Diagrama de las secciones de un pozo direccional.

Fuente: (IADC, 2015).

2.4 Tipos de Patrones Direccionales

Debido al incremento de la complejidad en las trayectorias de los pozos direccionales, ha sido necesario el desarrollo continuo de la tecnología de sistemas dirigibles, facilitando de esta manera las operaciones involucradas.

Los pozos son cada vez más difíciles de perforar, y aún se continúa planeando las trayectorias de acuerdo a los patrones más comunes, que son producto de un método simple pero eficiente.

El mejor perfil geométrico para cada pozo puede ser determinado en base a las coordenadas en superficie, la ubicación del *target*, su TVD y coordenadas rectangulares.

Generalmente, los perfiles direccionales pueden ser:

- Vertical
- Tipo “J”
- Tipo “J” Modificado
- Tipo “J” de alto ángulo
- Tipo “S”
- Horizontal

El tipo de perfil seleccionado dependerá del objetivo geológico establecido y el mecanismo de producción natural del pozo. Una vez seleccionado el perfil adecuado para el pozo, este puede ser planeado (PEMEX, 2015).

2.4.1 Pozos Verticales

La explotación de hidrocarburos comenzó con las herramientas de perforación que no permitían direccionar la trayectoria del pozo a voluntad, sino que mantenían la verticalidad del mismo, por lo que los primeros pozos construidos tenían un perfil vertical.

En el diseño de un pozo vertical se puede observar que el ángulo de inclinación se mantiene en 0° , teóricamente, desde superficie hasta alcanzar el objetivo a la profundidad establecida como se puede observar en la Figura 7 (PEMEX, 2015).

La construcción de un pozo vertical no requiere del control direccional del ensamblaje de perforación, usualmente, es suficiente controlar la inclinación cada 500 pies perforados (Inteq, 1995).

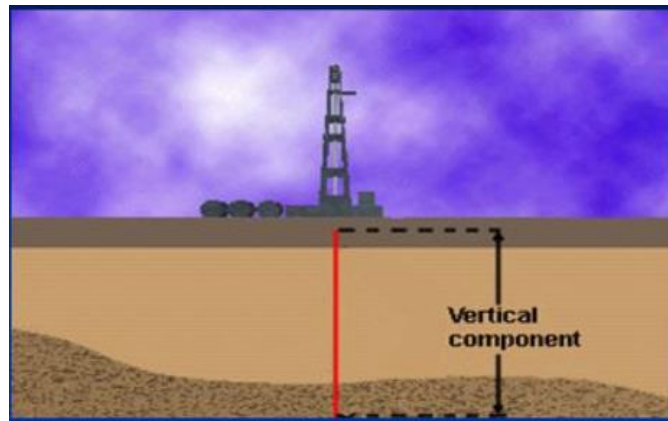


Figura 7: Pozo Vertical.

Fuente: (Sanders, 2016)

2.4.2 Pozos Tipo “J”

Este tipo de perfiles se componen de una sección vertical, una sección de construcción, y una sección tangente que termina cuando se ha llegado al objetivo (Figura 8).

Una vez que se ha perforado la sección vertical hasta una profundidad somera, se procede a desviar el pozo a la inclinación previamente establecida en el diseño de la trayectoria, y finalmente se construye la sección tangencial que interceptará los objetivos (PEMEX, 2015).

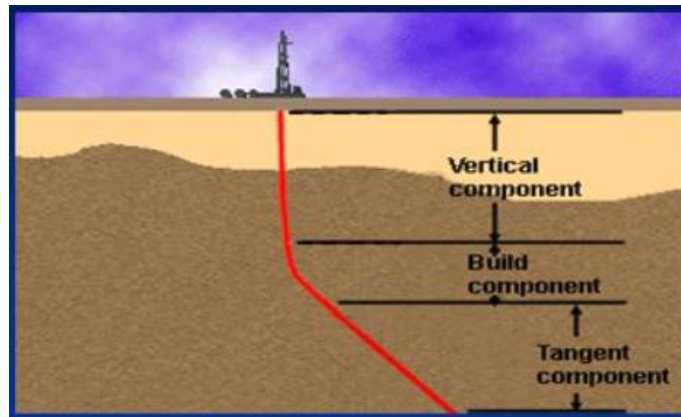


Figura 8: Pozo tipo "J".

Fuente: (Sanders, 2016).

2.4.3 Pozos Tipo "J" Modificado

Este tipo de pozos presentan las mismas características de los pozos tipo "J", pero su diferencia se encuentra en el tramo final, en el cual la trayectoria tiene un decremento en el ángulo de inclinación (Altuna, 2014).

2.4.4 Pozos Tipo "J" de Alto Ángulo

La particularidad de este tipo de pozos radica en que el ángulo de inclinación en su sección tangencial se encuentra por encima de los 45°.

Los pozos propuestos para este estudio son de tipo "J" modificado, presentando altos ángulos de inclinación y largos desplazamientos horizontales. El principal problema con este perfil de pozos radica en que requiere el deslizamiento de los ensamblajes para corregir la trayectoria, provocando que los cortes de perforación no regresen a superficie de manera adecuada y completa.

La sedimentación de estos recortes en la sección tangencial del pozo, puede provocar la pega de la configuración de herramientas y tubería, y potencialmente el pozo (Altuna, 2014).

2.4.5 Pozos Tipo "S"

Este tipo de pozos se componen de una sección vertical inicial, una sección de construcción del ángulo, una sección tangente (manteniendo el ángulo), y una sección de caída.

El KOP es el origen de la sección de construcción en la cual se alcanza la inclinación establecida mediante la tasa de construcción llamada *build up rate*. Se mantiene el ángulo en la sección tangencial y se tumba inclinación para la sección de caída, hasta alcanzar el objetivo (Figura 9) (Altuna, 2014).

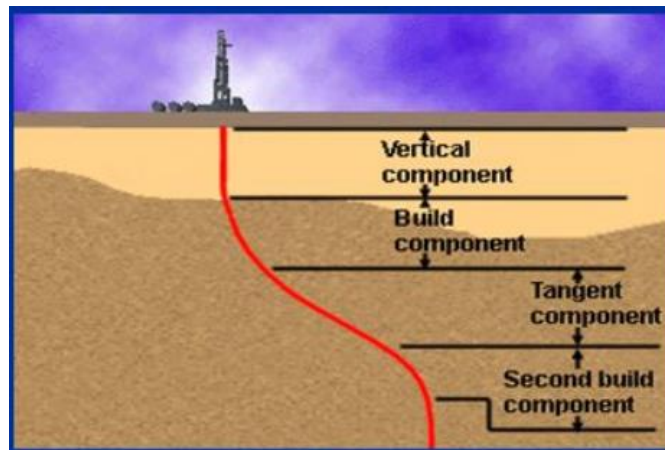


Figura 9: Pozo tipo "S".

Fuente: (Sanders, 2016).

2.4.6 Pozos Horizontales

Este tipo de perfil de pozos se compone de una sección vertical y una sección de construcción de ángulo que inicia en el KOP, y finalmente una sección horizontal en la cual la inclinación se encuentra entre los 85° y 90°.

En el momento que se ha "aterrizado" en la zona de producción, se navega a través de la arena o formación productora hasta alcanzar el objetivo, mientras se toman registros del estrato alcanzado con el fin de determinar la posición de los fluidos con respecto a la roca. Los pozos horizontales se clasifican de acuerdo a la longitud del radio que define su sección de construcción del ángulo, de la siguiente manera:

- Radio Largo
- Radio Medio
- Radio Corto

En la Figura 10 se puede observar gráficamente las diferencias en tres tipos mencionados anteriormente, las cuales incluyen su radio de la sección de construcción, longitud de sección vertical, y desplazamiento de distancia perforada horizontalmente (Economides et al., 1997).

2.4.6.1 Radio Largo

Este tipo de pozos horizontales usualmente utilizan una tasa de construcción (*Build Up Rate*, BUR) entre 2° y 8° cada 100 ft, por tanto, requiere al menos 1,500 pies de distancia vertical entre el KOP y el objetivo al cual se desea llegar. Para este tipo de pozos, no se recomienda usar los ensamblajes de perforación convencionales debido a la baja

complejidad de construcción del ángulo. La sección horizontal varía entre los 3000 y 4000 pies (Economides et al., 1997).

2.4.6.2 Radio Medio

Este tipo de pozos requiere aproximadamente una distancia de 300 pies para completar la sección entre la vertical y la horizontal. El control direccional usado para estos pozos es similar al de los pozos de radio largo (Economides et al., 1997).

2.4.6.3 Radio Corto

Un pozo de radio corto puede pasar de la verticalidad a la sección horizontal en 50 pies o menos. La tecnología que se usa en los ensamblajes de perforación no es convencional, para este tipo de pozos se debe usar BHA especializado en construir el ángulo con poca distancia vertical disponible entre el KOP y la sección horizontal (Economides et al., 1997).

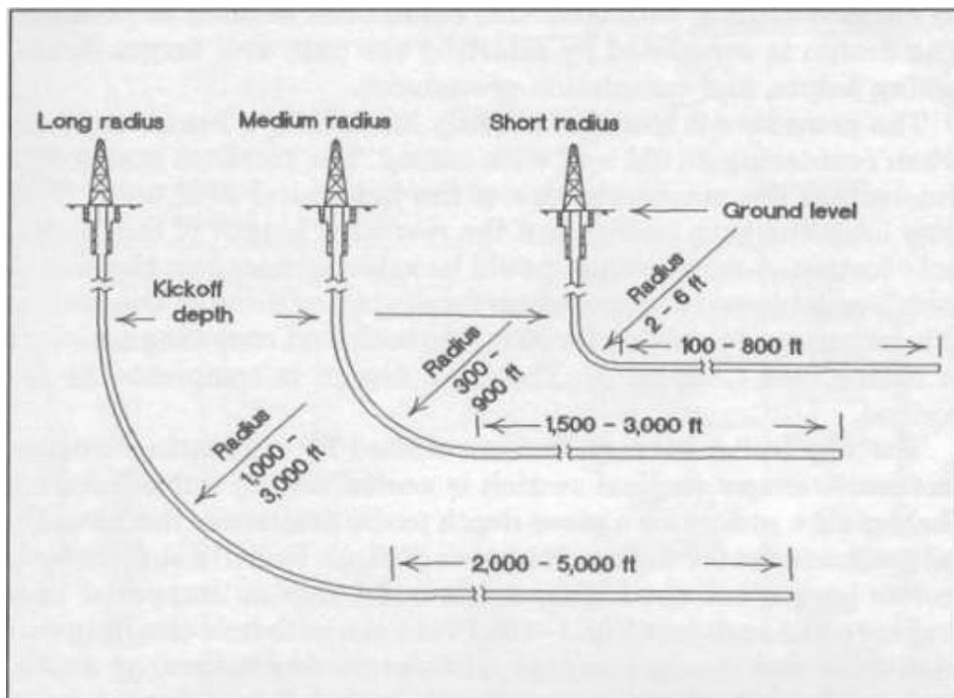


Figura 10: Clasificación de pozos horizontales por su radio.

Fuente: (Lojk et al., 2014).

2.5 Diseño y Componentes de un Ensamblaje de Perforación o BHA

El diseño de un ensamblaje de fondo rotario es, conjuntamente con su orientación, la parte más crítica de un trabajo de perforación direccional. El objetivo principal tanto de una

empresa operadora como la empresa de servicios es minimizar los viajes para realizar cambios a los BHA, por malfuncionamiento de una herramienta, o atrapamiento de la sarta (Murillo et al., 2018).

A continuación, se presenta los tipos de ensamblajes de fondo según su aplicación, un breve resumen de los componentes de un BHA, la importancia de un buen diseño y la relevancia de la simulación previa a la operación.

2.5.1 Composición y Diseño

Una sarta de perforación se puede definir como el conjunto de tubería de perforación con herramientas que permiten obtener datos direccionales (*surveys*), para monitorear la perforación de la trayectoria y corregirla en caso de ser necesario (Smith, 1996).

A través de la sarta de perforación se transmite la fuerza para generar la rotación desde superficie hasta la broca, transporta el fluido de perforación hacia el motor y la barrena, produce el WOB necesario para una eficiente trituración de la roca, y provee el control de la dirección del hueco (Lyons & Plisga, 2005). Los componentes generales de un BHA son:

2.5.1.1 Brocas

En el proceso de la perforación, se encuentra litología que se la denomina suave y dura. Debido a la demanda por herramientas con materiales que puedan atravesar estas formaciones, existe una variedad de tecnología en brocas o barrenas. Las brocas especializadas en formaciones suaves, se llaman PDC (por su nombre en inglés, *Polycrystalline Diamond Compact*). Y para formaciones duras, el uso de las brocas tricónicas es más común. A continuación, se explican las características, función y partes básicas de cada una.

- **Brocas Ticónicas**

Las brocas tricónicas constan de 3 conos asentados sobre sus propios cojinetes, y el cuerpo de la broca como se observa en la Figura 11. El cuerpo de la broca posee una conexión de rosca en su parte superior para adjuntarse al ensamblaje de perforación.

El mecanismo de perforación primario es la intrusión, lo que significa que los cortadores o dientes de la broca son forzados en la roca por efecto del WOB y la atraviesan por el movimiento rotario. Por esta razón, tanto los conos como los dientes de la brocas tricónicas son hechas especialmente por acero reforzado (Inteq, 1995).

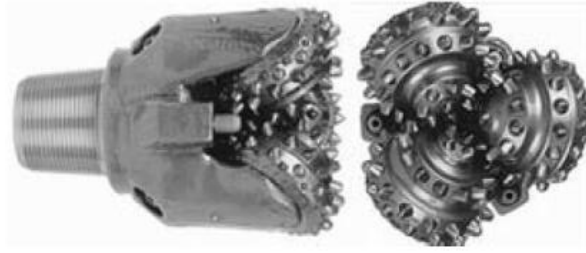


Figura 11: Estructura de una broca tricónica

Fuente: (Lyons & Plisga, 2005)

- **Brocas PDC**

Llamadas así, por sus siglas en inglés (*Polycrystalline Diamond Compact*), introducidas a la industria en los años 70. Sus ventajas son la ausencia de partes móviles y su método de corte de cizalla, lo que las brocas tricónicas no ofrecen.

Consisten de una capa de diamante policristalino sintético unido a una capa de carburo de tungsteno unidas a alta temperatura y presión, las cuales están ubicada sobre la cabeza matriz. Los cortadores son posicionados sobre la cara de la broca formando un patrón helicoidal para tener mejor distribución del *weight-on-bit*, y una acción de cizalla constante, obteniendo como resultado un ROP óptimo. La cara de la broca es cóncava, permitiendo que los cortadores trabajen sobre la formación simultáneamente, incrementando la estabilización y reduciendo desviación potencial (Figura 12).

Los jets, que pueden variar en tamaño y número en el diseño de una PDC, son ubicados estratégicamente para mejorar la limpieza de los cortadores y del fondo del pozo. Las tricónicas poseen un sistema de limpieza, en el cual los recortes pueden regresar a superficie en el flujo a través de sus conos rotativos. El posicionamiento de los jets en las PDC es importante, ya que a diferencia de las tricónicas, no cuenta con este sistema de limpieza, e impide el “embolamiento”, es decir que la broca acumule cortes a su alrededor que forzaría levantar la sarta y limpiar la PDC. La hidráulica de la broca consiste en el número de jets, su posición, diámetro y la potencia con la que sale el fluido de perforación.

Las formaciones que deben ser evitadas con PDC son lutitas suaves y pegajosas, arcillas, arenas abrasivas, y aquellas formaciones que son muy duras. En formaciones pegajosas, existe la tendencia de la broca a embolarse. En formaciones duras o abrasivas, el desgaste y rompimiento de los cortadores ocurre rápido (Inteq, 1995).



Figura 12: Broca PDC

Fuente: (Lyons & Plisga, 2005)

2.5.1.2 Motores de Desplazamiento Positivo (PDM)

Conocidos por su siglas en inglés (*Positive Displacement Motors*). Son herramientas de perforación, cuyo funcionamiento es impulsado por el fluido o lodo utilizado, y que se han convertido en el método primario para el control direccional (Economides et al., 1997).

Los PDM hacen posible que la broca gire de forma independiente del resto de la sarta de perforación (Figura 13), lo cual es fundamental en el control direccional de la trayectoria de un pozo. Este tipo de motores comprenden un rotor y un estator que funcionan de acuerdo al principio de geometría expuesto por Moineau (1932).

La energía es generada cuando el fluido atraviesa las cavidades que se generan entre el rotor y el estator, debido a que las cavidades del estator exceden en un número a los lóbulos del rotor. Es decir, si los lóbulos del rotor son 6, las cavidades del estator serían 7 (Li et al., 2001).

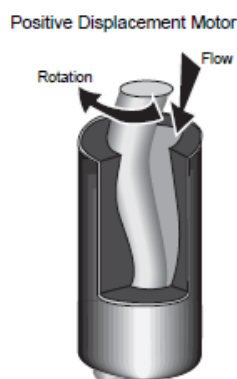


Figura 13: Motor de desplazamiento positivo.

Fuente: (Smith, 1996).

2.5.1.3 Bent Sub

Esta herramienta se posiciona directamente por encima del PDM o turbina. Como se observa en la Figura 14, el *pin* o parte inferior está diseñada con cierto ángulo de desviación con respecto al cuerpo de la herramienta. El propósito de este diseño es principalmente, forzar la broca para seguir un arco de curvatura mientras perfora. El ángulo de construcción del *pin* se encuentra entre 1° y 3°, con incrementos de 0.5° (Smith, 1996).

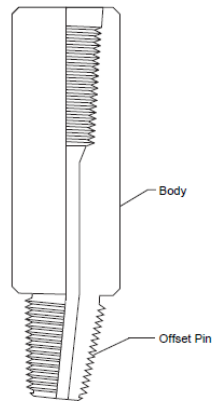


Figura 14: Bent Sub.

Fuente: (Smith, 1996).

2.5.1.4 Sub Orientador

Un *sub* orientador es usualmente llamado UBHO (por su nombre en inglés, *Universal Bottom Hole Orientation*). Es una herramienta con un cuerpo recto con conexiones Pin x Box (Figura 15) que son compatibles con el *bent sub* (Smith, 1996).

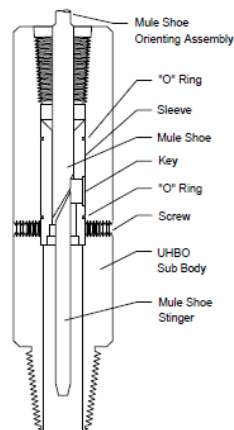


Figura 15: Esquema de un Sub Orientador

Fuente: (Smith, 1996)

2.5.1.5 Estabilizadores

Los estabilizadores son una parte indispensable en la configuración de los BHA rotarios. La mayoría de estas herramientas tienen en su estructura un espiral. Para un mejor control direccional, se recomienda una cobertura de 360° de la superficie del estabilizador. Los diferentes usos son:

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

Estabilizadores de cuchilla soldada, como dice su nombre, tienen sus cuchillas soldadas al cuerpo de la herramienta mediante procesos de alta temperatura para asegurar la integridad del estabilizador y minimizar la posibilidad de falla de las cuchillas. Estos estabilizadores no son recomendados para formaciones duras por el la fatiga que puede experimentar la herramienta. Son recomendados en las secciones de más diámetro donde las formaciones son más suaves y se permiten el uso de máximo caudal. Los diferentes tipos de estabilizadores con cuchilla soldada se pueden apreciar en la Figura 16 (Smith, 1996).

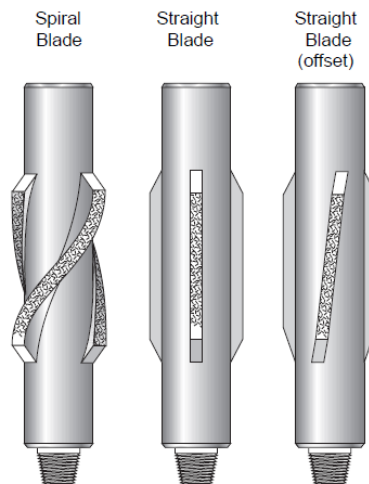


Figura 16: Tipos de estabilizadores con cuchilla soldada.

Fuente: (Smith, 1996)

Estabilizador con cuchilla integrada, son hechas de una sola pieza de material dentro de la cual se moldea las cuchillas. Sus bordes son redondos para reducir el daño a la pared del pozo y proveer un mayor contacto con la pared en formaciones suaves. Usualmente poseen entre tres y cuatro chuchillas que contienen insertos de carburo de tungsteno. Algunos de ejemplos de pueden apreciar en la Figura 17 (Smith, 1996).

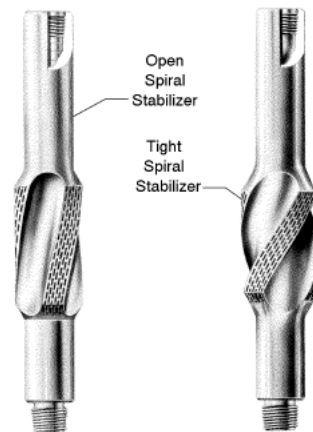


Figura 17: Tipos de estabilizadores en espiral.

Fuente: (Smith, 1996)

2.5.1.6 Bit Sub

Es una herramienta que se corre directamente sobre la broca (de ahí su nombre), cuando no se propone utilizar un estabilizador cerca de la broca (Smith, 1996).

2.5.1.7 Drill Collar

Son tubulares de metal pesados y rígidos, que se corren en el BHA para proveer de peso sobre la broca y rigidez al ensamblaje. Los dos tipos de *drill collars* son: *flush* y espiral, como se puede apreciar en la Figura 18. El tipo espiral trabaja mejor en operaciones direccionales, reduce el área de contacto con la pared un 40% al disminuir 4% de WOB y decremента las probabilidades de experimentar pega diferencial (Smith, 1996).



Figura 18: Tipos de Drill Collar

Fuente: (Smith, 1996)

2.5.1.8 Sistemas Dirigibles

Son herramientas conocidas por la optimización que brindan a la operación de perforación. Proporcionan buena calidad de agujero y permiten altas ROP resultando en pozos perforados sin necesidad de haber realizado tramos de deslizamiento (Crespo, 2008). Los sistemas dirigibles pueden ser configurados para mantener una misma inclinación y azimuth en secciones tangenciales de largo desplazamiento. A pesar de ser una herramienta que optimiza el tiempo, es recomendable usarla después de un análisis cuidadoso de las formaciones que se atravesará, y el efecto de la litología sobre el comportamiento de los ensamblajes. Se debe considerar que el costo es superior al uso de una configuración de motor de fondo, y que el uso de un sistema dirigible debe justificar el precio por el que usa (Economides et al., 1997).

2.5.1.9 Tubería de Perforación

Mejor conocido por su nombre en inglés, *Drill Pipe*, es tubería de acero, continua y sin soldaduras, constituye al menos el 95% de la configuración de la sarta de perforación. Es hueca, lo cual permite el paso libre del fluido de perforación, completando con éxito el proceso de bombeo (TIOT, 2019).

2.5.1.10 HWDP

La tubería *Heavyweight Drill Pipe* forma parte de la sarta de perforación, y tiene las mismas dimensiones que la tubería de perforación pero su peso es mayor, de ahí su nombre .

2.5.1.11 Drilling Jars

Estas herramientas se corren como parte de la mayoría de BHA direccionales. Son diseñados para proveer un impacto hacia arriba o hacia abajo, aunque algunos solo funciones unidireccionalmente.

Por dentro, un *jar* es básicamente un mandril que se desliza y permite una repentina y breve aceleración axial de la sarta de perforación. El viaje del mandril (martillo) está limitado por un yunque (*anvil*) como se muestra en la Figura 19 (Smith, 1996).

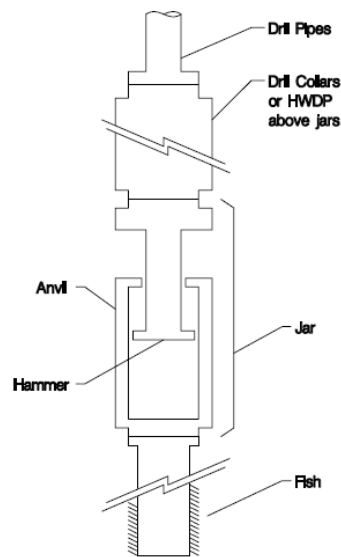


Figura 19: Esquema básico de un jar.

Fuente: (Smith, 1996)

2.5.2 Modelamiento de un BHA

Se considera como uno de los aspectos más importantes en la planificación del pozo, ya que un plan cuidadosamente trabajado provee a los ingenieros direccionales la capacidad para predecir el comportamiento de las herramientas y las posibles tendencias de cada BHA planeado.

La simulación o modelamiento de un BHA debe identificar la respuesta de cada BHA a las variaciones de los parámetros de operación como, WOB, ángulo de hueco, RPM, tasa de penetración y tendencias formacionales. De la misma manera, se obtiene la respuesta direccional a los parámetros de diseño de un BHA como, diámetro de estabilizadores, longitud de *drill collars*, y el *bend* del motor.

2.5.2.1 Índices Formacionales

Se denominan así a los valores adimensionales que identifican el comportamiento que tendrá un BHA al atravesar un determinada formación. Se calculan estos valores a través del software MaxBHA™, que a su vez utiliza parámetros como el peso sobre la broca y galonaje, y características del hoyo como su diámetro. La configuración del BHA también es un factor que influirá en el cálculo de los índices formacionales (Sperry Drilling, Halliburton, 2016).

2.5.3 Clasificación de los BHA Rotarios por su aplicación

Existen 3 principales tipos de BHA: Fulcrum, Empacado y Péndulo. Cada uno cumple sus funciones en las diferentes secciones del pozo, siendo estas: sección de construcción, sección tangencial y sección de declinación. Los diseños básicos más comunes utilizados en la perforación se pueden observar la Figura 20 (Economides et al., 1997).

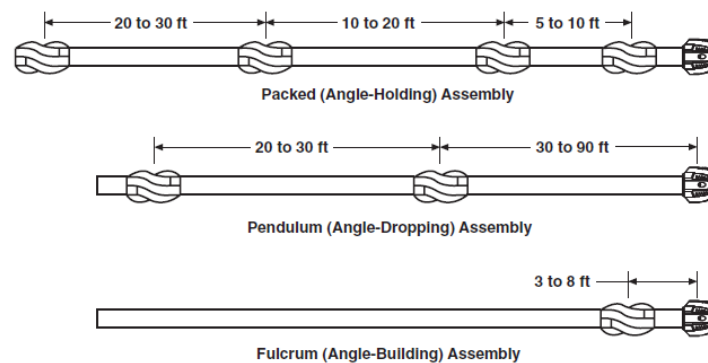


Figura 20: Diseños más comunes de BHA según su aplicación.

Fuente: (Economides et al., 1997)

2.5.3.1 Ensamblajes para construir inclinación (Tipo *Fulcrum*)

El BHA tipo Fulcrum se utiliza para perforar la sección de construcción e incrementar el ángulo de inclinación. Existe una distancia considerable entre el estabilizador cerca de la broca y el segundo estabilizador, esto permite al BHA ganar ángulo y construir.

La tasa de incremento de inclinación o *build-up rate* (BUR), es un factor que toma un valor máximo de 5°/100 pies (dentro de los rangos de seguridad). Si la tasa de curvatura del pozo es alta y ocurre a una profundidad somera, “ojos de llave” pueden formarse a medida que se perfora. Los “ojos de llave”, hace referencia al estado incorrecto del diámetro del pozo como consecuencia de una operación inapropiada (Economides et al., 1997).

A medida que la inclinación incrementa, resulta más fácil construir el ángulo. Por esta razón, que si se dispone de un sistema MWD se tomen *surveys*, cada parada durante la fase de *buildup*. Este procedimiento preventivo, permite al ingeniero direccional evitar *dog legs* no deseados e innecesarios. En caso de que la tasa de construcción aumente más rápido de lo normal se puede reducir el *weight-on-bit* para contrarrestar una alta desviación (Smith, 1996). Algunos ejemplos de ensamblajes tipo Fulcrum se aprecian en la Figura 21.

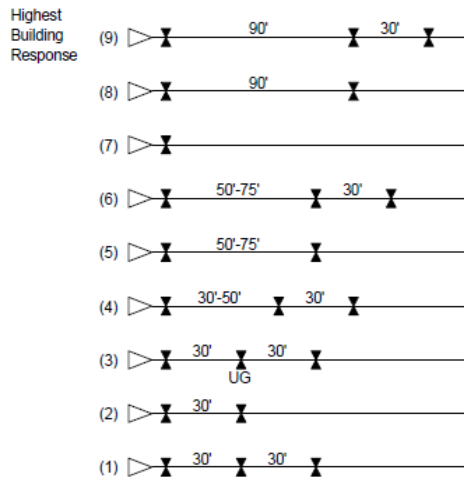
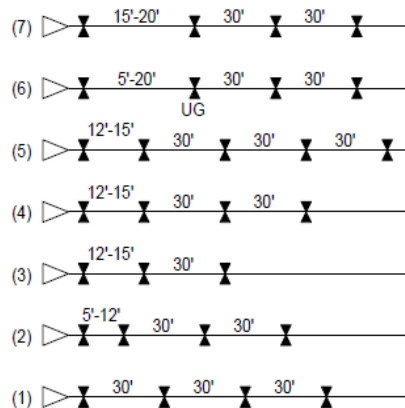


Figura 21: Posición de estabilizadores en BHA Tipo Fulcrum

Fuente: (Smith, 1996)

2.5.3.2 Ensamblajes para mantener inclinación (Tipo Empacado)

Este tipo de BHA debe ser rígido, lo cual ayudará a reducir la tendencia del ensamblaje a desviarse. En la práctica, sin embargo, se presencia cambios leves en la inclinación aun habiendo escogido un BHA apropiado (Smith, 1996). Se puede apreciar diferentes configuraciones de BHA Tipo Empacado en la Figura 22.



(2) Can Vary From Positive to Negative Tendency
 (1) Special Holding BHA to Achieve Positive Tendency

Figura 22: Posición de estabilizadores en BHA Tipo Empacado

Fuente: (Smith, 1996)

2.5.3.3 Ensamblajes para reducir inclinación (Tipo Péndulo)

Se caracterizan por no tener un estabilizador en el motor, provocando un efecto pendular en la sarta de perforación y permitiendo que el ángulo se reduzca teóricamente hasta 0 grados.

Se inicia la sección vertical con una configuración en la que se tiene un estabilizador cerca del motor, para alcanzar una tasa de declinación de 1° - 1.5° /100 pies. La tasa de declinación usualmente reduce más lentamente cuando la inclinación está entre 8° - 10° . Cuando se alcanza 2° , se considera que el pozo es vertical. Sin embargo, la inclinación debe seguir siendo monitoreada, para asegurar que esta no incremente.

Se tiene muy poco control sobre la dirección del pozo cuando se utiliza un BHA Tipo Péndulo. En ocasiones, el ensamblaje “camina” o toma otra dirección no deseada cuando se perfora la sección de declinación con una broca tricónica. El ingeniero direccional debe considerar un rango de tolerancia en la dirección del hueco para empezar la declinación. Se recomienda mantener las RPM altas para ayudar a la tasa de declinación (Smith, 1996). Se puede observar distintas posibles configuraciones de este tipo de BHA en la Figura 23.

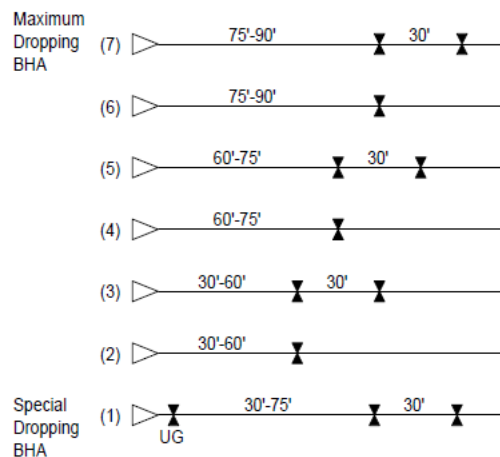


Figura 23: Posición de estabilizadores en BHA Tipo Péndulo

Fuente: (Smith, 1996)

2.5.3.4 Ensamblajes Híbridos

Los BHAs convencionales que usualmente se utilizan en las operaciones en el país no siguen estrictamente la configuración presentada anteriormente, sin embargo cumplen el mismo propósito de acuerdo a la litología del campo. Se denomina como BHA Híbrido a todos los conjuntos de herramientas que posteriormente se presentarán tanto de los utilizados en los pozos de estudio como los propuestos.

Se diseña un ensamblaje tipo fulcrum híbrido, cuando se tiene una formación que tiende a disminuir el ángulo de construcción y por lo tanto, se pretende contrarrestar este comportamiento al construir durante este tramo de la trayectoria. Posee dos estabilizadores: uno en el motor y uno detrás del motor. El estabilizador en el motor se encuentra a pocos pies de la broca y su diámetro es mayor al del estabilizador de la sarta. Se diseña un ensamblaje tipo pendular híbrido, cuando la tendencia de la formación es a construir o levantar el BHA y se desea contrarrestar estos efectos. Esta configuración posee, por lo general, un estabilizador en el motor que tiene menor diámetro que el resto de estabilizadores de sarta que se encuentran en el ensamblaje (Gallegos, 2013).

2.6 Sistema de Medición de Datos y Telemetría

2.6.1 Sistema MWD (*Measurement While Drilling*)

El Sistema de medición MWD fue diseñado con el propósito de obtener, en tiempo real, la evaluación de propiedades físicas, como la presión, temperatura y trayectoria. Esta información se transmite mediante un sistema de telemetría, que consiste en obtener datos mediante pulsos de lodo (Cevallos, 2010).

El Sistema MWD se compone de tres partes (Cevallos, 2010):

- **Sistema de Potencia:** Es una fuente de poder para el funcionamiento de la herramienta sin la necesidad de utilizar el lodo de perforación, denominado baterías.
- **Sistema de Telemetría.**
- **Sensores Direccionales:** Estos sensores muestran un arreglo de 3 magnetómetros y 3 acelerómetros. Los acelerómetros miden la componente “G” en sus tres ejes para calcular la inclinación. Los magnetómetros miden el campo magnético, esta medida combinada con la de los acelerómetros es usada para calcular el *azimuth*.

2.6.2 Parámetros medidos con MWD

La tecnología de los sistemas de medición en tiempo real se desarrolló para obtener las mediciones directas de algunos parámetros o bien, para el cálculo de otros en base a los datos obtenidos de la herramienta. Aun así, las mediciones y valores resultantes son de gran valor en su aplicación específica, ya sea mientras se perfora la trayectoria o si se ha llegado a la zona de hidrocarburo.

Se ha dividido los parámetros según su aplicación (Torres, 2008):

- Control durante la perforación
- Características Geológicas
- Detección de presiones

2.6.2.1 Control durante la Perforación

El monitoreo constante de los parámetros de la perforación precede a una operación exitosa, traducida en ahorro de tiempo y recursos. Entre las múltiples variables que se pueden encontrar durante el control de la perforación de un pozo constan, dirección (acimut), inclinación, peso sobre la broca (WOB), propiedades del fluido, rata de penetración, torque aplicado, temperatura y vibraciones (Cevallos, 2010).

2.6.2.2 Características Geológicas

Se realiza una evaluación de la litología y geología de subsuelo, a partir de la interpretación de los valores obtenidos mediante las herramientas de registros eléctricos los cuales pueden incluir rayos gamma, porosidad y resistividad (Cevallos, 2010).

2.6.2.3 Detección de Presiones

El conocimiento de la presión en subsuelo es de suma importancia durante la perforación de un pozo, ya que se puede evitar dañar las herramientas, o prever una emergencia como un *blow-out*, el cual se describe como un influjo de alto caudal y velocidad hacia superficie. Ya que no se puede medir la presión en tiempo real de forma directa, existen métodos a través de cuales se la obtiene, como (Torres, 2008):

- Densidad de las lutitas.
- Resistividad de las lutitas.
- Radioactividad (Rayos Gamma).

Estos métodos requieren de variables anteriormente mencionadas, entre las cuales se encuentra, Rata de Penetración (ROP, por sus siglas en inglés), WOB, RPM (revoluciones por minuto), características de la broca, peso del lodo, TVD, y resistividad de la roca.

A partir de las medidas de presión que se obtienen en fondo, se puede interpretar la hidráulica que está siendo usada, así se optimiza la operación de la perforación utilizando los diferentes sistemas de telemetría que la tecnología ofrece (Torres, 2008).

2.6.3 Sistema LWD (*Logging While Drilling*)

El Sistema LWD permite al departamento de ingeniería tener la información de los registros eléctricos y parámetros de perforación a fin de que se puedan tomar decisiones en tiempo real y corregir, de ser necesario, las variables que permitan la optimización de la operación. La información obtenida del perfilaje del pozo revela las características de la litología de las formaciones en las que se ha fijado el objetivo para extraer el hidrocarburo (Cevallos, 2010).

Los potenciales problemas que se pueden generar debido a la falta de información obtenida de los registros eléctricos son daño a la formación e invasión de lodo. Estos eventos se logran prevenir a partir de la evaluación de porosidad y la composición de la formación en la cercanía del pozo.

Entre las diferentes aplicaciones que tienen las mediciones obtenidas a través del LWD se encuentran: facilitar la elección de puntos de asentamiento de *casing*, detectar y cuantificar zonas potenciales de producción, identificar límites del fluido utilizado durante la operación de perforación (Cevallos, 2010).

2.6.4 Telemetría

La telemetría constituye un conjunto de sistemas que incluyen funciones de medición, transmisión y recepción de información a distancia. Sensores codifican y transmiten los datos obtenidos hasta una estación receptora, este proceso se denomina medición.

La información que se obtiene puede incluir datos de velocidad, presión, temperatura, flujo, etc. Las estaciones receptoras de datos telemétricos pueden ser móviles como fijas, las cuales se componen de receptores, grabadoras y equipo adecuado para el despliegue y análisis de información.

El sistema de telemetría consta de un sensor de medición, un codificador que permite llevar las lecturas del sensor a impulsos eléctricos y un radiotransmisor modulado con una antena. La información puede ser obtenida de manera análoga o digital (Torres, 2008).

2.6.4.1 Sistema de Telemetría Acústica

En un principio la transmisión de la información mediante la propagación de ondas acústicas a través de la tubería fue identificada como un potencial método de comunicación de alta velocidad. Este tipo de telemetría suministra adquisición de datos en tiempo real. El principio de funcionamiento se basa en la generación de energía acústica que es transmitida en tiempo real usando la pared de la tubería de la sarta como vía de transporte de la información. Múltiples sensores conforman el sistema y proveen presión y temperatura (Cevallos, 2010).

2.4.6.2 Sistema de Telemetría por Pulsos de Lodo

El sistema de pulsos de lodo utiliza para su funcionamiento un collar no magnético en el que se sitúa una sonda equipada con sensores que miden los parámetros codificados en sistema binario que posteriormente son enviados a superficie a través del fluido mediante una onda continua de pulsos de presión (Cevallos, 2010).

2.4.6.3 Survey Direccional

Es el registro de medidas direccionales que establecen la posición específica de un pozo según la actividad de perforación y de esta manera, define la trayectoria. Estas medidas o *survey* es determinado por medio de un desarrollo de cálculos en base a la información obtenida, que incluyen inclinación, dirección o azimut y profundidad (Cevallos, 2010).

CAPÍTULO III

ANÁLISIS COMPARATIVO Y ECONÓMICO

3.1 Software MaxBHA™

MaxBHA™ es un programa que es utilizado para analizar y diseñar configuraciones óptimas de los ensamblajes de perforación. El modelo estático del programa usa un algoritmo genérico recientemente desarrollado que resuelve las ecuaciones de Lubinski para los BHA. Comparado con los programas convencionales de BHA basados en elementos finitos, el nuevo algoritmo resuelve ecuaciones no lineares usando ecuaciones matemáticas de forma cerrada (Sperry Drilling, Halliburton, 2016).

3.1.1 Aplicaciones

Modelo estático:

- Calcular la tasa de equilibrio, índices de formación y fuerzas a lo largo del BHA.
- Determinar el diseño óptimo de un BHA, ubicación y diámetro de estabilizadores, y ubicación y ángulo del *bend* para un correcto desempeño del BHA.
- Corregir datos de *survey* alterados por la desalineación del BHA con respecto al pozo, ya que se obtiene la inclinación del sensor del sensor (BHA), y del pozo como tal.

Modelo dinámico:

- Calcular las velocidades rotarias críticas del BHA, ya que al ser muy altas pueden causar vibración excesiva y la falla de la herramienta.
- Calcular las velocidades rotarias críticas de la broca y estabilizadores las cuales pueden generar diferentes frecuencias de vibración que la de la rotación del BHA.

3.1.2 Proceso de cálculo y solución

La solución general fue desarrollada por Lubinski en 1950 para el modelo de la columna continua se puede expresar como se aprecia en la Figura 24, donde P_1 , P_2 , P_3 son variable, H' es la fuerza normal actuando en el lado izquierdo del segmento, W es el *weight-on-bit*, q es la unidad del peso de la sarta de perforación, y α es el ángulo de inclinación.

$$x(z) = P_1 + P_2 \times \cos\left(\sqrt{\frac{W}{EI}}z\right) + P_3 \times \sin\left(\sqrt{\frac{W}{EI}}z\right) + \frac{H'}{W}z + \frac{q \sin \alpha}{2W} \times z^2$$

Figura 24: Solución general a Ecuación de Lubinski

Fuente: (Sperry Drilling, Halliburton, 2016)

El nuevo algoritmo consiste en dividir una configuración de BHA complicada en segmentos independientes. Estos segmentos están unidos por componentes del BHA, como estabilizadores, *bends*, y cambios de diámetro de los tubulares o su rigidez. Se deriva las ecuaciones no lineales desde el segmento superior hasta el más cercano a la broca. Por iteración, se encuentra la fuerza lateral sobre la broca y la distancia desde la broca hasta el punto más lejano de contacto (Sperry Drilling, Halliburton, 2016).

3.2 Características de los BHA Utilizados en los Pozos de Estudio

Los ensamblajes de fondo utilizados en las operaciones de perforación de los pozos planteados para el estudio, son principalmente del tipo empacado híbrido y fulcrum híbrido, dependiendo de las formaciones que se pretenda atravesar y el efecto que estas tengan sobre los BHA.

Las configuraciones de ensamblajes con las que se trabajó, presentan variaciones de la posición de los puntos de apoyo o estabilizadores, con el fin de contrarrestar los efectos adversos de las formaciones, ya sea al construir o mantener inclinación, evitando principalmente que la trayectoria se desvíe y cause otros problemas. Las principales secciones analizadas en los pozos son de 16", 12 ¼" y 8 ½".

3.2.1 Pozo 1

3.2.1.1 Sección de 16"

Se utilizó el BHA N°3 diseñado para construir en la sección de 16". Este fue un ensamblaje para realizar *Nudge*, y atravesar formaciones someras hasta alcanzar 52.2° de inclinación y 135.3° de *azimuth*, con un *dog leg* de 1.2°/100 ft. Utilizado para mantener inclinación y dirección hasta el punto de asentamiento de casing de 13 3/8" a 6666 pies. La configuración del BHA se muestra en la Tabla 1 y los parámetros de perforación utilizados en esta sección se presentan en la Tabla 2.

Tabla 1: Componentes del BHA N°3 - Pozo 1.

Herramienta	OD (in)	ID (in)	Gauge (in)	Longitud (ft)	Ubicación (ft)
16" Broca PDC	9,010	3,250	16,000	1,41	0,00
9 5/8" Motor (Lóbulos 6/7, 5 etapas)	9,625	6,212		29,00	
15 3/4" Estabilizador Flex Sub con Float Valve	8,020	7,380	15,750	2,99	4,43
14 3/4" Estabilizador Collar con Sistema MWD	8,020	3,000	14,750	6,14	36,10
Orientador UBHO	8,000	2,810		2,56	
X-Over	7,350	3,000		1,51	
5" HWDP (x40)	5,000	3,000		1193,23	
6 1/2" Drilling Jar	6,500	2,750		32,02	
5" HWDP (x6)	5,000	3,000		181,05	
X-Over Sub	6,800	3,000		1,65	

Fuente: (Sperry Drilling, Halliburton, 2019).

Elaborado por: Zurita, 2020.

Tabla 2: Parámetros de perforación del BHA N°3 - Pozo 1.

Parámetro	Valor
WOB Promedio (Klbs)	16
RPM Promedio	57
Torque (lb-ft)	3000-18000
Tasa de flujo máxima (gpm)	400-1050

Fuente: (Sperry Drilling, Halliburton, 2019).

Elaborado por: Zurita, 2020.

3.2.1.2 Sección de 12 ¼"

Se utilizó el BHA N°4 el cual era un ensamblaje para mantener inclinación y dirección (52.2° Inc. – 135.5° Azi.) hasta el punto de asentamiento de casing 9 5/8" (10 ft dentro de formación Tena). El BHA se configuró como se muestra en la Tabla 3 y se presentan los parámetros de perforación utilizados en la Tabla 4.

Tabla 3: Componentes del BHA N°4 - Pozo 1.

Herramienta	OD (in)	ID (in)	Gauge (in)	Longitud (ft)	Ubicación (ft)
12 ¼" Broca PDC	8,720	3,000	12,250	0,98	0,00
8" Motor (Lóbulos 6/7, 4 etapas)	8,000	5,250		26,16	
12" Estabilizador			12,000		3,14
Flex Sub con Float Valve	8,000	5,625		4,03	
11 ¾" Estabilizador	8,050	2,875	11,750	8,08	34,99
X-Over	7,810	3,000		1,84	
Conversion Sub	7,880	3,000		1,65	
PWD	8,000	1,920		4,78	
Collar HCIM	8,000	1,920		7,79	
SHOC con MWD	7,720	3,250		16,06	
X-Over	7,350	3,000		1,51	
5" HWDP (x40)	5,000	3,000		1193,23	
6 1/2" Drilling Jar	6,500	2,500		32,02	
5" HWDP (x6)	5,000	3,000		181,05	

Fuente: (Sperry Drilling, Halliburton, 2019).

Elaborado por: Zurita, 2020.

Tabla 4: Parámetros de perforación del BHA N°4 - Pozo 1.

Parámetro	Valor
WOB Promedio (Klbs)	16
RPM Promedio	57
Torque (lb-ft)	3000-18000
Tasa de flujo máxima (gpm)	500-930

Fuente: (Sperry Drilling, Halliburton, 2019).

Elaborado por: Zurita, 2020.

3.2.1.3 Sección de 8 ½"

Esta sección se construyó con el BHA N°5, ensamblaje para mantener inclinación y dirección hasta interceptar arenisca M1 (objetivo principal) donde se asentará Liner de 7". La configuración del BHA se muestra en la Tabla 5 y los parámetros de perforación utilizados se detallan en la Tabla 6.

Tabla 5: Componentes del BHA N°5 - Pozo 1.

Herramienta	OD (in)	ID (in)	Gauge (in)	Longitud (ft)	Ubicación (ft)
8 ½" Broca PDC	6,750	3,000	8,500	0,95	0,00
6 ¾" Motor (Lóbulos 6/7, 5 etapas)	6,750	4,498		25,11	
8 1/8" Estabilizador			8,125		3,79
Flex Float Sub / Float Valve	6,718	5,060		2,83	
8" Estabilizador	6,812	2,810	8,000	5,24	31,16
X-Over	6,750	2,810		1,87	
Collar DGR	6,750	1,920		4,55	
Conversion Sub	6,750	3,000		2,02	
8 ¼" Estabilizador	6,750	3,000	8,250	2,11	43,97
Collar ADR	6,750	1,920		24,34	
8 ¼" Estabilizador	6,750	1,920	8,250	18,39	75,22
Collar CTN	6,750	1,905		11,83	
Collar con Sistema MWD	6,875	3,250		15,56	
5" HWDP (x36)	5,000	3,000		1072,08	
6 1/2" Drilling Jar	6,500	2,750		32,02	
5" HWDP (x4)	5,000	3,000		121,15	

Fuente: (Sperry Drilling, Halliburton, 2019).

Elaborado por: Zurita, 2020.

Tabla 6: Parámetros de perforación del BHA N°5 - Pozo 1.

Parámetro	Valor
WOB Promedio (Klbs)	16
RPM Promedio	54
Torque (lb-ft)	20000-22000
Tasa de flujo máxima (gpm)	483

Fuente: (Sperry Drilling, Halliburton, 2019).

Elaborado por: Zurita, 2020.

3.2.2 Pozo 2

3.2.2.1 Sección de 16"

Para esta sección del pozo se utilizó el BHA N°3. Ensamblaje para continuar perforando esta sección después de un corto tramo vertical y construir inclinación desde 0° hasta 54° alcanzando un *dog leg* de 1.2°/100 ft. La configuración de BHA está dada como se muestra

en la Tabla 7 y se presentan los parámetros de perforación utilizados con este BHA en la Tabla 8.

Tabla 7: Componentes del BHA N°3 - Pozo 2.

Herramienta	OD (in)	ID (in)	Gauge (in)	Longitud (ft)	Ubicación (ft)
16" Broca PDC	9,000	3,000	16,000	1,58	0,00
9 5/8" Motor (Lóbulos 3/4, 6 etapas)	9,625	6,212		28,99	
15 3/4" Estabilizador			15,750		3,83
Flex Float Sub	8,030	2,875		2,96	
14 3/4" Estabilizador	8,080	2,875	14,750	7,92	37,23
Collar con Sistema MWD	8,100	3,310		32,41	
Orientador UBHO	8,125	2,930		2,28	
X-Over	8,000	2,750		2,05	
5" HWDP (x30)	5,000	3,000		920,18	
6 1/2" Drilling Jar	6,500	2,500		32,18	
5" HWDP (x8)	5,000	3,000		245,18	

Fuente: (Sperry Drilling, Halliburton, 2019).

Elaborado por: Zurita, 2020.

Tabla 8: Parámetros de perforación del BHA N°3 - Pozo 2.

Parámetro	Valor
WOB Promedio (Klbs)	17
RPM Promedio	70
Torque (lb-ft)	3000-18000
Tasa de flujo máxima (gpm)	944

Fuente: (Sperry Drilling, Halliburton, 2019).

Elaborado por: Zurita, 2020.

Debido a que se realizó un viaje de limpieza, se sacó el BHA N°3 y se bajó el BHA N°4 con diferente motor, con este ensamblaje se perforó hasta el punto de asentamiento de casing y se llega construyendo con inclinación de 54° y 186° azimut. El ensamblaje fue armado como se muestra en la Tabla 9, mientras que la Tabla 10 detalla los parámetros utilizados con este BHA.

Tabla 9: Componentes del BHA N°4 - Pozo 2.

Herramienta	OD (in)	ID (in)	Gauge (in)	Longitud (ft)	Ubicación (ft)
16" Broca PDC	9,000	3,000	16,000	1,58	0,00
9 5/8" Motor (Lóbulos 3/4, 6 etapas)	9,625	6,212		28,99	
15 3/4" Estabilizador			15,750		4,41
Flex Float Sub	8,030	2,875		2,96	
14 3/4" Estabilizador	8,080	2,875	14,750	7,92	37,17
Collar con Sistema MWD	8,100	3,310		32,41	
X-Over	8,000	2,750		2,05	
5" HWDP (x30)	5,000	3,000		920,18	
6 1/2" Drilling Jar	6,500	2,500		32,18	
5" HWDP (x8)	5,000	3,000		245,18	

Fuente: (Sperry Drilling, Halliburton, 2019).

Elaborado por: Zurita, 2020.

Tabla 10: Parámetros de perforación del BHA N°4 - Pozo 2.

Parámetro	Valor
WOB Promedio (Klbs)	20
RPM Promedio	71
Tasa de flujo máxima (gpm)	995

Fuente: (Sperry Drilling, Halliburton, 2019).

Elaborado por: Zurita, 2020.

3.2.2.2 Sección de 12 1/4"

En esta sección se utilizó el BHA N°5, con este ensamblaje se mantiene la tangente a través de la sección, y evita alto *dog leg*, además rota lo máximo posible para obtener un buen desempeño. La configuración de este ensamblaje se presenta en la Tabla 11 y se presentan los parámetros de perforación utilizados con este ensamblaje en la Tabla 12.

Tabla 11: Componentes del BHA N°5 - Pozo 2.

Herramienta	OD (in)	ID (in)	Gauge (in)	Longitud (ft)	Ubicación (ft)
12 ¼" Broca PDC	8,000	2,750	12,250	1,12	0,00
8" Motor (Lóbulos 6/7, 5 etapas)	8,000	5,250		29,57	
12" Estabilizador			12,000		3,25
Flex Sub	8,000	2,750		4,08	
11 ¾" Estabilizador	8,000	2,812	11,750	5,80	37,12
X-Over	8,000	3,000		1,69	
Conversion Sub	8,000	1,920		2,07	
PWD	8,000	2,375		4,28	
HCIM	8,000	2,375		7,82	
Collar con Sistema MWD	8,000	4,050		15,73	
X-Over	8,000	2,875		2,05	
5" HWDP (x37)	5,000	3,000		1134,69	
6 1/2" Drilling Jar	6,500	2,500		32,18	
5" HWDP (x4)	5,000	3,000		123,20	

Fuente: (Sperry Drilling, Halliburton, 2019).

Elaborado por: Zurita, 2020.

Tabla 12: Parámetros de perforación del BHA N°5 - Pozo 2.

Parámetro	Valor
WOB Promedio (Klbs)	14
RPM Promedio	72
Tasa de flujo máxima (gpm)	865

Fuente: (Sperry Drilling, Halliburton, 2019).

Elaborado por: Zurita, 2020.

Debido a que se presenta una alta presión durante el viaje de limpieza del BHA anterior, se cambia al BHA N°6, ensamblaje para mantener inclinación en la sección tangencial, y trayectoria lo más ajustado posible al plan, buscando siempre el máximo desempeño, así el ensamblaje está conformado como explica la Tabla 13 y los parámetros de perforación utilizados se detallan en la Tabla 14.

Tabla 13: Componentes del BHA N°6 - Pozo 2.

Herramienta	OD (in)	ID (in)	Gauge (in)	Longitud (ft)	Ubicación (ft)
12 ¼" Broca PDC	8,000	2,750	12,250	1,12	0,00
8" Motor (Lóbulos 6/7, 4 etapas)	8,000	5,250		26,23	8,31
12" Estabilizador			12,000		2,78
Flex Sub	8,000	2,750		4,08	
11 ¾" Estabilizador	8,000	2,812	11,750	5,80	33,78
X-Over	8,000	3,000		1,85	
Conversion Sub	8,000	1,920		2,01	
PWD	8,000	2,375		4,43	
HCIM	8,000	2,375		4,92	
Collar con Sistema MWD	8,000	4,050		15,91	
X-Over	8,000	2,875		2,05	
5" HWDP (x37)	5,000	3,000		1134,69	
6 1/2" Drilling Jar	6,500	2,500		32,18	
5" HWDP (x4)	5,000	3,000		123,20	

Fuente: (Sperry Drilling, Halliburton, 2019).

Elaborado por: Zurita, 2020..

Tabla 14: Parámetros de perforación del BHA N°6 - Pozo 2.

Parámetro	Valor
WOB Promedio (Klbs)	20
RPM Promedio	63
Tasa de flujo máxima (gpm)	775

Fuente: (Sperry Drilling, Halliburton, 2019).

Elaborado por: Zurita, 2020.

3.2.2.3 Sección de 8 ½"

En esta sección se utiliza el BHA N°8 con el propósito de mantener la inclinación y llegar al objetivo. La configuración de este ensamblaje se muestra en la Tabla 15 y sus respectivos parámetros en la Tabla 16.

Tabla 15: Componentes del BHA N°8 - Pozo 2.

Herramienta	OD (in)	ID (in)	Gauge (in)	Longitud (ft)	Ubicación (ft)
8 ½" Broca PDC	6,000	3,000	8,500	1,09	0,00
6 ¾" Motor (Lóbulos 6/7, 5 etapas)	6,750	4,498		24,81	
8 ¼" Estabilizador			8,250		3,91
Flex Float Sub	6,680	3,000		2,72	
X-Over	6,750	3,000		1,83	
Conversion Sub	6,750	3,000		2,02	
Collar PWD	6,750	1,905		4,38	
8 ¼" Estabilizador	6,750	3,000	8,250	2,12	38,22
Collar DGR	6,750	1,920		4,55	
Collar EWR	6,750	2,000		12,11	
Collar HCIM	6,750	1,920		6,85	
X-Over	6,750	2,820		3,38	
8 ¼" Estabilizador			8,250		72,16
Collar CTN	6,750	1,905		11,81	
Collar con Sistema MWD	6,600	2,875		15,38	
5" HWDP (x24)	5,000	3,000		736,06	
6 1/2" Drilling Jar	6,500	2,500		32,18	
5" HWDP (x2)	5,000	3,000		61,29	

Fuente: (Sperry Drilling, Halliburton, 2019).

Elaborado por: Zurita, 2020.

Tabla 16: Parámetros de perforación del BHA N°8 - Pozo 2.

Parámetro	Valor
WOB Promedio (Klbs)	14
RPM Promedio	68
Tasa de flujo máxima (gpm)	472

Fuente: (Sperry Drilling, Halliburton, 2019).

Elaborado por: Zurita, 2020.

3.2.3 Pozo 3

3.2.3.1 Sección de 16"

Esta sección fue construida con el BHA N°3 el cual era un ensamblaje para realizar *Nudge* con un *dog leg* de 1 hasta alcanzar 3.5° de inclinación y volver a perforar verticalmente.

Luego realizar KOP hasta alcanzar 56° y llegar a punto de asentamiento de casing. La configuración de este ensamblaje se encuentra en la Tabla 17 y los parámetros de perforación utilizados con este BHA se presentan en la Tabla 18.

Tabla 17: Componentes del BHA N°3 - Pozo 3.

Herramienta	OD (in)	ID (in)	Gauge (in)	Longitud (ft)	Ubicación (ft)
16" Broca PDC	9,720	3,000	16,000	1,59	0
9 5/8" Motor (Lóbulos 6/7, 5 etapas)	9,625	6,135		29,77	
15 3/4" Estabilizador Flex Sub con Float Valve	7,969	3,188	15,750	2,99	4,60
14 3/4" Estabilizador	8,000	3,000	14,750	6,21	37,03
Collar GWD	8,000	3,250		25,81	
Collar HCIM	8,000	1,920		11,65	
SHOC	7,580	3,250		15,50	
Orientador UBHO	8,000	2,813		2,57	
X-Over	8,000	2,750		1,48	
5" HWDP (x40)	5,000	3,000		1197,56	
6 1/2" Drilling Jar	6,500	2,500		33,02	
5" HWDP (x5)	5,000	3,000		150,88	
X-Over Sub	3,000	2,750		1,65	

Fuente: (Sperry Drilling, Halliburton, 2019).

Elaborado por: Zurita, 2020.

Tabla 18: Parámetros de perforación del BHA N°3 - Pozo 3.

Parámetro	Valor
WOB Promedio (Klbs)	12
RPM Promedio	61
Torque (lb-ft)	4000-15000
Tasa de flujo máxima (gpm)	980

Fuente: (Sperry Drilling, Halliburton, 2019).

Elaborado por: Zurita, 2020.

Debido a la finalización de interferencia magnética se sacó el BHA N°3 y se cambió al BHA N°4. Este ensamblaje es utilizado para construir inclinación hasta alcanzar 56° y *dog leg* de 1.3° y llegar al punto de asentamiento de casing de 13 3/8", este BHA estaba

conformado por las herramientas detalladas en la Tabla 19. Se muestran los parámetros utilizados en la Tabla 20.

Tabla 19: Componentes del BHA N°4 - Pozo 3.

Herramienta	OD (in)	ID (in)	Gauge (in)	Longitud (ft)	Ubicación (ft)
16" Broca PDC	9,720	3,000	16,000	1,59	0,00
9 5/8" Motor (Lóbulos 6/7, 5 etapas)	9,625	6,135		29,77	
15 3/4" Estabilizador			15,750		4,60
Flex Sub con Float Valve	7,969	3,188		2,99	
14 3/4" Estabilizador	8,000	3,000	14,750	6,21	37,03
Collar con Sistema 1200 MWD	7,760	3,310		32,13	
X-Over	8,000	2,750		1,48	
5" HWDP (x40)	5,000	3,000		1197,56	
6 1/2" Drilling Jar	6,500	2,500		33,02	
5" HWDP (x5)	5,000	3,000		150,88	
X-Over Sub	3,000	2,750		1,65	

Fuente: (Sperry Drilling, Halliburton, 2019).

Elaborado por: Zurita, 2020.

Tabla 20: Parámetros de perforación del BHA N°4 - Pozo 3.

Parámetro	Valor
WOB Promedio (Klbs)	19
RPM Promedio	71
Torque (lb-ft)	14000-19000
Tasa de flujo máxima (gpm)	1050

Fuente: (Sperry Drilling, Halliburton, 2019).

Elaborado por: Zurita, 2020.

3.2.3.2 Sección de 12 1/4"

Se construyó con el BHA N°5, se diseñó este ensamblaje para perforar la sección tangencial de 12 1/4", pero debido a la alta presión levantando, solo logró perforar pocos pies, este ensamblaje estaba conformado como se presenta en la Tabla 21 y en la Tabla 22 se detallan los parámetros de perforación utilizados.

Tabla 21: Componentes del BHA N°5 - Pozo 3.

Herramienta	OD (in)	ID (in)	Gauge (in)	Longitud (ft)	Ubicación (ft)
12 ¼" Broca PDC	8,000	3,000	12,250	1,31	0,00
8" Motor (Lóbulos 6/7, 4 etapas)	8,000	5,250		26,22	
11 7/8" Estabilizador Flex Sub con Float Valve			11,875		3,97
	7,969	3,188		4,08	
11 ¾" Estabilizador	7,980	2,750	11,750	6,05	33,89
X-Over	8,000	3,000		1,83	
Conversion Sub	8,040	3,000		2,07	
PWD	8,000	1,920		4,27	
Collar HCIM	8,000	1,920		7,72	
Collar con Sistema MWD	7,580	3,250		15,50	
X-Over	8,000	2,750		1,48	
5" HWDP (x48)	5,000	3,000		1437,39	
6 1/2" Drilling Jar	6,500	2,500		33,02	
5" HWDP (x2)	5,000	3,000		60,21	
X-Over	3,000	2,750		1,65	

Fuente: (Sperry Drilling, Halliburton, 2019).

Elaborado por: Zurita, 2020.

Tabla 22: Parámetros de perforación del BHA N°5 - Pozo 3.

Parámetro	Valor
WOB Promedio (Klbs)	12
RPM Promedio	63
Torque (lb-ft)	14000-19000
Tasa de flujo máxima (gpm)	713

Fuente: (Sperry Drilling, Halliburton, 2019).

Elaborado por: Zurita, 2020.

Como se mencionó anteriormente, debido a la alta presión presentada se cambió al BHA N°6, que era un ensamblaje para perforar la sección tangencial de 12 ¼" y mantener inclinación en 56° y 21.84° de azimut. Este ensamblaje estaba configurado de la siguiente manera (Tabla 23). Los parámetros de perforación utilizados en este BHA se detallan en la Tabla 24.

Tabla 23: Componentes del BHA N°6 - Pozo 3.

Herramienta	OD (in)	ID (in)	Gauge (in)	Longitud (ft)	Ubicación (ft)
12 ¼" Broca PDC	8,000	3,000	12,250	1,31	0,00
8" Motor (Lóbulos 6/7, 4 etapas)	8,000	5,250		26,22	
11 7/8" Estabilizador Flex Sub con Float Valve			11,875		3,97
	7,969	3,188		4,08	
11 ¾" Estabilizador	7,980	2,750	11,750	6,05	33,89
X-Over	8,000	3,000		1,83	
Conversion Sub	8,040	3,000		2,07	
PWD	8,000	1,920		4,27	
Collar HCIM	8,000	1,920		7,72	
Collar con Sistema MWD	7,580	3,250		15,50	
X-Over	8,000	2,750		1,48	
5" HWDP (x48)	5,000	3,000		1437,39	
6 1/2" Drilling Jar	6,500	2,500		33,02	
5" HWDP (x2)	5,000	3,000		60,21	
X-Over	3,000	2,750		1,65	

Fuente: (Sperry Drilling, Halliburton, 2019).

Elaborado por: Zurita, 2020.

Tabla 24: Parámetros de perforación del BHA N°6 - Pozo 3.

Parámetro	Valor
WOB Promedio (Klbs)	16
RPM Promedio	59
Torque (lb-ft)	18000-22000
Tasa de flujo máxima (gpm)	803

Fuente: (Sperry Drilling, Halliburton, 2019).

Elaborado por: Zurita, 2020.

3.2.3.3 Sección de 8 ½"

Para esta sección se utilizó el BHA N°8, ensamblaje utilizado para alcanzar inclinación de 56°, de acuerdo al plan y posteriormente tumbar 1°/100 ft y llegar a los objetivos previamente establecidos, siendo las areniscas M1 y U Inferior, así este ensamblaje estaba conformado por las herramientas presentadas en la Tabla 25 y se presentan los parámetros de perforación en la Tabla 26.

Tabla 25: Componentes del BHA N°8 - Pozo 3.

Herramienta	OD (in)	ID (in)	Gauge (in)	Longitud (ft)	Ubicación (ft)
8 ½" Broca PDC	6,750	3,000	8,500	0,82	0,00
6 ¾" Motor (Lóbulos 6/7, 5 etapas)	6,750	4,498		24,87	
8 ¼" Estabilizador			8,250		3,72
Flex Float Sub	6,680	2,750		2,82	
8" Estabilizador	6,750	2,750	8,000	5,57	30,91
X-Over	6,750	2,810		1,88	
Collar DGR	6,750	1,920		4,54	
Conversion Sub	6,750	3,000		2,02	
8 ¼" Estabilizador	6,750	3,000	8,250	2,14	43,92
Collar ADR	6,750	1,920		24,34	
8 ¼" Estabilizador	6,750	1,920	8,250	16,23	75,20
Collar CTN	6,750	1,905		11,84	
Collar XBAT	6,750	1,905		22,15	
Collar con Sistema MWD	6,875	3,250		15,47	
5" HWDP (x39)	5,000	3,000		1167,73	
6 1/2" Drilling Jar	6,500	2,750		33,02	
5" HWDP (x2)	5,000	3,000		59,65	

Fuente: (Sperry Drilling, Halliburton, 2019).

Elaborado por: Zurita, 2020.

Tabla 26: Parámetros de perforación del BHA N°8 - Pozo 3.

Parámetro	Valor
WOB Promedio (Klbs)	16
RPM Promedio	55
Torque (lb-ft)	16000-29000
Tasa de flujo máxima (gpm)	441

Fuente: (Sperry Drilling, Halliburton, 2019).

Elaborado por: Zurita, 2020.

3.2.4 Pozo 4

3.2.4.1 Sección de 16"

Esta sección fue construida con el BHA N°2 que era un ensamblaje para dar inicio a la inclinación con un *dog leg* de 1°/100 ft. Además, permite mantener la sección tangencial y

dirección hasta punto de asentamiento de casing 13 3/8". Este ensamblaje estaba compuesto como se indica en la Tabla 27 , y sus parámetros se muestran en la Tabla 28.

Tabla 27: Componentes del BHA N°2 - Pozo 4.

Herramienta	OD (in)	ID (in)	Gauge (in)	Longitud (ft)	Ubicación (ft)
16" Broca PDC	9,000	3,000	16,000	1,18	0,00
9 5/8" Motor (Lóbulos 6/7, 5 etapas)	9,625	6,212		29,03	
15 3/4" Estabilizador			15,750		4,23
Flex Sub con Float Valve	9,625	7,938		2,97	
Pony Collar	8,000	3,063		3,60	
14 3/4" Estabilizador	8,000	3,093	14,750	5,47	38,91
HOC con MWD	8,000	3,250		32,40	
Orientador UBHO	8,250	2,406		3,60	
X-Over	8,250	2,750		2,58	
5" HWDP (x33)	5,000	3,000		1003,39	
6 1/2" Martillo	6,500	2,500		30,44	
5" HWDP (x3)	5,000	3,000		90,70	

Fuente: (Sperry Drilling, Halliburton, 2019).

Elaborado por: Zurita, 2020.

Tabla 28: Parámetros de perforación del BHA N°2 - Pozo 4.

Parámetro	Valor
WOB Promedio (Klbs)	8
RPM Promedio	69
Tasa de flujo máxima (gpm)	958

Fuente: (Sperry Drilling, Halliburton, 2019).

Elaborado por: Zurita, 2020.

Se retiró BHA N°2 por horas acumuladas en operación y debido a la culminación de interferencia magnética, se retiró el UBHO y se utilizó el BHA N°3 que fue utilizado para construir inclinación con *dog leg* de 1°/100 ft y mantener dirección e inclinación hasta llegar a punto de asentamiento de casing de 13 3/8". El ensamblaje estaba formado como se muestra en la Tabla 29, y se detallan los parámetros de perforación utilizados en la Tabla 30.

Tabla 29: Componentes del BHA N°3 - Pozo 4.

Herramienta	OD (in)	ID (in)	Gauge (in)	Longitud (ft)	Ubicación (ft)
16" Broca PDC	9,000	3,000	16,000	1,18	0,00
9 5/8" Motor (Lóbulos 6/7, 5 etapas)	9,625	6,212	0,000	29,03	
15 3/4" Estabilizador			15,750		4,23
Flex Sub con Float Valve	9,625	7,938		2,97	
Pony Collar	8,000	3,063		3,60	
14 3/4" Estabilizador	8,000	3,093	14,750	5,47	38,91
HOC con MWD	8,000	3,250		32,40	
X-Over	8,250	2,750		2,58	
5" HWDP (x33)	5,000	3,000		1003,39	
6 1/2" Martillo	6,500	2,500		30,44	
5" HWDP (x3)	5,000	3,000		90,70	

Fuente: (Sperry Drilling, Halliburton, 2019).

Elaborado por: Zurita, 2020.

Tabla 30: Parámetros de perforación del BHA N°3 - Pozo 4.

Parámetro	Valor
WOB Promedio (Klbs)	14
RPM Promedio	67
Tasa de flujo máxima (gpm)	943

Fuente: (Sperry Drilling, Halliburton, 2019).

Elaborado por: Zurita, 2020.

3.2.4.2 Sección de 12 1/4"

Se construyó esta sección con el BHA N°5. Es un ensamblaje para mantener dirección y alcanzar 67° de inclinación con 1.2°/100 ft de *dogleg*. Este BHA está conformado por las herramientas presentadas en la Tabla 31. Además, se detallan los parámetros de perforación en la Tabla 32.

Tabla 31: Componentes del BHA N°5 - Pozo 4.

Herramienta	OD (in)	ID (in)	Gauge (in)	Longitud (ft)	Ubicación (ft)
12 ¼" Broca PDC	8,000	3,000	12,250	1,17	0,00
8" Motor (Lóbulos 6/7, 4 etapas)	8,000	5,250		26,27	
11 ¾" Estabilizador			11,750		3,32
Flex Sub con Float Valve	8,000	5,625		4,10	
11 ¼" Estabilizador	8,125	2,625	11,250	8,04	35,37
Collar con Sistema MWD	8,000	3,250		32,40	
X-Over	8,250	2,750		2,58	
5" HWDP (x39)	5,000	3,000		1184,55	
6 1/2" Drilling Jar	6,500	2,500		30,44	
5" HWDP (x3)	5,000	3,000		90,57	

Fuente: (Sperry Drilling, Halliburton, 2019).

Elaborado por: Zurita, 2020.

Tabla 32: Parámetros de perforación del BHA N°5 - Pozo 4.

Parámetro	Valor
WOB Promedio (Klbs)	18
RPM Promedio	54
Tasa de flujo máxima (gpm)	751

Fuente: (Sperry Drilling, Halliburton, 2019).

Elaborado por: Zurita, 2020.

Debido a que se experimentó atrapamiento de la sarta, se levantó el BHA N°5, y se baja el BHA N°6, ensamblaje para alcanzar 67.41° de inclinación con 1.2°/100 ft de *dog leg* hasta llegar a punto de asentamiento de casing 9 5/8". Este BHA se compone de las siguientes herramientas, como se muestra en la Tabla 33. Los parámetros usados en la perforación con este BHA se encuentran en la Tabla 34.

Tabla 33: Componentes del BHA N°6 - Pozo 4.

Herramienta	OD (in)	ID (in)	Gauge (in)	Longitud (ft)	Ubicación (ft)
12 ¼" Broca PDC	8,000	3,000	12,250	1,17	0,00
8" Motor (Lóbulos 6/7, 4 etapas)	8,000	5,250		26,27	
11 ¾" Estabilizador			11,750		3,32
Flex Sub con Float Valve	8,000	5,625		4,10	
11 ¼" Estabilizador	8,125	2,625	11,250	8,04	35,37
Collar con Sistema MWD	8,000	3,250		32,40	
X-Over	8,250	2,750		2,58	
5" HWDP (x39)	5,000	3,000		1184,55	
6 1/2" Drilling Jar	6,500	2,500		30,44	
5" HWDP (x3)	5,000	3,000		90,57	

Fuente: (Sperry Drilling, Halliburton, 2019).

Elaborado por: Zurita, 2020.

Tabla 34: Parámetros de perforación del BHA N°6 - Pozo 4

Parámetro	Valor
WOB Promedio (Klbs)	26
RPM Promedio	61
Tasa de flujo máxima (gpm)	764

Fuente: (Sperry Drilling, Halliburton, 2019).

Elaborado por: Zurita, 2020.

3.2.4.3 Sección de 8 ½"

El ensamblaje N°8 fue empleado para continuar con la inclinación y dirección adquiridas por el BHA previo, hasta la formación M-1. Se redujo inclinación a razón de un *dog leg* de 1°/100 ft hasta la arenisca U Inferior y se siguió perforando hasta que se llegó al punto de colgamiento del liner de 7". El ensamblaje se compone de las herramientas detalladas en la Tabla 35 y se detallan los parámetros utilizados por este BHA en la Tabla 36.

Tabla 35: Componentes del BHA N°8 - Pozo 4.

Herramienta	OD (in)	ID (in)	Gauge (in)	Longitud (ft)	Ubicación (ft)
8 ½" Broca PDC	6,500	2,000	8,500	0,81	0,00
6 ¾" Motor (Lóbulos 6/7, 5 etapas)	6,750	4,498		24,75	7,34
8 ¼" Estabilizador			8,250		3,63
Flex Sub / Float Valve	6,750	5,063		2,84	
7 ½" Estabilizador	6,688	3,000	7,500	4,35	30,25
X-Over	6,750	3,000		1,84	
Collar DGR	6,750	1,920		4,54	
Collar EWR	6,750	2,000		12,10	
Collar HCIM	6,750	1,920		6,85	
X-Over	6,750	3,000		1,87	
8 ¼" Estabilizador	6,750	1,920	8,250	14,38	66,30
Collar CTN	6,750	1,905		11,84	
Collar XBAT	6,750	1,905		22,18	
Collar con Sistema MWD	6,640	4,456		15,50	
5" HWDP (x42)	5,000	3,000		1274,58	
6 1/2" Drilling Jar	6,500	2,500		29,70	
5" HWDP (x3)	5,000	3,000		90,57	

Fuente: (Sperry Drilling, Halliburton, 2019).

Elaborado por: Zurita, 2020.

Tabla 36: Parámetros de perforación del BHA N°8 - Pozo 4.

Parámetro	Valor
WOB Promedio (Klbs)	21
RPM Promedio	69
Tasa de flujo máxima (gpm)	537

Fuente: (Sperry Drilling, Halliburton, 2019).

Elaborado por: Zurita, 2020.

3.2.5 Pozo 5

3.2.5.1 Sección de 16"

Para esta sección del pozo se utilizó el BHA N°3. Ensamblaje para realizar Kick-off, construir inclinación con dogleg de 1.25°/100 ft hasta 20° y 100° de azimut. Se pretende mantener tangente y ajustar la trayectoria al plan, lo mejor posible. El BHA se conforma

como se indica en la Tabla 37. Se muestran los parámetros utilizados por este BHA en la Tabla 38.

Tabla 37: Componentes del BHA N°3 - Pozo 5.

Herramienta	OD (in)	ID (in)	Gauge (in)	Longitud (ft)	Ubicación (ft)
16" Broca PDC	9,250	3,250	16,000	1,08	0,00
9 5/8" Motor (Lóbulos 3/4, 6 etapas)	9,625	6,212		29,96	
15 3/4" Estabilizador			15,750		4,05
Flex Sub con Float Valve	9,650	4,000		3,02	
15" Estabilizador	7,980	3,063	15,000	6,66	36,58
HOC con MWD	7,750	3,250		32,24	
Orientador	8,160	2,375		3,50	
X-Over	8,438	3,000		3,55	
5" HWDP (x40)	5,000	3,000		739,87	
6 1/2" Drilling Jar	6,038	3,063		31,06	
5" HWDP (x5)	5,000	3,000		339,06	

Fuente: (Sperry Drilling, Halliburton, 2019).

Elaborado por: Zurita, 2020.

Tabla 38: Parámetros de perforación del BHA N°3 - Pozo 5.

Parámetro	Valor
WOB Promedio (Klbs)	12
RPM Promedio	50
Tasa de flujo máxima (gpm)	1000

Fuente: (Sperry Drilling, Halliburton, 2019).

Elaborado por: Zurita, 2020.

Se realiza viaje para inspeccionar broca y retraer el UBHO. Se continua perforando sección de 16" con BHA N°4, ensamblaje para construir inclinación con *dog leg* de 1°/100 ft. Mantiene dirección e inclinación hasta llegar a punto de asentamiento de casing de 13 3/8". El BHA se compone de las siguientes herramientas indicadas en la Tabla 39. Los parámetros que pertenecen al BHA 4 son expuestos en la Tabla 40.

Tabla 39: Componentes del BHA N°4 - Pozo 5.

Herramienta	OD (in)	ID (in)	Gauge (in)	Longitud (ft)	Ubicación (ft)
16" Broca PDC	9,250	3,250	16,000	1,08	0,00
9 5/8" Motor (Lóbulos 3/4, 6 etapas)	9,625	6,212		29,96	
15 3/4" Estabilizador			15,750		4,05
Flex Sub con Float Valve	9,650	4,000		3,02	
15" Estabilizador	7,980	3,063	15,000	6,66	36,58
HOC con MWD	7,750	3,250		32,24	
X-Over	8,438	3,000		3,55	
5" HWDP (x24)	5,000	3,000		739,87	
6 1/2" Drilling Jar	6,038	3,063		31,06	
5" HWDP (x11)	5,000	3,000		339,06	

Fuente: (Sperry Drilling, Halliburton, 2019).

Elaborado por: Zurita, 2020.

Tabla 40: Parámetros de perforación del BHA N°4 - Pozo 5.

Parámetro	Valor
WOB Promedio (Klbs)	14
RPM Promedio	50
Tasa de flujo máxima (gpm)	950

Fuente: (Sperry Drilling, Halliburton, 2019).

Elaborado por: Zurita, 2020.

3.2.5.2 Sección de 12 ¼"

Para dar inicio a la perforación de la sección de 12 ¼" se utiliza el ensamblaje N°6, el cual fue diseñado para mantener ángulo en la sección tangencial con 56° de inclinación de acuerdo al plan direccional. Deslizándolo la menor cantidad posible. Los componentes del BHA son los indicados en la Tabla 41 y los parámetros usados por ese ensamblaje son descritos en la Tabla 42.

Tabla 41: Componentes del BHA N°6 - Pozo 5.

Herramienta	OD (in)	ID (in)	Gauge (in)	Longitud (ft)	Ubicación (ft)
12 ¼" Broca PDC	8,000	3,000	12,250	0,87	0,00
8" Motor (Lóbulos 6/7, 4 etapas)	8,000	5,250	0,000	26,22	7,74
12" Estabilizador			12,000		3,00
Flex Float Sub	8,000	4,000		4,06	
11 ¼" Estabilizador	7,970	3,250	11,250	6,34	34,18
Collar con Sistema MWD	7,750	3,250		32,24	
X-Over	8,438	3,000		3,55	
5" HWDP (x28)	5,000	3,000		863,20	
6 1/2" Drilling Jar	6,038	3,063		31,06	
5" HWDP (x7)	5,000	3,000		216,60	

Fuente: (Sperry Drilling, Halliburton, 2019).

Elaborado por: Zurita, 2020.

Tabla 42: Parámetros de perforación del BHA N°6 - Pozo 5.

Parámetro	Valor
WOB Promedio (Klbs)	14
RPM Promedio	54
Tasa de flujo máxima (gpm)	880

Fuente: (Sperry Drilling, Halliburton, 2019).

Elaborado por: Zurita, 2020.

Para continuar perforando sección de 12 ¼", se usa ensamblaje N°7, diseñado para construir ángulo hasta 60.14°. La combinación de ambos estabilizadores en la configuración del BHA permitirá construir la trayectoria en modo rotario, deslizando la menor cantidad posible. El BHA se compone de los elementos expuestos en la Tabla 43 y se mencionan los parámetros usados por este BHA en la Tabla 44.

Tabla 43: Componentes del BHA N°7 - Pozo 5.

Herramienta	OD (in)	ID (in)	Gauge (in)	Longitud (ft)	Ubicación (ft)
12 ¼" Broca PDC	8,000	3,000	12,250	0,87	0,00
8" Motor (Lóbulos 6/7, 4 etapas)	8,000	5,250	0,000	26,22	7,74
12" Estabilizador			12,000		3,00
Flex Float Sub	8,000	4,000		4,06	
11 ¼" Estabilizador	7,970	3,250	11,250	6,34	34,18
Collar con Sistema MWD	7,750	3,250		32,24	
X-Over	8,438	3,000		3,55	
5" HWDP (x28)	5,000	3,000		863,20	
6 1/2" Drilling Jar	6,038	3,063		31,06	
5" HWDP (x7)	5,000	3,000		216,60	

Fuente: (Sperry Drilling, Halliburton, 2019).

Elaborado por: Zurita, 2020.

Tabla 44: Parámetros de perforación del BHA N°7 - Pozo 5.

Parámetro	Valor
WOB Promedio (Klbs)	16
RPM Promedio	49
Tasa de flujo máxima (gpm)	1050

Fuente: (Sperry Drilling, Halliburton, 2019).

Elaborado por: Zurita, 2020.

3.2.5.3 Sección de 8 ½"

Se usa BHA N°8 para finalizar la perforación de este pozo, el cual tiene el propósito de tomar medidas de registros eléctricos con herramienta LWD Triple Combo. Su configuración se presenta a continuación en la Tabla 45 y se exponen los parámetros usados en la sección de 8 ½" en la Tabla 46.

Tabla 45: Componentes del BHA N°8 - Pozo 5.

Herramienta	OD (in)	ID (in)	Gauge (in)	Longitud (ft)	Ubicación (ft)
8 ½" Broca PDC	6,500	2,000	8,500	0,95	0,00
6 ¾" Motor (Lóbulos 6/7, 5 etapas)	6,750	4,498		25,11	
8 ¼" Estabilizador			8,250		3,70
Flex Float Sub	6,760	2,875		2,83	
7 ¾" Estabilizador	6,740	2,875	7,750	5,24	31,84
X-Over	6,750	3,000		1,87	
Collar DGR	6,750	1,920		4,55	
Collar EWR	6,750	2,000		2,02	
Collar HCIM	6,750	1,920		2,11	
Collar CTN	6,750	1,905		24,34	
8 ¼" Estabilizador	6,750	1,920	8,250	18,39	80,92
Collar con Sistema MWD	6,700	2,875		15,56	
5" HWDP (x24)	5,000	3,000		1072,08	
6 1/2" Drilling Jar	6,038	3,063		32,02	
5" HWDP (x11)	5,000	3,000		121,15	

Fuente: (Sperry Drilling, Halliburton, 2019).

Elaborado por: Zurita, 2020.

Tabla 46: Parámetros de perforación del BHA N°8 - Pozo 5

Parámetro	Valor
WOB Promedio (Klbs)	17
RPM Promedio	61
Tasa de flujo máxima (gpm)	530

Fuente: (Sperry Drilling, Halliburton, 2019).

Elaborado por: Zurita, 2020.

3.2.6 Pozo 6

3.2.6.1 Sección de 16"

El BHA N°3 usado fue un ensamblaje para realizar sección de construcción de ángulo desde 1000 ft, llegando a 52° hacia 151.9° de *azimuth*, con *dog leg* de 1.2°/100 ft. Se logró mantener la tangente hasta el punto de asentamiento de casing 13 3/8". Los componentes en el BHA fueron los mencionados en la Tabla 47 y se indican los parámetros usados con este BHA en la Tabla 48.

Tabla 47: Componentes del BHA N°3 - Pozo 6.

Herramienta	OD (in)	ID (in)	Gauge (in)	Longitud (ft)	Ubicación (ft)
16" Broca PDC	9,000	3,000	16,000	1,35	0,00
9 5/8" Motor (Lóbulos 3/4, 6 etapas)	9,625	6,212		28,93	
15 3/4" Estabilizador Flex Sub con Float Valve	9,688	7,375	15,750	2,97	4,01
14 3/4" Estabilizador Collar con Sistema MWD	8,070	3,000	14,750	7,58	36,55
	8,060	3,125		32,30	
Orientador UBHO	8,031	3,063		3,01	
X-Over	7,810	2,875		2,00	
5" HWDP (x40)	5,000	3,000		1227,46	
6 1/2" Drilling Jar	6,500	2,500		33,38	
5" HWDP (x4)	5,000	3,000		123,03	

Fuente: (Sperry Drilling, Halliburton, 2019).

Elaborado por: Zurita, 2020.

Tabla 48: Parámetros de perforación del BHA N°3 - Pozo 6.

Parámetro	Valor
WOB Promedio (Klbs)	10
RPM Promedio	73
Tasa de flujo máxima (gpm)	1050

Fuente: (Sperry Drilling, Halliburton, 2019).

Elaborado por: Zurita, 2020.

Se utilizó un segundo ensamblaje para la sección de 16", BHA N°4, para continuar perforando hasta punto de asentamiento de casing 13 3/8" y construir inclinación de 26° a 52°. EL BHA se conforma de los elementos mencionado en la Tabla 49. Además, se muestran los parámetros usados por este BHA en la Tabla 50.

Tabla 49: Componentes del BHA N°4 - Pozo 6.

Herramienta	OD (in)	ID (in)	Gauge (in)	Longitud (ft)	Ubicación (ft)
16" Broca PDC	9,000	3,000	16,000	1,35	0,00
9 5/8" Motor (Lóbulos 3/4, 6 etapas)	9,625	6,212		27,93	
15 3/4" Estabilizador			15,750		4,04
Flex Sub con Float Valve	9,590	7,375		2,87	
Float Sub	8,063	2,813		3,09	
14 3/4" Estabilizador	8,070	3,000	14,750	7,58	38,54
Collar con Sistema MWD	8,060	3,125		32,30	
X-Over	7,810	2,875		2,00	
5" HWDP (x40)	5,000	3,000		1227,46	
6 1/2" Drilling Jar	6,500	2,500		33,38	
5" HWDP (x4)	5,000	3,000		123,03	

Fuente: (Sperry Drilling, Halliburton, 2019).

Elaborado por: Zurita, 2020.

Tabla 50: Parámetros de perforación del BHA N°4 - Pozo 6.

Parámetro	Valor
WOB Promedio (Klbs)	10
RPM Promedio	70
Tasa de flujo máxima (gpm)	1050

Fuente: (Sperry Drilling, Halliburton, 2019).

Elaborado por: Zurita, 2020.

3.2.6.2 Sección de 12 1/4"

Se da inicio a la perforación con el BHA N°5, ensamblaje para mantener la sección tangencial evitando altos valores de *dog leg*. El ensamblaje se compone de las herramientas descritas en la Tabla 51 y se muestran los parámetros utilizados en la Tabla 52.

Tabla 51: Componentes del BHA N°5 - Pozo 6.

Herramienta	OD (in)	ID (in)	Gauge (in)	Longitud (ft)	Ubicación (ft)
12 ¼" Broca PDC	8,750	3,000	12,250	1,00	0,00
8" Motor (Lóbulos 6/7, 5 etapas)	8,000	5,250	0,000	29,57	
11 ¾" Estabilizador			11,750		3,16
Flex Float Sub	8,000	3,500		4,01	
11" Estabilizador	7,750	3,000	11,000	4,62	36,33
Collar con Sistema MWD	8,060	3,125		32,30	
X-Over	7,810	2,875		2,00	
5" HWDP (x46)	5,000	3,000		1410,98	
6 1/2" Drilling Jar	6,500	2,750		33,38	
5" HWDP (x4)	5,000	3,000		123,03	

Fuente: (Sperry Drilling, Halliburton, 2019).

Elaborado por: Zurita, 2020.

Tabla 52: Parámetros de perforación del BHA N°5 - Pozo 6.

Parámetro	Valor
WOB Promedio (Klbs)	36
RPM Promedio	104
Tasa de flujo máxima (gpm)	1020

Fuente: (Sperry Drilling, Halliburton, 2019).

Elaborado por: Zurita, 2020.

3.2.6.3 Sección de 8 ½"

La perforación de esta sección se da con el BHA N°6. Este ensamblaje se utilizó para continuar la tangente a 73.3° de inclinación y 337.3° de azimut hasta punto de asentamiento del liner de 7". El BHA estaba conformado por las herramientas expuestas en la Tabla 53. Los parámetros utilizados con este BHA se detallan en la Tabla 54.

Tabla 53: Componentes del BHA N°6 - Pozo 6.

Herramienta	OD (in)	ID (in)	Gauge (in)	Longitud (ft)	Ubicación (ft)
8 ½" Broca PDC	6,750	2,810	8,500	0,97	0,00
6 ¾" Motor (Lóbulos 6/7, 5 etapas)	6,750	4,498	0,000	25,13	
8 ¼" Estabilizador			8,250		3,77
Flex Float Sub	6,750	3,000		2,82	
7 ¾" Estabilizador	6,718	2,250	7,750	6,05	31,80
X-Over	6,750	2,810		1,87	
Collar DGR	6,750	1,920		4,54	
Collar EWR	6,750	2,000		12,11	
Collar HCIM	6,750	1,920		4,92	
X-Over	6,750	3,000		3,36	
8 ¼" Estabilizador	6,750	1,920	8,250	12,90	64,76
Collar CTN	6,750	1,905		11,84	
X-Over	6,750	3,000		1,87	
Collar XBAT	6,750	1,905		20,30	
Collar con Sistema MWD	6,600	2,870		15,48	
5" HWDP (x33)	5,000	3,000		1012,56	
6 1/2" Drilling Jar	6,500	2,250		33,02	
5" HWDP (x3)	5,000	3,000		91,93	

Fuente: (Sperry Drilling, Halliburton, 2019).

Elaborado por: Zurita, 2020.

Tabla 54: Parámetros de perforación del BHA N°6 - Pozo 6.

Parámetro	Valor
WOB Promedio (Klbs)	17
RPM Promedio	60
Tasa de flujo máxima (gpm)	520

Fuente: (Sperry Drilling, Halliburton, 2019).

Elaborado por: Zurita, 2020.

3.2.7 Pozo 7

3.2.7.1 Sección de 16"

Se construyó con el BHA N°3, ensamblaje para construir desde el KOP con una dirección de 96° y 43° de inclinación. Se utilizó para mantener la tangente hasta llegar al punto de

asentamiento de casing de 13 3/8". La configuración de este BHA está dada como se indica en la Tabla 55 y se presentan los parámetros de perforación utilizados en la Tabla 56.

Tabla 55: Componentes del BHA N°3 - Pozo 7.

Herramienta	OD (in)	ID (in)	Gauge (in)	Longitud (ft)	Ubicación (ft)
16" Broca PDC	8,000	3,000	16,000	1,10	0,00
9 5/8" Motor (Lóbulos 3/4, 6 etapas)	9,625	6,212		28,96	
15 3/4" Estabilizador			15,750		3,82
Flex Float Sub	9,630	2,875		3,00	
Float Sub	7,920	3,000		3,08	
14 3/4" Estabilizador	8,000	2,875	14,750	8,23	40,14
NMDC	7,500	3,000		15,27	
SHOC	7,750	3,188		15,57	
Orientador UBHO	8,219	2,500		3,24	
X-Over	6,500	2,750		1,65	
5" HWDP (x27)	5,000	3,000		819,39	
6 1/2" Drilling Jar	6,500	2,500		31,05	
5" HWDP (x2)	5,000	3,000		61,13	
X-Over	6,875	2,750		3,50	

Fuente: (Sperry Drilling, Halliburton, 2019).

Elaborado por: Zurita, 2020.

Tabla 56: Parámetros de perforación del BHA N°3 - Pozo 7.

Parámetro	Valor
WOB Promedio (Klbs)	4
RPM Promedio	63
Tasa de flujo máxima (gpm)	900

Fuente: (Sperry Drilling, Halliburton, 2019).

Elaborado por: Zurita, 2020.

Debido a problemas presentados cambiando el *saver sub* se continúa la perforación con el BHA N°4, este ensamblaje se utiliza para continuar perforando con una tasa de construcción de 1°/100 pies hasta alcanzar 43° de inclinación de acuerdo al plan. Se pretende mantener la tangente hasta el punto de casing 13 3/8". Esta BHA estaba

conformado por las herramientas descritas en la Tabla 57 y los parámetros utilizados con este BHA se presentan en la Tabla 58.

Tabla 57: Componentes del BHA N°4 - Pozo 7.

Herramienta	OD (in)	ID (in)	Gauge (in)	Longitud (ft)	Ubicación (ft)
16" Broca PDC	8,000	3,000	16,000	1,10	0,00
9 5/8" Motor (Lóbulos 3/4, 6 etapas)	9,625	6,212		28,96	
15 3/4" Estabilizador			15,750		3,82
Flex Float Sub	9,630	2,875		3,00	
Float Sub	7,920	3,000		3,08	
14 3/4" Estabilizador	8,000	2,875	14,750	8,23	40,14
NMDC	7,500	3,000		15,27	
SHOC	7,750	3,188		15,57	
X-Over	6,500	2,750		1,65	
5" HWDP (x27)	5,000	3,000		819,39	
6 1/2" Drilling Jar	6,500	2,500		31,05	
5" HWDP (x2)	5,000	3,000		61,13	
X-Over	6,875	2,750		3,50	

Fuente: (Sperry Drilling, Halliburton, 2019).

Elaborado por: Zurita, 2020.

Tabla 58: Parámetros de perforación del BHA N°4 - Pozo 7.

Parámetro	Valor
WOB Promedio (Klbs)	8
RPM Promedio	61
Tasa de flujo máxima (gpm)	1050

Fuente: (Sperry Drilling, Halliburton, 2019).

Elaborado por: Zurita, 2020.

Para continuar con el plan de perforación, se retira el BHA anterior y se cambia al BHA N°5, en el cual existe un *pony collar* que ayudará a llegar al objetivo contrarrestando la influencia de la formación. Con este ensamblaje se continúa perforando hasta punto de casing, reduciendo lo máximo posible el porcentaje de *sliding*, sosteniendo la trayectoria como se ha establecido en el plan. Durante este tramo, la tendencia de la formación es tumbar el ángulo. La configuración del BHA está dada como se indica en la Tabla 59 y se detallan los parámetros utilizados en la Tabla 60.

Tabla 59: Componentes del BHA N°5 - Pozo 7.

Herramienta	OD (in)	ID (in)	Gauge (in)	Longitud (ft)	Ubicación (ft)
16" Broca PDC	8,000	3,000	16,000	1,10	0,00
9 5/8" Motor (Lóbulos 3/4, 6 etapas)	9,625	6,212		28,96	
15 3/4" Estabilizador			15,750		3,82
Flex Float Sub	9,630	2,875		3,00	
Pony Collar	8,100	3,313		5,52	
14 3/4" Estabilizador	8,000	2,875	14,750	8,23	42,58
NMDC	7,500	3,000		15,27	
SHOC	7,750	3,188		15,57	
X-Over	6,500	2,750		1,65	
5" HWDP (x27)	5,000	3,000		819,39	
6 1/2" Drilling Jar	6,500	2,500		31,05	
5" HWDP (x2)	5,000	3,000		61,13	
X-Over	6,875	2,750		3,50	

Fuente: (Sperry Drilling, Halliburton, 2019).

Elaborado por: Zurita, 2020.

Tabla 60: Parámetros de perforación del BHA N°5 - Pozo 7.

Parámetro	Valor
WOB Promedio (Klbs)	12
RPM Promedio	63
Tasa de flujo máxima (gpm)	1014

Fuente: (Sperry Drilling, Halliburton, 2019).

Elaborado por: Zurita, 2020.

3.2.7.2 Sección de 12 1/4"

Se construyó esta sección con el BHA N°7. Ensamblaje para continuar la sección tangente, manteniendo ángulo y buscando el mejor desempeño de perforación hasta el punto de asentamiento de casing, este BHA estaba conformada por las herramientas que se indican en la Tabla 61. Los parámetros utilizados se presentan en la Tabla 62.

Tabla 61: Componentes del BHA N°7 - Pozo 7.

Herramienta	OD (in)	ID (in)	Gauge (in)	Longitud (ft)	Ubicación (ft)
12 ¼" Broca PDC	8,000	3,000	12,250	1,00	0,00
8" Motor (Lóbulos 6/7, 4 etapas)	8,000	5,250		26,23	
12" Estabilizador			12,000		3,12
Flex Float Sub	8,000	3,000		4,07	
Pony Collar	8,100	3,313		5,52	
11 ¾" Estabilizador	8,000	2,875	11,750	6,20	39,82
NMDC	7,700	3,000		15,27	
SHOC	7,750	3,188		15,57	
X-Over	6,500	2,750		1,65	
5" HWDP (x28)	5,000	3,000		848,38	
6 1/2" Drilling Jar	6,500	2,500		31,05	
5" HWDP (x4)	5,000	3,000		121,95	
X-Over	6,875	2,750		3,50	

Fuente: (Sperry Drilling, Halliburton, 2019).

Elaborado por: Zurita, 2020.

Tabla 62: Parámetros de perforación del BHA N°7 - Pozo 7.

Parámetro	Valor
WOB Promedio (Klbs)	16
RPM Promedio	70
Tasa de flujo máxima (gpm)	838

Fuente: (Sperry Drilling, Halliburton, 2019).

Elaborado por: Zurita, 2020.

Debido a la alta inclinación experimentada con el BHA anterior, se cambia al BHA N°8 para recuperar inclinación de 40° a 43° y mantener la perforación de acuerdo los parámetros establecidos. La configuración de este ensamblaje se encuentra en la Tabla 63 y se detallan los parámetros utilizados con este ensamblaje en la Tabla 64.

Tabla 63: Componentes del BHA N°8 - Pozo 7.

Herramienta	OD (in)	ID (in)	Gauge (in)	Longitud (ft)	Ubicación (ft)
12 ¼" Broca PDC	8,000	3,000	12,250	1,03	0,00
8" Motor (Lóbulos 6/7, 4 etapas)	8,000	5,250		26,19	
12" Estabilizador			12,000		3,18
Flex Float Sub	8,000	3,000		4,09	
11 ¼" Estabilizador	7,960	3,125	11,250	7,00	34,22
NMDC	8,060	2,875		16,07	
SHOC	8,060	2,875		16,08	
X-Over	6,500	2,750		1,65	
5" HWDP (x28)	5,000	3,000		848,38	
6 1/2" Drilling Jar	6,500	2,500		31,10	
5" HWDP (x4)	5,000	3,000		121,95	
X-Over	6,875	2,750		3,50	

Fuente: (Sperry Drilling, Halliburton, 2019).

Elaborado por: Zurita, 2020.

Tabla 64: Parámetros de perforación del BHA N°8 - Pozo 7.

Parámetro	Valor
WOB Promedio (Klbs)	15
RPM Promedio	69
Tasa de flujo máxima (gpm)	852

Fuente: (Sperry Drilling, Halliburton, 2019).

Elaborado por: Zurita, 2020.

3.2.7.3 Sección de 8 ½"

Se perforó con el BHA N°10. Ensamblaje para mantener la tangente hasta llegar al principal objetivo, alineando trayectoria al plan corrigiendo la desviación del tramo anterior. La configuración de esta ensamblaje está dada como se indica en la Tabla 65 y se detallan los parámetros utilizados con este ensamblaje en la Tabla 66.

Tabla 65: Componentes del BHA N°10 - Pozo 7.

Herramienta	OD (in)	ID (in)	Gauge (in)	Longitud (ft)	Ubicación (ft)
8 ½" Broca PDC	6,000	2,000	8,500	0,80	0,00
6 ¾" Motor (Lóbulos 6/7, 5 etapas)	6,750	4,498		24,37	
8 ¼" Estabilizador			8,125		2,92
Flex Sub	6,690	2,750		2,70	
7 ¾" Estabilizador	6,690	2,750	7,500	5,77	30,37
Collar PM	6,750	3,125		9,20	
X-Over	6,750	3,000		1,86	
Collar DGR	6,750	1,920		4,56	
Collar EWR	6,750	2,000		12,11	
Collar HCIM	6,750	1,920		4,96	
Collar CTN	6,750	1,905		11,84	
X-Over	6,750	3,000		3,38	
8 ¼" Estabilizador	6,750	1,920	8,250	12,89	87,90
X-Over	6,750	3,000		1,86	
Collar BAT	6,750	1,905		20,31	
Collar con Sistema MWD	6,750	3,250		10,06	
5" HWDP (x28)	5,000	3,000		848,38	
6 1/2" Drilling Jar	6,500	2,500		31,10	
5" HWDP (x4)	5,000	3,000		121,95	

Fuente: (Sperry Drilling, Halliburton, 2019).

Elaborado por: Zurita, 2020.

Tabla 66: Parámetros de perforación del BHA N°10 - Pozo 7

Parámetro	Valor
WOB Promedio (Klbs)	11
RPM Promedio	67
Tasa de flujo máxima (gpm)	510

Fuente: (Sperry Drilling, Halliburton, 2019).

Elaborado por: Zurita, 2020.

3.2.8 Pozo 8

3.2.8.1 Sección de 16"

Se perforó con el BHA N°1, este ensamblaje se utilizó para realizar *Nudge* y construcción de ángulo hasta alcanzar 35° en dirección 95° *azimuth*, con un *dog leg* de 1.6°/100 ft. Un

segundo tramo alcanzará 52° de inclinación y 126° de *azimuth*, con 2.2° de *dog leg*. Se desea mantener inclinación de la tangente y llegar al punto de asentamiento de casing 13 3/8". Este ensamblaje tiene la siguiente configuración que muestra la Tabla 67 y se detallan los parámetros utilizados en la Tabla 68.

Tabla 67: Componentes del BHA N°1 - Pozo 8.

Herramienta	OD (in)	ID (in)	Gauge (in)	Longitud (ft)	Ubicación (ft)
16" Broca PDC	9,500	3,500	16,000	1,49	0,00
9 5/8" Motor (Lóbulos 3/4, 6 etapas)	9,625	6,135		27,24	
15 3/4" Estabilizador Flex Sub con Float Valve			15,750		4,51
Pony Collar	8,000	3,000		2,97	
14 1/2" Estabilizador Collar con Sistema MWD	8,000	3,000		4,25	
	7,940	2,750	14,500	7,62	39,75
	7,750	4,015		32,11	
Orientador UBHO	8,065	2,750		2,40	
Drill Collar	8,000	2,813		60,81	
X-Over	6,000	3,000		2,62	
Drill Collar	6,500	2,813		118,97	
5" HWDP (x43)	5,000	3,000		1281,36	
6 1/2" Drilling Jar	6,500	2,500		27,91	
5" HWDP (x7)	5,000	3,000		210,08	
X-Over	6,000	3,000		1,99	

Fuente: (Sperry Drilling, Halliburton, 2019).

Elaborado por: Zurita, 2020.

Tabla 68: Parámetros de perforación del BHA N°1 - Pozo 8.

Parámetro	Valor
WOB Promedio (Klbs)	16
RPM Promedio	79
Tasa de flujo máxima (gpm)	1049

Fuente: (Sperry Drilling, Halliburton, 2019).

Elaborado por: Zurita, 2020.

3.2.8.2 Sección de 12 ¼"

Esta sección se construyó con el BHA N°2, ensamblaje para continuar con la perforación en la sección de 12 ¼", manteniendo la tangente, es decir la inclinación y el *azimuth*. Las herramientas utilizadas se muestran en la y se presentan los parámetros utilizados con este ensamblaje en la Tabla 70.

Tabla 69: Componentes del BHA N°2 - Pozo 8.

Herramienta	OD (in)	ID (in)	Gauge (in)	Longitud (ft)	Ubicación (ft)
12 ¼" Broca PDC	8,000	3,500	12,250	1,12	0,00
9 5/8" Motor (Lóbulos 6/7, 5 etapas)	9,625	6,135		27,20	
12" Estabilizador			12,000		4,09
Flex Sub con Float Valve	8,000	3,000		2,99	
Float Sub	8,000	3,000		2,95	
11 ½" Estabilizador	7,940	2,750	11,500	7,12	37,31
Collar con Sistema MWD	7,750	4,015		32,06	
Drill Collar (x4)	8,000	2,813		121,57	
X-Over	6,000	3,000		2,62	
5" HWDP (x43)	5,000	3,000		1281,36	
6 1/2" Drilling Jar	6,500	2,500		27,91	
5" HWDP (x7)	5,000	3,000		210,08	
X-Over	6,000	3,000		1,99	

Fuente: (Sperry Drilling, Halliburton, 2019).

Elaborado por: Zurita, 2020.

Tabla 70: Parámetros de perforación del BHA N°2 - Pozo 8.

Parámetro	Valor
WOB Promedio (Klbs)	22
RPM Promedio	64
Tasa de flujo máxima (gpm)	1043

Fuente: (Sperry Drilling, Halliburton, 2019).

Elaborado por: Zurita, 2020.

3.2.8.3 Sección de 8 ½"

Para la construcción de esta sección se utilizó el BHA N°3. Ensamblaje para la perforación de la última sección del pozo, manteniendo la tangente de 52° hasta el tope de Napo M1,

a partir de donde se disminuirá inclinación con DLS de 1°/100 ft hasta alcanzar el TD, donde se colgará el liner de 7". El ensamblaje está conformado por las herramientas que se muestran en la Tabla 71 y los parámetros utilizados se presentan en la Tabla 72.

Tabla 71: Componentes del BHA N°3 - Pozo 8.

Herramienta	OD (in)	ID (in)	Gauge (in)	Longitud (ft)	Ubicación (ft)
8 ½" Broca PDC	5,000	2,250	8,500	0,84	0,00
6 ¾" Motor (Lóbulos 6/7, 5 etapas)	6,750	4,498		24,40	
8 ¼" Estabilizador			8,250		2,96
Flex Sub / Float Valve	6,750	2,500		2,79	
7 ¾" Estabilizador	6,760	2,500	7,750	6,78	31,08
X-Over	6,750	3,000		1,87	
Conversion Sub	6,750	3,000		2,00	
Collar PWD	6,750	1,905		4,45	
Collar DGR	6,750	1,920		4,55	
8 1/8" Estabilizador	6,750	2,750	8,125	2,12	48,74
Collar ADR	6,750	1,920		24,37	
8 ¼" Estabilizador	6,750	1,920	8,250	18,39	80,45
Collar CTN	6,750	1,905		11,83	
Collar con Sistema MWD	6,730	3,250		15,85	
8 ¼" Estabilizador	6,710	2,750	8,250	4,22	121,81
Drill Collar (x3)	6,500	2,813		88,58	
5" HWDP (x35)	5,000	3,000		1043,55	
6 1/2" Drilling Jar	6,500	2,500		27,91	
5" HWDP (x6)	5,000	3,000		178,61	
X-Over	6,000	3,000		1,90	

Fuente: (Sperry Drilling, Halliburton, 2019).

Elaborado por: Zurita, 2020.

Tabla 72: Parámetros de perforación del BHA N°3 - Pozo 8.

Parámetro	Valor
WOB Promedio (Klbs)	45
RPM Promedio	70
Tasa de flujo máxima (gpm)	432

Fuente: (Sperry Drilling, Halliburton, 2019).

Elaborado por: Zurita, 2020.

3.2.9 Pozo 9

3.2.9.1 Sección de 16"

Se construyó con el BHA N°1, se utilizó este ensamblaje para realizar *Nudge @ 500 ft*, para alcanzar una inclinación de 39°, hacia 158.4° de *azimuth*, con *dog leg* de 1.5°/100 ft hasta llegar a punto de asentamiento de casing. La configuración de este ensamblaje se muestran en la Tabla 73 y sus parámetros en la Tabla 74.

Tabla 73: Componentes del BHA N°1 - Pozo 9.

Herramienta	OD (in)	ID (in)	Gauge (in)	Longitud (ft)	Ubicación (ft)
16" Broca PDC	9,500	3,500	16,000	1,42	0,00
9 5/8" Motor (Lóbulos 6/7, 5 etapas)	9,625	6,135		27,37	
15 3/4" Estabilizador			15,750		4,44
Flex Sub con Float Valve	8,020	7,380		2,99	
Pony Collar	8,190	3,000		5,53	
14 1/2" Estabilizador	8,210	3,000	14,500	5,84	39,80
Collar con Sistema MWD	7,910	3,000		32,26	
14 3/4" Estabilizador	8,050	3,000	14,750	6,17	78,01
Orientador UBHO	8,094	2,688		2,85	
Drill Collar	8,000	2,813		59,73	
X-Over	6,000	3,000		1,99	
Drill Collar	6,500	2,813		121,20	
5" HWDP (x43)	5,000	3,000		1219,58	
6 1/2" Drilling Jar	6,500	2,500		27,93	
5" HWDP (x7)	5,000	3,000		269,92	
X-Over	6,000	3,000		1,59	

Fuente: (Sperry Drilling, Halliburton, 2019).

Elaborado por: Zurita, 2020.

Tabla 74: Parámetros de perforación del BHA N°1 - Pozo 9.

Parámetro	Valor
WOB Promedio (Klbs)	12
RPM Promedio	72
Tasa de flujo máxima (gpm)	1200

Fuente: (Sperry Drilling, Halliburton, 2019).

Elaborado por: Zurita, 2020.

3.2.9.2 Sección de 12 ¼"

Esta sección se construyó con el BHA N°2 Ensamblaje para mantener la tangente con un ángulo de 39.67° de inclinación. Este BHA está compuesto por los elementos descritos en la Tabla 75. Los parámetros utilizados se presentan en la Tabla 76.

Tabla 75: Componentes del BHA N°2 - Pozo 9.

Herramienta	OD (in)	ID (in)	Gauge (in)	Longitud (ft)	Ubicación (ft)
12 ¼" Broca PDC	8,000	3,000	12,250	1,10	0,00
9 5/8" Motor (Lóbulos 6/7, 5 etapas)	9,625	6,135		30,42	
12" Estabilizador			12,000		4,15
Float Sub	7,980	3,000		2,10	
11 ½" Estabilizador	7,760	3,000	11,500	4,94	35,67
Collar con Sistema MWD	7,910	3,000		32,26	
Drill Collar (x3)	8,000	2,813		90,66	
X-Over	6,000	3,000		1,99	
5" HWDP (x40)	5,000	3,000		1190,48	
6 1/2" Drilling Jar	6,500	2,500		27,93	
5" HWDP (x9)	5,000	3,000		268,69	
X-Over	6,000	3,000		1,59	

Fuente: (Sperry Drilling, Halliburton, 2019).

Elaborado por: Zurita, 2020.

Tabla 76: Parámetros de perforación del BHA N°2 - Pozo 9.

Parámetro	Valor
WOB Promedio (Klbs)	18
RPM Promedio	73
Tasa de flujo máxima (gpm)	1200

Fuente: (Sperry Drilling, Halliburton, 2019).

Elaborado por: Zurita, 2020.

Debido a la pérdida de señal del MWD, es necesario realizar un cambio al BHA N°3 que es un ensamblaje para perforar la sección de 12 ¼" manteniendo la tangente con un ángulo

de 39.67° de inclinación (100 ft de Napo). El BHA está conformado por las herramientas en la Tabla 77 y se detallan los parámetros de perforación en la Tabla 78.

Tabla 77: Componentes del BHA N°3 - Pozo 9.

Herramienta	OD (in)	ID (in)	Gauge (in)	Longitud (ft)	Ubicación (ft)
12 ¼" Broca PDC	8,000	3,000	12,250	1,10	0,00
9 5/8" Motor (Lóbulos 6/7, 5 etapas)	9,625	6,135		30,42	
12" Estabilizador			12,000		4,15
Float Sub	7,980	3,000		2,10	
11 ½" Estabilizador	7,760	3,000	11,500	4,94	35,67
Collar con Sistema MWD	7,910	3,000		32,26	
Drill Collar (x3)	8,000	2,813		90,66	
X-Over	6,000	3,000		1,99	
5" HWDP (x40)	5,000	3,000		1190,48	
6 1/2" Drilling Jar	6,500	2,500		27,93	
5" HWDP (x9)	5,000	3,000		268,69	
X-Over	6,000	3,000		1,59	

Fuente: (Sperry Drilling, Halliburton, 2019).

Elaborado por: Zurita, 2020.

Tabla 78: Parámetros de perforación del BHA N°3 - Pozo 9.

Parámetro	Valor
WOB Promedio (Klbs)	17
RPM Promedio	60
Tasa de flujo máxima (gpm)	1200

Fuente: (Sperry Drilling, Halliburton, 2019).

Elaborado por: Zurita, 2020.

3.2.9.3 Sección de 8 ½"

Se perforó con el BHA N°4, el cual se utilizó para continuar perforando la tangente de la trayectoria (39.6° de inclinación) siendo el objetivo primario el Tope de Napo M-1. Este ensamblaje estaba conformado como se muestra en la Tabla 79. Los parámetros utilizados se presentan en la Tabla 80.

Tabla 79: Componentes del BHA N°4 - Pozo 9.

Herramienta	OD (in)	ID (in)	Gauge (in)	Longitud (ft)	Ubicación (ft)
8 ½" Broca PDC	5,000	2,250	8,500	0,89	0,00
6 ¾" Motor (Lóbulos 6/7, 5 etapas)	6,750	4,498		23,97	
8 3/8" Estabilizador			8,375		3,02
Flex Sub/ Float Valve	5,750	4,750		2,83	
7 ½" Estabilizador	6,760	2,750	7,500	4,00	29,26
X-Over	6,750	3,000		1,87	
Collar PWD	6,750	1,905		4,44	
Collar DGR	6,750	1,920		4,54	
Conversion Sub	6,750	3,000		2,02	
8 1/8" Estabilizador	6,750	2,750	8,125	1,95	45,33
Collar ADR	6,750	1,920		24,30	
8 ¼" Estabilizador	6,750	1,920	8,250	18,39	79,21
Collar CTN	6,750	1,905		11,83	
Collar con Sistema MWD	6,750	3,250		15,90	
8 ¼" Estabilizador	6,780	2,750	8,250	4,67	119,29
Drill Collar (x3)	6,500	2,813		90,42	
5" HWDP (x28)	5,000	3,000		714,72	
6 1/2" Drilling Jar	6,500	2,500		27,93	
5" HWDP (x4)	5,000	3,000		178,36	
X-Over	6,000	3,000		1,59	

Fuente: (Sperry Drilling, Halliburton, 2019).

Elaborado por: Zurita, 2020.

Tabla 80: Parámetros de perforación del BHA N°4 - Pozo 9.

Parámetro	Valor
WOB Promedio (Klbs)	12
RPM Promedio	71
Tasa de flujo máxima (gpm)	453

Fuente: (Sperry Drilling, Halliburton, 2019).

Elaborado por: Zurita, 2020.

3.2.10 Pozo 10

3.2.10.1 Sección de 16"

Se construyó con el BHA N°1. Ensamblaje para construcción del KOP @ 600 ft, construir inclinación con 1.0°/100 ft de *dog leg*, hasta alcanzar 53.61°. La configuración de este BHA está dada por las herramientas descritas en la Tabla 81 y se detallan los parámetros utilizados en la Tabla 82.

Tabla 81: Componentes del BHA N°1 - Pozo 10.

Herramienta	OD (in)	ID (in)	Gauge (in)	Longitud (ft)	Ubicación (ft)
16" Broca PDC	9,500	3,500	16,000	1,49	0,00
9 5/8" Motor (Lóbulos 6/7, 5 etapas)	9,625	6,135		29,00	
15 3/4" Estabilizador			15,750		4,51
Flex Sub con Float Valve	8,020	7,380		2,86	
Pony Collar	7,970	3,000		4,83	
14 1/2" Estabilizador	8,220	3,000	14,500	5,86	40,63
HOC con MWD	7,925	3,000		32,42	
Orientador UBHO	8,250	2,310		3,58	
Collar de Perforación (x2)	8,000	2,813		58,89	
X-Over	6,000	3,000		1,48	
Collar de Perforación (x4)	6,500	2,813		121,21	
5" HWDP (x11)	5,000	3,000		328,22	
6 1/2" Martillo	6,500	2,500		28,69	
5" HWDP (x4)	5,000	3,000		118,94	
6 1/2" Martillo Hidráulico	6,500	2,500		14,65	
5" HWDP (x16)	5,000	3,000		475,76	
X-Over	6,000	3,000		1,47	

Fuente: (Sperry Drilling, Halliburton, 2019).

Elaborado por: Zurita, 2020.

Tabla 82: Parámetros de perforación del BHA N°1 - Pozo 10.

Parámetro	Valor
WOB Promedio (Klbs)	11
RPM Promedio	73
Tasa de flujo máxima (gpm)	1200

Fuente: (Sperry Drilling, Halliburton, 2019).

Elaborado por: Zurita, 2020.

3.2.10.2 Sección de 12 ¼"

Se utilizó el BHA N°2 que era un ensamblaje para mantener ángulo de inclinación en 50.7°, hasta alcanzar el punto de asentamiento de casing 9 5/8". En ensamblaje está compuesto por los elementos descritos en la Tabla 83. Los parámetros utilizados se presentan en la Tabla 84.

Tabla 83: Componentes del BHA N°2 - Pozo 10.

Herramienta	OD (in)	ID (in)	Gauge (in)	Longitud (ft)	Ubicación (ft)
12 ¼" Broca PDC	8,000	3,000	12,250	1,11	0,00
9 5/8" Motor (Lóbulos 6/7, 5 etapas)	9,625	6,135		27,25	
12" Estabilizador			12,000		4,11
Flex Sub	8,020	7,380		2,99	
Float Sub con Float Valve	8,000	3,000		2,10	
11 ½" Estabilizador	7,940	3,000	11,500	4,95	35,50
Collar con Sistema MWD	7,920	3,000		32,36	
Drill Collar (x4)	8,000	2,813		119,90	
X-Over	6,000	3,000		1,48	
5" HWDP (x48)	5,000	3,000		328,22	
6 1/2" Drilling Jar	6,500	2,500		28,69	
5" HWDP (x2)	5,000	3,000		118,94	
Martillo Hidráulico	6,500	2,500		14,65	
5" HWDP (x2)	5,000	3,000		475,76	
X-Over	6,000	3,000		1,47	

Fuente: (Sperry Drilling, Halliburton, 2019).

Elaborado por: Zurita, 2020.

Tabla 84: Parámetros de perforación del BHA N°2 - Pozo 10.

Parámetro	Valor
WOB Promedio (Klbs)	17
RPM Promedio	59
Tasa de flujo máxima (gpm)	1200

Fuente: (Sperry Drilling, Halliburton, 2019).

Elaborado por: Zurita, 2020.

Debido a una pérdida de datos del MWD, se retira el ensamblaje anterior y se baja el BHA N°3 para construir ángulo de inclinación a 50.7°, hasta alcanzar punto de asentamiento de

casing 9 5/8". El BHA estaba conformado por las herramientas expuestas en la Tabla 85 y se detallan los parámetros de perforación en la Tabla 86.

Tabla 85: Componentes del BHA N°3 - Pozo 10.

Herramienta	OD (in)	ID (in)	Gauge (in)	Longitud (ft)	Ubicación (ft)
12 ¼" Broca PDC	8,000	3,000	12,250	1,11	0,00
9 5/8" Motor (Lóbulos 6/7, 5 etapas)	9,625	6,135		27,25	
12" Estabilizador			12,000		4,11
Flex Sub	8,020	7,380		2,99	
Float Sub con Float Valve	8,000	3,000		2,10	
11 ½" Estabilizador	7,940	3,000	11,500	4,95	35,50
Collar con Sistema MWD	7,920	3,000		32,36	
Drill Collar (x4)	8,000	2,813		119,90	
X-Over	6,000	3,000		1,48	
5" HWDP (x11)	5,000	3,000		328,22	
6 1/2" Drilling Jar	6,500	2,500		28,69	
5" HWDP (x4)	5,000	3,000		118,94	
Martillo Hidráulico	6,500	2,500		14,65	
5" HWDP (x16)	5,000	3,000		475,76	
X-Over	6,000	3,000		1,47	

Fuente: (Sperry Drilling, Halliburton, 2019).

Elaborado por: Zurita, 2020.

Tabla 86: Parámetros de perforación del BHA N°3 - Pozo 10.

Parámetro	Valor
WOB Promedio (Klbs)	20
RPM Promedio	70
Tasa de flujo máxima (gpm)	1200

Fuente: (Sperry Drilling, Halliburton, 2019).

Elaborado por: Zurita, 2020.

3.2.10.3 Sección de 8 ½"

Se perforó con el BHA N°4. Ensamblaje para continuar con 50.7° de inclinación y mantener tangente hasta alcanzar el objetivo arenisca M-1, y tumbar inclinación siguiendo tendencia natural. La configuración de este BHA se muestra en la Tabla 87 y los parámetros utilizados durante la perforación se presentan en la Tabla 88.

Tabla 87: Componentes del BHA N°4 - Pozo 10.

Herramienta	OD (in)	ID (in)	Gauge (in)	Longitud (ft)	Ubicación (ft)
8 ½" Broca PDC	5,000	2,250	8,500	0,89	0,00
6 ¾" Motor (Lóbulos 6/7, 5 etapas)	6,750	4,498		24,38	
8 ¼" Estabilizador			8,250		3,06
Flex Sub / Float Valve	5,750	4,750		2,84	
7 ¾" Estabilizador	6,750	2,750	7,750	6,04	31,01
X-Over	6,750	3,000		1,87	
PWD	6,750	1,905		4,44	
Collar DGR	6,750	1,920		4,54	
Conversion Sub	6,750	3,000		2,02	
8 ¼" Estabilizador	6,750	2,750	8,125	1,95	47,79
Collar ADR	6,750	1,920		24,30	
8 ¼" Estabilizador	6,750	1,920	8,250	18,39	81,67
Collar CTN	6,750	1,905		11,83	
Collar con Sistema MWD	6,750	3,250		15,90	
8 ¼" Estabilizador	6,760	2,750	8,250	4,65	121,84
Drill Collar (x3)	6,500	2,813		90,48	
5" HWDP (x35)	5,000	3,000		1041,86	
6 1/2" Drilling Jar	6,500	2,500		28,69	
5" HWDP (x6)	5,000	3,000		177,72	
X-Over	6,000	3,000		1,47	

Fuente: (Sperry Drilling, Halliburton, 2019).

Elaborado por: Zurita, 2020.

Tabla 88: Parámetros de perforación del BHA N°4 - Pozo 10.

Parámetro	Valor
WOB Promedio (Klbs)	17
RPM Promedio	65
Tasa de flujo máxima (gpm)	450

Fuente: (Sperry Drilling, Halliburton, 2019).

Elaborado por: Zurita, 2020.

3.3 Análisis Comparativo de Desempeño de BHA Utilizados y Propuestos por Secciones y Cuadrantes

El siguiente análisis fue realizado a partir de los datos tomados de 10 pozos Tipo “J”, de alto ángulo y largo desplazamiento horizontal (7000 pies en promedio). Primero, se realizó un análisis técnico del desempeño de cada ensamblaje de fondo utilizado, simulando su tasa de equilibrio, tomando en cuenta sus índices formacionales y la geometría de su configuración, en el software MaxBHA, de la plataforma InSite. Se obtuvo, además, la estadística de los porcentajes de las distancias rotadas y orientadas, las cuales se pretende optimizar. Se clasificaron los pozos de estudio por cuadrantes, es decir de acuerdo con su azimut, esto por motivo de que las fuerzas en subsuelo que se ejercen sobre un BHA difieren en cada cuadrante.

La evaluación de cada BHA utilizado así como propuesto, se fundamenta a través de los resultados obtenidos en las simulaciones realizadas. Los rediseños y nuevas propuestas de ensamblajes se basan en la variación de los diámetros y posicionamiento de los estabilizadores en el BHA. Como principal indicador se tiene la Tasa de Equilibrio, que muestra que tan estable será el BHA y mediante el cual se comparará el desempeño de los ensamblajes para determinar el más óptimo. Por ejemplo, si un ensamblaje muestra un rango de tasa de equilibrio entre los valores -10 y 10, tendrá un mejor desempeño y requerirá menos tramos deslizados a comparación de un ensamblaje que obtenga valores de -20 a 20.

3.3.1 Sección de 16”

3.3.1.1 Cuadrante I

- **BHA Utilizados**

Los BHA de los pozos 3, 4 y 10 fueron diseñados previamente para construir desde la vertical hasta 55°, 43° y 50° de inclinación respectivamente. Estos ensamblajes trabajaron con un peso sobre la broca en un rango entre 2 y 22 Klb, caudal de 500 a 1200, y 50 a 80 RPM.

La respuesta de la formación sobre los BHA utilizados fue la siguiente: en el caso del pozo 3, desde el KOP, se procedió a deslizar debido al inicio de la sección de construcción y para alcanzar la tasa de construcción que se había planeado. Debido a que se identificó una tendencia del BHA hacia la derecha, el porcentaje de pies perforados en modo *sliding* fue 21% con respecto al total de pies perforados por este BHA, siendo una cifra significativa. Los índices de formación obtenidos corroboran el tramo de construcción de ángulo, y se encuentra entre -21,3 y 5,6. Se continúa perforando la sección de 16” con otro

BHA, y se desliza alrededor de 13% del tramo total para poder construir el ángulo de acuerdo al plan hasta alcanzar el EOB, donde comienza la sección tangencial. Se inicia a perforar la formación de Lutita Orteguzza, y se espera que la tendencia propia de esta formación, a tumbar el ángulo, afecte al BHA. Al contrario del comportamiento esperado, el BHA construyó y la trayectoria se ubicó 15 pies por encima del plan. Debido a este comportamiento, el departamento de ingeniería procedió a deslizar varios tramos para acercar el pozo al plan y disminuir la inclinación. Aun así, se terminó la perforación ligeramente por encima del plan después de 30 horas.

En el caso del Pozo 4, el primer BHA comenzó a construir en el KOP a 500 pies de profundidad. La sarta tenía una tendencia a caminar hacia la derecha debido a la fuerza natural de la formación, y por tal razón, se deslizó 22 ft cada parada para mantener la dirección y construir la inclinación necesaria. Se registraron índices formacionales en el rango de -33 a -3, lo cual refleja la sección de construcción; y también un DLS de $1.3^{\circ}/100$ ft. El desempeño del BHA fue como se esperaba y cumplió con los objetivos del plan direccional. Se continuó rotando y deslizando hacia la izquierda, debido a que la tendencia natural de la formación fue hacia la derecha. No se registró un alto porcentaje de deslizamiento en la operación, aun cuando existió tendencia de la formación a modificar la trayectoria.

Con respecto al Pozo 10, considerando la influencia de la formación Orteguzza (areniscas hasta 200 ft) sobre el ensamblaje a disminuir inclinación y girar hacia la izquierda, se realizó trabajo direccional para posicionar al hueco por encima y a la derecha del plan. Se incrementó el galonaje en la construcción de la curva, y se continuó deslizando 25-40 pies por parada, para poder alcanzar una tasa de construcción de $2^{\circ}/100$ pies. Se obtuvo 35% de pies deslizados en el tramo de la construcción. Para el tramo tangencial, se posicionó el pozo 1 por debajo debido a la tendencia de la formación Orteguzza para construir inclinación. En la Figura 25, se pueden observar los porcentajes de distancia que se rotaron y deslizaron en cada pozo.

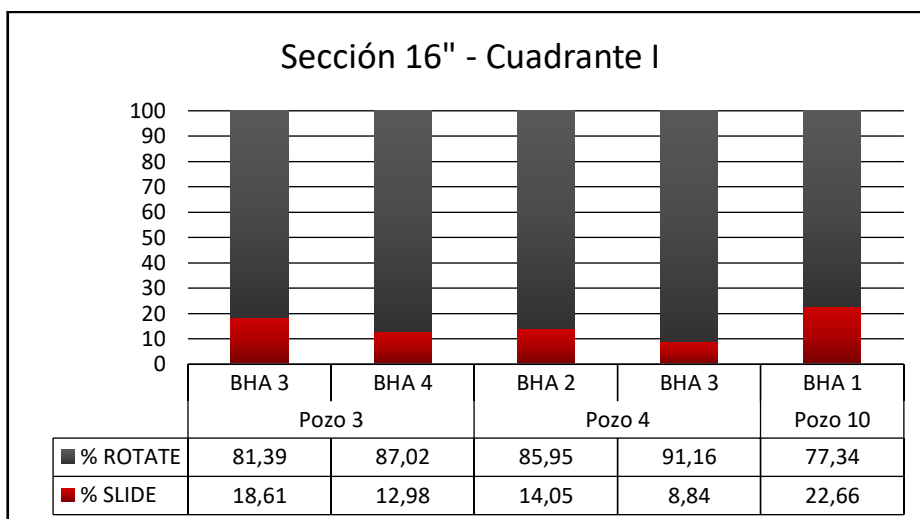


Figura 25: Porcentajes Rotado y Deslizado. Sección 16"–Cuadrante I.

Fuente: (Sperry Drilling, Halliburton, 2019)

- **BHA Propuesto**

Debido a la tendencia de las formaciones a reducir el ángulo del pozo y considerando que el tramo de construcción se realiza en la sección de 16", se realizó simulaciones de ensamblajes que pueda satisfacer las necesidades y solventar los problemas de disminución de ángulo que se han observado en la operación de los 3 pozos en el primer cuadrante.

La configuración básica de este BHA está dada por:

- 16" Broca PDC
- 15 ¾" Estabilizador de Camisa (@ 4.60 ft de la broca)
- 8" Flex Sub
- 14 ½" Estabilizador (@ 37.03 ft de la broca)

La tasa de equilibrio¹ del nuevo ensamblaje registra los valores de 0.13°/100 pies a 0.7°/100 pies, el cual es un rango bastante bueno para construir, a diferencia de los rangos obtenidos con los BHA que perforaron esta sección en los pozos 3, 4 y 10 (ANEXOS). En esta configuración se puede observar que el segundo estabilizador tiene un diámetro de 14.5 pulgadas a diferencia de la mayoría de los BHA utilizados, en los

¹ Las simulaciones de los BHA Propuestos arrojan valores de Tasa de Equilibrio en función de índices formacionales y el rango de inclinación, con los cuales se realizó el análisis técnico. Los valores positivos representan la Tasa de Construcción o *Build-up Rate* (BUR) y los negativos, la Tasa de Declinación o *Drop Rate* (DR).

cuales el segundo estabilizador tenía un diámetro de 14.75 pulgadas, lo cual ayudará mejor a la construcción del ángulo. Se modificó la distancia de los estabilizadores con respecto a la broca. El comportamiento del BHA propuesto será construir mejor por los valores que presenta de acuerdo a la Figura 26, corregirá los problemas de disminución de ángulo que se presentaron en los tres pozos, cuyos rango de valores de BUR en la gráfica son menores, por lo que presentaron la tendencia a tumbar.

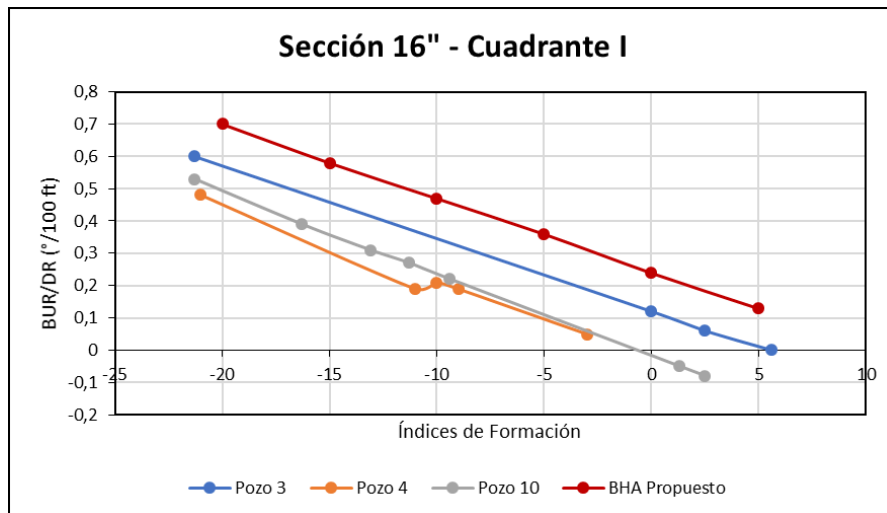


Figura 26: BUR/DR vs Índices de Formación. Sección 16''-Cuadrante I

Fuente: Zurita, 2020

3.3.1.2 Cuadrante II

- **BHA Utilizados**

Los BHA de los 6 pozos que pertenecen a este cuadrante fueron diseñados previamente para construir desde la vertical hasta un rango de 40° a 56° de inclinación. Los ensamblajes trabajaron con un peso sobre la broca máximo de 16 Klb, caudal de 400 a 1000, y 50 a 80 RPM.

La respuesta de la formación sobre los BHA utilizados fue la siguiente: en el caso del Pozo 1, se diseñó el ensamblaje con el fin de iniciar la sección de construcción, pero debido a la influencia de la litología, la cual tendía a reducir inclinación en esta profundidad, se procedió a deslizar para poder obtener la inclinación establecida en el plan de perforación. Se observó interferencia magnética hasta antes de los 900 ft, la cual no alteró ningún dato por la presencia de la herramienta Gyro, esta a su vez ayudando a orientar el *toolface*. Durante la operación, se atravesó varios pies de intercalaciones de carbón, que provocaron una variación en la presión, en consecuencia aumentando el porcentaje de deslizamiento en este primer tramo del pozo. Los índices formacionales está en el intervalo de -12 a 42 lo

cual corrobora la sección de construcción. Varias secciones deslizadas obtuvieron mejores resultados debido a que se trabajó con menor galonaje, ya que en modo rotario continuamente se presenciaba una caída de ángulo. Similares problemas en la inclinación se presentaron al ingresar a las lutita y arenisca Orteguaza.

En el caso del Pozo 5, se requirió deslizar varios tramos en la sección de construcción para poder alcanzar un DLS de 1.4°/100 pies, ya que el *bend* del motor (1.15°) provocó que la perforación experimente tramos deslizados no planeados, siendo 1.15° poco apropiado para construir. Se intenta perforar la mayor parte posible mediante la rotación del BHA, sin embargo, la sección de construcción de ángulo no lo permite y se termina deslizando alrededor del 30% de la distancia perforada. El segundo BHA estaba configurado con un motor de fondo con 1.5° de *bend*, para continuar perforando la sección de 16" y alcanzar 56° de inclinación. El ensamblaje operó de acuerdo a lo que se había planificado, y antes de llegar a Orteguaza, el comportamiento sobre el BHA fue empujarlo ligeramente hacia la derecha.

En cuanto al Pozo 6, el primer BHA utilizado construyó a razón de 0.8°/100 ft con dirección hacia el segundo cuadrante, obteniendo 52° de inclinación. Los índices formacionales que se registraron para este tramo de la perforación oscilan entre -38 y 8. A diferencia del BHA anterior, esta nueva configuración llevó un flotador permitiendo que se pueda rotar dos paradas consecutivas después de dos o tres tramos deslizados. A pesar de los cálculos realizados y el valor sugerido para la distancia orientada, se tuvo cuidado de no alcanzar valores de *dog leg* altos. Durante la perforación de la tangente se percibió un leve incremento en el BUR en un tramo de litología arcillosa, pero se mantuvo el ángulo durante la arenisca en Orteguaza y en lutitas.

Para el Pozo 7, respecto a la profundidad total perforada con el BHA N°3, 22% pertenece a los intervalos deslizados, alcanzando un *dog leg* máximo de 1.7°/100 pies. En general, el comportamiento de este ensamblaje mantuvo la dirección cercana al plan. El desempeño del BHA N°4 resultó favorable para apegarse al plan y perforar sin ningún inconveniente. El porcentaje de *sliding* fue 18%, con un *dog leg* máximo de 1.94°/100 pies. En general, el comportamiento de esta configuración no se vio afectada en gran magnitud por las tendencias naturales de las formaciones que atravesó. El comportamiento del BHA 5, provocó que la trayectoria se haya desviado 10 pies por encima de la trayectoria del plan direccional. Debido a esta desviación se realizaron varios intentos por corregir la dirección y la inclinación, obteniendo a la final un pozo lo más cercano al plan. Los índices formacionales obtenidos van de -15 a 31 respaldan el comportamiento de los 3 ensamblajes utilizados en la perforación de esta sección.

Con respecto al Pozo 8, el BHA N°1 realizó construcción de ángulo a partir del KOP en dirección a 110° de acuerdo al plan, a razón de 2.2°/100 pies y deslizando 17 a 30 pies por parada. A partir de 1056 pies de profundidad se encuentran cuerpos arenosos, los cuales reducen la tasa de construcción y es necesario deslizar varios tramos mientras se los atraviesa para corregir la trayectoria. Los índices formacionales varían entre -28.8 y 1.3. El Pozo 9 presentó una tendencia a construir ángulo y se realiza una corrección para desviar el pozo. Se mantiene 1000 gpm para atravesar intercalaciones de arcilla y arena, obteniendo buenos resultados direccionales. Se perfora una sección de limolitas, para lo cual el BUR aumenta de 0.38°/100 pies a 0.80°/100 pies. En general, los trabajos direccionales realizados son para tumbar ángulo y girar hacia la izquierda. La Figura 27 muestra los porcentajes de deslizamiento y rotación en la sección de 16" de cada pozo.

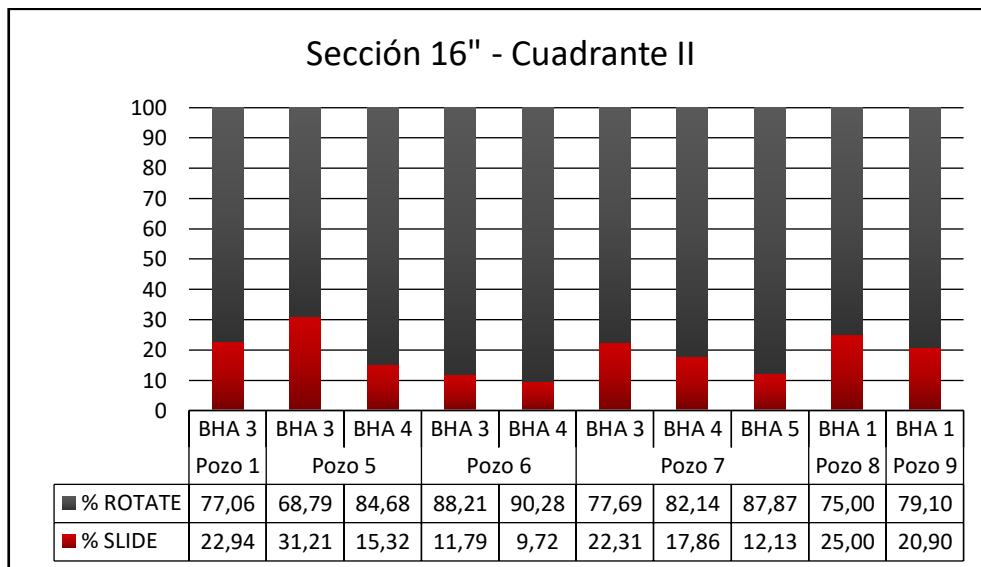


Figura 27: Porcentajes Rotado y Deslizado. Sección 16"–Cuadrante II.

Fuente: (Sperry Drilling, Halliburton, 2019)

- **BHA Propuesto**

El BHA que se ha diseñado para satisfacer las necesidades de este grupo de pozos cuya tendencia fue a reducir el ángulo del pozo, y en el caso particular del pozo 7 a construir ligeramente.

La configuración básica de este BHA está dada por:

- 16" Broca PDC
- 15 ¾" Estabilizador de Camisa (@ 3.82 ft de la broca)
- 9.63" Flex Float Sub
- 8" Pony Collar

– 14 ½” Estabilizador (@ 42.58 ft de la broca)

Este ensamblaje tiene una tasa de construcción máxima de 0.65°/100 pies que ayudará a perforar desde el KOP, adquirir la inclinación de acuerdo al plan y finalizar la sección de construcción. El estabilizador de sarta tiene un diámetro de 14 ½” (diámetro menor a los que se utilizaron en los BHA originales), para que el efecto de construcción sea mayor y no se invierta demasiado tiempo en recuperar el ángulo deslizando. El BHA también tiene un *drop rate* máximo de 0,41, lo cual ayudará a que BHA no construya al punto que salga del plan, lo cual puede pasar debido a que se registraron problemas similares en uno de los pozos en este cuadrante. La Figura 28 ilustra el comportamiento del BHA Propuesto con respecto a los demás pozos, comparando los rangos de BUR/DR obtenidos en las simulaciones. Se puede observar en el caso del Pozo 1, que tiene una tendencia a disminuir ángulo, experimentando problemas al recuperar la trayectoria planeada, por lo que el BHA propuesto ayudará a construir la sección tangencial de manera más eficaz. Por otro lado, el Pozo 9 presentó problemas de exceso de construcción de ángulo, y se puede observar este comportamiento en la Figura 28. Su rango de BUR/DR está entre -0,1 y 1,1, lo cual puede ser corregido por el BHA propuesto por su tendencia a declinar ángulo. De manera general, se puede concluir que el BHA rediseñado para esta sección y cuadrante puede superar los retos y perforar de manera continua, adaptándose a las características particulares de las formaciones.

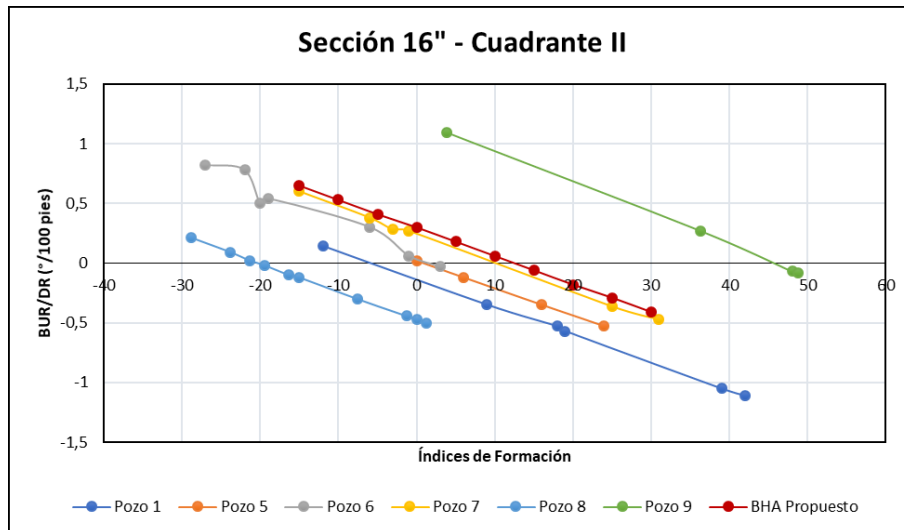


Figura 28: BUR/DR vs Índices de Formación. Sección 16"–Cuadrante II.

Elaborado por: Zurita, 2020

3.3.1.3 Cuadrante III

- **BHA Utilizados**

En el Pozo 2, se presentaron intervalos donde fue necesario deslizar y recuperar el ángulo para alcanzar el *dog leg* que se había planeado inicialmente, estas acciones fueron tomadas debido a la tendencia de la formación a tumbar a razón de 0.5°/100 pies a 1.5°/100 pies. Una vez que el ensamblaje alcanza la inclinación deseada, se intenta seguir la perforación rotando la sarta con el propósito de tener una buena remoción de recortes, sin embargo, la formación no permite perforar de esta manera. El porcentaje de deslizamiento con estos ensamblajes fue de 21%, como se observa en la Figura 29.

Existe una tendencia de caída de ángulo en la formación Orteguaza y por tal razón se procedió a deslizar para mantener la inclinación que se había logrado. Los índices de formación obtenidos van de -5 a 29, corroborando así el comportamiento de Orteguaza previamente descrito.

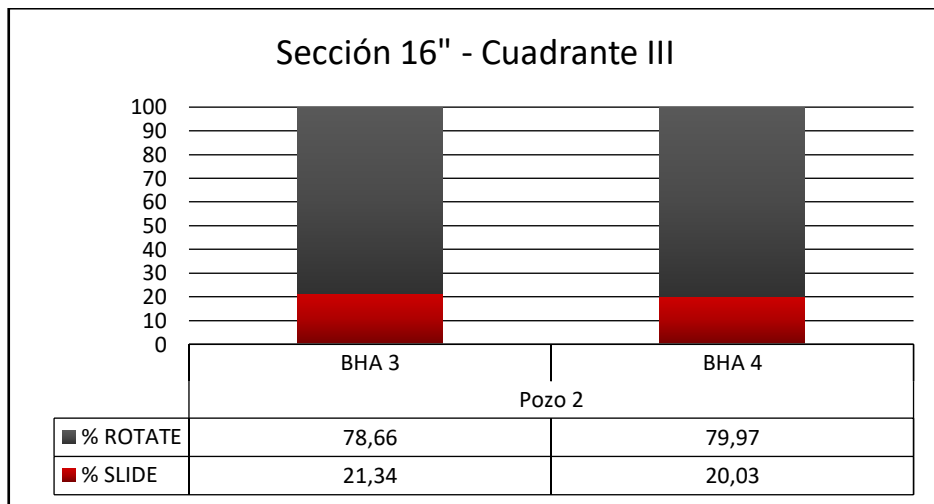


Figura 29: Porcentajes Rotado y Deslizado. Sección 16”–Cuadrante III.

Fuente: (Sperry Drilling, Halliburton, 2019)

- **BHA Propuesto**

Debido a la tendencia de las formaciones a reducir el ángulo del pozo y considerando que se perforará la sección de construcción se ha escogido el siguiente BHA.

La configuración básica de este BHA está dada por:

- 16” Broca PDC
- 15 ¾” Estabilizador de Camisa (@ 4.41 ft de la broca)
- 8” Flex Float Sub

- 8" Pony Collar
- 14 ½" Estabilizador (@ 42.67 ft de la broca)

Como se puede observar en la Figura 30, dentro del rango de índices formacionales que presenta esta sección en este cuadrante, el BHA Propuesto puede lograr mantener el ángulo de construcción levemente mejor que el ensamblaje utilizado y no permitirá que decline el ángulo y altere la trayectoria del pozo, ya que se ha aumentado un pony collar a su diseño para incrementar la tasa de construcción y disminuir la tendencia a reducir el ángulo de la sección de construcción .

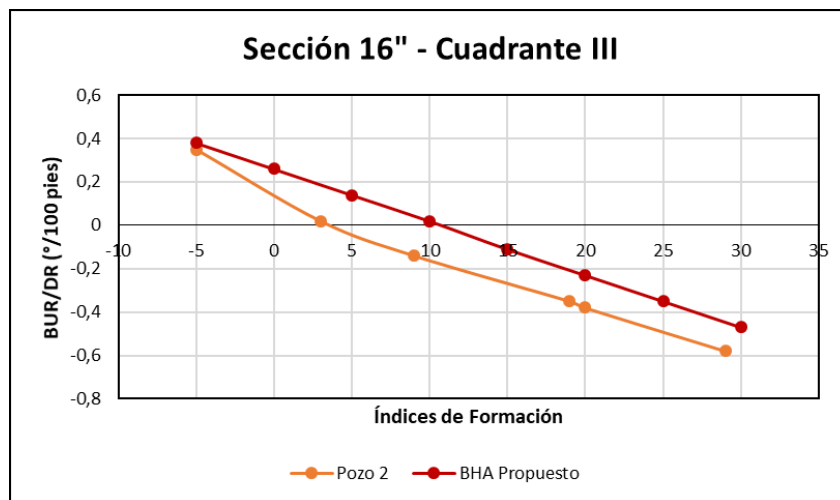


Figura 30: BUR/DR vs Índices de Formación. Sección 16''–Cuadrante III.

Elaborado por: Zurita, 2020

3.3.2 Sección de 12 ¼''

3.3.2.1 Cuadrante I

- **BHA Utilizados**

El Pozo 3, el comportamiento del BHA en modo rotario fue mantener el ángulo y girar levemente a la derecha. En el Conglomerado Tiyuyacu Inferior, la tendencia fue reducir inclinación a razón de -0.6°/100 pies, de modo que fue necesario deslizar de 20 a 25 ft para recuperar la tasa de construcción de 0.6 a 0.8°/100 pies. En la perforación de toda esta sección se determinó que la tasa de declinación promedio en los intervalos rotados fue de -0.1°/100 pies y los índices formacionales se encuentran entre -20.9 y 15.

Para el Pozo 4, el BHA utilizado en esta corrida tuvo el desempeño esperado, sin embargo, se deslizó varios pies en cada corrida para obtener el *dog leg* requerido por el plan direccional. Una vez que el BHA entró al Conglomerado, este experimentó la tendencia natural de la formación, y se perdió ángulo. Se experimentó atrapamiento al igual que en

el Pozo 3 y se procedió a mover la tubería para liberarla. Una vez que se ha logrado la inclinación que se estableció previamente en el plan, se da continuidad a la perforación rotando la sarta, manteniendo la inclinación y dirección, hasta este punto alcanzadas. A continuación, se perfora el Conglomerado Tiyuyacu Inferior rotando pero esto provoca que se pierda ángulo en la sección tangente, por lo que se desliza varios pies para contrarrestar la tenencia de la formación a disminuir la inclinación. Se decide rotar los últimos 500 pies para ahorrar tiempo con la consecuencia de que se perdería inclinación.

En cuanto al Pozo 10, el segundo BHA el cual reflejó una tendencia a decrecer la inclinación de 0.2°/100 pies y girar a la izquierda, se corrigió con dos tramos de *sliding* de 20 y 30 pies, para recuperar ángulo y construir hacia la derecha. Continuando la perforación, la formación Tena también presentó los mismos problemas sin embargo se controló esa tendencia con dos tramos deslizados. En M1, se decidió girar medio grado a la derecha debido a que los BHA normalmente giran hacia la izquierda. Los índices de formación varían entre -13.8 y 12.5. Los porcentajes de deslizamiento y rotación para la sección 12 ¼" dentro del cuadrante 2 se expresan en la Figura 31.

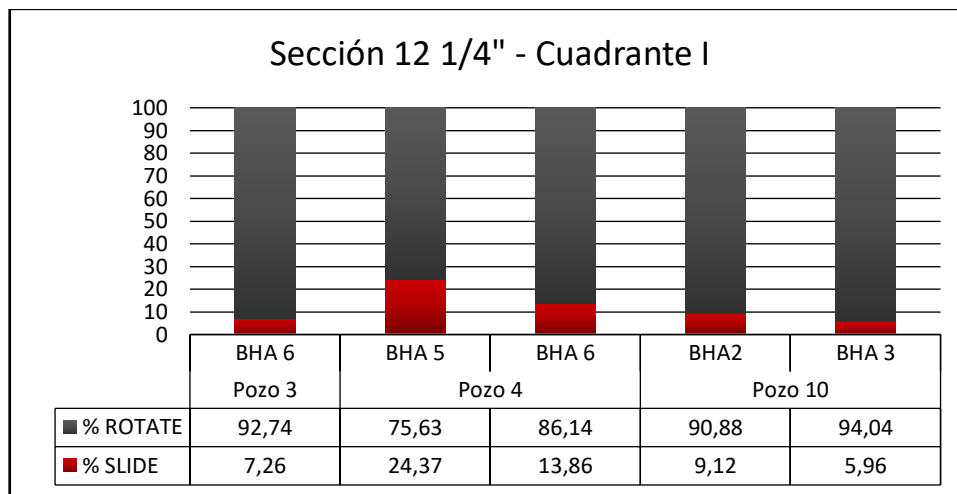


Figura 31: Porcentajes Rotado y Deslizado. Sección 12 ¼"—Cuadrante I.

Fuente: (Sperry Drilling, Halliburton, 2019)

- **BHA Propuesto**

La tendencia natural de las formaciones atravesadas en la sección de 12 ¼" fue a disminuir el ángulo del pozo, por lo que se propone el siguiente BHA.

La configuración básica de este BHA está dada por:

- 12 ¼" Broca PDC

- 11 7/8" Estabilizador de Camisa (@ 3.98 pies de la broca)
- 8" Flex Sub con Float Valve
- 8" Pony Collar
- 11 1/2" Estabilizador (@ 36.39 pies de la broca)

Los valores de tasa de construcción de esta nueva configuración propuesta llega a 0,65°/100 pies que corresponde a un índice de -15. La tasa de disminución de ángulo puede llegar a -0,77°/100 pies que es menor que los expuestos por los ensamblajes en los Pozos 3 y 4. Este rango de tasa de equilibrio se puede observar en la Figura 32 y pretende mantener equilibrio a lo largo de la litología que presenta la sección de 12 1/4", que varía entre arenas y calizas principalmente. Los valores graficados pertenecen a una simulación que se realizó con un rango de inclinación entre 50 y 60 grados.

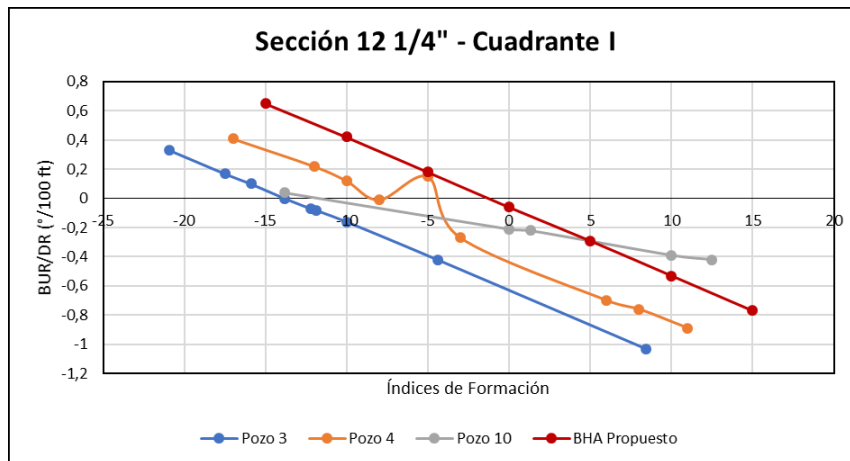


Figura 32: BUR/DR vs Índices de Formación. Sección 12 1/4" - Cuadrante I.

Fuente: Zurita, 2020

3.3.2.2 Cuadrante II

- **BHA Utilizados**

El Pozo 1 utilizó únicamente el BHA 4 para esta sección y esta configuración trabajó como esperado, alcanzando la profundidad deseada según el plan de trayectoria. Durante la perforación de los primeros 300 pies, se trabajó con 830 gpm y 350 psi de presión diferencial debido a que se quería evitar una caída de la inclinación en la formación Orteguzza, y como resultado se logró mantener la tangente pero un leve giro hacia la derecha. Se registraron índices formacionales entre -22 y 9. Una parada antes de llegar a la formación Tiyuyacu, se deslizó 18 pies para corregir *azimuth*, girando hacia la izquierda. Después de atravesar el conglomerado superior, se deslizó 22 pies para corregir dirección

hacia la izquierda, y reducir inclinación. Durante la perforación de la arcilla en Tiyuyacu, se deslizó 18 pies para corregir el *azimuth*.

En el Pozo 5, la sección de 12 ¼" se comienza a perforar con la configuración De acuerdo a las simulaciones realizadas, se espera que este BHA mantenga la inclinación durante la perforación de la sección tangencial del pozo, sin embargo, experimenta fuerzas propias de las formaciones y tiene a perforar hacia arriba y derecha. Se contrarresta los efectos de la litología deslizando, para mantener la trayectoria lo más cerca posible al plan. El porcentaje de *slide* total realizado en el tramo perforado con este BHA es 10% del total de pies perforados. Los índices van desde -3 a 14. Durante el tramo inicial, los valores obtenidos de *dog leg* fueron altos, tal que el porcentaje de *slide* fue de 30%. A partir de este suceso, se procedió a reducir el *dog leg*. Una vez más el comportamiento del ensamblaje por efecto de la formación, fue de tumbar inclinación, y con el propósito de corregir la trayectoria se tuvo tramos de deslizamiento. El comportamiento continua a través de la operación con este ensamblaje, y en Tena tiende a construir levemente con 0.2°/100 pies.

El BHA 5 del Pozo 6 tuvo una tasa de construcción más alta de la esperada, de acuerdo a los resultados obtenidos en la simulación. Estos incrementos en la tasa de construcción significaron varios tramos orientados para poder corregir la trayectoria del pozo. Se mantuvo el *azimuth* en 152°. Los índices formacionales varían entre -23 y 8.

El desempeño del BHA 7 perteneciente al Pozo 7, en general, fue de acuerdo a lo que se había establecido en el plan, obteniendo alrededor de 3% de la profundidad total en modo orientado. El BHA 8 funcionó para recuperar la inclinación que se había perdido en la corrida anterior, sin embargo no logró mantener la tangente como se había programado. Una vez que se ajustó la inclinación a la del plan, el BHA continuó construyendo lo cual derivó en que se deslice el ensamblaje para poder ajustarse a la trayectoria planeada. Las tendencias formacionales fueron un factor imponente sobre el comportamiento del BHA, ya que aumentó la inclinación alrededor de 3°. Se presentaron tendencias de la formación muy variables, lo cual no necesariamente se pudo corregir deslizando. Los índices registrados van de -21 a 24.

Al inicio de la sección, en el Pozo 8, se observó un aumento en la inclinación por efecto de las fuerzas formacionales, por lo que se deslizó y corrigió para disminuir la inclinación. Se redireccionó el *azimuth* hacia 126°, el cual había sido modificado por las mismas fuerzas. Se registró la tendencia a decrecer en inclinación en las formaciones Tiyuyacu y Tena, y se procede a orientar varios tramos. Alcanza la profundidad del punto de asentamiento de casing 12 ¼", con un promedio de una tasa de construcción de -0.58°/100 ft. Los índices formacionales están en un rango entre 12.5 y 38.8.

La tendencia del ensamblaje 2 del Pozo 9 en estado de rotación, varía entre -0.16° y $-0.50^\circ/100$ ft. En la perforación con este BHA, se realizan varios tramos orientados para levantar inclinación y girar hacia la derecha. El total de pies deslizados para el final de esta corrida es de 8% con respecto a la profundidad perforada. Los índices formacionales calculados son coherentes con el comportamiento de la formación y se encuentran en el rango entre 20 y 25. Se atravesó la arena Tena en rotación, reduciendo a 60 rpm y con 20 Klb de WOB. Mediante un control de parámetros se intentó ayudar a mantener la tangente, sin embargo, se observó que la inclinación sufrió un declive entre -0.1 y $-0.23^\circ/100$ ft. La Figura 33 muestra los porcentajes que representan los tramos deslizados y rotados.

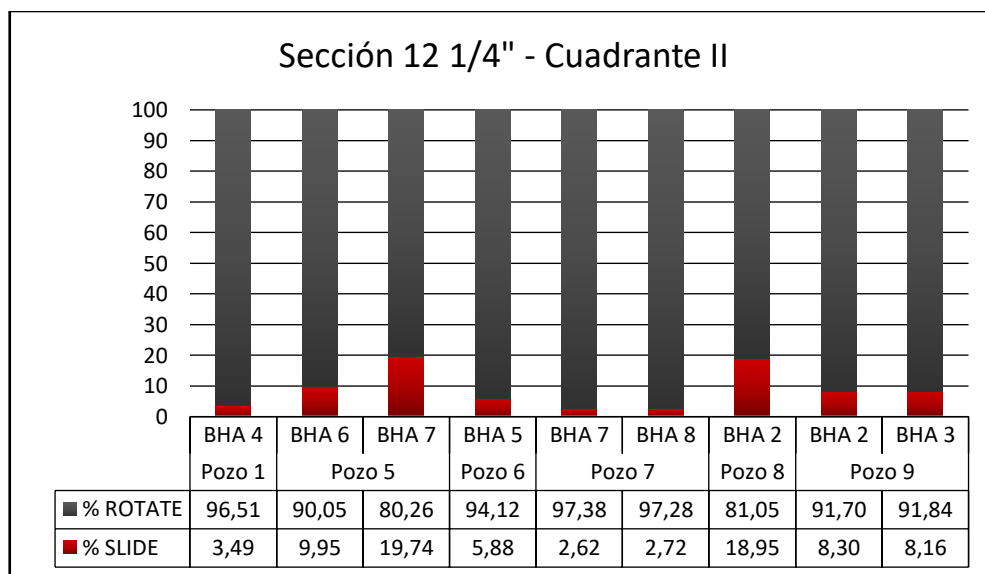


Figura 33: Porcentajes Rotado y Deslizado. Sección 12 1/4"–Cuadrante II.

Fuente: (Sperry Drilling, Halliburton, 2019)

- **BHA Propuestos**

Debido a la tendencia de las formaciones a reducir el ángulo del pozo y considerando La configuración básica de este BHA está dada por:

- 12 1/4" Broca PDC
- 12" Estabilizador de Camisa (@ 3.12 ft de la broca)
- 8" Flex Float Sub
- 8" Pony Collar
- 11 1/2" Estabilizador (@ 36.8 ft de la broca)

La litología atravesada en la sección de 12 1/4" está conformada principalmente de arcillas en la parte inicial, arenas y calizas en el resto de la sección. En la Figura 34, se puede observar que el BHA propuesto tiene una tasa de construcción máxima de 0,06% / 100 pies

y una tasa de declinación de 0,89°/100 pies dentro de un rango de índices de formación que va desde -15 a 20. El ensamblaje proporcionará estabilidad al perforar y mantener la tangente hasta el punto de asentamiento de casing.

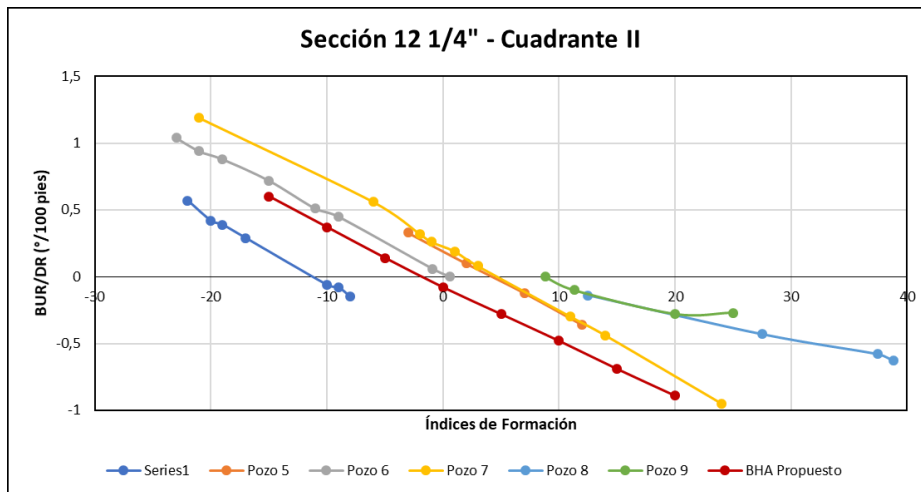


Figura 34: BUR/DR vs Índices de Formación. Sección 12 1/4"–Cuadrante II.

Elaborado por: Zurita, 2020

3.3.2.3 Cuadrante III

- **BHA Utilizados**

El desempeño de este diseño de perforación, en el Pozo 2, estuvo acorde a lo que se había planeado, lo cual fue mantener el ángulo de inclinación, por tanto la tangente. En términos generales, se manifestó la tendencia a mantener y construir, cuando el BHA se encontraba en modo rotario. En los intervalos que se deslizó, la operación no presentó ningún problema de atrapamiento. La tendencia que presentó el BHA fue de construir en modo rotario con 0.3°/100 ft. Debido a la leve tasa de construcción y la tendencia a mantener el ángulo, el ensamblaje permitió rotar 94% de los pies perforados hasta Chert Inferior como se muestra en la Figura 35. Después de los 9000 pies perforados, la litología presentó una tendencia a tumbar la inclinación, y se procedió a deslizar para construir y recuperar el ángulo que se perdió, para regresar la trayectoria del pozo lo más cercano posible al plan. En el Conglomerado Inferior, la tendencia del BHA no fue la esperada debido al desgaste de la camisa del motor. Se procedió a deslizar para poder recuperar la inclinación. Se encontró que los índices se encuentran en el rango de -17 a 13.

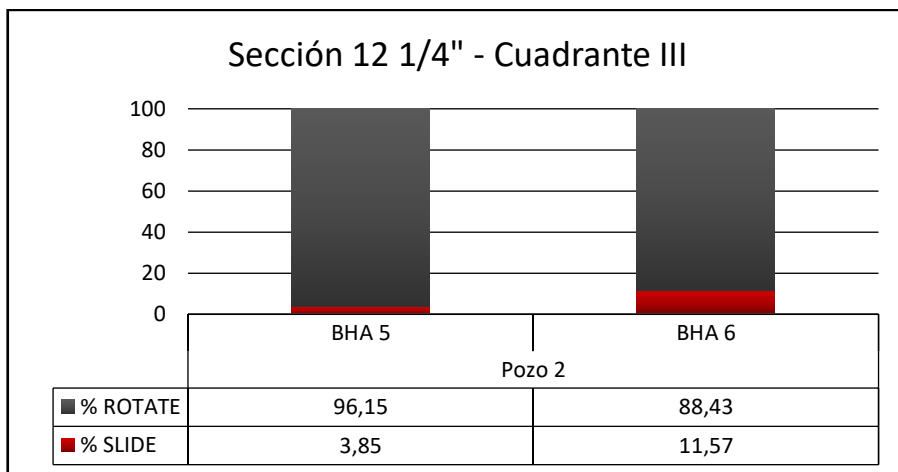


Figura 35: Porcentajes Rotado y Deslizado. Sección 12 1/4"–Cuadrante III.

Fuente: (Sperry Drilling, Halliburton, 2019)

- **BHA Propuesto**

Debido a la tendencia de las formaciones a reducir el ángulo del pozo y mantener la tangente se ha propuesto el siguiente ensamblaje.

La configuración básica de este BHA está dada por:

- 12 1/4" Broca PDC
- 11 7/8" Estabilizador de Camisa (@ 3.98 ft de la broca)
- 8" Flex Sub con Float Valve
- 8" Pony Collar
- 11 1/2" Estabilizador (@ 36.39 ft de la broca)

El BHA Propuesto tiene propiedades de desempeño similares a las de ensamblaje utilizado, con la diferencia de que ayudará a controlar mejor la tendencia a construir que presentó al inicio de la sección. Su tasa de declinación máxima es 0,53°/100 pies.

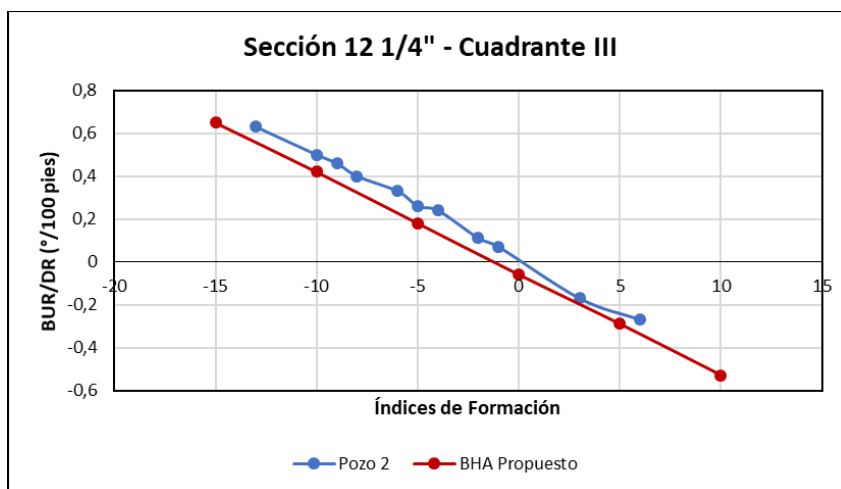


Figura 36: BUR/DR vs Índices de Formación. Sección 12 1/4"–Cuadrante III.

Elaborado por: Zurita, 2020

3.3.3 Sección de 8 1/2"

3.3.3.1 Cuadrante I

- **BHA Utilizados**

El BHA 7 del Pozo 3 no trabajó de acuerdo a las simulaciones que se realizaron en el software MaxBHA. Cuando se encontraba en la formación Tena, se deslizó para recuperar altura que la trayectoria había perdido en la corrida anterior. En la zona de lutitas M-1, el BHA tuvo una tendencia drástica de tumbar el ángulo, y en la caliza M-1, esa tendencia redujo. Se disminuyó el flujo desde superficie, para poder continuar rotando la sarta y poder reducir la tendencia a tumbar del BHA.

El comportamiento de las formaciones frente a este BHA, del Pozo 4, fue afectar la dirección hacia la derecha, por tanto se deslizó el ensamblaje para poder recuperar el *azimuth* requerido en el plan. Los datos obtenidos mediante los surveys mostraron que a lo largo de la operación, hubieron formaciones que presentaban una fuerte tendencia a redirigir el BHA hacia la izquierda. De igual manera durante la perforación de la Caliza "A", el BHA tendía a construir ángulo. Para la adecuada corrección de la trayectoria, se deslizó el ensamblaje hasta encontrar el objetivo final. Los índices de formación van de -0,6 a 28. El BHA 4 del Pozo 10, continuó experimentando el decrecimiento de inclinación durante la perforación de la formación M1 a razón de -0.4°/100 pies, y en zona lutítica a razón de -1.7°/100 pies. Se desliza 30 pies para alcanzar el objetivo en M2.

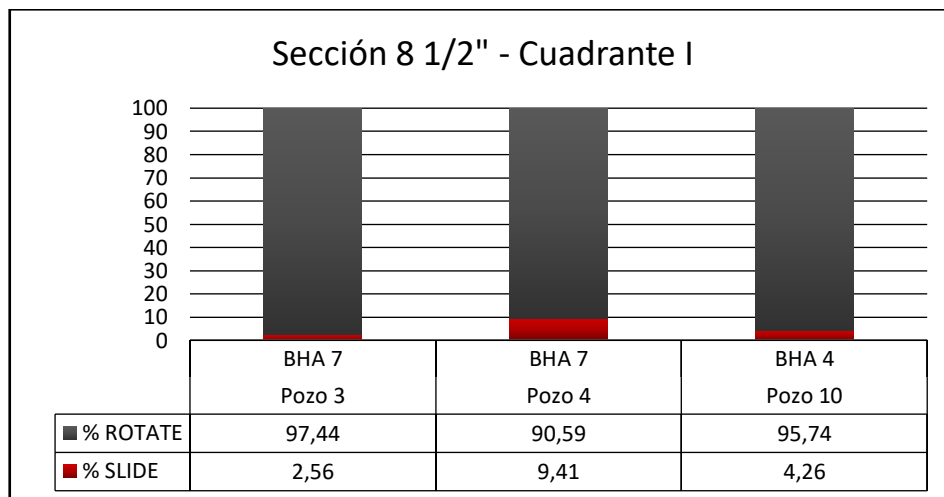


Figura 37: Porcentajes Rotado y Deslizado. Sección 8 1/2"–Cuadrante I.

Fuente: (Sperry Drilling, Halliburton, 2019)

- **BHA Propuesto**

El diseño propuesto se diseña considerando que la trayectoria en la sección de 8 ½" tiende a tumbar ligeramente encontrándose alineada al usual comportamiento de las formaciones en esta zona.

La configuración básica de este BHA está dada por:

- 8 ½" Broca PDC
- 8 ¼" Estabilizador de Camisa (@ 3.13 pies de la broca)
- 6 ¾" Flex Float Sub con Float Valve
- 8 1/8" Estabilizador (@ 35.77 pies de la broca)

Debido a que esta sección atraviesa una formación cuya tendencia es a disminuir ángulo y tumbar, se elabora la trayectoria tal que el BHA corra paralelamente al plan. Es por este motivo que el BHA Propuesto posee un valor de DR máximo igual a -1,41°/100 pies, lo que ayudará a que el ensamblaje no requiera de tantos tramos deslizados. Se puede observar en la Figura 38, el rango de la tasa de equilibrio que puede manejar este BHA.

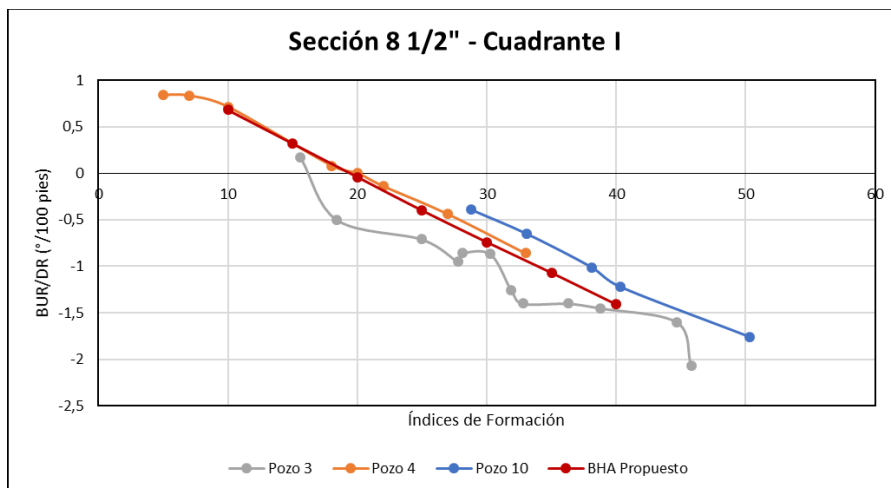


Figura 38: BUR/DR vs Índices de Formación. Sección 8 ½"–Cuadrante I.

Fuente: Zurita, 2020

3.3.3.2 Cuadrante II

- **BHA Utilizados**

Durante la mayor parte de la trayectoria perforada el ensamblaje de fondo en el Pozo1 se mantuvo en modo rotario, sin embargo, durante un corto tramo se presenció que existía una caída de ángulo y una leve tendencia hacia la izquierda. Se deslizó para recuperar la inclinación y frenar la tendencia a tumbar, propia de la formación.

Este ensamblaje 8 del Pozo 5 comienza a perforar en la formación Tena, cuyas tendencias formacionales afectan al comportamiento del BHA, haciendo que este tienda a construir

(0.2°/100 pies). Sin embargo, en las formaciones M1 y Napo Superior se experimentó una caída de ángulo hasta 1.35°/100 pies y los índices de formación en este tramo de la perforación que van desde -5 a 35 corroboran este comportamiento. Durante la operación, se tuvo leves problemas con arrastre pero esto no afectó el desempeño, ni el tiempo de la perforación. En los intervalos que se deslizó el BHA, el motor experimentó leve *stalling*, pero continuó funcionando. El porcentaje de distancia orientada corresponde a menos del 5% de la profundidad perforada por este BHA como muestra la Figura 39.

En el Pozo 6, el BHA utilizado construyó a razón de 0.4 a 0.6°/100 pies en la formación Tena, y se corrigió la trayectoria deslizando varios pies hacia abajo. En M1 y Basal Tena, la inclinación cayó entre 1 y 1.5° por parada. Un comportamiento similar se presentó durante la perforación de la Caliza M2 y Arenisca M2, en la que el ángulo disminuyó 1°/100 pies en modo rotario. Los índices registrados van desde -3 a 33.

El comportamiento del BHA 10, en el Pozo 7, presentó una tendencia a construir ángulo de 1.4°/100 ft, por lo cual se tuvo que deslizar en cada parada para mantener la trayectoria como se había planeado. Habiendo llegado a la formación Napo, la tendencia drásticamente cambió de construir a tumbar, de acuerdo a lo esperado. Los índices de formación que se obtuvieron, -4 a 45, corresponden al comportamiento descrito en Napo de reducir el ángulo.

La información obtenida en los *surveys* del Pozo 8, mostró la tendencia a tumbar inclinación en promedio de 0.88°/100 ft y un leve giro a la izquierda. Al llegar a la arena M-1, se observó que había una tendencia a construir ángulo por lo que fue necesario deslizar dos intervalos de 17 y 10 ft para tumbar inclinación. La tendencia en lutitas de Napo usualmente es disminuir el ángulo, y en el intento de anticipar el efecto en el BHA, se deslizó para construir inclinación, pero no hubo ninguna fuerza formacional. Los índices de formación calculados oscilan en el rango de 18 a 30, que muestra que las formaciones atravesadas con este BHA tienden a tumbar ángulo.

El BHA utilizado en el Pozo 9, tendió a disminuir inclinación en el tope y base de la formación Napo en 1°/100 pies. En resumen, a través del tramo perforado se registró una tasa de declinación de 0.4°/100 pies, por lo que se realizaron pocos tramos de *sliding* para corrección de trayectoria. El comportamiento previamente descrito corresponde a los índices obtenidos que van de 16,9 a 35,3.

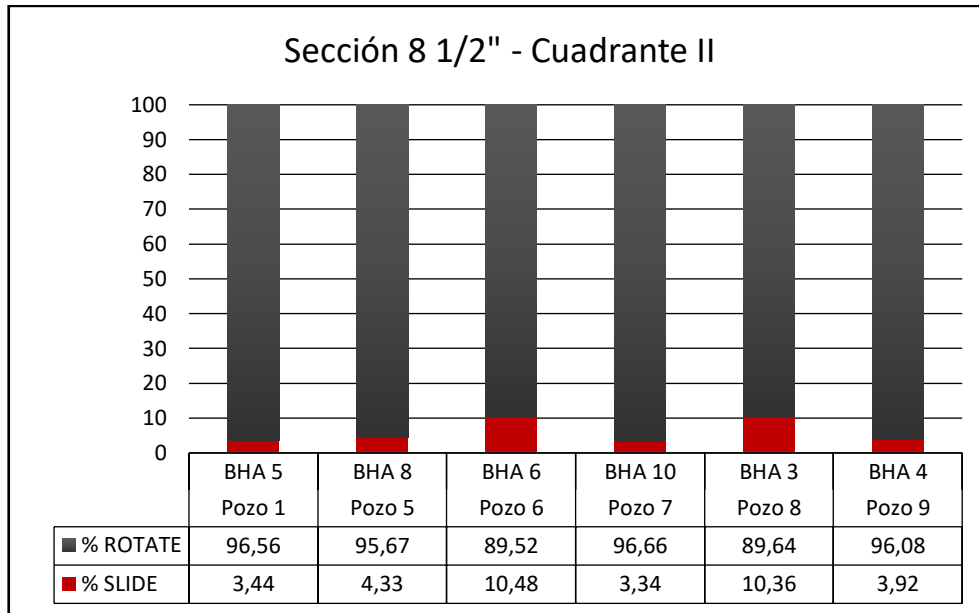


Figura 39: Porcentajes Rotado y Deslizado. Sección 8 1/2"–Cuadrante II.

Fuente: (Sperry Drilling, Halliburton, 2019)

- **BHA Propuesto**

La configuración básica de este BHA está dada por:

- 16" Broca PDC
- 15 3/4" Estabilizador de Camisa (@ 4.23 ft de la broca)
- 9 1/8" Flex Sub
- 14 1/2" Estabilizador (@ 35.31 ft de la broca)

Las tendencias formacionales sobre los ensamblajes en esta sección son principalmente tumbar, ya que la litología está conformada por arcillas. Se espera que el comportamiento del BHA siga paralelo a la trayectoria planeada. El rango de BUR/DR va entre -1.5 a 0.5 °/100 pies como se muestra en la Figura 40.

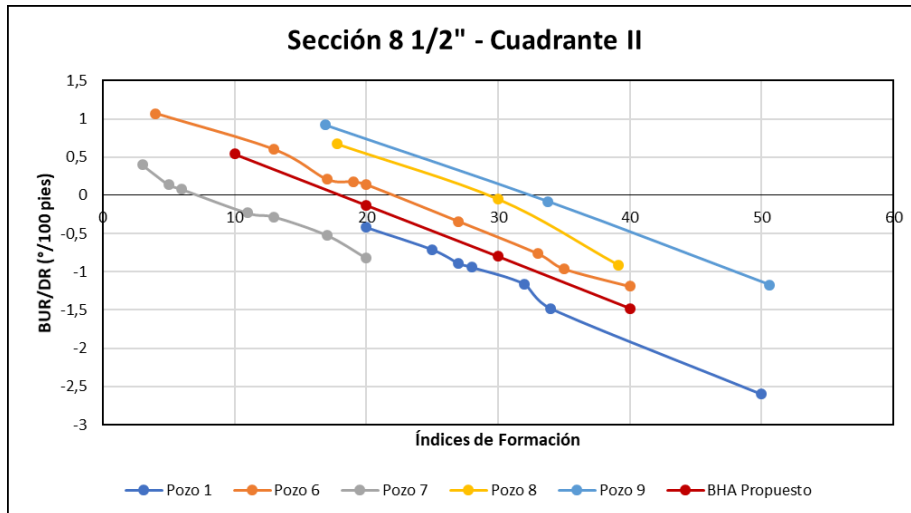


Figura 40: BUR/DR vs Índices de Formación. Sección 8 1/2"–Cuadrante II.

Elaborado por: Zurita, 2020

3.3.3.3 Cuadrante III

Debido a que el Pozo 2 no registra problemas de deslizamiento en la sección de 8 1/2", no existe la necesidad de rediseñar su ensamblaje de fondo. Sin embargo, se ha realizado el proceso de optimización de los BHA correspondientes a las secciones de 16" y 12 1/4", obteniendo los resultados esperados y como se muestra en el presente capítulo de este trabajo.

3.4 Estudio Económico

La planeación de un proyecto de perforación toma en cuenta varios aspectos técnicos como económicos. Como parte de este proceso, el diseño óptimo de un ensamblaje de fondo consta como uno de los factores más importantes para la operación, permitiendo maximizar recursos de tiempo y dinero.

Actualmente, se dispone de varios programas adaptados de última tecnología para desarrollar planes de pozos verticales, direccionales y horizontales que cumplan con los requerimientos de los clientes. El departamento de ingeniería conjuntamente con los avances tecnológicos obtiene el desempeño óptimo y los resultados esperados.

Para el análisis técnico económico de este proyecto es crucial considerar que los pozos de alto ángulo se construyen para poder cubrir la mayor cantidad de área y tener retornos en menor tiempo (Altuna, 2014). Por lo tanto, el diseño de pozos así como de la aplicación de las herramientas de perforación adecuadas son de suma importancia para una operación eficaz.

Como se ha mencionado antes, una correcta configuración de herramientas en el ensamblaje de fondo permite evitar problemas en subsuelo como pega diferencial de la sarta, embolamiento de la broca, circulación no apropiada de recortes y ojos de llave. Estos potenciales problemas se traducen a la final en Tiempos No Productivos o NPT (por sus siglas en inglés).

Para este estudio económico, se utilizarán costos expresados en porcentajes, cumpliendo con el objetivo del estudio y demostrando la validez del mismo al rediseñar los ensamblajes de perforación de los pozos de alto ángulo.

3.4.1 Escenario

Los pozos que se han escogido para el presente estudio tienen un perfil direccional tipo “J” de alto ángulo y largo desplazamiento horizontal, y se identificó que los problemas se presentan en las secciones principales, siendo estas: 16”, 12 ¼” y 8 ½”. Además, según los reportes finales de perforación se advierte que en la mayoría de pozos se realizaron corridas extra de los BHA, debido a problemas con las herramientas, su configuración o condiciones inesperadas en el yacimiento que afectaron el desempeño de los BHA.

Para este análisis económico, se tomarán dos pozos con similares características de distancia perforada, geología en subsuelo, ángulo de tangente y desplazamiento horizontal. El primer pozo denominado “pozo tipo”, perforó utilizando un BHA por sección. Este servirá de referencia para ilustrar la importancia de un rediseño de los ensamblajes y el ahorro que representa en las operaciones de perforación de un pozo direccional, de manera que exista menos tiempo no productivo o NPT. Se ha demostrado que una cuidadosa planeación de los BHA puede permitir perforar cada sección con una sola configuración, es por eso que los ensamblajes rediseñados presentados previamente en este mismo capítulo pretenden cumplir este objetivo. Y se tomará un pozo, denominado “pozo de estudio”, el cual utilizó más de un ensamblaje por sección, y se procederá a comparar teóricamente los costos de ambos pozos, demostrando el ahorro que representa un buen diseño de BHA. A continuación, se expone la justificación económica del presente trabajo.

Es importante mencionar que se demuestra únicamente el ahorro que representan los cambios de BHA sin considerar ninguna operación relacionada con fluidos de perforación.

3.4.2 Costos de Perforación

A continuación, en la Tabla 89, se exponen los distintos servicios que conforman una operación de perforación y el porcentaje que cada servicio representa en la inversión total.

Tabla 89: Porcentajes estimados de costos de servicios de perforación en un pozo direccional.

Servicio	Costo (%)
Servicio de Taladro de Perforación	22,94
Servicio de Gerenciamiento de Perforación	6,69
Servicio Direccional	15,90
Servicio de Lodos de Perforación	6,83
Servicio de Control de Sólidos de Perforación	10,41
Servicio de Corrida de Tubulares	0,61
Servicio de Cementación	7,02
Servicio de Registros Eléctricos a Hoyo abierto	8,28
Servicio de Liner Hanger	4,09
Servicio de Brocas de Perforación	1,91
Servicio de Geomecánica	0,79
Renta de Equipos de Perforación	9,12
Tubería de Revestimiento	2,06
Medio Ambiente	0,26
Comunicaciones	0,75
Costo Extra de Operadores	2,35
TOTAL	100 %

Fuente: (Vargas, s. f.)

Elaborado por: Zurita, 2020

La inversión que se realiza en un pozo direccional nuevo tipo “J” de alto ángulo y largo desplazamiento horizontal, de acuerdo al estudio realizado por (Quishpe & Ruiz, 2015) se expone en la Tabla 90. En base a los datos presentados, se pueden calcular los costos promedio por cada pie perforado, por día y por hora.

Tabla 90: Costos de Perforación de un Pozo Direccional Tipo “J”

Parámetro	Valor
Tiempo de Perforación (días)	21
Costo de Perforación (USD)	\$3.236.000,00
Profundidad Medida (pies)	11540
Costo por pie perforado (USD)	\$280,41
Costo por día (USD)	\$154095,23
Costo por hora (USD)	\$6420,63

Fuente: (Quishpe & Ruiz, 2015)

Elaborado por: Zurita, 2020

3.4.4 Ahorro Promedio considerando el Tiempo de Cambio de BHA

En la perforación del Pozo Tipo se utilizaron tres ensamblajes, es decir uno por sección, lo cual se considera como un pozo con tiempos optimizados al no haber recurrido a realizar viajes extra por cambios en las herramientas o problemas en el pozo.

En la perforación del Pozo de Estudio se utilizaron dos BHA en la sección de 16", dos BHA en la sección de 12 ¼" y uno en la sección de 8 ½".

A partir de los Reportes Finales de Perforación, se ha logrado obtener que el tiempo promedio que requiere un cambio de BHA en la sección de 16" es 7 horas y 30 minutos, y para la sección de 12 ¼" es 9 horas. Esta diferencia entre una sección y otra se debe a la profundidad a la que se encuentra el ensamblaje. Los tiempos mencionados contemplan eventos como: circulación de fluido previo a retirar las herramientas, levantar las herramientas o POOH (*Pull Out Of Hole*), revisión de componentes de BHA, desarmar y rearmar ensamblaje, correr de nuevo del ensamblaje o RIH (*Run In Hole*).

En la Tabla 91, se presenta el monto de dinero que se lograría ahorrar si se utilizara un solo BHA por sección en el Pozo de Estudio. Es decir, se omite el gasto inicialmente realizado en un BHA extra en la sección de 16" y uno en la sección de 12 ¼".

Tabla 91: Ahorro considerando cambios de BHA

Evento	Costo por hora (USD)	Horas Promedio Necesarias (Horas)	Ahorro (USD)
Cambio de BHA. Sección de 16"	\$6420,63	7,5	\$48154,72
Cambio de BHA. Sección de 12 ¼"		9	\$57785,67
Ahorro Total (USD)			\$105940,39

Elaborado por: Zurita, 2020

CAPÍTULO IV

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1 Conclusiones

- La litología presente dentro del primer cuadrante, en la sección de 16" se comprende mayormente de las lutitas en la formación Orteguaza, por lo que la naturaleza del comportamiento de los ensamblajes al atravesar esta sección es disminuir inclinación y girar levemente a la derecha. Se desliza alrededor del 22% de la trayectoria con los ensamblajes utilizados. Por esta razón, el BHA propuesto para esta sección, presenta una tasa de construcción de 0,7°/100 pies, para controlar mejor los tramos deslizados que se realizaron con BUR en un rango de 0,48° a 0,6°/100 pies. Además, el BHA propuesto tiene una tasa de declinación de 0,1°/100 pies, controlando la caída del ángulo, para evitar corregir demasiado las trayectoria de los pozos.
- Los ensamblajes rediseñados que perforarán la sección de 8 ½" tendrán una tendencia leve a declinar el ángulo de la trayectoria con el propósito de que puedan perforar siguiendo el plan propuesto, debido a que las formaciones que se atraviesan, como: "M1", "M2", Caliza "A", Caliza "B", "U" y "T" usualmente no permiten que un BHA mantenga el ángulo de la tangente por las intercalaciones caliza-limolita-arenisca, sino que tiene una tendencia a disminuir inclinación. Las trayectorias de los pozos se diseñan con un caída de ángulo al llegar a las formaciones mencionadas, de modo que, los ensamblajes rediseñados trabajarán con eficiencia y disminuirán el número de intervalos orientados o deslizados. La tasa de declinación promedio de los BHA utilizados que se observa en el cuadrante uno es de 1,5 a 2°/100 pies, siendo reducida a 1°/100 pies en el rediseño del ensamblaje.
- En la sección de 16", se presentan rediseños de BHA con el estabilizador de sarta 1 a 2 pies más alejado de la broca (utilizando un *pony collar*) y con un diámetro menor para incrementar la tendencia del ensamblaje a construir. En el primer y segundo cuadrante, se utilizaron estabilizadores de sarta de 14 ¾", mientras que en el rediseño se presenta con uno de 14 ½", incrementando la tendencia a construir en 0,1°/100 pies y 0,2°/100 pies, respectivamente.
- Las simulaciones de los BHA propuestos se realizaron utilizando los valores de índices formacionales y parámetros de perforación obtenidos de los reportes finales de perforación de los pozos de estudio; sin embargo, se validó la información de los

índices de formación debido a que varios datos se encontraban influenciados por eventos imprevistos en la operación como: embolamiento de la broca y desgaste en las aletas de los estabilizadores.

- Los gráficos BUR/DR vs FI sintetizan los resultados obtenidos de las simulaciones para el análisis técnico comparativo. Se pudo visualizar el comportamiento teórico de cada BHA utilizado así como propuesto, es decir, el valor de tasa de construcción y reducción de ángulo que tendrán en un cuadrante y sección específicos.
- El estudio económico realizado mostró, en base al pozo tipo, que se puede evitar perforar un pozo utilizando más de un BHA por sección y consecuentemente ahorrar el costo del tiempo extra utilizado en los cambios de BHA, que resulta en un valores aproximados de \$48154 por un cambio de BHA en la sección de 16" y de \$57785 en la sección de 12 ¼".
- Los ensamblajes direccionales utilizados en los pozos de estudio se denominan "BHA híbridos", ya que poseen una camisa estabilizadora situada aproximadamente a 4 pies por detrás de la broca, y un estabilizador de sarta que se encuentra a aproximadamente 30 pies detrás de la broca. Estos ensamblajes son utilizados debido a la experiencia, y trabajan con eficiencia en el subsuelo del Ecuador.
- Optimizando los ensamblajes direccionales se obtiene que la sarta trabaje más tiempo en modo rotario, lo cual contribuye a una mejor limpieza del hueco, debido a que los recortes de perforación regresan a superficie de manera más segura y eficiente. Problemas de pega, embolamiento de la broca y colgamiento son eventos en los cuales hay una posibilidad que sucedan cuando se perfora en modo orientado.

4.2 Recomendaciones

- Un análisis de fluidos de perforación es necesario previo a iniciar la operación debido la litología que se atraviesa en cada campo de la Cuenca Oriente. Se realiza este estudio considerando particularmente inhibir lutitas que potencialmente podrían derrumbarse. Además, el correcto diseño de un fluido de prefación impedirá arremetidas y pérdida de circulación.
- Si se pretende perforar un pozo nuevo, es necesario realizar un análisis geomecánico con el cual se obtiene los esfuerzos compresionales en base a los cuales se diseña el fluido y se puede evitar eventos que afecten el desempeño de la operación.

- Asegurar que el programa de brocas detalle las distintas barrenas que se utilizarán para perforar cada sección específica del pozo, sus características, funcionamiento y los parámetros de perforación bajo los cuales las brocas funcionarán.
- Previo al traslado de herramientas hacia locación, se recomienda realizar la inspección de las mismas, cumpliendo así con las normas de seguridad para brindar un servicio integral de calidad.
- Considerando la importancia del tiempo, se debe procurar que la logística sea lo más impecable posible. Ya que el arribo a pozo de las herramientas como el personal determinará la productividad y eficiencia de una operación de perforación.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Altuna, S. A. M. (2014). Estudio de Factibilidad para la Perforación de Pozos Direccionales con Trayectoria no Convencional en el Campo Shushufindi. 172.
- Asensio, I., Blanquer, G., Manuel, J., & Ramón, M. (2010). Escuela Técnica Superior de Ingeniería Agronómica y del Medio Natural. 8.
- Bailey, J. R. (2010). Managing Drilling Vibrations Through BHA Design Optimization. 14.
- Cevallos, S. (2010). Análisis Comparativo de la Obtención de Registros Eléctricos en Tiempo Real (LWD) entre Herramientas Acimutales y Convencionales para el Geoposicionamiento de Pozos Direccionales de Alto Ángulo y Horizontales. 142.
- Crespo, H. (2008). Análisis del Sistema Geo – Pilot para Perforación Dirigida en Pozos Petroleros. 142.
- Economides, M., Watters, L. T., & Dunn-Norman, S. (1997). Petroleum Well Construction. John Wiley and Sons.
- Gallegos, A. (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. 249.
- IADC. (2015). IADC Drilling Manual (12th ed.).
- Inteq, B. H. (1995). Drilling Engineering Workbook. 410.
- Li, J., Tudor, R., Ginzburg, L., Robello, G., Xu, H., & Grigor, C. (2001). Evaluation and Prediction of the Performance of Positive Displacement Motor (PDM). Journal of Canadian Petroleum Technology, 40(5), 6.

- Lojk, C., Rodriguez, P. J., Scalisi, S., & Silva, J. (2014). Diseño de una perforación petrolera. 78.
- Lyons, W. C., & Plisga, G. J. (Eds.). (2005). Standard handbook of Petroleum & Natural Gas Engineering (2nd ed). Gulf Professional Pub.
- Mitchell, B. (1995). Advanced Oilwell Drilling Engineering (10th ed.).
- Murillo, R., Santarini, F., Hurtado, P., Costa, R., & Diaz, M. A. (2018). New-Generation Underreamers Reduce Trips, Decrease Operating Time, and Eliminate Nonproductive Time. Offshore Technology Conference Asia. Offshore Technology Conference Asia, Kuala Lumpur, Malaysia. <https://doi.org/10.4043/28492-MS>
- Paul, O. O., & Samuel, O. (2016). The Use of Well Trajectory Design Illustration Tool Version 1.0 in the Design of Directional Well. SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition. SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition, Lagos, Nigeria. <https://doi.org/10.2118/184282-MS>
- PEMEX. (2015). Guía Práctica para el Diseño de la Perforación Direccional y Control de la Desviación.
- Quishpe, M. S. Q., & Ruiz, J. A. R. (2015). Estudio Técnico y Económico de las Operaciones de Perforación en las Secciones de 16", 12 ¼" Y 8 ½", de Pozos que se Perforaron en los Campos Fanny y Mariann. 296.
- Sanders, K. (2016). Introduction to Directional Drilling.
- Short, J. A. (1993). Introduction to Directional and Horizontal Drilling. PennWell Books.
- Smith, M. (1996). Directional Drilling Training Manual. MJS.

- Spanos, P. D., Rice, U, & M. L. Payne. (1992). Advances in Dynamic Bottomhole Assembly Modeling and Dynamic Response Determination. 10.
- Sperry Drilling, Halliburton. (2016). MaxBHA Theory Manual V.7.0.pdf.
- Sperry Drilling, Halliburton. (2019). Reportes Finales de Perforación.
- Sunny. (2015, septiembre 19). Art of Directional Drilling.
<https://directionaldrillingart.blogspot.com/2015/09/well-bore-reference-systems-in.html>
- The Defining Series: Directional Drilling Practices. (s. f.). 2.
- TIOT. (2019, marzo 26). All About Drill Pipes.
<https://www.texasinternational.com/all-about-drill-pipes/>
- Torres, R. H. (2008). Estudio del Sistema de Telemetría Electromagnético para Transmisión de Datos de Fondo a Superficie mientras se Perfora. 136.
- Vargas, L. (s. f.). Costos de Perforación. 18.
- Villca, W. (2019). Aplicaciones De La Perforación Direccional.
https://www.academia.edu/39715735/APLICACIONES_DE_LA_PERFORACION_DE_LA_PERFORACION_DIRECCIONAL

ANEXOS

Anexo 1: Resultados de las simulaciones de Análisis de Sensibilidad realizados a los BHA Propuestos para la Sección de 16", mediante el software MaxBHA™.

- Cuadrante I**

Sensitivity Analysis of MaxBHA

Operation Parameters

Mud Wt.(ppg): 10,0

Form.Index: 0,0

Hole Geometry

Hole Depth 1(ft): 0,0

Hole Size 1(in): 16,0

WOB 1(klb): 25,0

Tool Information

Tool Type Desc: Motor

Bend Dist from Btm: 7.40 ft

Bend Angle: 1.50 deg

Toolface: Rotary

Parameters

Variable #1: Inclination (deg)

From1: 20,0

Variable #2: Formation Index

From2: -20,0

To1: 60,0

Interval1: 10,0

To2: 5,0

Interval2: 5,0

Result

Inclination (deg)	Formation Index	Eq Rate (°/100')
20	-20	0,68
20	-15	0,57
20	-10	0,46
20	-5	0,35
20	0	0,23
20	5	0,12
30	-20	0,67
30	-15	0,56
30	-10	0,45
30	-5	0,33
30	0	0,22
30	5	0,11
40	-20	0,7
40	-15	0,58
40	-10	0,47
40	-5	0,36
40	0	0,24
40	5	0,13
50	-20	0,73
50	-15	0,62
50	-10	0,5
50	-5	0,3
50	0	0,28
50	5	0,16
60	-20	0,76
60	-15	0,65
60	-10	0,53
60	-5	0,42
60	0	0,31
60	5	0,19

- **Cuadrante II**

Sensitivity Analysis of MaxBHA

Operation Parameters

Mud Wt.(ppg): 10,0

Form.Index: 0,0

Hole Geometry

Hole Depth 1(ft): 0,0

Hole Size 1(in): 16,0

WOB 1(klb): 25,0

Tool Information

Tool Type Desc: Motor

Bend Dist from Btm: 7.37 ft

Bend Angle: 1.50 deg

Toolface: Rotary

Parameters

Variable #1: Inclination (deg)

From1: 15,0

Variable #2: Formation Index

From2: -15,0

To1: 45,0

Interval1: 10,0

To2: 30,0

Interval2: 5,0

Result

Inclination (deg)	Formation Index	Eq Rate (°/100')
15	-15	0,51
15	-10	0,4
15	-5	0,28
15	0	0,17
15	5	0,06
15	10	-0,05
15	15	-0,17
15	20	-0,28
15	25	-0,39
15	30	-0,5
25	-15	0,55
25	-10	0,44
25	-5	0,32
25	0	0,2
25	5	0,09
25	10	-0,03
25	15	-0,15
25	20	-0,27
25	25	-0,38
25	30	-0,5
35	-15	0,65
35	-10	0,53
35	-5	0,41
35	0	0,3
35	5	0,18
35	10	0,06
35	15	-0,06
35	20	-0,18
35	25	-0,29
35	30	-0,41
45	-15	0,75
45	-10	0,63
45	-5	0,52
45	0	0,4
45	5	0,28
45	10	0,16
45	15	0,04
45	20	-0,07
45	25	-0,1
45	30	-0,31

- **Cuadrante III**

Sensitivity Analysis of MaxBHA

Operation Parameters

Mud Wt.(ppg): 10,0

Form.Index: 0,0

Hole Geometry

Hole Depth 1(ft): 0,0

Hole Size 1(in): 16,0

WOB 1(klb): 30,0

Tool Information

Tool Type Desc: Motor

Bend Dist from Btm: 7.37 ft

Bend Angle: 1.50 deg

Toolface: Rotary

Parameters

Variable #1: Inclination (deg)

From1: 20,0

Variable #2: Formation Index

From2: -5,0

To1: 60,0

Interval1: 10,0

To2: 30,0

Interval2: 5,0

Result

Inclination (deg)	Formation Index	Eq Rate (°/100')
20	-5	0,28
20	0	0,16
20	5	0,04
20	10	-0,08
20	15	-0,19
20	20	-0,31
20	25	-0,42
20	30	-0,54
30	-5	0,31
30	0	0,19
30	5	0,07
30	10	-0,05
30	15	-0,17
30	20	-0,29
30	25	-0,41
30	30	-0,53
40	-5	0,38
40	0	0,26
40	5	0,14
40	10	0,02
40	15	-0,11
40	20	-0,23
40	25	-0,35
40	30	-0,47
50	-5	0,45
50	0	0,33
50	5	0,21
50	10	0,09
50	15	-0,03
50	20	-0,15
50	25	-0,27
50	30	-0,4
60	-5	0,52
60	0	0,4
60	5	0,28
60	10	0,16
60	15	0,03
60	20	-0,09
60	25	-0,21
60	30	-0,33

Anexo 2: Resultados de las simulaciones de Análisis de Sensibilidad realizados a los BHA Propuestos para la Sección de 12 ¼”, mediante el software MaxBHA™.

- Cuadrante I**

Sensitivity Analysis of MaxBHA

Operation Parameters

Mud Wt.(ppg): 10,0

Form.Index: 0,0

Hole Geometry

Hole Depth 1(ft): 0,0

Hole Size 1(in): 12,25

WOB 1(klb): 25,0

Tool Information

Tool Type Desc: Motor

Bend Dist from Btm: 7.19 ft

Bend Angle: 1.50 deg

Toolface: Rotary

Parameters

Variable #1: Inclination (deg)

From1: 50,0

Variable #2: Formation Index

From2: -20,0

To1: 60,0

Interval1: 5,0

To2: 15,0

Interval2: 5,0

Result

Inclination (deg)	Formation Index	Eq Rate (°/100')
50	-20	0,89
50	-15	0,65
50	-10	0,42
50	-5	0,18
50	0	-0,06
50	5	-0,29
50	10	-0,53
50	15	-0,77
55	-20	0,95
55	-15	0,71
55	-10	0,47
55	-5	0,24
55	0	0
55	5	-0,24
55	10	-0,47
55	15	-0,71
60	-20	1
60	-15	0,76
60	-10	0,53
60	-5	0,2
60	0	0,06
60	5	-0,18
60	10	-0,42
60	15	-0,66

- **Cuadrante II**

Sensitivity Analysis of MaxBHA

Operation Parameters

Mud Wt.(ppg): 10,0

Form.Index: 0,0

Hole Geometry

Hole Depth 1(ft): 0,0

Hole Size 1(in): 12,25

WOB 1(klb): 25,0

Tool Information

Tool Type Desc: Motor

Bend Dist from Btm: 6.87 ft

Bend Angle: 1.50 deg

Toolface: Rotary

Parameters

Variable #1: Inclination (deg)

From1: 20,0

Variable #2: Formation Index

From2: -15,0

To1: 40,0

Interval1: 5,0

To2: 20,0

Interval2: 5,0

Result

Inclination (deg)	Formation Index	Eq Rate (°/100')
20	-15	0,67
20	-10	0,47
20	-5	0,28
20	0	0,08
20	5	-0,11
20	10	-0,3
20	15	-0,48
20	20	N/A
25	-15	0,6
25	-10	0,37
25	-5	0,14
25	0	-0,08
25	5	-0,28
25	10	-0,48
25	15	-0,69
25	20	-0,89
30	-15	0,67
30	-10	0,44
30	-5	0,2
30	0	-0,04
30	5	-0,28
30	10	-0,51
30	15	-0,75
30	20	-0,98
35	-15	0,76
35	-10	0,52
35	-5	0,28
35	0	0,04
35	5	-0,2
35	10	-0,44
35	15	-0,68
35	20	-0,91
40	-15	0,84
40	-10	0,6
40	-5	0,36
40	0	0,12
40	5	-0,12
40	10	-0,35
40	15	-0,59
40	20	-0,83

- Cuadrante III

Sensitivity Analysis of MaxBHA

Operation Parameters

Mud Wt.(ppg): 10,0

Form.Index: 0,0

Hole Geometry

Hole Depth 1(ft): 0,0

Hole Size 1(in): 12,25

WOB 1(klb): 25,0

Tool Information

Tool Type Desc: Motor

Bend Dist from Btm: 7.19 ft

Bend Angle: 1.50 deg

Toolface: Rotary

Parameters

Variable #1: Inclination (deg)

From1: 50,0

Variable #2: Formation Index

From2: -20,0

To1: 60,0

Interval1: 5,0

To2: 15,0

Interval2: 5,0

Result

Inclination (deg)	Formation Index	Eq Rate (°/100')
50	-20	0,89
50	-15	0,65
50	-10	0,42
50	-5	0,18
50	0	-0,06
50	5	-0,29
50	10	0,53
50	15	0,77
55	-20	0,95
55	-15	0,71
55	-10	0,47
55	-5	0,24
55	0	0
55	5	-0,24
55	10	-0,47
55	15	-0,71
60	-20	1
60	-15	0,76
60	-10	0,53
60	-5	0,2
60	0	0,06
60	5	-0,18
60	10	-0,42
60	15	-0,66

Anexo 3: Resultados de las simulaciones de Análisis de Sensibilidad realizados a los BHA Propuestos para la Sección de 8 ½”, mediante el software MaxBHA™.

• **Cuadrante I**

Sensitivity Analysis of MaxBHA

Operation Parameters

Mud Wt.(ppg): 8,9

Form.Index: 0,0

Hole Geometry

Hole Depth 1(ft): 0,0

WOB 1(klb): 20,0

Hole Size 1(in): 8,5

Tool Information

Tool Type Desc: Motor

Bend Angle: 1.50 deg

Bend Dist from Btm: 5.81 ft

Toolface: Rotary

Parameters

Variable #1: Inclination (deg)

Variable #2: Formation Index

From1: 45,0

From2: 10,0

To1: 60,0

To2: 40,0

Interval1: 5,0

Interval2: 5,0

Result

Inclination (deg)	Formation Index	Eq Rate (°/100')
45	10	0,54
45	15	0,21
45	20	-0,13
45	25	-0,46
45	30	-0,82
45	35	-1,18
45	40	-1,53
50	10	0,68
50	15	0,32
50	20	-0,04
50	25	-0,4
50	30	-0,74
50	35	-1,07
50	40	-1,41
55	10	0,8
55	15	0,44
55	20	0,08
55	25	-0,28
55	30	-0,63
55	35	-0,99
55	40	-1,35
60	10	0
60	15	0,55
60	20	0,19
60	25	-0,17
60	30	-0,53
60	35	-0,88
60	40	-1,24
65	10	0,99
65	15	0,64
65	20	0,28
65	25	-0,08
65	30	-0,43
65	35	-0,79
65	40	-1,15

- **Cuadrante II**

Sensitivity Analysis of MaxBHA

Operation Parameters

Mud Wt.(ppg): 10,1

Form.Index: 0,0

Hole Geometry

Hole Depth 1(ft): 0,0

Hole Size 1(in): 8,5

WOB 1(klb): 20,0

Tool Information

Tool Type Desc: Motor

Bend Dist from Btm: 5.80 ft

Bend Angle: 1.50 deg

Toolface: Rotary

Parameters

Variable #1: Inclination (deg)

From1: 30,0

Variable #2: Formation Index

From2: 0,0

To1: 40,0

Interval1: 5,0

To2: 40,0

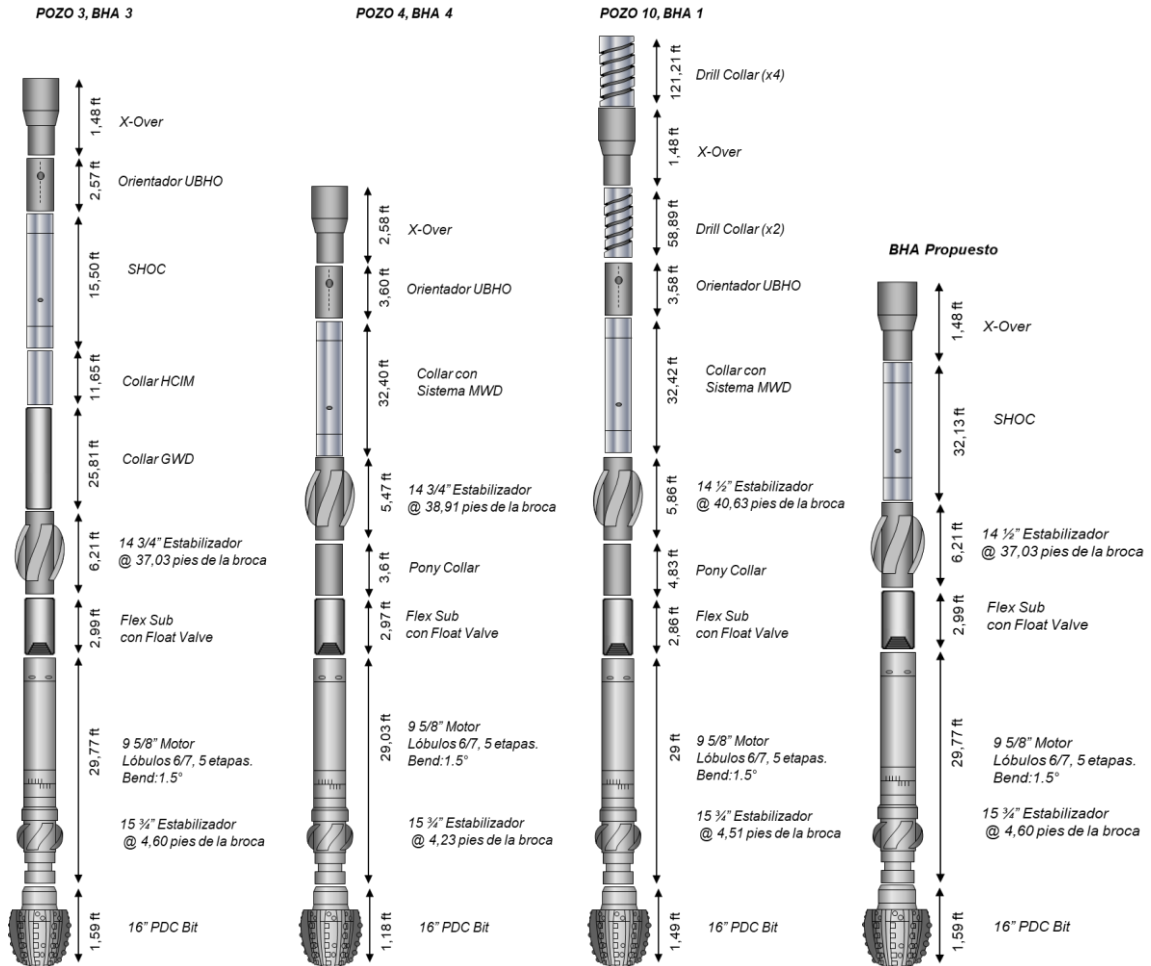
Interval2: 10,0

Result

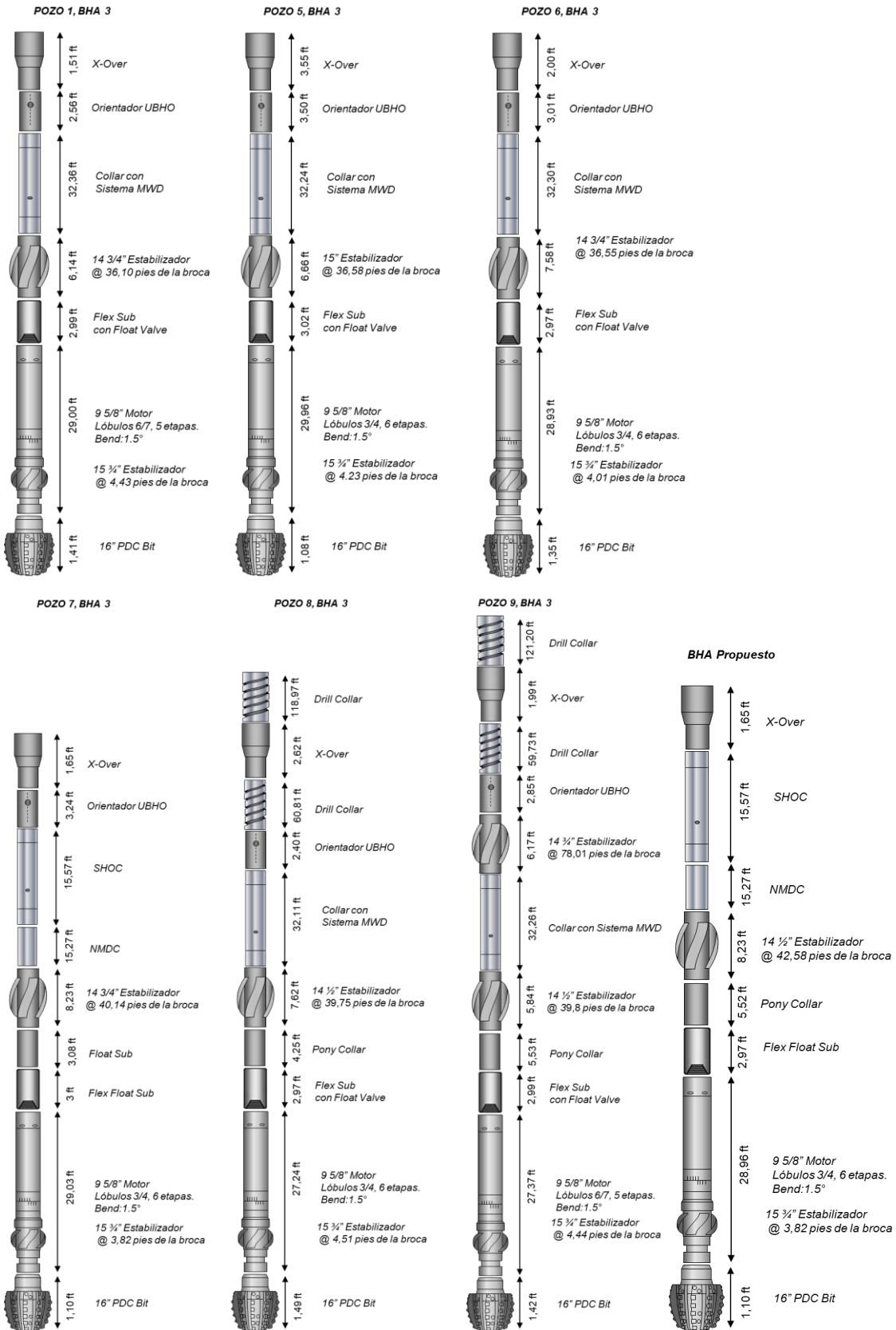
Inclination (deg)	Formation Index	Eq Rate (°/100')
30	0	1,09
30	10	0,42
30	20	-0,25
30	30	-0,93
30	40	-1,61
35	0	1,2
35	10	0,54
35	20	-0,13
35	30	-0,8
35	40	-1,48
40	0	1,32
40	10	0,65
40	20	-0,02
40	30	-0,69
40	40	-1,37

Anexo 4: Diagramas esquemáticos de los BHA Utilizados y Propuestos para la Sección de 16".

- Cuadrante I.

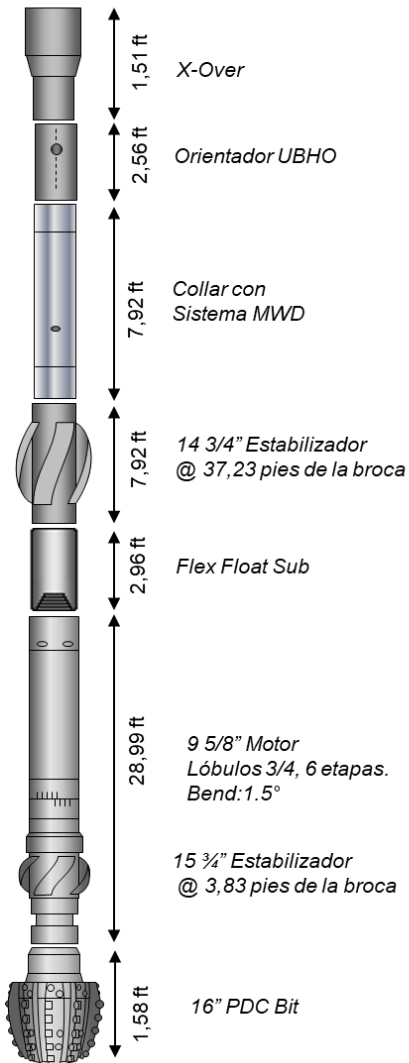


• Cuadrante II.

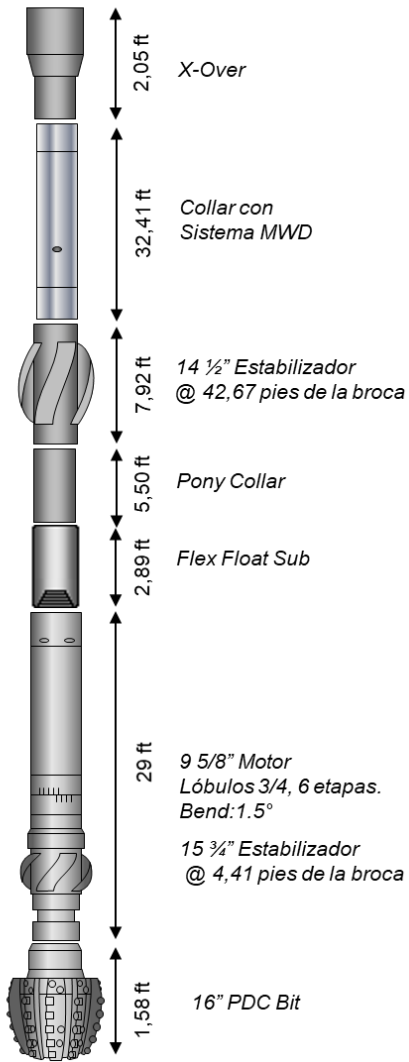


• Cuadrante III.

POZO 2, BHA 3

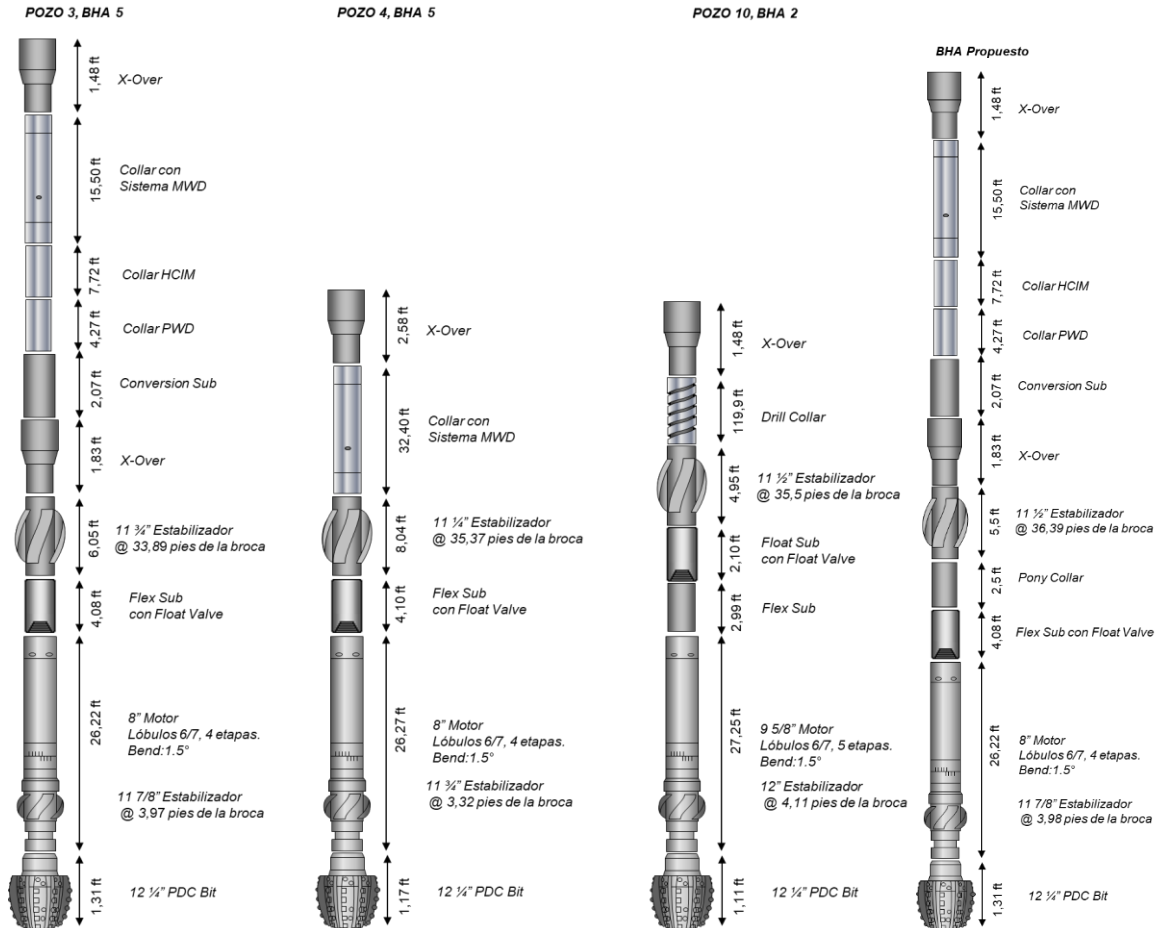


BHA Propuesto

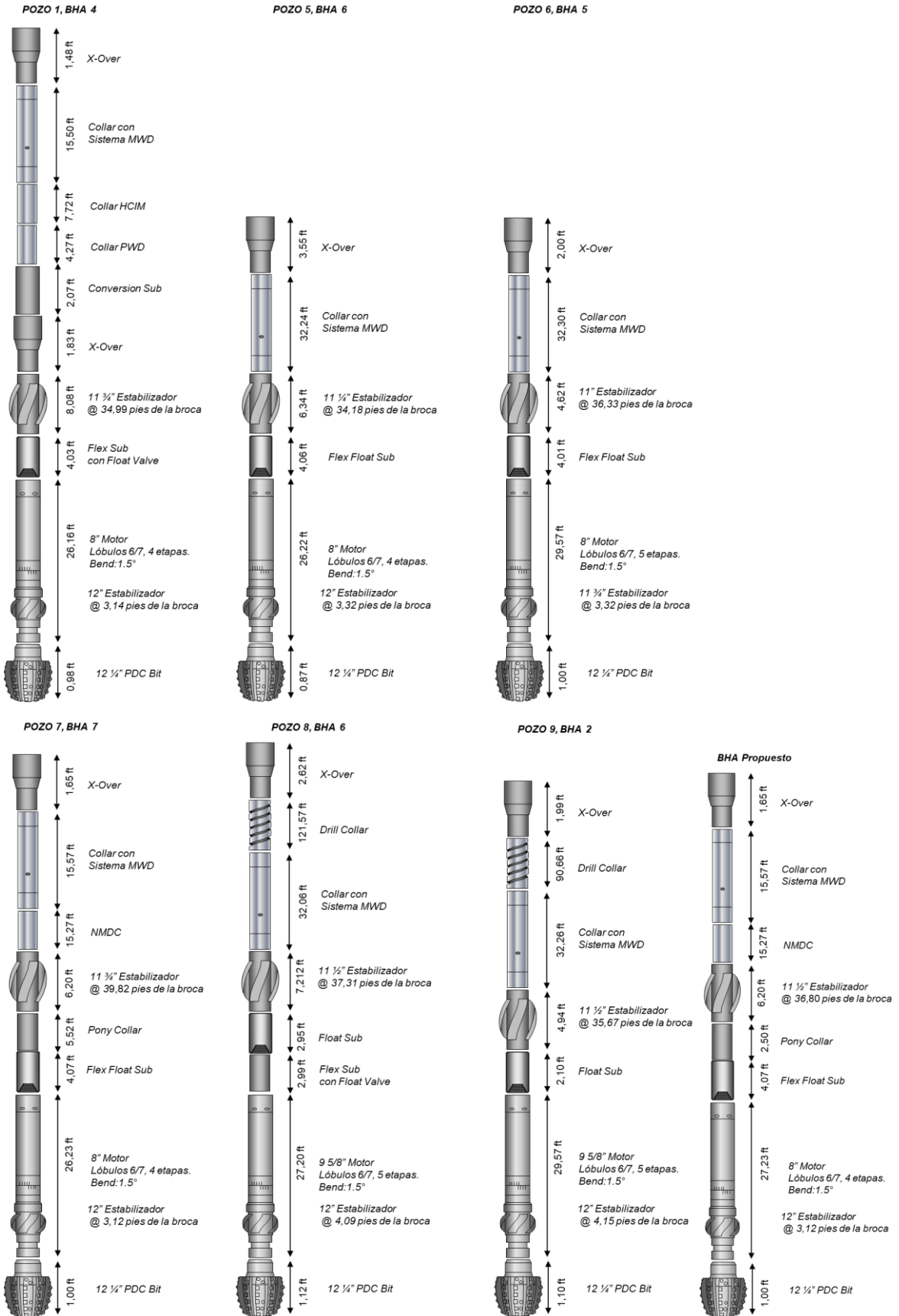


Anexo 5: Diagramas esquemáticos de los BHA Utilizados y Propuestos para la Sección de 12 1/4".

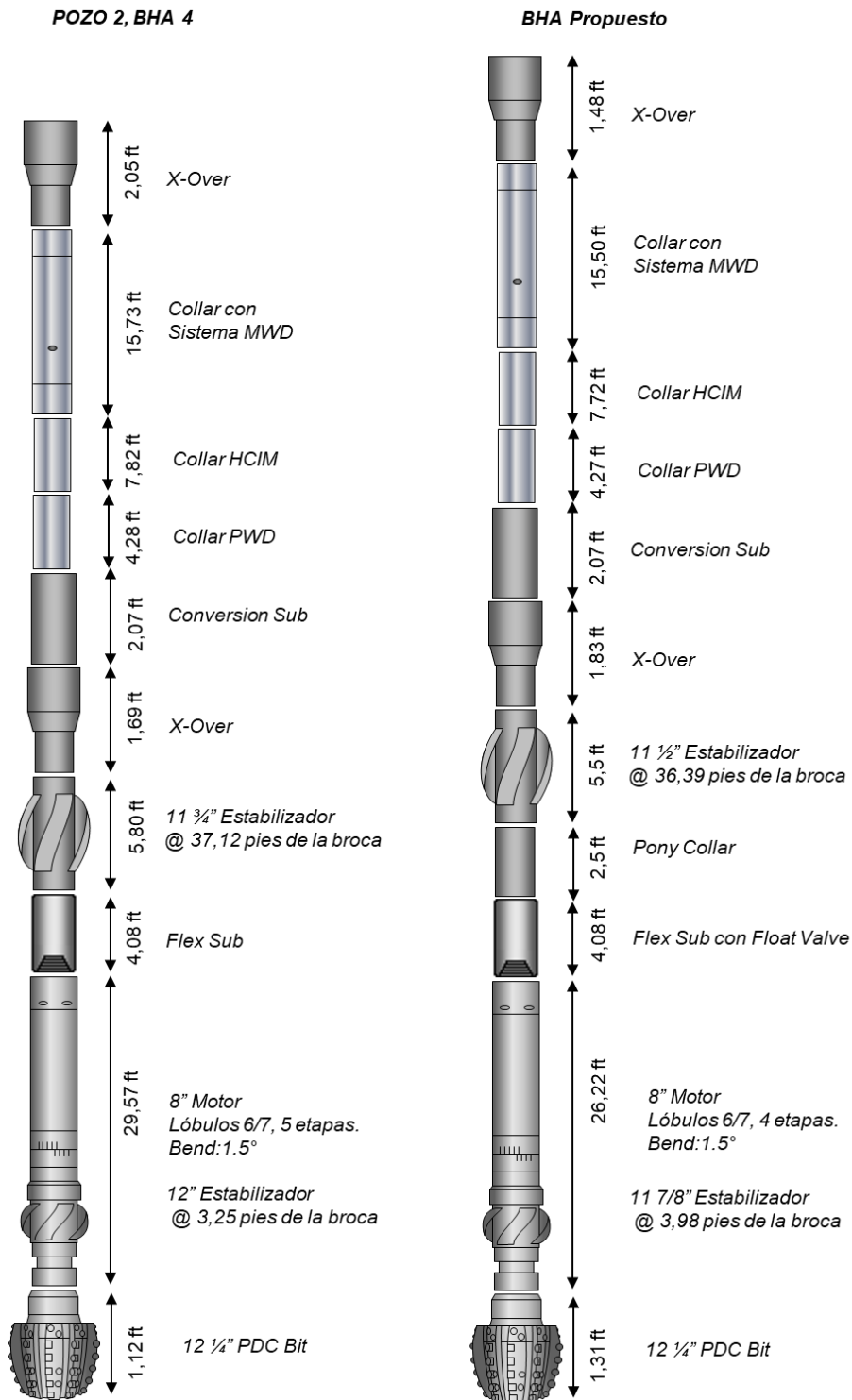
- Cuadrante I.



● Cuadrante II.

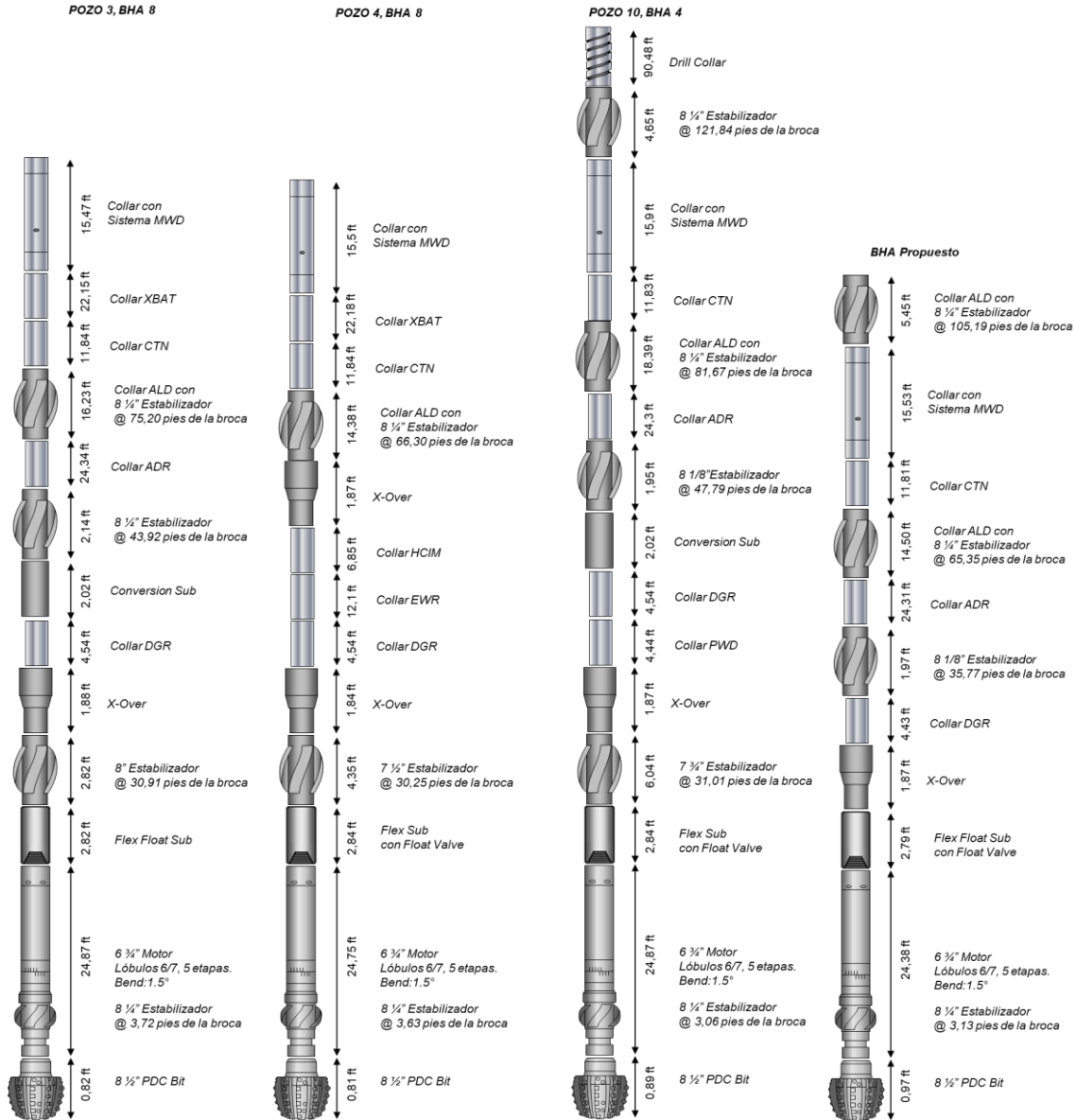


- Cuadrante III.



Anexo 6: Diagramas esquemáticos de los BHA Utilizados y Propuestos para la Sección de 8 1/2".

• Cuadrante I.



• Cuadrante II.

