

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS

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

**PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERA EN
PETRÓLEOS**

ALEXANDRA DEL CISNE GALLEGOS MAZZA

aleksa_gal@hotmail.com

DIRECTOR: ING. CARLOS JARAMILLO

carloshumberto.jaramillo@halliburton.com

Quito, Octubre 2013

DECLARACIÓN

Yo, Alexandra del Cisne Gallegos Mazza, 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.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

Alexandra del Cisne Gallegos Mazza

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Alexandra del Cisne Gallegos Mazza, bajo mi supervisión.

Ing. Carlos Jaramillo
DIRECTOR DE PROYECTO

AGRADECIMIENTOS

Gracias a TI, por estar siempre en el mismo lugar para mí, por regalarme día tras día una nueva oportunidad, por ser mi impulso, por guiarme donde debo estar y por habitar en mi corazón TE AMO MI DIOSITO!!!

Gracias Mamita hermosa, por regalarme una vida, por esa pauta para ser una guerrera, por ser un ejemplo en mi vida, por dejarlo todo por nosotras, por tanta bondad y amor que has depositado en mí, porque no he conocido a ninguna otra mujer como tú! SIN TI NO SOY NADIE MAMITA LINDA!

Gracias Ñaña, por tanta paciencia conmigo, por esos consejos diarios, por la compañía que nunca se comparará, por esos cinco minutos que te tardas en llegar en donde esté, por cuidarme y consentirme tanto. TE ADMIRO MUCHO!

Gracias Papi, por confiar en mí, por llenarme de valor a través de todos estos años a pesar de la distancia.

Gracias JonnPat, porque desde el día que tomó mi mano, nunca más la soltó, por esos momentos que nos ayudaron a ser fuertes y unirnos más, por ser un mejor hombre para mí, por el apoyo y cuidado sin igual. CUENTE CONMIGO SIEMPRE!

Gracias Vero, amiga – hermana, porque contigo las tristezas se dividen y las alegrías se vuelven un hábito. ERES GENIAL!

Gracias a la Cía. Halliburton L.A por abrirme sus puertas para crecer profesionalmente, en especial a Carlitos, Enrique, Andrea, Gardenia, por compartir pacientemente su excelente experiencia.

Gracias a todos mis amigos de la universidad, a mis divis inolvidables, maravillosas personas con quienes compartí esa amistad desinteresada, que con tristeza o tal vez iras seguimos estamos juntos. COCIMOS JUNTOS NUESTRAS ALAS!

Gracias a todas esas personas sinceras y nobles que me han llenado de motivación, y a las que no lo hicieron mucho más!... Gracias a todos ustedes... lo logré!!!

DEDICATORIA

Mami, ñaña...lo logramos!... Solo nosotras sabemos el verdadero significado de este triunfo que ahora compartimos.

Esta alegría, orgullo y sueño cumplido va dedicado para ustedes, por haber estado detrás de mí todo este tiempo, porque juntas todo lo podemos!!!

CONTENIDO

DECLARACIÓN	III
CERTIFICACIÓN	IV
AGRADECIMIENTOS	V
DEDICATORIA.....	VI
CONTENIDO.....	VII
ÍNDICE DE FIGURAS	XIII
ÍNDICE DE TABLAS	XIV
ÍNDICE DE GRÁFICAS.....	XVIII
ÍNDICE DE ANEXOS	XIX
RESUMEN.....	XX
PRESENTACIÓN.....	XXI
CAPÍTULO 1	1
DESCRIPCIÓN DEL CAMPO SACHA	1
1.1 RESEÑA HISTÓRICA	1
1.2 UBICACIÓN GEOGRÁFICA	2
1.2.1 LÍMITES DEL CAMPO SACHA	2
1.3 CARACTERÍSTICAS GEOLÓGICAS Y PETROFÍSICAS	2
1.3.1 GEOLOGÍA ESTRUCTURAL	2
1.3.2 COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DEL CAMPO SACHA	4
1.4 PRINCIPALES ZONAS PRODUCTORAS	4
1.4.1. ARENAS PRODUCTORAS DE LA FORMACIÓN TENA	6
1.4.1.1 Basal Tena.	6
1.4.2. ARENAS PRODUCTORAS DE LA FORMACIÓN NAPO.....	6
1.4.2.1 Arenisca "U" Superior.....	6
1.4.2.3 Arenisca "T" Superior.	6
1.4.2.4 Arenisca "T" Inferior.....	7
1.4.3. ARENAS PRODUCTORAS DE LA FORMACIÓN HOLLÍN	7
1.4.3.1 Hollín Superior.....	7
1.4.3.2 Hollín Inferior.....	7
1.4.4. PARÁMETROS PETROFÍSICOS DE LOS RESERVORIOS.....	8
1.4.5. PRESIONES DE LAS ZONAS PRODUCTORAS	8
1.4.6. PARÁMETROS PVT DE LOS FLUIDOS	9
1.5 RESERVAS.....	10

1.7	PRODUCCIÓN DEL CAMPO SACHA	11
1.6.1	HISTORIAL DE PRODUCCIÓN	11
1.6.2	PRODUCCIÓN ACTUAL	11
1.6.3	POZOS PERFORADOS HASTA LA ACTUALIDAD	13
CAPÍTULO 2	14
TIPOS DE POZOS PERFORADOS EN EL CAMPO SACHA	14
2.1	CONCEPTOS BÁSICOS DE PERFORACIÓN DIRECCIONAL	14
2.1.1	SISTEMA UTM (UNIVERSAL TRANSVERSE MERCATOR)	14
2.1.1.1	Interferencia Magnética	14
2.1.1.2	Norte Verdadero	15
2.1.1.3	Norte De Mapa, Norte De La Malla O Sistema Cartesiano	15
2.1.1.4	Norte Magnético	15
2.1.2	COORDENADAS DE SUPERFICIE	16
2.1.3	TRAYECTORIA DIRECCIONAL Y TERMINOLOGÍA	17
2.1.3.1	Profundidad Medida/MD (Measured Depth)	17
2.1.3.2	Profundidad Vertical Verdadera/TVD (True Vertical Depth)	17
2.1.3.3	Inclinación	18
2.1.3.4	Ángulo Máximo	19
2.1.3.5	Acimut	19
2.1.3.6	Objetivo	20
2.1.3.6.1	Radio de tolerancia del objetivo	20
2.1.3.7	KOP (Kick of Point)	21
2.1.3.8	Desviación (Nudge)	22
2.1.3.9	Tasa de Construcción del Ángulo (Build Up Rate/BUR)	22
2.1.3.10	Tasa de Caída del Ángulo (Drop off Rate/DOR)	22
2.1.3.11	Tasa de Cambio de Dirección (Turn Rate/TR)	22
2.1.3.12	Sección de Construcción de Ángulo (Build Section/BS)	22
2.1.3.13	Sección de Caída de Ángulo (Drop Section/DP)	22
2.1.3.14	Sección Tangente	22
2.1.3.15	Fin de la Sección de Construcción (End of Build/EOB)	23
2.1.3.16	Dog leg (DL)	23
2.1.3.17	Dog Leg Severity (DLS)	23
2.1.3.18	Sección Vertical (VS)	24
2.1.3.19	Desplazamiento horizontal	24
2.1.3.20	Survey	25
2.1.4	DEFINICIÓN DE TOOLFACE	25

2.1.4.1 FÍSICA.....	25
2.1.4.2 Conceptual	25
2.1.5 CONSIDERACIONES ANTICOLISIÓN	26
2.1.5.1 Sistema de Error	27
2.1.5.1.1 Elipse Sistemática	27
2.1.5.1.2 Cono de Error.....	27
2.1.5.1.3 ISCWA (Industry Steering Committee for Wellbore Survey Accuracy)	27
2.1.5.2 Método de Rastreo.....	27
2.1.5.2.1 Máxima Aproximación 3D.....	27
2.1.5.2.2 Cilindro Viajero	27
2.1.5.2.3 Plano Horizontal	27
2.1.5.3 Método de Advertencia.....	28
2.1.5.3.1 Factor de Separación	28
2.1.5.4 Superficie de Error	29
2.2 TIPOS DE POZOS.....	29
2.2.1 POZOS VERTICALES.....	29
2.2.2 POZOS DIRECCIONALES.....	30
2.2.2.1 Tipo “S”	31
2.2.2.2 Tipo “J”	31
2.2.2.3 Tipo “J” Modificado.....	32
2.2.2.4 Tipo “J” de Alto Ángulo.....	33
2.2.3 POZOS HORIZONTALES	34
2.2.3.1 Pozos de Radio Largo.....	35
2.2.3.2 Pozos de Radio Medio	35
2.2.3.3 Pozos de Radio Corto	35
2.2.3.4 Pozos de Radio Ultra Corto.....	36
2.2.4 POZOS MULTILATERALES.....	36
2.2.5 SIDE TRACK	37
2.2.6 RE ENTRADAS	38
2.3 TIPOS DE POZOS PERFORADOS EN EL CAMPO SACHA	38
CAPÍTULO 3.....	43
DESCRIPCIÓN, PRINCIPIOS Y FUNDAMENTOS TEÓRICOS DE LOS ENSAMBLAJES DIRECCIONALES DE FONDO (BHA).....	43
3.1 DEFINICIÓN DE ENSAMBLAJES DE FONDO (BHA).....	43
3.2 FACTORES DEL ENSAMBLAJE DE FONDO QUE INTERVIENEN DURANTE LA PERFORACIÓN	45

3.2.1	FATIGA EN TUBERÍA DE PERFORACIÓN	45
3.2.2	TORQUE Y ARRASTRE	46
3.2.3	FUERZAS LATERALES	47
3.2.4	TENSIÓN.....	48
3.2.5	PANDEO	49
3.2.6	RIGIDEZ.....	49
3.2.7	PESO.....	50
3.3	DISEÑO DE UN BHA.....	50
3.4	COMPONENTES DE UN BHA.....	53
3.4.1	BROCAS	53
3.4.1.1	Tipos de Brocas	54
3.4.1.1.1	<i>Brocas Tricónicas</i>	54
3.4.1.1.2	<i>Brocas PDC</i>	55
3.4.1.1.3	<i>Brocas de Diamantes Naturales</i>	56
3.4.2	MOTORES DE FONDO.....	56
3.4.2.1	Turbina	57
3.4.2.2	Motores de Desplazamiento Positivo (PDM)	58
3.4.2.2.1	<i>Configuración de los PDM</i>	60
3.4.3	SISTEMAS ROTATORIOS DIRIGIBLES.....	60
3.4.4	HERRAMIENTAS DE INCLINACIÓN	61
3.4.5	HERRAMIENTAS DE MEDICIÓN DE SURVEYS	62
3.4.5.1	MWD (Measurement While Drilling).....	62
3.4.5.2	GYRO.....	63
3.4.6	TUBERÍA DE PERFORACIÓN (DRILL PIPE)	63
3.4.7	TUBERÍA PESADA (HEAVY WEIGHT).....	64
3.4.8	COLLARES DE PERFORACIÓN (DRILL COLLARS)	65
3.4.9	BIT SUB.....	66
3.4.10	CROSS OVER.....	66
3.4.11	ESTABILIZADORES.....	67
3.4.11.1	Tipos de Estabilizadores:	68
3.4.12	CAMISAS ESTABILIZADORAS.....	70
3.4.13	ORIENTING SUB	70
3.4.14	FLOAT SUB.....	71
3.4.15	PONY COLLAR	72
3.4.16	MARTILLOS	72
3.5	TIPOS DE BHAs	72

3.5.1	BHA ROTARIO	73
3.5.1.1	Fulcrum	73
3.5.1.2	Pendular	77
3.5.1.3	Empacado	81
3.5.1.3.1	Relación rigidez del BHA - Dureza de la Formación.....	84
3.5.2	BHA CON MOTOR	85
3.5.2.1	BHAs Restringidos	85
3.5.2.2	Metodos de Perforacion con Motores de Fondo.....	86
3.5.2.2.1	Modo en Deslizamiento	86
3.5.2.2.2	Modo En Rotación	87
3.5.3	BHA CON SISTEMA ROTATORIO DIRIGIBLE	88
3.6	ÍNDICES DE FORMACIÓN (FI)	89
3.7	APLICACIONES DE LOS ENSAMBLAJES DE FONDO EN EL CAMPO SACHA.....	89
CAPÍTULO 4	118
ANÁLISIS TÉCNICO DE DESEMPEÑO DE ENSAMBLAJES DE FONDO UTILIZADOS EN EL CAMPO SACHA Y COMPARACIÓN CON LOS NUEVOS RESULTADOS OBTENIDOS	118
4.1	SOFTWARE MaxBHA™	118
4.1.1	APLICACIONES DE MaxBHA™	118
4.2	ANÁLISIS TÉCNICO DE DESEMPEÑO DE ENSAMBLAJES DE FONDO UTILIZADOS EN EL CAMPO SACHA POR SECCIONES Y CUADRANTES	120
4.2.1	SECCIÓN DE 16"	120
4.2.1.1	<i>I Cuadrante</i>	120
4.2.1.1.1	<i>BHAs Utilizados</i>	120
4.2.1.1.2	<i>Análisis BHAs Propuestos</i>	122
4.2.1.2	<i>II Cuadrante</i>	124
4.2.1.2.1	<i>BHAs Utilizados</i>	124
4.2.1.2.2	<i>Análisis BHAs Propuestos</i>	125
4.2.1.3	<i>III Cuadrante</i>	127
4.2.1.3.1	<i>BHAs Utilizados</i>	127
4.2.1.3.2	<i>Análisis BHAs Propuestos</i>	128
4.2.1.4	<i>IV Cuadrante</i>	129
4.2.1.4.1	<i>BHAs Utilizados</i>	129
4.2.1.4.2	<i>Análisis BHAs Propuestos</i>	130
4.2.2	SECCIÓN DE 12 ¼"	132
4.2.2.1	<i>I Cuadrante</i>	132

4.2.2.1.1 <i>BHAs Utilizados</i>	132
4.2.2.1.2 <i>Análisis BHAs Propuestos</i>	134
4.2.2.2 <i>II Cuadrante</i>	137
4.2.2.2.1 <i>BHAs Utilizados</i>	137
4.2.2.2.2 <i>Análisis BHAs Propuestos</i>	139
4.2.2.3 <i>III Cuadrante</i>	141
4.2.2.3.1 <i>BHAs Utilizados</i>	141
4.2.2.3.2 <i>Análisis BHAs Propuestos</i>	141
4.2.2.4 <i>IV Cuadrante</i>	141
4.2.2.4.1 <i>BHAs Utilizados</i>	141
4.2.2.4.2 <i>Análisis BHAs Propuestos</i>	141
4.2.3 <i>SECCION DE 8 ½"</i>	142
4.2.3.1 <i>I Cuadrante</i>	142
4.2.3.1.1 <i>BHAs Utilizados</i>	142
4.2.3.1.2 <i>Análisis BHAs Propuestos</i>	144
4.2.3.2 <i>II Cuadrante</i>	145
4.2.3.2.1 <i>BHAs Utilizados</i>	145
4.2.3.2.2 <i>Análisis BHAs Propuestos</i>	146
4.2.3.3 <i>III Cuadrante</i>	147
4.2.3.3.1 <i>BHAs Utilizados</i>	147
4.2.3.3.2 <i>Análisis BHAs Propuestos</i>	147
4.2.3.4 <i>IV Cuadrante</i>	148
4.2.3.4.1 <i>BHAs Utilizados</i>	148
4.2.3.4.2 <i>Análisis BHAs Propuestos</i>	148
4.3 <i>COMPARACIÓN DE DESEMPEÑO DE BHAs CON LOS NUEVOS RESULTADOS OBTENIDOS</i>	148
4.3.1 <i>SECCION DE 16"</i>	148
4.3.1.1 <i>I Cuadrante</i>	148
4.3.1.2 <i>II Cuadrante</i>	149
4.3.1.3 <i>III Cuadrante</i>	150
4.3.1.4 <i>IV Cuadrante</i>	151
4.3.2 <i>SECCION DE 12 ¼"</i>	152
4.3.2.1 <i>I Cuadrante</i>	152
4.3.2.2 <i>II Cuadrante</i>	154
4.3.2.3 <i>III Cuadrante</i>	155
4.3.2.4 <i>IV Cuadrante</i>	155
4.3.3 <i>SECCION DE 8 ½"</i>	156

4.3.3.1 I Cuadrante.....	156
4.3.3.2 II Cuadrante.....	156
4.3.3.3 III Cuadrante.....	157
4.2.3.4 IV Cuadrante	158
CAPÍTULO 5	159
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	159
5.1 CONCLUSIONES.....	159
5.2 RECOMENDACIONES	162
BIBLIOGRAFÍA	165
ANEXOS	167
SIMULACIONES REALIZADAS PARA CADA POZO POR CUADRANTE Y SECCIÓN.....	168
GRÁFICAS DE LAS OPCIONES POR CUADRANTE Y POR SECCIÓN.....	219

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 Ubicación del Campo Sacha en la Cuenca Ecuatoriana.....	3
Figura 2 Columna Estratigráfica Generalizada del Campo Sacha.....	5
Figura 3 Proyección UTM, Distribución de Husos y Detalle del Sistema de Coordenadas.....	14
Figura 4 Norte Magnético, Norte de Malla y Norte Verdadero.....	15
Figura 5 Ubicación en la superficie de la Tierra por coordenadas geográficas	17
Figura 6 Profundidad Medida y Profundidad Vertical Verdadera	18
Figura 7 Inclinación de un pozo	18
Figura 8 Máximo ángulo de inclinación de un pozo.....	19
Figura 9 Acimut de un pozo	20
Figura 10 Formas del objetivo de un pozo	21
Figura 11 KOP.....	21
Figura 12 Secciones en la trayectoria de un pozo direccional.....	23
Figura 13 Sección Vertical de un Pozo	24
Figura 14 Estación de Survey de un pozo.....	25
Figura 15 Spider de la plataforma Sacha 300 en el Campo Sacha	26
Figura 16 Modelos de Rastreo para Análisis Anticolisión	28
Figura 17 Factor de Separación.....	29
Figura 18 Pozo Vertical.....	30
Figura 19 Pozo Direccional Tipo “S”	31
Figura 20 Pozo Direccional Tipo “J”	32
Figura 21 Pozo Direccional Tipo “J” Modificado	33
Figura 22 Pozo Direccional Tipo “J” de Alto Ángulo	33
Figura 23 Ejemplo de Pozo Horizontal.....	34
Figura 24 Clasificación BUR	36
Figura 25 Pozo Multilateral.....	37
Figura 26 Sidetrack	38
Figura 27 Formación de Ojos de Llave	45
Figura 28 Fatiga en Tubería de Perforación	46

Figura 29 Representación de Torque y Arrastre	47
Figura 30 Representación de las Fuerzas Laterales que actúan en un BHA.....	48
Figura 31 Tipos de pandeo de la tubería	49
Figura 32 Rigidez de la tubería.....	50
Figura 33 Teoría de perforación en formaciones (Lubinski, 1953).....	52
Figura 34 Partes de una broca Tricónica.....	54
Figura 35 Partes de una broca PDC.....	55
Figura 36 Brocas de Diamante Natural.....	56
Figura 37 Turbina.....	57
Figura 38 Motor de Desplazamiento Positivo	58
Figura 39 Partes de un Motor de Desplazamiento Positivo.....	59
Figura 40 Relación Estator-Rotor de un Motor PDM	60
Figura 41 Sistema Rotatorio Dirigible.....	61
Figura 42 Herramienta MWD	62
Figura 43 Herramienta MWD	63
Figura 44 Tubería de Perforación	64
Figura 45 Tipos de HWDP	65
Figura 46 Collares de Perforación	66
Figura 47 Bit Sub	66
Figura 48 Cross Over Sub.....	67
Figura 49 Estabilizadores de Aleta Soldada	69
Figura 50 Estabilizadores de Aleta Integrada	69
Figura 51 Camisas Estabilizadoras	70
Figura 52 Camisas Estabilizadoras	71
Figura 53 Float Sub	71
Figura 54 BHA Tipo Fulcrum	74
Figura 55 Diferentes configuraciones para un BHA Tipo Fulcrum	76
Figura 56 BHA Tipo Pendular.....	78
Figura 57 BHA Tipo Pendular con un estabilizador cerca de la broca	79
Figura 58 BHA Tipo Pendular con broca tricónica	80
Figura 59 Teoría del BHA Tipo Empacado.....	81

Figura 60 BHA Tipo Empacado según la dureza de la formación.....	83
Figura 61 Configuraciones de un BHA Tipo Empacado.....	83
Figura 62 BHA Tipo Empacado con estabilizador cerca de la broca.....	84
Figura 63 BHA con Sistema Rotatorio Dirigible.....	88
Figura 64 Software MaxBHA™	119

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 Parámetros Petrofísicos Del Campo Sacha	8
Tabla 2 Presiones De Las Zonas Productoras	9
Tabla 3 Parámetros PVT del Campo Sacha	9
Tabla 4 Petróleo Original in Situ (POES) del Campo Sacha	10
Tabla 5 Reservas de Petróleo del Campo Sacha.....	10
Tabla 6 Producción Acumulada del Campo Sacha	11
Table 7 Producción del Campo Sacha según su Tipo de Levantamiento	12
Tabla 8 Producción del Campo Sacha por Estaciones	12
Tabla 9 Estado de los Pozos en el Campo Sacha	13
Tabla 10 Características Direccionales de los pozos del I Cuadrante-Sección 16”	120
Tabla 11 Características Direccionales de los pozos del II Cuadrante-Sección de 16”	124
Tabla 12 Características Direccionales de los pozos del III Cuadrante-Sección de 16”	127
Tabla 13 Características Direccionales de los pozos del IV Cuadrante – Sección de 16”	129
Tabla 14 Características Direccionales de los pozos del I Cuadrante-Sección de 12 ¼”	132
Tabla 15 Características Direccionales de los pozos del II Cuadrante – Sección de 12 ¼”	137
Tabla 16 Características Direccionales de los pozos del I Cuadrante-Sección de 8 ½”	143
Tabla 17 Características Direccionales de los pozos del II Cuadrante.....	145

ÍNDICE DE GRÁFICAS

Gráfica 1 Porcentaje Rotado y Deslizado del I Cuadrante–Sección de 16” .	122
Gráfica 2 Porcentaje Rotado y Deslizado del II Cuadrante–Sección de 16” .	125
Gráfica 3 Porcentaje Rotado y Deslizado del III Cuadrante–Sección de 16”	128
Gráfica 4 Porcentaje Rotado y Deslizado del IV Cuadrante–Sección de 16”	130
Gráfica 5 Porcentaje Rotado y Deslizado del I Cuadrante–Sección de 12 ¼”	134
Gráfica 6 Porcentaje Rotado y Deslizado del II Cuadrante–Sección de 12 ¼”	139
Gráfica 7 Ensamblajes utilizados y Nueva Propuesta para el I Cuadrante– Sección de 16”	149
Gráfica 8 Ensamblajes utilizados y Nueva Propuesta para el II Cuadrante– Sección de 16”	150
Gráfica 9 Ensamblajes utilizados y Nueva Propuesta para el III Cuadrante– Sección de 16”	151
Gráfica 10 Ensamblajes utilizados y Nueva Propuesta para el IV Cuadrante– Sección de 16”	152
Gráfica 11 Ensamblajes utilizados y Nueva Propuesta para el I Cuadrante– Sección de 12 ¼”	153
Gráfica 12 Ensamblajes utilizados y Nueva Propuesta para el II Cuadrante– Sección de 12 ¼”	154
Gráfica 13 Ensamblajes utilizados y Nueva Propuesta para el I Cuadrante– Sección de 8 ½”	156
Gráfica 14 Ensamblajes utilizados y Nueva Propuesta para el II Cuadrante– Sección de 8 ½”	157

ÍNDICE DE ANEXOS

ANEXO N° 1 ANÁLISIS DE MAXBHA™ PARA SECCIÓN DE 16" – I CUADRANTE.....	169
ANEXO N° 2 ANÁLISIS DE MAXBHA™ PARA SECCIÓN DE 16" – II CUADRANTE.....	177
ANEXO N° 3 ANÁLISIS DE MAXBHA™ PARA SECCIÓN DE 16"–III CUADRANTE.....	181
ANEXO N° 4 ANÁLISIS DE MAX BHA™ PARA SECCIÓN DE 16"–IV CUADRANTE.....	183
ANEXO N°5 ANÁLISIS DE MAXBHA PARA SECCIÓN DE 12 ¼" –I CUADRANTE	185
ANEXO N°6 ANÁLISIS DE MAXBHA PARA SECCIÓN DE 12¼" – II CUADRANTE	200
ANEXO N°7 ANÁLISIS DE MAXBHA PARA SECCIÓN DE 8 ½"- I CUADRANTE	207
ANEXO N°8 ANÁLISIS DE MAXBHA PARA SECCIÓN DE 8 ½"- II CUADRANTE	216
ANEXO N°9 OPCIONES DE BHA PARA SECCIÓN DE 16" – I CUADRANTE	220
ANEXO N° 10 OPCIONES DE BHA PARA SECCIÓN DE 16" – II CUADRANTE	221
ANEXO N° 11 OPCIONES DE BHA PARA SECCIÓN DE 16" – III CUADRANTE	222
ANEXO N° 12 OPCIONES DE BHA PARA SECCIÓN DE 16" – IV CUADRANTE	223
ANEXO N° 13 ANÁLISIS DE MAXBHA PARA SECCIÓN DE 12 ¼" – I CUADRANTE.....	224
ANEXO N° 14 ANÁLISIS DE MAXBHA PARA SECCIÓN DE 12 ¼" – II CUADRANTE.....	225
ANEXO N° 15 ANÁLISIS DE MAXBHA PARA SECCIÓN DE 8 ½" – I CUADRANTE.....	226
ANEXO N° 16 ANÁLISIS DE MAXBHA PARA SECCIÓN DE 8 ½" – II CUADRANTE.....	227

RESUMEN

El presente estudio y análisis técnico consiste de cinco capítulos que se detallan de la siguiente manera:

En el primer capítulo se describe el Campo Sacha, desde una breve redacción de su historia, pasando por su ubicación geográfica, características de sus principales arenas productoras, hasta su estado de perforación y producción actual.

Luego, en el segundo capítulo se definen los principales términos y conceptos utilizados en la perforación direccional, para ofrecer al lector una mejor comprensión durante el detalle de los diferentes tipos de pozos existentes y su aplicación en el campo.

El tercer capítulo abarca la teoría que refleja los principios y fundamentos de los ensamblajes de fondo (BHA), empezando con el concepto de BHA, consideraciones para su diseño, factores que actúan sobre ellos durante la perforación, características de las herramientas que lo conforman, tipos de ensamblajes de acuerdo a sus aplicaciones, para finalmente terminar con el detalle de los tipos de ensamblajes utilizados en el Campo Sacha para cada una de sus secciones de perforación.

Seguidamente, el capítulo cuatro inicia con una pequeña explicación acerca del modo de trabajo y los principales usos del software utilizado para (de acuerdo al análisis de los ensamblajes de fondo utilizados anteriormente) realizar las simulaciones correspondientes (con parámetros de operación promedios) con cada una de las nuevas propuestas basadas en los valores de índices de formación observados en el Campo Sacha, objeto del presente análisis, de las cuales se extrae la mejor opción y más tarde se realiza una comparación (por cuadrante) con los resultados obtenidos previamente.

Finalmente el capítulo cinco representa las principales conclusiones y recomendaciones obtenidas durante el análisis realizado de acuerdo a los valores

de los resultados adquiridos para la mejor opción propuesta en comparación con los ensamblajes utilizados en cada sección de perforación.

PRESENTACIÓN

La constante búsqueda en optimizar las operaciones de perforación de pozos direccionales a nivel global, es una de las principales razones para buscar soluciones a través de diversos análisis técnicos de acuerdo a la trayectoria direccional del hoyo, condiciones litológicas del campo, parámetros operacionales y disposición de herramientas adecuadas para realizar el trabajo direccional.

El interés de ejecutar un análisis técnico de este ejemplar, se plantea con la información necesaria disponible de uno de los campos de la Cuenca Ecuatoriana como es el Campo Sacha, para lo cual se organiza, se filtra y se indaga la data disponible de acuerdo a los requerimientos de uno de los programas utilizados en la perforación direccional, MaxBHA™, software que simulará el comportamiento de un ensamblaje direccional en el fondo del hoyo.

Varias opciones de BHAs se establecen para cada una de las secciones de perforación: 16", 12 ¼" y 8 ½", se compara su rendimiento con los resultados obtenidos en pozos anteriores, pero únicamente el modelo que mejor cumpla con los requerimientos de trabajo direccional, será presentado.

CAPÍTULO 1

DESCRIPCIÓN DEL CAMPO SACHA

1.1 RESEÑA HISTÓRICA

En el año de 1969 fue descubierto el Campo Sacha por el consorcio Texaco-Gulf con la exitosa perforación del pozo exploratorio Sacha-01, siendo su objetivo principal la arena Hollín Inferior y alcanzando la profundidad total de 10 160', para obtener más tarde una producción inicial de 1328 BPPD de 29.9° API y BSW de 0.1%.

El campo se puso en producción en julio de 1972 con 29 269 BPPD. Y más tarde estuvo a cargo del binomio CEPE-Texaco entre 1976 y 1989.

Para 1984 CEPE, luego PETROECUADOR por medio de la filial Petroproducción, ahora PETROAMAZONAS EP, perforó el pozo exploratorio Sacha Profundo 1 para niveles precretácicos para aumentar la producción de este campo, llegando hasta la profundidad final de 16 123' de la formación Macuma, cuyo objetivo no fue alcanzado debido a que se suspendió la perforación.

Finalmente desde noviembre de 1986, en este campo se aplicó la técnica de la recuperación secundaria con inyección de agua a fin de aumentar y/o mantener las presiones de los diferentes reservorios.

La producción con altos y bajos se mantuvo por sobre los 60 000 BPPD hasta el año 1994.

Desde el 3 de septiembre de 2009, el campo pasa a la Compañía de Economía Mixta Operaciones Río Napo (ORN-CEM), formada con un 70% de participación por EP Petroecuador, ahora PETROAMAZONAS EP, y un 30% por la Compañía Estatal Venezolana Petróleos de Venezuela (PDVSA) y con una producción de aproximadamente 50 000 BPPD.

Entre el 2009 y el 2011 se efectuaron estudios dinámicos y estáticos sobre las reservas del campo, lo que permitió realizar nuevas perforaciones verticales, direccionales y horizontales para recuperar el crudo de los yacimientos.

1.2 UBICACIÓN GEOGRÁFICA

El campo Sacha está ubicado a 300km al noreste de Quito en la Región Amazónica del Ecuador, Provincia de Francisco de Orellana, Cantón Joya de los Sachas, y cubre un área aproximada de 41 514 acres (124 km²); y está ubicado entre las siguientes coordenadas:

Latitud: 00° 19' 22.54" SUR

Longitud: 76° 50' 05.87" ESTE

1.2.1 LÍMITES DEL CAMPO SACHA

El Campo Sacha se encuentra limitado de la siguiente manera:

- Al Norte las estructuras Palo Rojo, Eno, Ron y Vista,
- Al Sur los campos Culebra y Yulebra,
- Al Este los campos Shushufindi-Aguarico, Limoncocha y Pacay; y,
- Al Oeste por los campos Pucuna, Paraíso y Huachito.

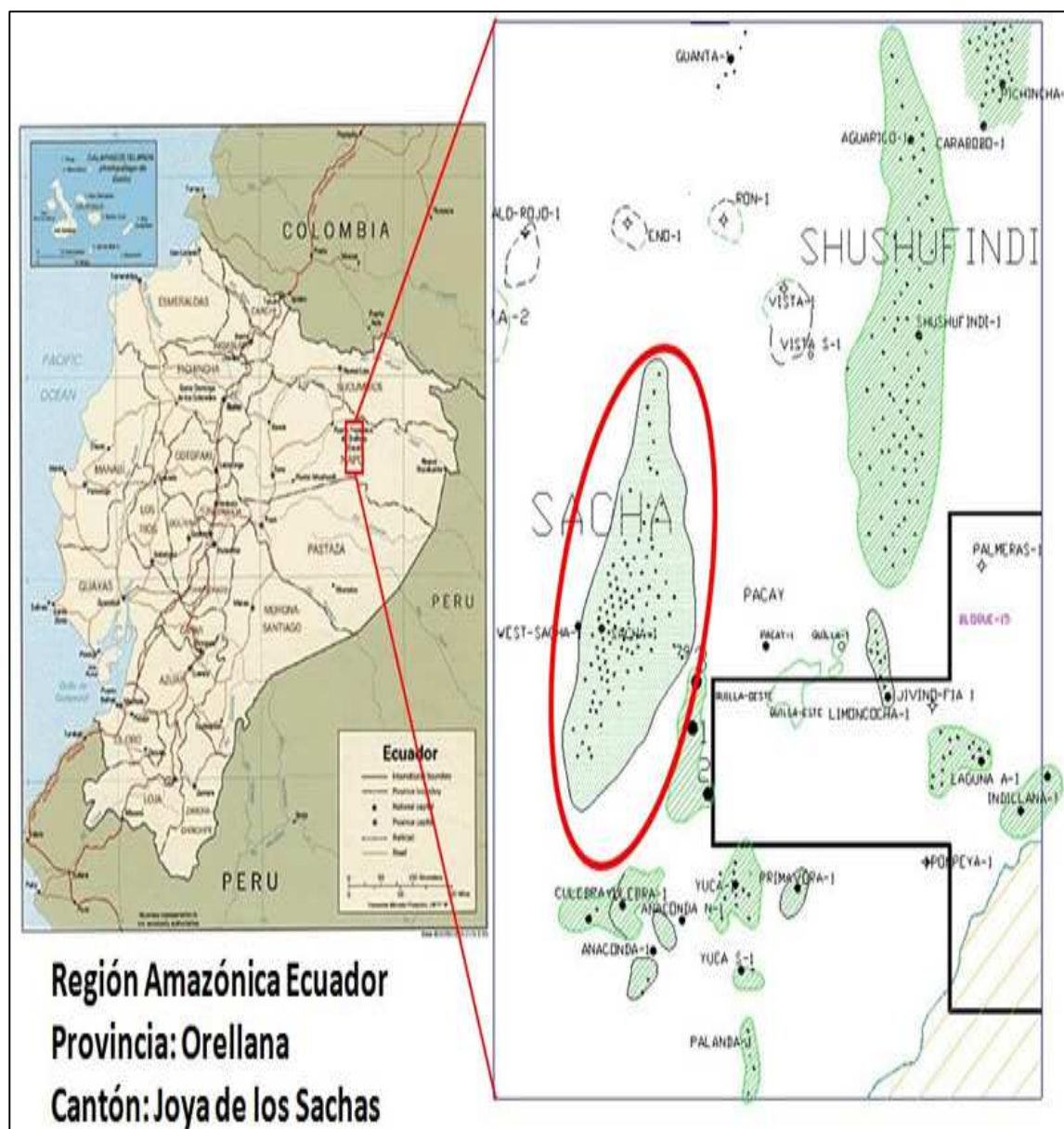
En la figura 1 se representa la ubicación del Campo Sacha en la cuenta ecuatoriana.

1.3 CARACTERÍSTICAS GEOLÓGICAS Y PETROFÍSICAS

1.3.1 GEOLOGÍA ESTRUCTURAL

La trampa hidrocarburífera del Campo Sacha se encuentra situada al Oeste del eje axial de la cuenca sedimentaria Cretácica Napo, en el corredor Sacha-Shushufindi, es un anticlinal asimétrico de bajo relieve, con su eje principal en la dirección NE-SO.

Figura 1 Ubicación del Campo Sacha en la Cuenca Ecuatoriana



Fuente: Departamento de Geociencias ORN-CEM

Elaborado por: Departamento de Geociencias ORN-CEM

El campo se encuentra cortado por una falla que se origina en el basamento, la cual llega hasta la caliza M-2 con un salto de falla al nivel de la formación Hollín, que tiene rumbo Noreste-Suroeste, hacia la mitad inferior tiene un rumbo aproximado Norte-Sur. En la parte Sur del campo se presenta un sistema de falla en dirección Este-Oeste.

Tiene una longitud de 31.5 km, un ancho que varía de 4 km al Norte, 8.5 km en el centro (siendo esta parte la más ancha) y 6 km al Sur del campo.

1.3.2 COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DEL CAMPO SACHA

El Campo Sacha presenta una estratigrafía semejante a los otros campos de la región. En la cuenca oriente se puede observar que afloran rocas sedimentarias del mioceno al reciente. Subyaciendo a estas se tiene un potente conjunto de sedimentos de edades comprendidas entre el jurásico al oligoceno. La figura 2 muestra una columna estratigráfica generalizada de este campo.

De acuerdo a correlaciones sísmicas con registros eléctricos, se ha determinado contacto agua petróleo para los reservorios de Hollín, "T" Inferior, "U" Inferior y Basal Tena.

1.4 PRINCIPALES ZONAS PRODUCTORAS

Las estructuras anticlinales del Campo Sacha se encuentran distribuidas en diferentes formaciones: Basal Tena, Napo y Hollín.











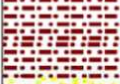






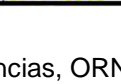
La producción de crudo de las arenas se realiza por diferentes métodos: en Basal Tena y Napo, la presión va declinando debido a que es un yacimiento de gas en solución, en cambio en Hollín la producción se da por un empuje Hidráulico activo manteniéndose la presión constante.

La producción de petróleo en este campo proviene de los reservorios Hollín Superior, Hollín Inferior, Napo T, Napo U y en menor grado del yacimiento Basal Tena.

Adicionalmente existen reservorios de interés hidrocarburífero que aún no han sido explotados como las calizas de la Formación Napo, que en el futuro podrían incorporarse a la producción.

Estos reservorios se distribuyen total o parcialmente por todo el campo según su litología, debido a esto, los parámetros de cada yacimiento varían, así como las propiedades de la roca y/o fluidos, las cuales serán descritas más adelante.

Figura 2 Columna Estratigráfica Generalizada del Campo Sacha

ERA	PERÍODO	FORMACIÓN	TOPE FORMACIONAL	ESPESOR	AMBIENTE	LITOLÓGIA	DESCRIPCIÓN	
CENOZOICO	PALEOGENO	ORTEGUAZA	5.313 '	900 '	CONTINENTAL MARINO		Lutitas semiduras, semifisiles, gris a gris verde claro	
							Limolitas blanquecinas	
	TIYUYACU						Arenisca cuarzosa, translúcida o transparentes, friable, grano fino o	
							Arenisca cuarzosa, translúcida, grano muy fino o fino, cemento	
							Arcillolitas grises, café ladrillo, moteado de blanco	
							Conglomerado con dastos de Chert, cemento arcilloso	
MEZOZOICO	CRETACICO	TENA	7.827 '	840 '	CONTINENTAL		Variedad de arcillitas: rojizo café, gris moteada de blanco, limolita multicolor, café, rojiza amarilla marrón verde claro, moderadamente suave.	
		NAPO						Arenisca cuarzosa, translúcido, grano fino a grueso subangular o subredondeado, cemento silicio.
								Lutita gris, oscura o negra, laminar, arcillosa.
								Caliza gris o gris negra
								Caliza, blanca, crema masiva tizosa
								Arenisca cuarzosa translúcida, grano fino a medio
						Caliza gris oscura, medio dura a dura, blanca. Ligeramente fosilifera. Arenisca, grano fino		
						Caliza dura, gris clara o crema		
						Arenisca cuarzosa, gris clara, friable, grano fino - media bien		
						Lutita negra dura		
		HOLLIN	9.782 '	218 '	CONTINENTAL		Caliza dura, negra piritizada	
							Arenisca cuarzosa, grano fino medio, cemento silicio, buena saturación de HC's	

Fuente: Departamento de Geociencias, ORN-CEM

Elaborado por: Departamento de Geociencias, ORN-CEM

1.4.1. ARENAS PRODUCTORAS DE LA FORMACIÓN TENA

1.4.1.1 BASAL TENA.- En su mayor parte está formada por secuencias de grano medio subredondeado unidos con cemento calcáreo; lo que indica un desarrollo en forma irregular, propiciando la formación de estratos lenticulares o trampas estratigráficas en el campo y en la cuenca amazónica.

Posee un espesor neto promedio de 10 a 15 pies, porosidad estimada de 18%, saturación inicial de agua estimada de 29%, salinidad del agua de formación que varía de 24 000 a 36 000 ppm de NaCl y un crudo de 25° API.

1.4.2. ARENAS PRODUCTORAS DE LA FORMACIÓN NAPO

1.4.2.1 ARENISCA "U" SUPERIOR.- Es una arenisca cuarzosa de grano fino a muy fino, con feldespatos y fragmentos líticos en menor proporción. La matriz predominante es caolinítica y el cemento silíceo. La porosidad descrita es intergranular y ocasionalmente con disolución y porosidad móldica.

Este yacimiento tiene un espesor neto promedio de 28 pies y una salinidad del agua de formación que varía de 30 000 a 35 000 ppm NaCl. Su porosidad promedio es de 16% y su saturación inicial de agua varía entre 20 a 25%. Posee un crudo mediano de 27° API.

1.4.2.2 ARENISCA "U" INFERIOR.- Es una arenisca cuarzosa, de color marrón y de grano fino a muy fino. Posee fluorescencia amarillo-blanquecina y cemento silíceo.

Tiene un espesor neto promedio de 30 pies y una salinidad del agua de formación entre 30 000 a 35 000 ppm NaCl. Su porosidad es de 14% y su saturación inicial de agua varía entre 20 a 25%. Posee un crudo mediano de 27° API.

1.4.2.3 ARENISCA "T" SUPERIOR.- Es una arenisca cuarzosa, gris, translúcida. Consiste en rocas de matriz arcilla caolinita, puntualmente illita, caracterizados por la cementación calcáreo-siderítico y la presencia de glauconita. Son rocas

detríticas sucias, como las limolitas areno – arcillosas (limo grueso- arenisca muy fina), arenitas de cuarzo a cuarzarenitas glauconíticas de grano decreciente fino-muy fino en su mayoría de matriz arcillas caolinita e illita y hacia la base clorita (cloritización de la glauconita), cemento calcáreo-siderítico y silíceo.

Su espesor total oscila entre 30 y 80 pies y la salinidad del agua de formación está entre 20 000 a 25 000 ppm de NaCl. Presenta una porosidad de 14.5%, su saturación inicial de agua varía de 15 a 20%. Posee un crudo mediano de 27°API.

1.4.2.4 ARENISCA T' INFERIOR.- Es una arenisca cuarzosa de color café claro, presencia de abundante glauconita y la cementación siderítica – calcárea. De grano medio a fino, localmente grano grueso.

Su espesor total varía entre 60 y 100 pies mientras que el espesor neto saturado es de 12.5 pies, con una salinidad del agua de formación que varía de 20 000 a 25 000 ppm de NaCl. Su porosidad promedio es de 15% y su saturación inicial de agua varía de 15 a 20%. Posee un crudo mediano de 27°API.

1.4.3. ARENAS PRODUCTORAS DE LA FORMACIÓN HOLLÍN

1.4.3.1 HOLLÍN SUPERIOR.- Corresponde a una arenisca cuarzosa, dura y calcárea, de color pardo oscuro, gris verdoso, de grano fino a medio, subredondeada y subangular. De cemento silíceo y matriz arcillosa. Presenta inclusiones de glauconita y clorita e intercalaciones de caliza y lutita.

Tiene un espesor saturado promedio de 24 pies y una salinidad de 3891 ppm NaCl. Su porosidad media es de 13 %, saturación inicial de agua del 30 a 40% y un crudo mediano de 27°API.

1.4.3.2 HOLLÍN INFERIOR.- Consiste en una arenisca cuarzosa, de color pardo claro, de grano fino, medio y muy fino, subredondeada y subangular. De matriz y cemento silíceo con inclusiones de carbón, ámbar y caolín.

Tiene un espesor promedio saturado de 45 a 60 pies y una salinidad del agua de formación promedio es de 500 ppm NaCl. Su porosidad está alrededor del 18 %

en promedio, con ocasionales intercalaciones de niveles limosos y arcillosos. La saturación inicial de agua está entre el 20 y el 40% y presenta un crudo mediano de 29°API.

1.4.4. PARÁMETROS PETROFÍSICOS DE LOS RESERVORIOS

Los parámetros petrofísicos promedio del campo Sacha se muestran en la tabla 1:

Tabla 1 Parámetros Petrofísicos Del Campo Sacha

PARÁMETRO	ARENAS PRODUCTORAS				
	Basal Tena	Napo U	Napo T	Hollín Superior	Hollín Inferior
DATUM (pies)	-7800	-8530	-8765	-8975	-8975
Espesor neto (pies)	10-15	30	20	25	45-55
Porosidad (%)	15	14	14,5	12	15
Permeabilidad (md)	433	425	240	130	350
Swi (%)	25	20-25	15-20	30-40	20-40
Salinidad del agua de formación (ppm NaCl)	13 000-24 000	30 000-35 000	20 000-25 000	3890	500

Fuente: Departamento de Reservorios, ORN-CEM

Elaborado por: Alexandra Gallegos

1.4.5. PRESIONES DE LAS ZONAS PRODUCTORAS

Basándose en los resultados arrojados por las pruebas de restauración de presión de los años 1970 – 1973, los valores de las presiones iniciales se presentan en la tabla 2; la presión actual, mostrada a continuación estuvo estimada para el año 2012.

Tabla 2 Presiones De Las Zonas Productoras

PARÁMETRO	ARENAS PRODUCTORAS				
	Basal Tena	Napo U	Napo T	Hollín Superior	Hollín Inferior
Presión inicial (Psi)	3585	4054	4146	4450	4450
Presión actual (Psi)	1278	1460	1411	2389	3008
Presión de burbuja (Psi)	870	1170	1310	550	80
ΔP (Pr-Pb) (Psi)	408	290	101	1839	2928

Fuente: Departamento de Reservorios, ORN-CEM

Elaborado por: Alexandra Gallegos

1.4.6. PARÁMETROS PVT DE LOS FLUIDOS

Los parámetros PVT de los fluidos que se encuentran en las arenas productoras del Campo Sacha se presentan en la tabla 3.

Tabla 3 Parámetros PVT del Campo Sacha

PARÁMETRO	ARENAS PRODUCTORAS				
	Basal Tena	Napo U	Napo T	Hollín Superior	Hollín Inferior
Presión inicial (Psi)	3585	4054	4146	4450	4450
Pb (Psi)	870	1170	1310	550	80
T yacimiento (°F)	181	219	221	225	225
GRAVEDAD API	24.1	22.8	30.3	27.3	29.7
GOR (PCS/BN)	150	270	436	124	24
Boi (BY/BN)	1.12	1.23	1.37	1.13	1.16
□ GAS	1.09	1.13	1.25	1.35	1.58
Rs (SCF/STB)	-	345	422	28	28
μ_{oi} (cp)	2.5	1.8	1.6	1.4	3.7
Coi x10 ⁻⁶ (Psi ⁻¹)	7	8.02	9.02	9.2	5.7

Fuente: Departamento de Reservorios, ORN-CEM

Elaborado por: Alexandra Gallegos

1.5 RESERVAS

El Petróleo Original in Situ (POES) distribuido para las diferentes arenas productoras del campo Sacha se muestran en la tabla 4.

Tabla 4 Petróleo Original in Situ (POES) del Campo Sacha

YACIMIENTO	PETRÓLEO IN SITU (POES) Bls.
Basal Tena	117 685.666
U	762 615.924
T	483 325.941
Hollín	2 137 516.953
TOTAL	3 501 144.484

Fuente: Departamento de Reservorios, ORN-CEM.

Elaborado por: Alexandra Gallegos

La siguiente tabla 5 detalla las reservas probadas y las reservas remanentes estimadas de acuerdo a la producción obtenida hasta enero del 2013.

Tabla 5 Reservas de Petróleo del Campo Sacha

RESERVORIO	POES Bls.	FACTOR DE RECOBRO %	RESERVAS PROBADAS Bls.	Np Bls.	RESERVAS REMANENTES Bls.
Basal Tena	117 685.666	20.84	24 527.100	20.240	4287.588
U Inferior	762 615.924	39.92	304 436.277	210.790	93 646.642
T Inferior	483 325.941	38.26	184 920.505	105.835	79 085.246
Hollín	2 137 516.953	32.33	691 059.231	467.944	223 115.012
TOTAL	3 501 144.484		1 204 943.113	804.809	400 134.488

Fuente: Departamento de Reservorios, ORN-CEM.

Elaborado por: Alexandra Gallegos

1.7 PRODUCCIÓN DEL CAMPO SACHA

1.6.1 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN

El Campo Sacha es un campo maduro y tiene una vida de explotación de casi de 44 años.

La producción acumulada desde que el campo empezó a producir, es decir, desde el 1 de julio de 1972 hasta el 31 de enero del año 2013 se muestra en la tabla 6:

Tabla 6 Producción Acumulada del Campo Sacha

Producción Acumulada de Petróleo	804 808 625 Bls
Producción Acumulada de Agua	504 852 713 Bls
Producción Acumulada de Gas	88 500 MPC

Fuente: Departamento de Reservorios, ORN-CEM.

Elaborado por: Alexandra Gallegos

1.6.2 PRODUCCIÓN ACTUAL

Cuando se establece una tasa oficial de producción para este campo, se regulariza su producción promedio diaria, lo que implica que las formaciones productoras de este campo no se agoten tan rápidamente y como consecuencia se pueda recuperar un mayor volumen de reservas.

En enero del 2013, la producción llegó a los 63 900 barriles diarios de petróleo en promedio, 68 600 barriles de agua y la producción de gas fue d 5.9MMPCD.

Al ser Sacha, un campo maduro, por su tiempo de explotación y por haber perdido la energía suficiente para producción a flujo natural con el paso de los años, para transportar el crudo hasta superficie, es necesario optar por alternativas de

levantamiento artificial. En la tabla 7 se resume la producción de pozos según su tipo de levantamiento.

Table 7 Producción del Campo Sacha según su Tipo de Levantamiento

SISTEMA	NÚM. POZOS	PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO (BPPD)	PRODUCCIÓN DE AGUA (BAPD)	PRODUCCIÓN TOTAL (BFPD)
Flujo Natural	1	297	765	1062
Bombeo hidráulico	53	13 892	19 033	32 925
Bombeo electro sumergible	138	49 723	48 850	98 574
TOTAL	192	63 912	68 648	132 561

Fuente: Departamento de Reservorios, ORN-CEM.

Elaborado por: Alexandra Gallegos

La producción de todos los pozos del Campo Sacha se dirige hacia las diferentes estaciones que se encuentran distribuidas en el mismo. La producción diaria por estación del campo Sacha, se refleja en la tabla 8.

Tabla 8 Producción del Campo Sacha por Estaciones

ESTACIÓN	PRODUCCIÓN			BSW %
	BFPD	BPPD	BAPD	
CENTRAL (C)	12 945	7 649	5 296	41
SUR (S)	40 172	25 311	14 861	37
NORTE 1 (N1)	46 100	14 730	31 370	68
NORTE 2 (N2)	33 344	16 222	17 121	51
TOTAL	132 561	63 912	68 648	52

Fuente: Departamento de Reservorios, ORN-CEM.

Elaborado por: Alexandra Gallegos

1.6.3 POZOS PERFORADOS HASTA LA ACTUALIDAD

El Campo operado por ORN-CEM cuenta con 304 pozos perforados (dato actualizado hasta enero de 2013), de los cuales, 192 están en producción, 88 pozos se mantienen cerrados, 8 son pozos re-inyectores, 6 pozos inyectores y 10 pozos abandonados.

El estado actual de los pozos en el Campo Sacha se refleja en la tabla 9.

Tabla 9 Estado de los Pozos en el Campo Sacha

Estado de los pozos	Condiciones de operación	Número de pozos
Pozos productores	Flujo Natural	1
	Bombeo Hidráulico	53
	BES	138
Pozos sin producción	Cerrados	88
	abandonados	10
Pozos de agua	Inyectores	6
	Reinyectores	8
TOTAL DE POZOS		304

Fuente: Departamento de Reservorios, ORN-CEM.

Elaborado por: Alexandra Gallegos

En la actualidad, un problema que se presenta en este campo, es la descenso de producción ya sea por: alto contenido de agua (BSW), alto contenido de gas, parafinas, sólidos, daños de formación, fallas mecánicas en completaciones, problemas de obstrucción (pescado), y principalmente la caída de presión en los yacimientos de la formación Napo (“U” y “T”) y otros.

El campo Sacha que se analiza para este proyecto se caracteriza por tener 4 zonas productoras: Arena U, Arena T y Hollín como reservorios principales y Basal Tena como reservorio secundario, las mismas que producen un crudo promedio de 28° API.

CAPÍTULO 2

TIPOS DE POZOS PERFORADOS EN EL CAMPO SACHA

2.1 CONCEPTOS BÁSICOS DE PERFORACIÓN DIRECCIONAL

A lo largo del presente capítulo se irán introduciendo términos utilizados en la planeación direccional y posteriores operaciones de perforación, con los cuales es necesario familiarizarnos para lograr un completo entendimiento sobre el estudio.

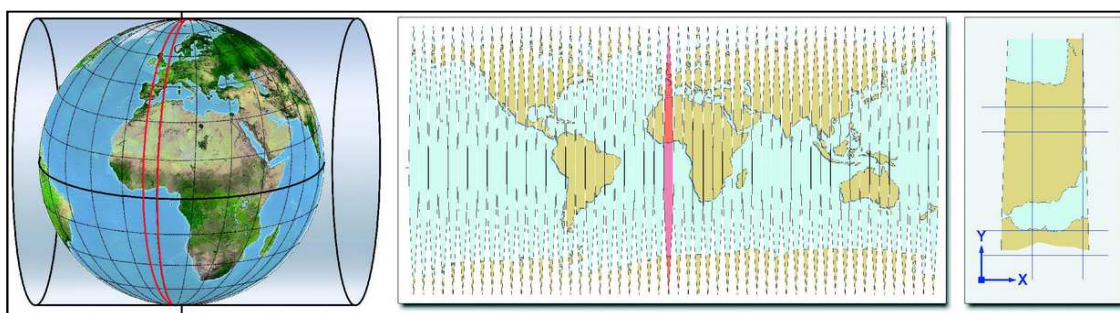
A continuación los conceptos básicos más comunes.

2.1.1 SISTEMA UTM (UNIVERSAL TRANSVERSE MERCATOR)

Es el sistema de coordenadas utilizado mayormente a nivel mundial, el cual representa a la Tierra en un mapa plano. Los meridianos de longitud convergen hacia los Polos y, por lo tanto, no producen un sistema de malla rectangular.

La dirección Norte de las líneas de malla del sistema rectangular es determinada por un meridiano específico de longitud. Esta dirección es el norte de malla (Grid North). Este es idéntico al Norte Verdadero pero solamente para el meridiano especificado. La figura 3 representa la proyección del Sistema UTM.

Figura 3 Proyección UTM, Distribución de Husos y Detalle del Sistema de Coordenadas.



Fuente: Atlas Global de la Región de Murcia, Cartografía

Elaborado por: Atlas Global de la Región de Murcia, Cartografía

2.1.1.1 Interferencia Magnética: Son los cambios en el campo magnético de la Tierra en las cercanías de la herramienta de registro, causados por la presencia

de la tubería de revestimientos u otras tuberías en el pozo, en pozos cercanos o por las propiedades magnéticas de la misma formación.

2.1.1.2 Norte Verdadero: es la dirección referida al polo norte geográfico de la tierra, es decir, a su eje de rotación. Su dirección se muestra en los mapas por los meridianos de longitud.

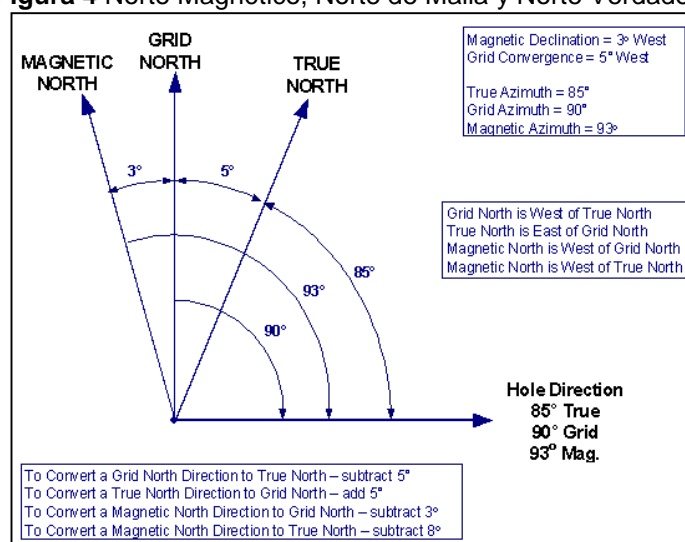
2.1.1.3 Norte De Mapa, Norte De La Malla O Sistema Cartesiano: es la dirección norte sobre un mapa definido.

El norte del mapa corresponde al norte verdadero solo en determinados meridianos. Todos los otros puntos deben ser corregidos por convergencia, esto es, por el ángulo entre el norte del mapa y el norte verdadero en cualquier punto, ya que no se puede representar exactamente parte de la superficie de una esfera mediante un plano.

2.1.1.4 Norte Magnético: Es la dirección de la componente horizontal del campo magnético terrestre en un punto seleccionado sobre la superficie de la Tierra.

Un ejemplo de corrección por declinación magnética y convergencia se observa en la figura 4.

Figura 4 Norte Magnético, Norte de Malla y Norte Verdadero



Fuente: INSITE-MagUTM

Elaborado por: INSITE, MagUTM

2.1.2 COORDENADAS DE SUPERFICIE¹

Para ubicar un punto determinado en la Tierra, una malla de líneas de longitud y latitud son superpuestas sobre la superficie, generalmente conocidas como meridianos y paralelos, respectivamente. Los paralelos son círculos que rodean la Tierra en planos paralelos a la línea imaginaria del Ecuador desde el polo Norte hasta el polo Sur, que se encuentran en los extremos del eje de rotación de la Tierra. Si estos círculos son dibujados de tal manera que sean espaciados a distancias iguales a través de la superficie de la esfera, con 90 espacios desde la línea del Ecuador a cada polo, cada espacio representa un grado de latitud, el que a su vez es dividido en 60 minutos y cada minuto en 60 segundos de arco.

Los meridianos de longitud por su parte, son representados con series de líneas imaginarias, que se intersecan con los polos Norte y Sur, y cruzando a 90° con cada paralelo de latitud, pero cruzando la línea del Ecuador en varios puntos. De la misma manera, si la línea del Ecuador es dividido en 360 partes iguales y un meridiano pasa a través de cada marca, como resultado se obtiene 360° de longitud. Estos grados también son divididos en minutos y segundos.

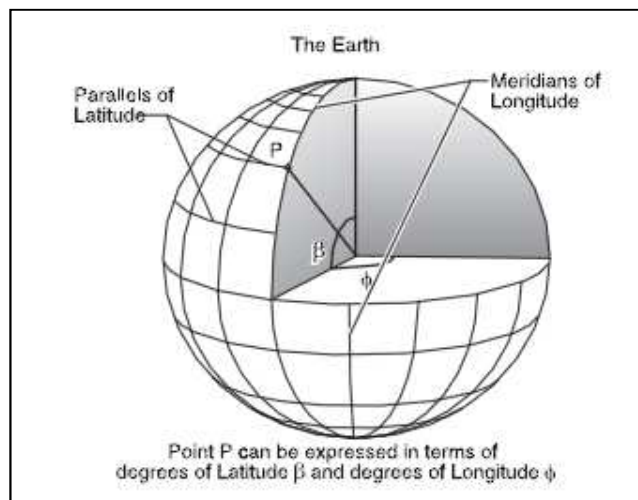
La figura 5 explica los paralelos de latitud y meridianos de longitud en la Tierra.

La ubicación de un punto en la Tierra está dada por:

- **Coordenadas Norte/Sur:** Es la componente del desplazamiento Norte – Sur. Por convención los valores negativos corresponden al Sur. Pueden ser expresadas en coordenadas geográficas o coordenadas polares.
- **Coordenadas Este/Oeste:** Es la componente del desplazamiento Este – Oeste. Por convención los valores negativos corresponden al Oeste. Pueden ser expresadas en coordenadas geográficas o coordenadas polares.

¹ Tomado de: SMITH M, Directional Drilling Training Manual, Section 3 – Directional Well Planning, Pág. 3-2.

Figura 5 Ubicación en la superficie de la Tierra por coordenadas geográficas



Fuente: Directional Drilling Training Manual, Directional Well Planning

Elaborado por: Directional Drilling Training Manual, Directional Well Planning

2.1.3 TRAYECTORIA DIRECCIONAL Y TERMINOLOGÍA

2.1.3.1 Profundidad Medida/MD (*Measured Depth*)

Es la distancia real a lo largo del pozo, medida desde el nivel de referencia en la superficie hasta un punto localizado en la trayectoria del pozo. Esta profundidad siempre se puede conocer ya sea midiendo la tubería de perforación o mediante un contador (registro de profundidad) de la línea de acero.

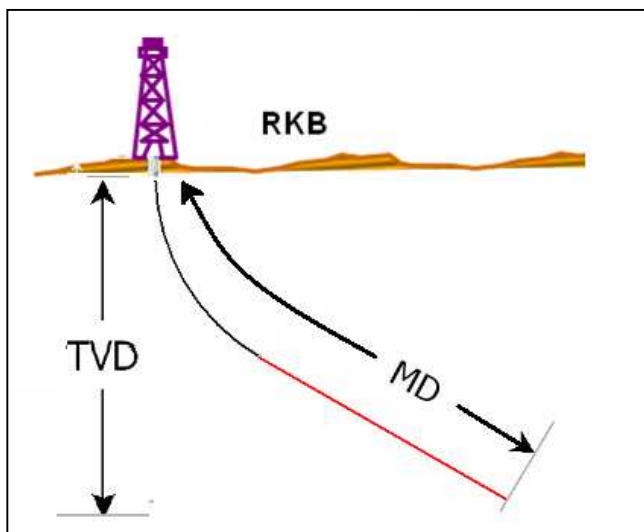
2.1.3.2 Profundidad Vertical Verdadera/TVD (*True Vertical Depth*)

Es la distancia desde el nivel de referencia en la superficie hasta un punto en la trayectoria del pozo, medida verticalmente.

En pozos verticales, la profundidad medida y la profundidad vertical verdadera tienen el mismo valor, ya que el ángulo de inclinación es teóricamente 0°.

Estas profundidades se describen gráficamente en la figura 6.

Figura 6 Profundidad Medida y Profundidad Vertical Verdadera



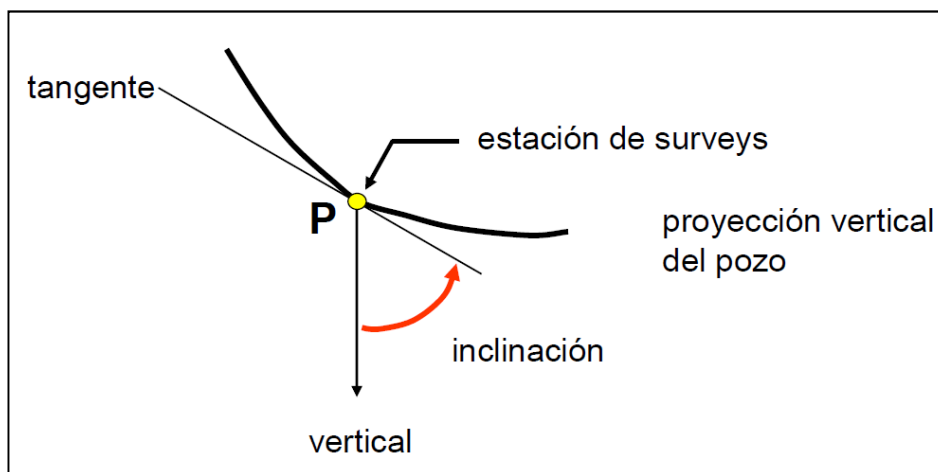
Fuente: Halliburton-Sperry Drilling

Elaborado por: Alexandra Gallegos

2.1.3.3 *Inclinación*

Es el ángulo en el plano vertical, medido en grados desde la vertical local, hacia un punto en el vector de la trayectoria del pozo. Por convención, 0° corresponde a la vertical y 90° a la horizontal.

Figura 7 Inclinación de un pozo



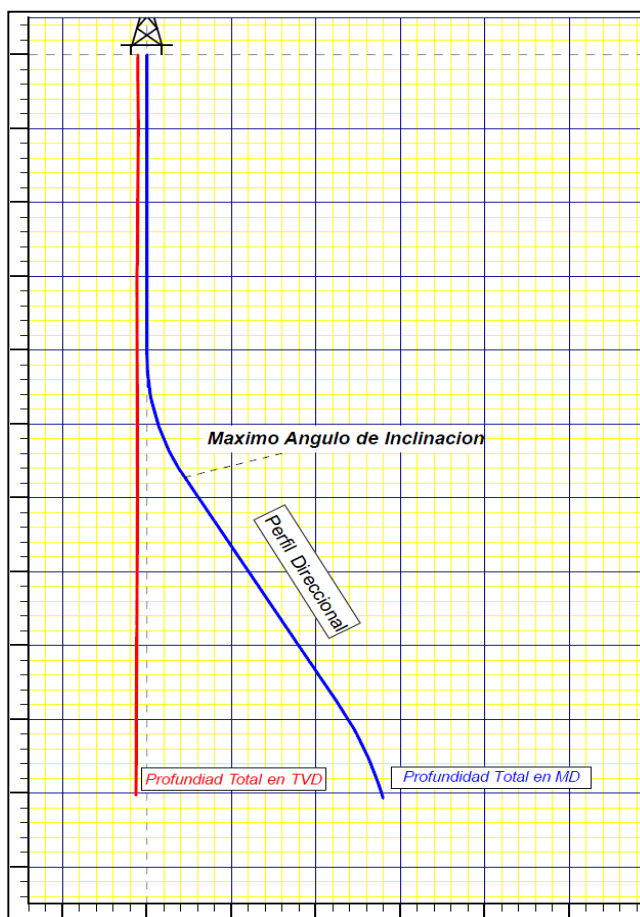
Fuente: Boletín en Métodos de Cálculos de Surveys y Terminologías de la Perforación
Direccional, API Bulletin D20

Elaborado por: Boletín en Métodos de Cálculos de Surveys y Terminologías de la Perforación
Direccional, API Bulletin D20

2.1.3.4 Ángulo Máximo

Es el máximo valor de inclinación alcanzado durante la construcción de la curva de un pozo y es un factor importante en la planeación de una trayectoria direccional, para considerar los posibles problemas o inconvenientes que se pueden presentar en las operaciones y de esta manera optimizar la perforación.

Figura 8 Máximo ángulo de inclinación de un pozo

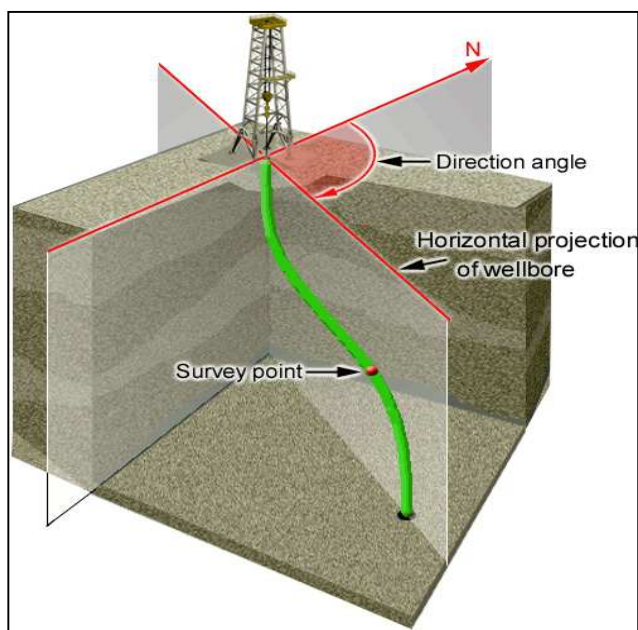


Fuente: Halliburton Sperry Drilling – Wellplanning, COMPASS

Elaborado por: Alexandra Gallegos

2.1.3.5 Acimut

Es la dirección del pozo sobre el plano horizontal, medido como un ángulo en sentido horario, a partir del norte de referencia. Esta referencia puede ser el norte verdadero, el magnético o el norte de mapa como se muestra en la figura 9.

Figura 9 Acimut de un pozo

Fuente: Halliburton Sperry Drilling, Perforación Direccional

Elaborado por: Halliburton Sperry Drilling, Perforación Direccional

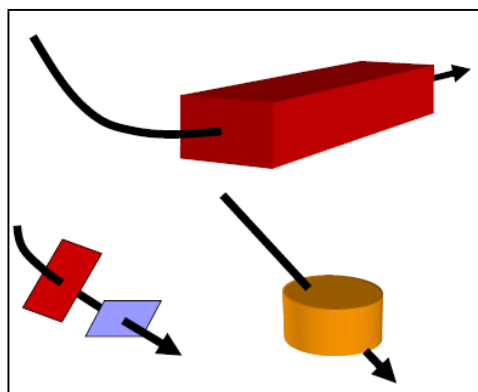
2.1.3.6 *Objetivo*

Se denomina así a la zona de interés a la cual se quiere llegar, por lo general a la arena productora ubicada en una de las formaciones. Su localización exacta generalmente es proporcionada en coordenadas geográficas y profundidad vertical verdadera (TVD) y depende de la necesidad de la compañía operadora de acuerdo al campo en el que se encuentra el pozo.

2.1.3.6.1 Radio de tolerancia del objetivo: Es el área dentro de la cual puede ser alcanzado el objetivo.

Debido a las diferentes variables que se presentan en la perforación como: inclinación, profundidad, dirección y desplazamiento, puede ser generalmente un punto, un círculo o un cilindro como se muestra en la figura 10.

Figura 10 Formas del objetivo de un pozo



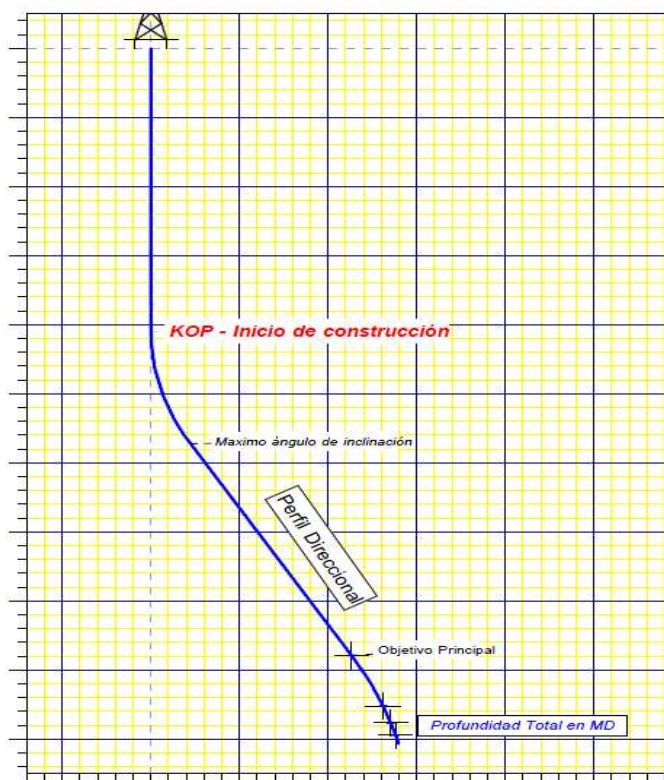
Fuente: Halliburton – Drilling & Evaluation, Curso COMPASS

Elaborado por: Halliburton – Drilling & Evaluation, Curso COMPASS

2.1.3.7 *KOP (Kick of Point)*

Como se muestra en la figura 11, es el punto en la trayectoria del pozo, donde inicia la sección de construcción del ángulo de inclinación.

Figura 11 KOP



Fuente: Halliburton Sperry Drilling – Wellplanning, COMPASS

Elaborado por: Alexandra Gallegos

2.1.3.8 Desviación (Nudge)

Es el punto de desviación en inclinación y/o dirección en la trayectoria del pozo, es decir, la variación de ángulo de inclinación y/o acimut, principalmente para evitar la cercanía con pozos vecinos.

2.1.3.9 Tasa de Construcción del Ángulo (Build Up Rate/BUR)

Es la velocidad de incremento del ángulo de inclinación con que se va construyendo la trayectoria del pozo. Y es expresada en grados por cada 100 pies ($\%100'$), es decir, es la relación del ángulo dividido por la profundidad medida (MD) perforada.

2.1.3.10 Tasa de Caída del Ángulo (Drop off Rate/DOR)

Es la velocidad a la cual el ángulo de inclinación decrece y también es expresada en grados por cada 100 pies ($\%100'$).

2.1.3.11 Tasa de Cambio de Dirección (Turn Rate/TR)

Es la velocidad de giro de la dirección del pozo en términos de acimut. Y es expresada en grados por cada 100 pies ($\%100'$).

2.1.3.12 Sección de Construcción de Ángulo (Build Section/BS)

Es la sección en la trayectoria del pozo en donde se empieza a construir su ángulo de inclinación antes de una sección tangente.

2.1.3.13 Sección de Caída de Ángulo (Drop Section/DP)

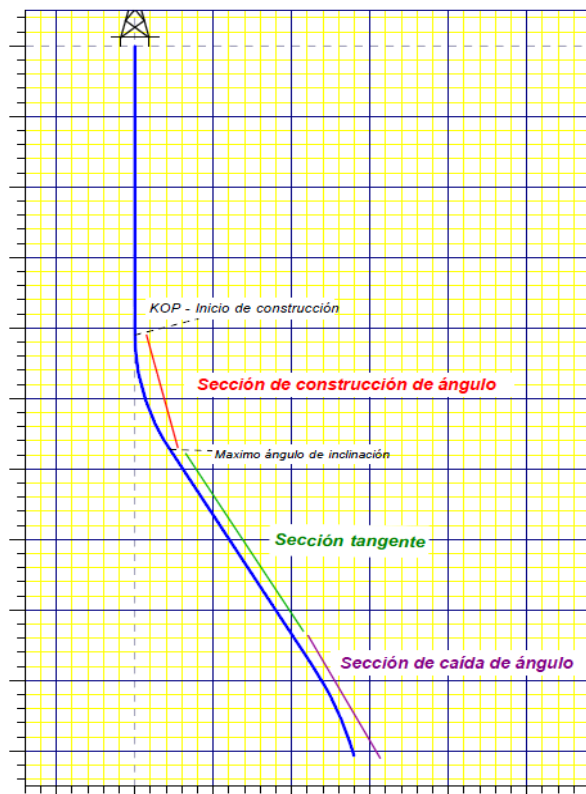
Es la sección en la trayectoria del pozo en donde se empieza a disminuir su ángulo de inclinación después de una sección tangente.

2.1.3.14 Sección Tangente

Es la sección donde se mantiene la inclinación y dirección en modo rotario hasta que el siguiente punto sea alcanzado. Al final de la sección tangente se puede incluir una sección de caída o de construcción del ángulo.

En la figura 12, se pueden observar las diferentes secciones en la trayectoria de un pozo.

Figura 12 Secciones en la trayectoria de un pozo direccional



Fuente: Halliburton Sperry Drilling – Wellplanning, COMPASS

Elaborado por: Alexandra Gallegos

2.1.3.15 Fin de la Sección de Construcción (End of Build/EOB)

Es el punto en la trayectoria del pozo hasta donde llega la construcción de la máxima inclinación planificada.

2.1.3.16 Dog leg (DL)

Es la relación de variación de la curvatura total del pozo (la combinación de cambios en inclinación y dirección) entre dos puntos en la trayectoria del pozo. Se mide en grados (°).

2.1.3.17 Dog Leg Severity (DLS)

Es la magnitud de la variación del Dog Leg, referida a un intervalo estándar (por convención se ha establecido %100').

$$c = \frac{108\,000 * F}{\pi * L * T}$$

Donde:

c : DLS en $^{\circ}/100'$

F : es la fuerza lateral

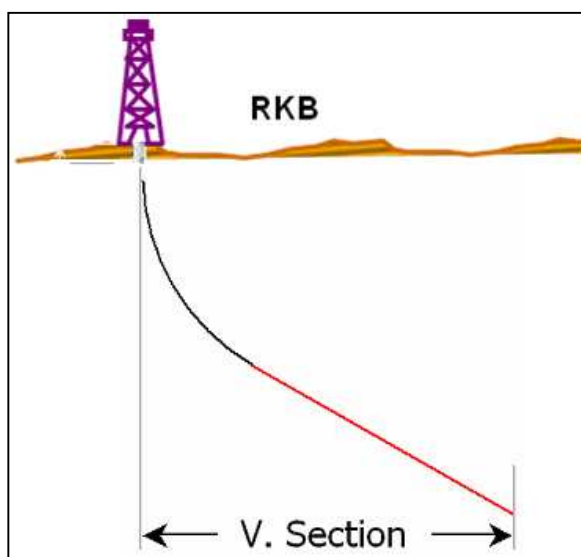
L : es la mitad del largo de una junta de tubería en pulgadas

T : es la tensión de la sarta en libras a una profundidad de interés.

2.1.3.18 *Sección Vertical (VS)*

Es la distancia horizontal que el pozo se mueve en la dirección del objetivo, mostrada en la figura 13. Los dos factores que afectan la sección vertical son el cambio en desplazamiento horizontal y su dirección, comparada con la dirección del objetivo.

Figura 13 Sección Vertical de un Pozo



Fuente: Halliburton – Drilling & Evaluation, Curso COMPASS

Elaborado por: Alexandra Gallegos

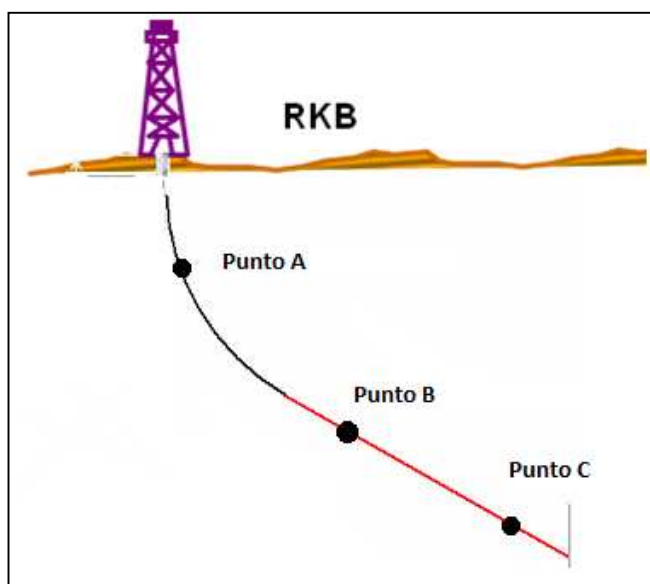
2.1.3.19 *Desplazamiento horizontal*

Es la distancia proyectada en plano horizontal desde el origen hasta el punto en el cual se toma un survey.

2.1.3.20 *Survey*

Son los datos de mediciones necesarias para ubicar la trayectoria del pozo en el punto donde es tomado el survey. Es definido con la profundidad medida, inclinación y acimut.

Figura 14 Estación de Survey de un pozo



Fuente: Halliburton – Drilling & Evaluation, Curso COMPASS

Elaborado por: Alexandra Gallegos

2.1.4 DEFINICIÓN DE TOOLFACE

2.1.4.1 *FÍSICA*

El lugar sobre una herramienta desviadora, señalado comúnmente con una línea de marca, que se posiciona hacia una orientación determinada mientras se perfora, para determinar el curso futuro del pozo.

2.1.4.2 *CONCEPTUAL*

En el pozo, el término “toolface” es a menudo utilizado como frase corta para referirse a la orientación de la misma (orientación toolface).

- **Magnético:** Es la orientación del MWD, expresada como una dirección desde el norte o desde la boca del pozo, generalmente utilizada hasta cuando la inclinación del pozo llega a 5°.

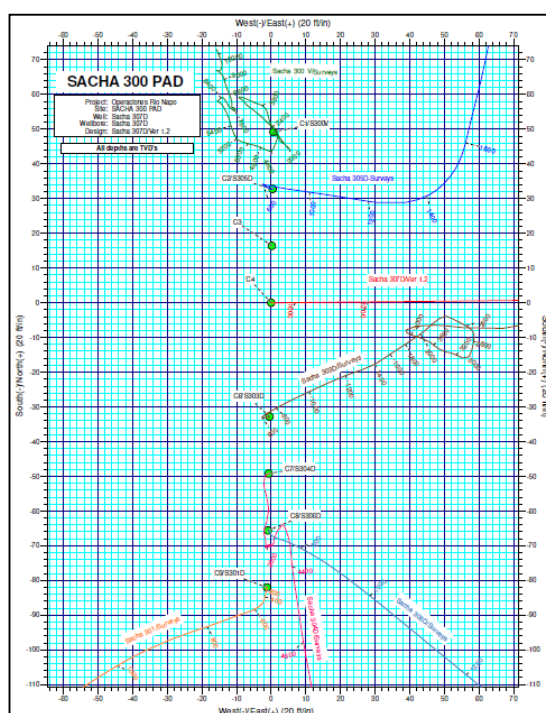
- **Gravimétrico:** Es la medida angular de la cara de una herramienta flexionada con respecto al lado alto del pozo. Se utiliza a partir de 5° de inclinación en adelante.

2.1.5 CONSIDERACIONES ANTICOLISIÓN²

Cuando un pozo nuevo será perforado en una plataforma o “Pad” donde ya se encuentran varios pozos, se debe tomar en cuenta la cercanía entre ellos, ya que podría causar graves problemas de colisión, especialmente cuando los pozos se encuentran produciendo.

Los surveys de los pozos perforados, así como la nueva propuesta direccional son plasmados en un mapa, de tal manera que se pueda observar a simple vista la relación entre los mismos, estos mapas frecuentemente son llamados “spiders” (figura 15), y juegan un papel importante durante la planeación del nuevo pozo, para evitar problemas futuros o durante las operaciones de perforación.

Figura 15 Spider de la plataforma Sacha 300 en el Campo Sacha



Fuente: Halliburton Sperry Drilling - Wellplanning, COMPASS

Elaborado por: Alexandra Gallegos

² Tomado de: SMITH M, Directional Drilling Training Manual, Section 3-Directional Well Planning, Pag. 3-34

Sin embargo, la ubicación planeada del nuevo pozo está sujeta a errores en tres dimensiones. La magnitud de la incertidumbre en cada punto de la trayectoria del pozo está definida por una elipse.

2.1.5.1 SISTEMA DE ERROR³

Se refiere a la manera en la que la incertidumbre posicional es calculada.

2.1.5.1.1 Elipse Sistemática: Es un sistema ampliamente utilizado en la industria, sin embargo, algunos de sus coeficientes no son capaces de modelar instrumentos modernos de medición de surveys (MWD, Gyro).

2.1.5.1.2 Cono de Error: Es un modelo empírico basado en observaciones y pruebas de campo comparadas con posiciones calculadas por distintas herramientas de surveys.

2.1.5.1.3 ISCWA (Industry Steering Committee for Wellbore Survey Accuracy): Permite modelar específicamente el estado sólido magnético de los instrumentos.

2.1.5.2 MÉTODO DE RASTREO

Se refiere a la manera en cómo se calcula la separación entre trayectorias.

2.1.5.2.1 Máxima Aproximación 3D: Este método calcula la distancia desde el punto más cercano a la trayectoria del pozo vecino, imaginando que se expande una burbuja desde el punto de análisis al punto de la trayectoria del pozo vecino de referencia.

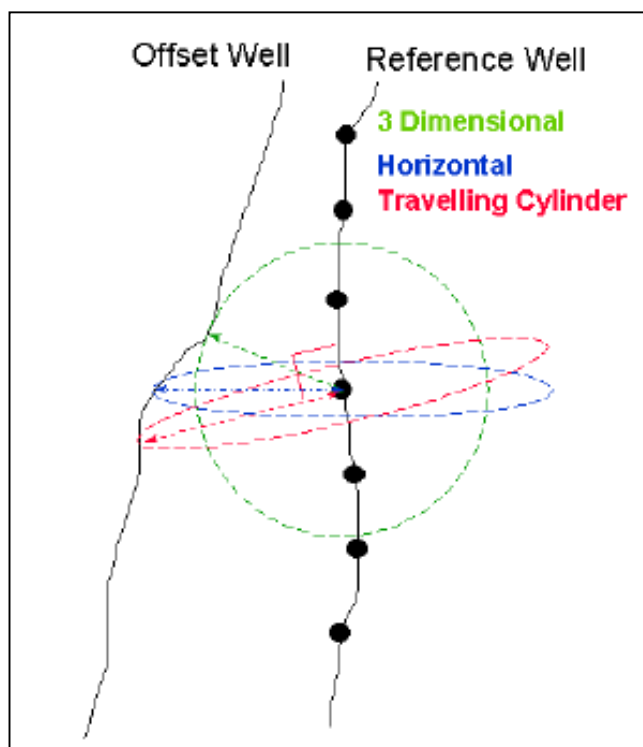
2.1.5.2.2 Cilindro Viajero: Este método utiliza un plano perpendicular a la trayectoria del pozo vecino de referencia, e intercepta la trayectoria del mismo como si fuese cortada a través de un plano.

2.1.5.2.3 Plano Horizontal: Este método calcula la distancia horizontal desde la trayectoria referenciada a la trayectoria vecina. Sin embargo, este método no es recomendado en análisis anticolidión cuando los pozos están inclinados, debido a que las distancias horizontales no son iguales a la distancia verdadera entre ellos.

³ Tomado de: HALLIBURTON-Digital and Consulting Solutions, Landmark, Anti-Colisión

La comparación de las ventajas y desventajas de los modelos de escaneo se muestran en la figura 16.

Figura 16 Modelos de Rastreo para Análisis Anticolisión



Fuente: COMPASS™ Software Release 5000.1.7 Training Manual, Anticollision Module

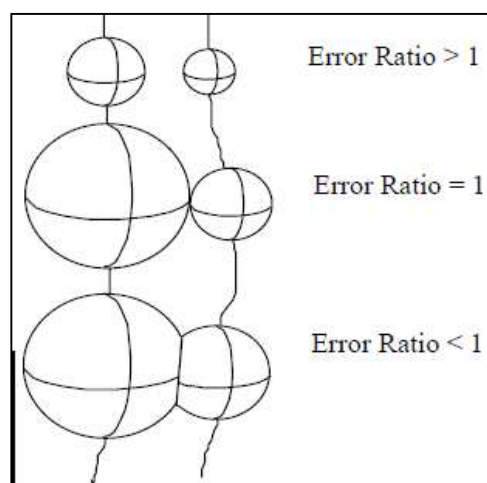
Elaborado por: COMPASS™ Software Release 5000.1.7 Training Manual, Anticollision Module

2.1.5.3 MÉTODO DE ADVERTENCIA

Se refiere a la manera en que se configura al programa para que reporte solo las trayectorias que presentan un riesgo de colisión.

2.1.5.3.1 *Factor de Separación:*

Es un valor que incluye la separación centro a centro entre las elipses de incertidumbre en un punto de referencia en el análisis entre dos pozos y la incertidumbre posicional. El factor de separación, como lo indica la figura 17, representa la cercanía con la elipse de incertidumbre del pozo vecino.

Figura 17 Factor de Separación

Fuente: COMPASS™ Software Release 5000.1.7 Training Manual, Anticollision Module

Elaborado por: COMPASS™ Software Release 5000.1.7 Training Manual, Anticollision Module

2.1.5.4 SUPERFICIE DE ERROR

Consiste en calcular la dimensión de las superficies de error entre las trayectorias de dos pozos en análisis.

2.2 TIPOS DE POZOS

Para referirnos a los diferentes tipos de pozos perforados en el Campo Sacha es necesario, conocer los tipos de pozos existentes.

El perfil que definirá la trayectoria de un pozo en la planeación está dado principalmente por las coordenadas de superficie del pozo y coordenadas del objetivo u objetivos, además de algunos requerimientos adicionales debido a las condiciones del campo, por ejemplo fallas geológicas o cercanías con pozos vecinos.

2.2.1 POZOS VERTICALES

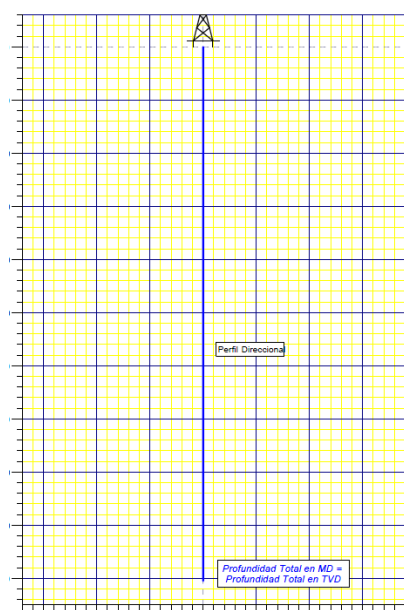
Cuando la explotación de hidrocarburos dio inicio, no se contaba con herramientas de fondo que permitan orientar la dirección en la que se deseaba

perforar un pozo petrolero, es así que los pozos existentes únicamente eran de tipo vertical.

En la figura 18 se observa un ejemplo de un pozo vertical, en donde, el ángulo de inclinación se mantiene (teóricamente) en 0° desde su inicio hasta la profundidad total de su llegada; de la misma manera mantiene la misma dirección a lo largo de toda su trayectoria. En cuanto, a sus coordenadas geográficas, serán siempre las mismas que las coordenadas de llegada al objetivo u objetivos.

El perfil de los pozos verticales no requiere un riguroso plan de control de desviación. Normalmente, es suficiente un control de inclinación cada 500 pies o cuando las condiciones operativas lo permitan.

Figura 18 Pozo Vertical



Fuente: Halliburton Sperry Drilling - Wellplanning, COMPASS

Elaborado por: Alexandra Gallegos

2.2.2 POZOS DIRECCIONALES

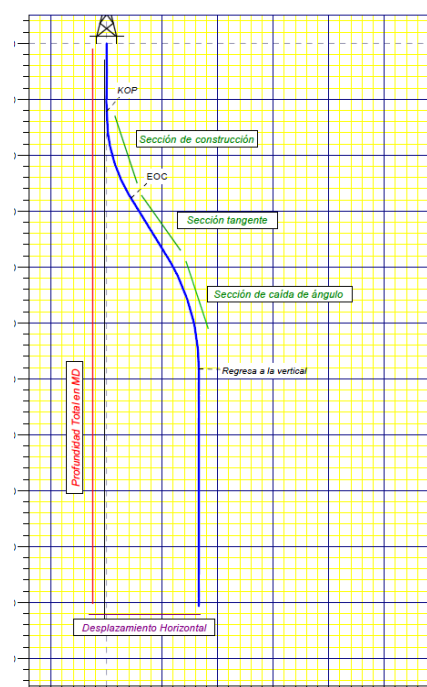
Con la intención de llegar a yacimientos productores bajo el desafío de diferentes obstáculos, principalmente físicos y ambientales, inicia la perforación de pozos direccionales con el manejo de motores de fondo que permiten orientar la trayectoria del pozo en la dirección deseada.

2.2.2.1 TIPO “S”

Este tipo de pozos direccionales tienen un perfil con una sección vertical, una sección de construcción, una sección tangente y una sección de caída.

En la figura 19, se puede observar el KOP que da el inicio a la sección de construcción, la sección de construcción, que es diseñada por la tasa de construcción (BUR) hasta conseguir el ángulo de inclinación deseado o el fin de la construcción (EOB), la sección tangencial en la trayectoria y la sección de caída, regresando finalmente a la vertical, de acuerdo a la permeabilidad y los esfuerzos de la formación para así alcanzar los objetivos.

Figura 19 Pozo Direccional Tipo “S”



Fuente: Halliburton Sperry Drilling - Wellplanning, COMPASS

Elaborado por: Alexandra Gallegos

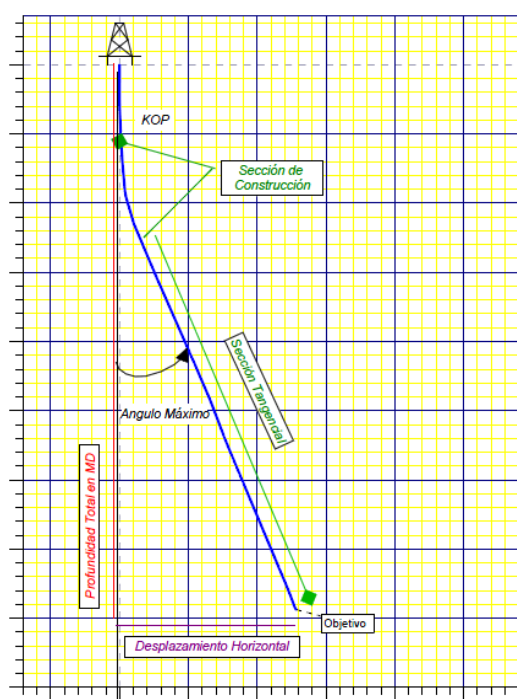
2.2.2.2 TIPO “J”

Los pozos con perfil “J” constan de una sección vertical, una sección de construcción y una sección tangente hasta el objetivo (figura 20).

Su aplicación radica principalmente en pozos con moderados y profundos desplazamientos horizontales al objetivo.

En este tipo de pozo la desviación deseada es obtenida a una profundidad relativamente somera, desde donde se inicia la construcción del ángulo de inclinación planeado en el diseño de la trayectoria, interceptando los objetivos hasta la profundidad total.

Figura 20 Pozo Direccional Tipo “J”



Fuente: Halliburton Sperry Drilling - Wellplanning, COMPASS

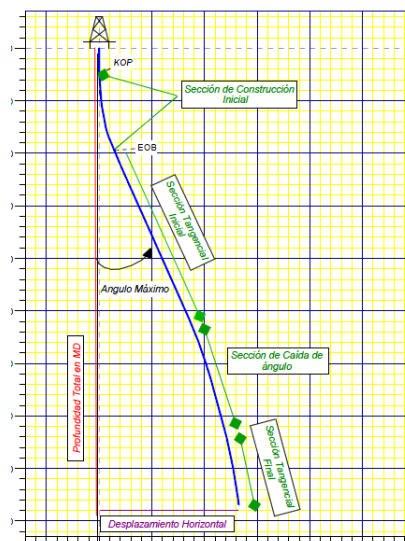
Elaborado por: Alexandra Gallegos

2.2.2.3 TIPO “J” MODIFICADO

Son pozos que presentan las mismas características que los pozos tipo “J”, la diferencia radica en que cerca del punto final se disminuye la inclinación del ángulo, como se señala en la figura 21.

El inicio de desviación se comienza lo más bajo posible de la superficie, alcanzando el ángulo máximo en la cima del objetivo, esta configuración es especialmente apropiada para situaciones tales como atravesar fallas o domos salinos.

Figura 21 Pozo Direccional Tipo “J” Modificado



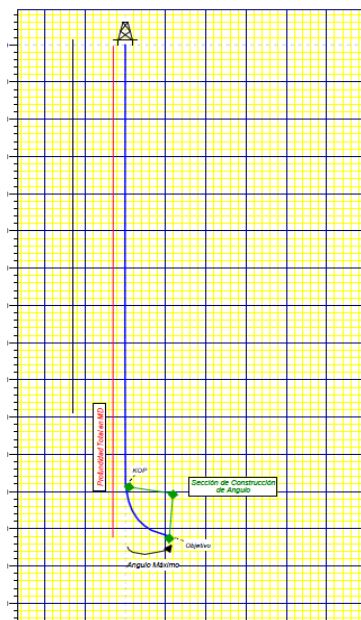
Fuente: Halliburton Sperry Drilling - Wellplanning, COMPASS

Elaborado por: Alexandra Gallegos

2.2.2.4 TIPO “J” DE ALTO ANGULO

Este tipo de pozos de perfil “J” presentan en la sección tangente, ángulos de inclinación mayor a 45° . La figura 22 muestra un ejemplo de un pozo de este tipo.

Figura 22 Pozo Direccional Tipo “J” de Alto Ángulo



Fuente: Halliburton Sperry Drilling - Wellplanning, COMPASS

Elaborado por: Alexandra Gallegos

2.2.3 POZOS HORIZONTALES

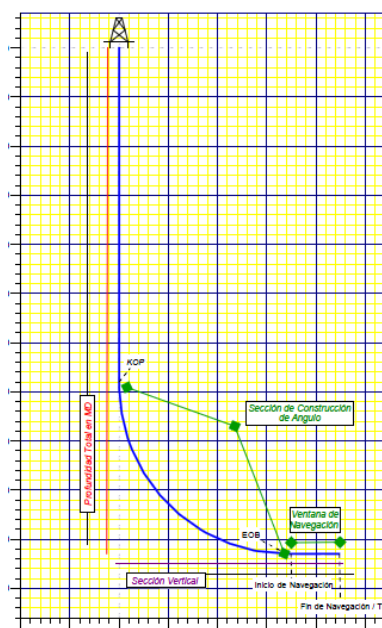
Son pozos que constan con una sección vertical hasta el KOP, a partir de donde se construye la curva aumentando el ángulo de inclinación hasta ubicarnos con aproximadamente 85° de inclinación en la entrada de l yacimiento de interés.

La sección horizontal es perforada con un ángulo alrededor de 90° dentro de una ventana de navegación definida previamente en el plan direccional.

La longitud de la sección horizontal depende de la extensión del yacimiento y del área a drenar en el mismo.

En la figura 23 se refleja una pozo horizontal, en el cual, se perfora verticalmente las primeras secciones, sin necesidad de realizar desvíos, para más tarde iniciar la construcción hasta aproximadamente 90° de inclinación.

Figura 23 Ejemplo de Pozo Horizontal



Fuente: Halliburton Sperry Drilling - Wellplanning, COMPASS

Elaborado por: Alexandra Gallegos

Por otra parte, los pozos horizontales pueden diseñarse de tal manera que el punto de entrada se ubique exactamente en la entrada de la arena productora, para esto en su diseño se consideran dos pozos un *piloto* y un *principal*.

- **Pozo Piloto:** Generalmente se trata de un pozo tipo “J” de alto ángulo que atravesará la formación de interés.
- **Pozo Principal (Main):** Este pozo se ata al pozo piloto a la profundidad deseada, y es el pozo que aterrizará en la arena donde se iniciará la navegación.

La clasificación de los pozos horizontales, generalmente se la realiza en base a la técnica utilizada para realizar el giro de perforación vertical a horizontal:

2.2.3.1 POZOS DE RADIO LARGO

Pozos con al menos una sección en la cual la inclinación del pozo se incrementa de 2 a 8°/100'. Las aplicaciones de este tipo de pozos radican cuando se requiere alcanzar objetivos alejados de la localización superficial, tales como plataformas de perforación costa afuera y localizaciones remotas. En estos pozos, el KOP se lo realiza cerca de la superficie para permitir alcanzar el objetivo a la profundidad correcta y para su trabajo direccional se pueden utilizar ensamblajes convencionales o direccionales.

2.2.3.2 POZOS DE RADIO MEDIO

En estos pozos se pueden perforar con tasas de desvío de 8° a 20°/100'. Su aplicación se refleja en yacimientos fracturados, en la presencia de conificación de agua y gas, en yacimientos de poca energía y formaciones de poco espesor. En cuanto a las herramientas para la perforación de pozos de este tipo, se utiliza el mismo tipo de ensamblajes para la perforación de pozos de radio largo, y adicionalmente se utiliza tubería pesada, motores de baja velocidad y estabilizadores especiales.

2.2.3.3 POZOS DE RADIO CORTO

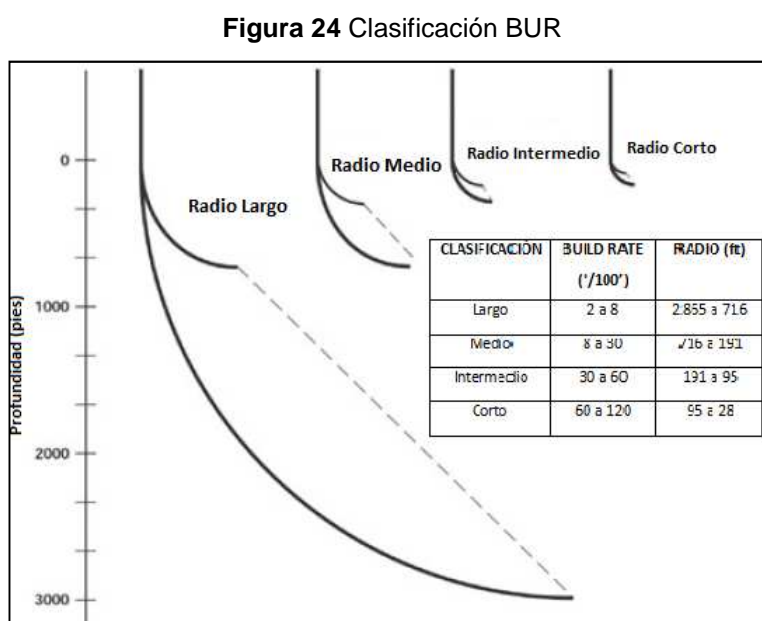
Son pozos que pueden conseguir su sección horizontal de la vertical con un radio de curvatura de 20 a 40' con tasas de desvío de 60° a 120°/100'. Entre sus aplicaciones se encuentra la necesidad de perforar por debajo de una zona problemática cubierta con casing, yacimientos de tamaño limitado. Se necesitan

ensamblajes direccionales articulados y especializados, también se utilizan técnicas de coiled tubing para su perforación.

2.2.3.4 POZOS DE RADIO ULTRA CORTO

Pozos de 1½" a 2 ½" de diámetro, en donde la tasa de penetración de desvío es de 90%/100' aproximadamente en formaciones no consolidadas y suaves, y su sección horizontal es de 10 pies, con un radio de 1 a 2 pies. La aplicación de estos pozos está en la inyección de agua en formaciones blandas, no consolidadas y depresionadas.

En la figura 24 se observa la clasificación de los pozos horizontales y su BUR.



Fuente: LANCE, D et AL, Petroleum Well Construction, Halliburton-Directional Drilling

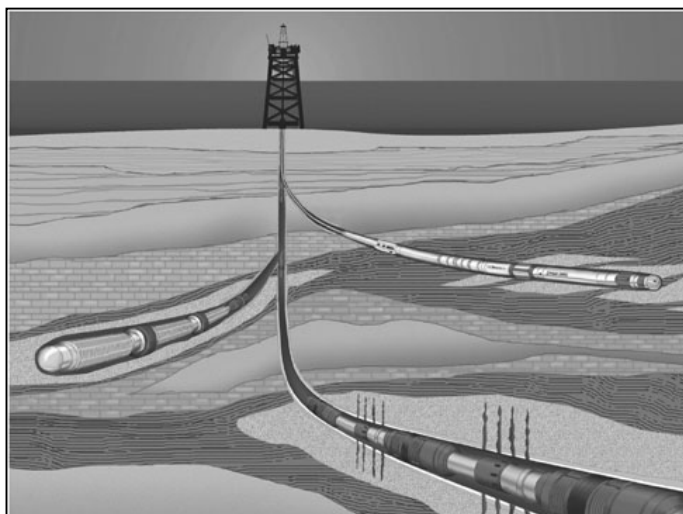
Elaborado por: LANCE, D et AL, Petroleum Well Construction, Halliburton-Directional Drilling

2.2.4 POZOS MULTILATERALES

Consisten básicamente en un hoyo principal y uno o más hoyos secundarios que se comunican individualmente con el hoyo principal, con el fin de reducir el número de pozos que se perforan, incrementar el área de drenaje del yacimiento, y así optimizar la producción de las reservas.

Para su diseño, como expresa la figura 25, se debe partir de la primera etapa (pozo patrón) donde se determina la trayectoria y objetivo particular del pozo lateral, y en la segunda etapa se consideran los requerimientos de terminación para lograr la comunicación entre el lateral y el pozo principal. El número de ramales varía de dos a ocho, dependiendo de las expectativas de producción y de la evaluación del yacimiento. Sus ensamblajes de fondo cuentan con motores dirigibles que permiten alcanzar la profundidad del revestidor.

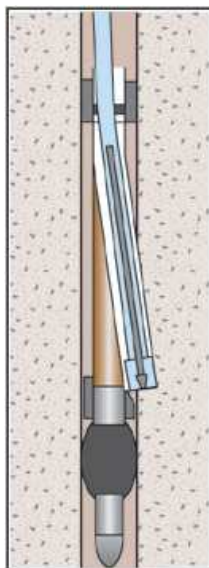
Figura 25 Pozo Multilateral



Fuente: LANCE, D et AL, Petroleum Well Construction, Halliburton-Directional Drilling
Elaborado por: LANCE, D et AL, Petroleum Well Construction, Halliburton-Directional Drilling

2.2.5 SIDE TRACK

Son pozos que inicialmente fueron planeados verticales o direccionales, pero que presentaron problemas durante su perforación, por problemas de obstrucción o ya sea la presencia de un pescado, y tuvieron que ser rediseñados variando la ubicación de su KOP, abriendo una ventana en el revestidor del pozo original y tratando de salir con DLS altos que permitan separarse del pozo original lo más rápido posible en la dirección deseada. En la figura 26 se puede observar un Sidetrack con un ensamblaje para muestras de núcleos.

Figura 26 Sidetrack

Fuente: Halliburton Security DBS Sidetrack Coring

Elaborado por: Halliburton Security DBS Sidetrack Coring

2.2.6 RE ENTRADAS

Son pozos que fueron planificados verticales que con el paso del tiempo agotaron su producción y tuvieron que ser desviados rediseñando un KOP en su pozo original para explorar el alcance de la zona de producción en un determinado sector del campo.

Son operaciones de perforación que se realizan por medio de Side –Tracks (apertura de ventanas) y desde el mismo agujero en pozos productores ya existentes.

2.3 TIPOS DE POZOS PERFORADOS EN EL CAMPO SACHA

Los pozos que se detallan a continuación, son resultado de compilación de información disponible.

SACHA 149 PAD

- **SACHA 222D:** Pozo Tipo “S”

Máx ángulo de incl.: 26.7°

TD: 10 330' MD

Objetivos: Basal Tena, "U" Inferior, Hollín Inferior

Desplazamiento Horizontal a TD: 1 454.47'

- **SACHA 223D:** Pozo Tipo "S"
Máx. ángulo de incl.: 30.4°
TD: 10 460' MD
Objetivos: Basal Tena, "U" Inferior, Hollín Inferior
Desplazamiento Horizontal a TD: 1 789.79'

- **SACHA 224D:** Pozo Tipo "S"
Máx. ángulo de incl.: 26.7°
TD: 10 330' MD
Objetivos: Basal Tena, "U" Inferior, Hollín Inferior
Desplazamiento Horizontal a TD: 1 454.47'

- **SACHA 234D:** Pozo Tipo "S"
Máx. ángulo de incl.: 28.97°
TD: 10 440' MD
Objetivos: Basal Tena, "U" Inferior, Hollín Inferior
Desplazamiento Horizontal a TD: 2 161.74'

SACHA 300 PAD

La información de los siguientes pozos, será la base para desarrollar nuestro análisis, por ser una plataforma muy cercana a la plataforma Sacha 380.

- **SACHA 254HZ**

El objetivo de este pozo durante su planeación fue perforar un pozo horizontal con pozo piloto, navegando en la Formación "U" Inferior:

Piloto: Pozo Tipo "J" Alto ÁnguloKOP: 800' MDMáx. ángulo de incl.: 66.37°TD: 11 179' MDDesplazamiento Horizontal a TD: 1 978.23'

Durante las operaciones direccionales, se perforo hasta la profundidad de 11 179', donde se da por finalizado la sección de 8 1/2" en el pozo piloto.

Main: Pozo Tipo HorizontalMáx. ángulo de incl.: 71.02°TD: 10 512' MDDesplazamiento Horizontal a TD: 1 392.95'

Continúa perforando hasta 12 538 ft, en donde se realiza SideTrack manual:

ST-1: Pozo Tipo HorizontalMáx. ángulo de incl.: 92.68°TD: 12 538' MDDesplazamiento Horizontal a TD: 3 412.79'Objetivos: navegando en la Formación "U" Inferior

- **SACHA 300V:** Pozo Tipo Vertical

TD: 10 100' MDObjetivos: Basal Tena, "U" Inferior, Hollín Superior

- **SACHA 301D:** Pozo Tipo "S"

Máx. ángulo de incl.: 31.13°TD: 10 360' MDObjetivos: "U" Inferior (objetivo secundario), Hollín Superior

Desplazamiento Horizontal a TD: 1 571.26'

- **SACHA 302D:** Pozo Tipo "J" Modificado
Máx. ángulo de incl.: 36.15°
TD: 10 894' MD
Objetivos: "U" Inferior (objetivo principal), "T" Inferior, Hollín Superior
Desplazamiento Horizontal a TD: 3 116.18'
- **SACHA 303D:** Pozo Tipo "J" Modificado
KOP: 600' MD
Máx. ángulo de incl.: 25.28°
TD: 10 415' MD
Objetivos: "U" Inferior (objetivo principal), "T" Inferior, Hollín Superior
Desplazamiento Horizontal a TD: 1 991.23'
- **SACHA 304D:** Pozo Tipo "J" Modificado
KOP: 600' MD
Máx. ángulo de incl.: 27.8°
TD: 10 580' MD
Objetivos: "U" Inferior (objetivo principal), "T" Inferior, Hollín Superior
Desplazamiento Horizontal a TD: 2 335.21'
- **SACHA 305D:** Pozo Tipo "S"
KOP: 600' MD
Máx. ángulo de incl.: 33.64°
TD: 10 440' MD
Objetivos: "U" Inferior, Hollín Inferior (objetivo principal)
Desplazamiento Horizontal a TD: 1 691.33'

- **SACHA 306D:** Pozo Tipo "S"
KOP: 600' MD
Máx. ángulo de incl.: 33.22°
TD: 10 445' MD
Objetivos: "U" Superior, "T" Superior, Hollín Superior (objetivo principal)
Desplazamiento Horizontal a TD: 1 826.54'

- **SACHA 307D:** Pozo Tipo "J" Modificado
KOP: 800' MD
Máx. ángulo de incl.: 27.89°
TD: 10 910' MD
Objetivos: "U" Inferior, "T" Inferior, Hollín Superior (objetivo principal)
Desplazamiento Horizontal a TD: 3 854.58'

CAPÍTULO 3

DESCRIPCIÓN, PRINCIPIOS Y FUNDAMENTOS TEÓRICOS DE LOS ENSAMBLAJES DIRECCIONALES DE FONDO (BHA)

3.1 DEFINICIÓN DE ENSAMBLAJES DE FONDO (BHA)

Una vez diseñada la trayectoria que seguirá el pozo a ser perforado, se deberá recurrir a herramientas de fondo que permitan desarrollar el perfil direccional planeado anteriormente.

Un ensamblaje de fondo es un conjunto de diferentes herramientas ubicadas de manera estratégica y con cierta configuración, dependiendo de los requerimientos del plan direccional, tipo de litología a ser atravesada y dirección. Ésta es la parte más importante de una sarta de perforación, pues de su diseño depende el control de la trayectoria del pozo, es decir, la ubicación correcta de sus componentes permite la construcción, mantenimiento o disminución del ángulo de inclinación.

Entre las funciones principales de los ensamblajes de fondo se encuentran⁴:

- Proporcionar el peso requerido por la broca para obtener una óptima rata de penetración.
- Controlar la trayectoria direccional.
- Mantener estabilidad en el hoyo.
- Evitar la formación de desviaciones, tipo pata de perro y ojos de llave.
- Disminuir la vibración lateral y axial.
- Conducir el fluido de perforación en su ciclo de perforación.
- Proteger la tubería de perforación por pandeo y torsión.
- Alcanzar el objetivo planeado.

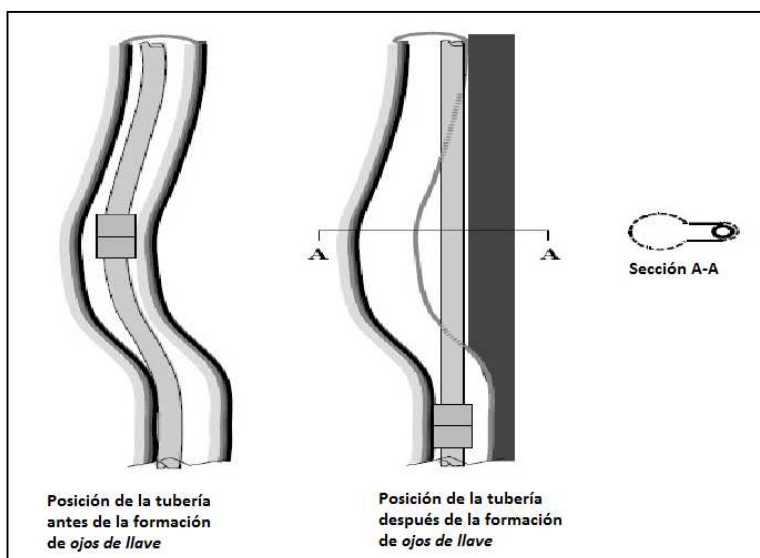
⁴ Tomado de: MENDOZA L., Programa de Adiestramiento para Ingenieros, Diseño de Sartos de Perforación, Planificación y Diseño de Pozos, Pág. 3

Un factor para el diseño de las sargas de perforación son las características de flexión de la tubería de perforación; sin peso sobre la broca, la única fuerza que actúa sobre ella es el resultado del peso de una porción de la sarga entre la broca y el punto de tangencia, esta fuerza tiene la tendencia a llevar la trayectoria del hoyo hacia la vertical. Cuando se aplica peso sobre la broca, se crea otra fuerza en la broca, la cual le dará la tendencia al hoyo para desviarse de la vertical, la resultante de estas fuerzas puede estar en la dirección en la que se requiera incrementar el ángulo, disminuir o mantener una inclinación constante. Esta teoría fue establecida por Arthur Lubinski (Research Engineer for AMOCO).

Por otro lado, en lo que a litología se refiere, generalmente en formaciones suaves resulta mucho más fácil perforar pozos verticales o con bajos ángulos de inclinación que en formaciones muy fuertes, en las cuales debido a los altos ángulos de buzamiento se requiere mayores valores de peso sobre la broca para combatir los efectos de pandeo de la sarga de perforación.

Uno de los problemas que se pueden presentar en el hoyo durante la perforación es la formación de "ojos de llave". En la figura 27, se muestra un ejemplo de un *ojo de llave* o *key seat*, en donde, al mantenerse la tubería de perforación en tensión, ésta tiene la tendencia de llevar su cuerpo hacia la vertical mientras se inicia la construcción del ángulo de inclinación, esta tendencia crea una fuerza lateral que provoca que la tubería se irrumpa en las paredes de la formación durante la rotación. Este problema por lo general se presenta cuando la formación es demasiado suave y la fuerza lateral de la sarga es suficiente para permitir la penetración de la tubería de perforación en las paredes del pozo.

Figura 27 Formación de Ojos de Llave



Fuente: Pet-oil.blogspot, Petroleum, Keyseating

Elaborado por: Pet-oil.blogspot, Petroleum, Keyseating

3.2 FACTORES DEL ENSAMBLAJE DE FONDO QUE INTERVIENEN DURANTE LA PERFORACIÓN

El BHA es el componente de la sarta de perforación que soporta con mayor impacto los esfuerzos que se presentan durante la construcción de la trayectoria del pozo: tensión, compresión, presión interna y externa, torque, arrastre, fatiga, torsión, abrasión, erosión y corrosión. La interacción de estas fuerzas durante la perforación, pueden causar diversos problemas durante las operaciones de perforación que podrían resultar en pegas por presión diferencial, altos torques y arrastres, pandeo, fuerzas laterales, desprendimientos, etc.

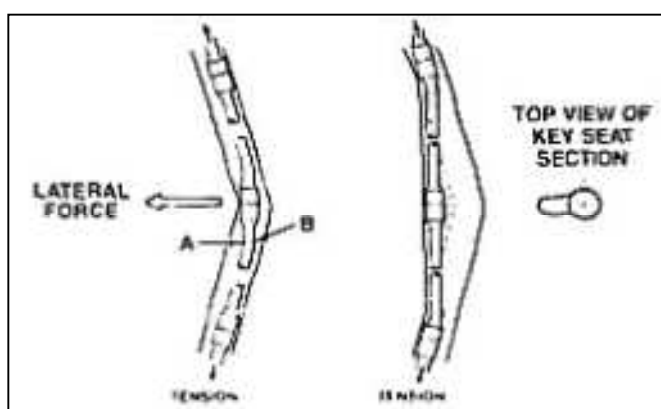
Es necesario, previamente, realizar cálculos aproximados de las fuerzas laterales sobre la broca y sobre los estabilizadores, así como los valores de torque y arrastre ocasionados en las herramientas del ensamblaje de fondo, para tener un buen rendimiento del BHA durante las operaciones en campo.

3.2.1 FATIGA EN TUBERÍA DE PERFORACIÓN

Lubinski explica que la fatiga en los ensamblajes de fondo se genera, de acuerdo a la figura 28, cuando el estrés en el punto B es mayor que el estrés en el punto

A, y la sarta de perforación es rotada, el punto A se mueve desde el interior de la curvatura hacia el exterior regresando nuevamente hacia el interior, una y otra vez, de manera que cada parte de la tubería experimenta desde la mínima hasta la máxima tensión y así sucesivamente. Este estrés cíclico causa fatiga en la sarta de perforación, la cual usualmente se hace presente entre los dos primeros pies del cuerpo de la tubería que se encuentran cercanos a los juntas de unión o a los puntos de apoyo del ensamblaje direccional, esto es debido al cambio abrupto de tensión por las diferencias de diámetros de sus componentes.

Figura 28 Fatiga en Tubería de Perforación



Fuente: Hole Deviation and Horizontal Drilling, IADC Drilling Manual - Eleventh Edition

Elaborado por: Hole Deviation and Horizontal Drilling, IADC Drilling Manual - Eleventh Edition

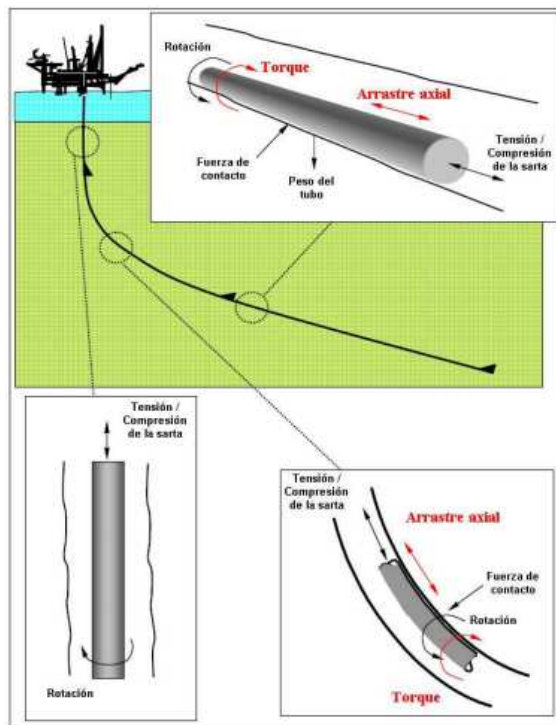
3.2.2 TORQUE Y ARRASTRE⁵

- **Torque:** Es una carga que representa la resistencia a la rotación debido a las fuerzas de contacto entre la sarta de perforación o revestidor y el revestidor de la sección anterior o el hoyo abierto.
- **Arrastre:** Es una fuerza axial generada de forma similar al torque, y básicamente toma el lugar del torque cuando la rotación de la sarta se detiene y la tubería se mueve únicamente en dirección axial. El arrastre siempre va a operar en la dirección opuesta en la cual la tubería está siendo movida.

⁵ Tomado de: PINEDA G., MARTÍNEZ J., CICCOLA V., CHACÓNA Z., Modelado Numérico del Fenómeno de Torque y Arrastre en Tuberías de Completación de Pozos de Petróleo y Gas.

En la figura 29, se representa gráficamente cómo las fuerzas de torque y arrastre actúan en un pozo desviado.

Figura 29 Representación de Torque y Arrastre



Fuente: PINEDA G., MARTÍNEZ J., CICCOLA V., CHACÓNA Z., Modelado Numérico del Fenómeno de Torque y Arrastre en Tuberías de Completación de Pozos de Petróleo y Gas

Elaborado por: Mims, 2003

3.2.3 FUERZAS LATERALES

Todos los ensamblajes de fondo causan una fuerza lateral que generalmente se hace más intensa en la broca (ver figura 30), sin embargo, todo el BHA está expuesto a crear esta fuerza contra la formación, es así que, especialmente en los puntos de apoyos y conexiones de la sarta se genera una fuerza normal, es decir, que se dirige perpendicularmente a las paredes del hoyo, ya sea revestido o a hueco abierto.

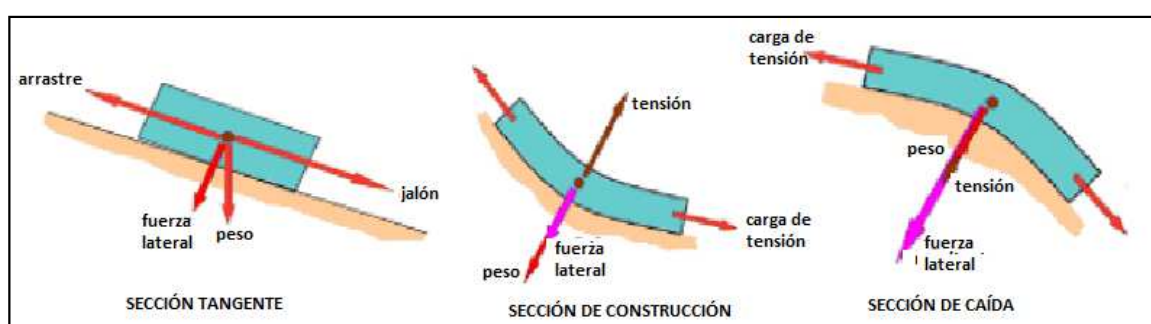
Las fuerzas laterales a su vez pueden ocasionar un incremento en la construcción de ángulo (fuerza lateral positiva – BHA fulcrum), mantenimiento de inclinación

(fuerza lateral neta 0 – BHA rígido) o una caída de ángulo (fuerza lateral negativa - BHA péndulo). Adicionalmente, también se puede controlar o generar un leve giro a la derecha o izquierda, según se varíe parámetros de perforación⁶.

Mientras mayor peso a la broca se aplique, mayor será el efecto sobre el BHA para cambiar la dirección.

Los factores que contribuyen a las fuerzas laterales son: peso, tensión, rigidez, pandeo, vibraciones.

Figura 30 Representación de las Fuerzas Laterales que actúan en un BHA



Fuente: Aplicaciones de torque y Arrastre, Schlumberger

Elaborado por: Aplicaciones de torque y Arrastre, Schlumberger

3.2.4 TENSIÓN

Es la fuerza de reacción que intenta devolver a la sarta de perforación a su estado inicial. Durante la perforación, la tendencia natural de la sarta de perforación es mantenerse recta, por lo que se crea una componente de fuerza de la sarta para soportar el peso sumergido de toda la tubería más el peso sumergido de las barras de perforación, estabilizadores y broca.

Altas severidades de pata de perro, crean altas fuerzas de tensión en la sarta de perforación, es decir, se necesita mayor tensión para perforar pozos con valores de pata de perro agresivos.

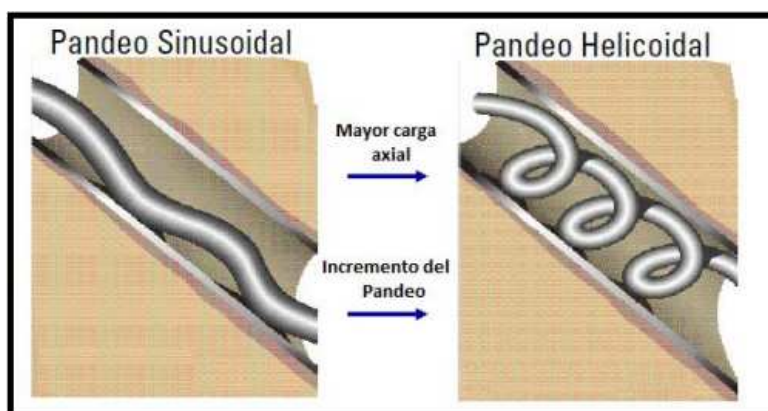
⁶ Tomado de: SMITH M., Directional Drilling Training Manual, Section 10-Bottom Hole Assemblies, pág. 4.

3.2.5 PANDEO

Es un fenómeno resultante de la deformación de la sarta de perforación que se hace presente debido a que se encuentra sometida a grandes fuerzas compresivas que afectan su estabilidad elástica y se manifiesta por la aparición de distorsiones en la tubería.

El primer tipo de pandeo en aparecer, se llama *pandeo sinusoidal* (ver figura 31), en donde la tubería adopta una forma sinusoidal, y se presenta cuando se supera el límite crítico de pandeo. Si más tarde se supera el límite de forma sinusoidal, la tubería toma un *pandeo helicoidal*. Y si las fuerzas compresivas siguen aumentando, es probable que el ensamblaje de fondo se atasque, ocasionando problemas más severos.

Figura 31 Tipos de pandeo de la tubería



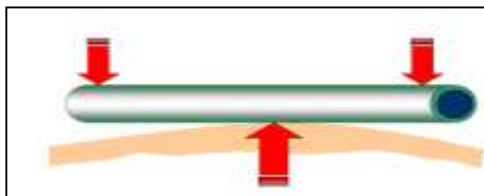
Fuente: VARGAS J., Análisis de un Nuevo Diseño de Sarta que permita resolver los problemas durante la Perforación de Secciones Horizontales en el Campo Zuata

Elaborado por: Mod. Vargas

3.2.6 RIGIDEZ

La rigidez es un factor que debe considerarse en el diseño de ensamblajes de fondo, pues muchas veces la severidad alcanzada de la pata de perro es diferente a la planeada.

Casi todos los componentes de la sarta de perforación pueden ser considerados como cilindros huecos, como se muestra en la figura 32.

Figura 32 Rigidez de la tubería

Fuente: Aplicaciones de torque y Arrastre, Schlumberger

Elaborado por: Aplicaciones de torque y Arrastre, Schlumberger

3.2.7 PESO

Es la fuerza que actúa en la sarta de perforación, de tal manera que tiende a llevarla a la parte baja del hoyo por efecto de la gravedad. El valor de esta fuerza depende de la densidad del material del que está hecha la sarta de perforación y de sus dimensiones.

El peso puede afectar al ensamblaje de fondo porque permite que la tubería sufra el contacto con la pared inferior del hoyo logrando que esta sufra desgaste, de la misma manera si no se maneja bien el peso dentro del hoyo se pudiera sufrir de un posible pandeo de tubería.

3.3 DISEÑO DE UN BHA

Para la planeación de la perforación de un pozo, es importante tomar en cuenta el tipo de herramienta que se utilizará para realizar la desviación. Aunque existe variedad de herramientas que permiten construir la trayectoria direccional de un pozo, en este caso predominará el uso de motores de fondo accionados por el lodo de perforación, por ser las herramientas convencionales utilizadas en este campo.

Para el diseño de un BHA óptimo, se debe identificar la respuesta del ensamblaje a variaciones en parámetros de operación, como peso sobre la broca (WOB por sus siglas en inglés), ángulo de inclinación del pozo, configuración de los estabilizadores, y tendencias de la formación, además es primordial identificar la

máxima severidad de pata de perro de constricción, en la cual cada BHA puede ser rotado.

También se deben realizar cálculos de fuerzas internas y externas a las que está sometido el BHA. En algunos casos estas fuerzas ocasionadas por la curvatura del hoyo podrían generar problemas de fatiga o sobrecarga.

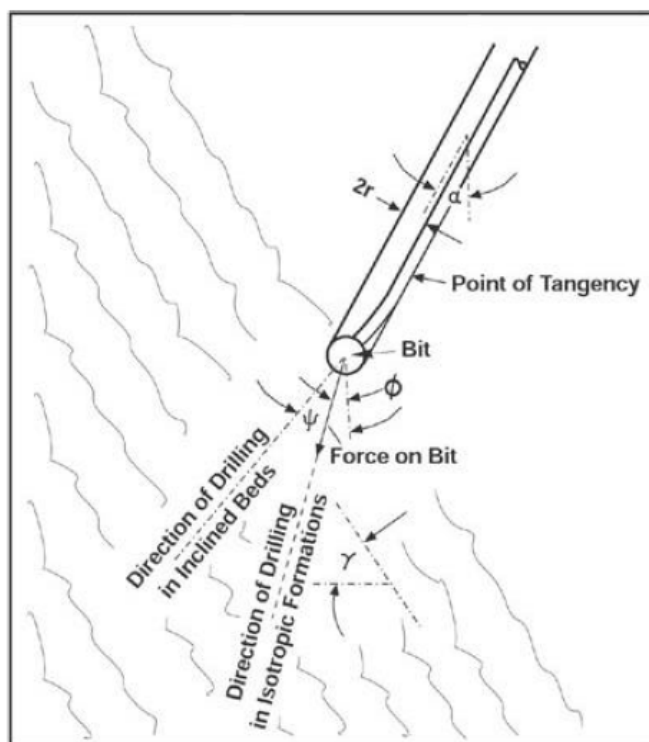
La mayoría de modelos de predicción de comportamiento del ensamblaje se basan en que el efecto del control de la trayectoria direccional se consigue cuando las fuerzas que se apliquen en la broca permitan perforar en la dirección deseada. Comúnmente, dos tipos de modelos son usados⁷:

- *Equilibrium* (Curvatura constante del hoyo).- Modelo utilizado cuando en cierto punto de la trayectoria del hoyo, todas las fuerzas que actúan en el ensamblaje para producir su flexión y fuerzas de los diferentes componentes de un ensamblaje de fondo están en equilibrio. Plantea la aplicación de cargas conocidas sobre el BHA: peso sobre la broca, flotabilidad, peso de la sarta y también cargas resultantes de las fuerzas laterales como efecto de la anisotropía de las formaciones. Al ser un modelo sencillo, se descartan las consecuencias de la rotación y dinámica del ensamblaje de fondo, y de la misma manera, el resultado del análisis refleja el efecto neto de la interacción de la broca y las formaciones, mas no, en forma detallada.
- *Drill-ahead models* (Larson and Azar).- Un análisis que considera el constante cambio en la trayectoria y su dirección basado en las fuerzas en la broca y los factores anisotrópicos. La anisotropía en la broca considera que la facilidad para perforar a través de las formaciones en respuesta a una fuerza dada, no es la misma facilidad que resulta al perforar en respuesta a la misma fuerza. En cuanto a la anisotropía de las formaciones diferencia la dirección en la que se hace más factible perforar una

⁷ Tomado de: UNDERWOOD L., PAYNE M., Chapter 2-Directional Drilling, Petroleum Well Construction-HALLIBURTON, Pág. 52

formación. Considera las fuerzas que resultan de la rotación y torque. La teoría de Lubinski afirma que las formaciones tienen una mayor facilidad de ser perforadas perpendicularmente a sus estratos, y no paralelamente. Según Rollins las formaciones laminadas fracturan perpendicularmente a los estratos creando mínimos puntos que desvían a la broca. Murphey and Cheatham propusieron la teoría del *momento en collares de perforación*, sugiriendo que cuando la broca perfora de una formación suave hacia una formación más agresiva, la formación con mayor resistencia soporta la mayor carga de la broca, causando el esfuerzo que se aplica en los collares de perforación. Luego, el collar se inclina hacia el lado opuesto del hoyo y dirige a la broca en esa dirección.

Figura 33 Teoría de perforación en formaciones (Lubinski, 1953)



Fuente: UNDERWOOD L., PAYNE M., Chapter 2-Directional Drilling, Petroleum Well Construction-
HALLIBURTON

Elaborado por: UNDERWOOD L., PAYNE M., Chapter 2-Directional Drilling, Petroleum Well
Construction-HALLIBURTON

Es difícil comprender a ciencia cierta la manera en la que el BHA responde a la formación, pero para propuestas de diseños de ensamblajes, la información de pozos cercanos es una imprescindible referencia, esta información consiste en datos de intervalos en los cuales se utilizaron parámetros operativos promedios. El buzamiento de las formaciones y su dirección se puede obtener de la información sísmica o mediante correlaciones de registros de pozos perforados en la misma plataforma.

3.4 COMPONENTES DE UN BHA

El ensamblaje de fondo tiene los siguientes componentes:

3.4.1 BROCAS

Es la herramienta de corte localizada en el extremo inferior de la sarta de perforación, utilizada para cortar o triturar la formación para avanzar durante el proceso de la perforación rotaria.

La adecuada selección de la broca es uno de los pasos más importantes en las operaciones de perforación direccional, para ello el ingeniero de campo debe examinar adecuadamente algunas variables necesarias, como:

- Trayectoria direccional del pozo.
- Condiciones de la formación que se pretende perforar.
- Características del equipo disponible.
- La forma en que la broca penetrará.
- Cómo será su desgaste.
- Cuál será la manera en que producirá el costo más bajo por pie.
- Propiedades de dureza y agresividad.
- Evaluación del desgaste de las brocas previamente empleadas.
- Rendimientos obtenidos en pozos vecinos.
- Propiedades del fluido de perforación.

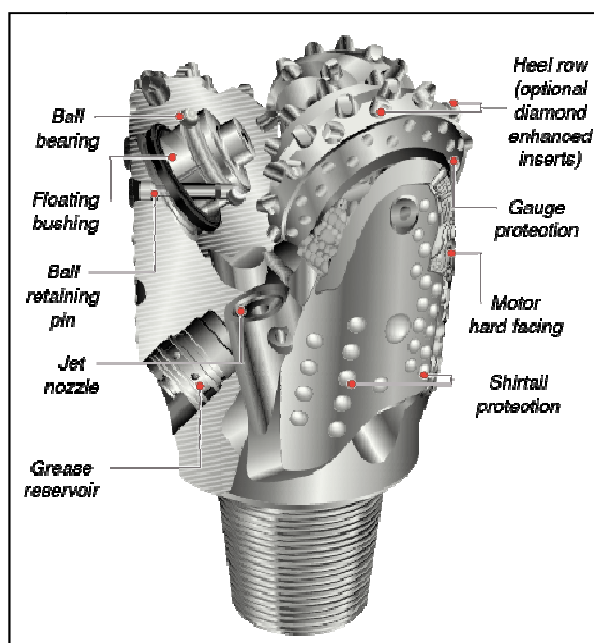
3.4.1.1 Tipos de Brocas

Básicamente el factor que determina la clasificación de las brocas son las características de la roca que se desea perforar, en función de su dureza; las brocas utilizadas en operaciones de perforación en la actualidad se clasifican en:

3.4.1.1.1 Brocas Tricónicas

Son brocas que en su cuerpo incluyen tres conos que generalmente pueden ser de dientes de acero o de insertos de carburo de tungsteno. Su mecanismo de corte es por incisión, paleo y trituración. Como se aprecia en la figura 34, normalmente tienen tres componentes que son: cortadores, cojinetes y el cuerpo de la broca, que al girar perforan en línea recta.

Figura 34 Partes de una broca Tricónica



Fuente: Prime Horizontal-Group of Companies, Drill Bits

Elaborado por: Prime Horizontal-Group of Companies, Drill Bits

Están disponibles dos tipos de barrenas de rodillos cónicos:

- De Dientes de Acero Maquinados: los dientes son forjados fuera del acero que forma el cono, son las brocas menos costosas y se utilizan en formaciones blandas y medianamente blandas.

- Con Insertos de Carburo de Tungsteno: botones de carburo de tungsteno son prensados en orificios sobre la superficie de los conos, se utilizan en formaciones medias a duras.

La descarga en el fondo del pozo a través de las toberas (jets) de la broca permite aprovechar al máximo la energía hidráulica que se puede obtener de las bombas de lodo. La dirección estándar de la descarga es hacia la zona donde se une la pared vertical del pozo y el fondo del agujero.

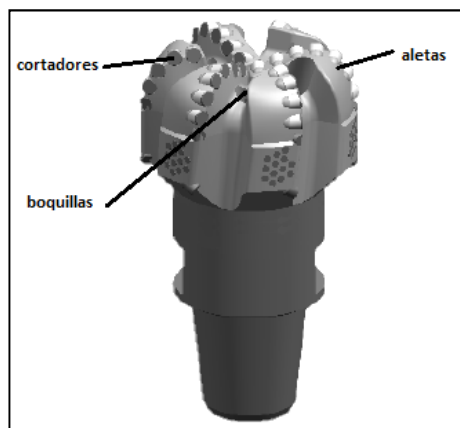
3.4.1.1.2 Brocas PDC

Las brocas tipo PDC (por sus siglas en inglés Polycrystalline Diamond Cutters) se caracterizan porque sus cortadores tienen aleaciones de diamante. Su cuerpo está compuesto por: cono, nariz, conicidad, hombro y calibre (figura 35).

Son utilizadas generalmente para perforar formaciones blandas y medianamente duras, específicamente lutitas, donde se obtienen altas tasas de penetración. Este tipo de broca no es recomendable para perforar formaciones duras y abrasivas.

El mecanismo de corte que se produce con estas brocas es por cizallamiento, que permite perforar la formación sin producir impacto en la misma. La ventaja que presenta es que se obtienen volúmenes de corte de apreciables magnitudes, aumentando consecuentemente la tasa de penetración.

Figura 35 Partes de una broca PDC



Fuente: Especificaciones Técnicas de brocas DBS

Elaborado por: Especificaciones Técnicas de brocas DBS

3.4.1.1.3 Brocas de Diamantes Naturales

Son brocas que su cuerpo puede ser de matriz o de acero y de diferentes perfiles (plano, ahusado, parabólico) como se observa en la figura 36, y el tipo de cortadores es de diamante natural incrustado en el cuerpo de la broca con diferentes densidades.

Este tipo de broca es usada comúnmente en formaciones duras o extremadamente duras y abrasivas.

El mecanismo de corte es por fricción o abrasión, por esta razón se utilizan en formaciones de muy alta dureza y abrasividad, especialmente en la porción más profunda de los pozos, donde el alto costo de los viajes de tubería favorecen una vida larga de la broca, y el menor diámetro del agujero favorece la mecánica de perforación por arrastre de los diamantes.

Figura 36 Brocas de Diamante Natural



Fuente: DUEÑAS J., Variables de Perforación

Elaborado por: DUEÑAS J., Variables de Perforación

3.4.2 MOTORES DE FONDO

El motor de fondo es una herramienta que se utiliza en la perforación direccional con el propósito de generar rotación a la broca sin necesidad de rotar la sarta de

perforación, logrando de esta manera la desviación del hoyo en la dirección deseada.

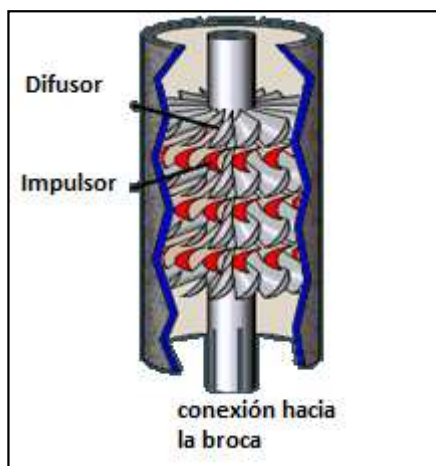
Los motores de fondo son accionados con el lodo de perforación, los dos tipos de motores de lodo más conocidos son:

3.4.2.1 TURBINA

Contiene rotores y estatores en forma de aspas. Los estatores están conectados al casco de la herramienta y se mantienen estacionarios. Para accionarse, el fluido de perforación comienza a circular por la sarta de perforación como se muestra en la figura 37, y las aspas de cada uno de los estatores estacionarios guían el lodo hacia las aspas de los rotores del ángulo. El flujo del lodo hace que los rotores, y por ende el eje de transmisión, giren hacia la derecha.

Al estar conectada la unión sustituta y la broca directamente, la broca gira.

Figura 37 Turbina



Fuente: Perforación Direccional, SPERRY SUN - HALLIBURTON

Elaborado por: Perforación Direccional, SPERRY SUN - HALLIBURTON

Utiliza impulsadores y difusores para convertir la energía hidráulica en energía mecánica y operan típicamente a altas revoluciones (800 - 900 RPM), por esta razón la mayoría requieren reductores de RPM.

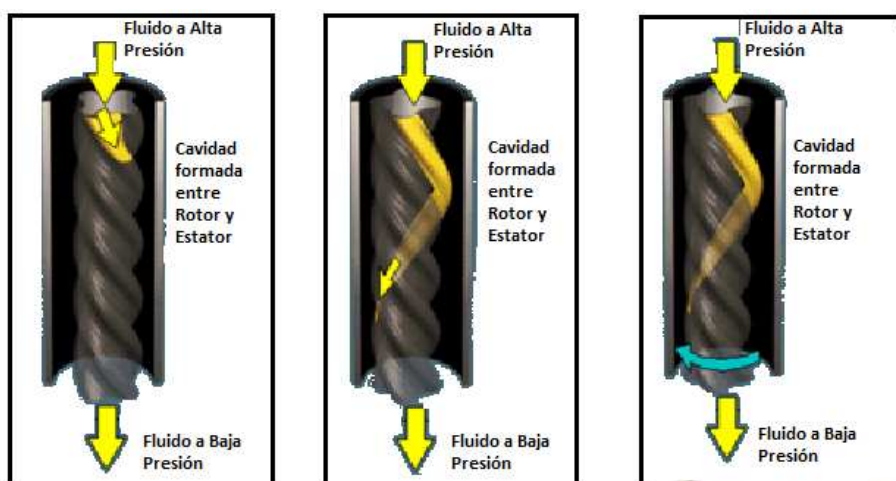
Una caída de presión de circulación en la superficie, indicará que la turbina ha empezado a funcionar, entonces, se puede aplicar el peso deseado para iniciar la sección de desviación de la trayectoria del pozo.

Los motores de turbina están diseñados para trabajar a altas potencias y tienen excelente resistencia al calor. Se aplican comúnmente para perforar formaciones duras con brocas PDC o diamante natural, ya que no son utilizados con brocas tricónicas. Y resultan mucho más costosos que los motores de desplazamiento positivo⁸.

3.4.2.2 MOTORES DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO (PDM)

Los motores de desplazamiento positivo son herramientas de fondo que son accionadas por el fluido de perforación; en la figura 38, la presión diferencial causa que el lodo entre en las cavidades en el tope del motor. A medida que se mueve a través del motor el fluido presiona para que el rotor gire, lo que a su vez hace que la broca gire sin que la sarta de perforación rote.

Figura 38 Motor de Desplazamiento Positivo



Fuente: Perforación Direccional, SPERRY SUN - HALLIBURTON

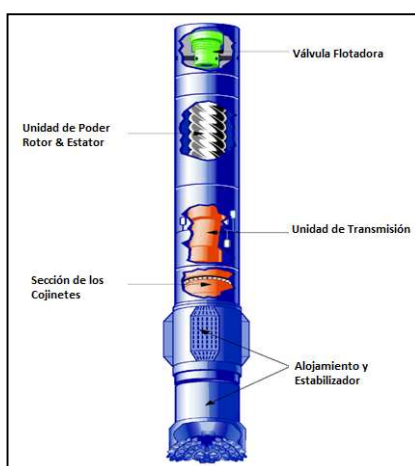
Elaborado por: Perforación Direccional, SPERRY SUN - HALLIBURTON

Constan de cuatro componentes básicos:

⁸ Tomado de: MENDOZA L., Manual de Perforación Direccional, Planificación y Diseño de Pozos, HALLIBURTON, Pág. 28.

- Válvula Flotadora: Permite intercambiar el fluido en la sarta de perforación mientras se introduce o se saca del hoyo. Consta de un pistón que cuando se inicia la circulación, el fluido empuja el pistón hacia abajo, cierra orificios hacia el anular y dirige el fluido al estator. Debido a la excentricidad del rotor en el estator, el fluido imparte el torque al rotor, causando que éste gire y transmita a la broca mediante una unión.
- Unidad de Poder: El fluido de perforación es impulsado a través de cavidades formadas entre el rotor/estator, forzando al rotor a moverse dentro del estator, el cual siempre tiene un lóbulo más, de esta manera se genera un movimiento de desplazamiento positivo, convirtiendo la potencia hidráulica en potencia mecánica para darle rotación de la barrena.
- Unidad de Transmisión: Está articulada en la parte inferior del rotor. Su función es transmitir el torque y la velocidad de rotación deseada desde el rotor hacia el eje y hacia la broca. Uniones universales convierten el movimiento excéntrico del rotor en movimiento concéntrico hacia el eje, además, este acople permite que el motor tenga un “codo” el cual se dobla desde 0 a 3°.
- Sección de Cojinetes: Consiste en múltiples cojinetes de empuje, cojinetes axiales, un estrangulador de flujo (nozzle) y el eje de transmisión. Los cojinetes de empuje soportan la fuerza que actúa hacia abajo y la carga reactiva hacia arriba del peso aplicado sobre la broca.

Figura 39 Partes de un Motor de Desplazamiento Positivo



Fuente: Perforación Direccional, SPERRY SUN - HALLIBURTON

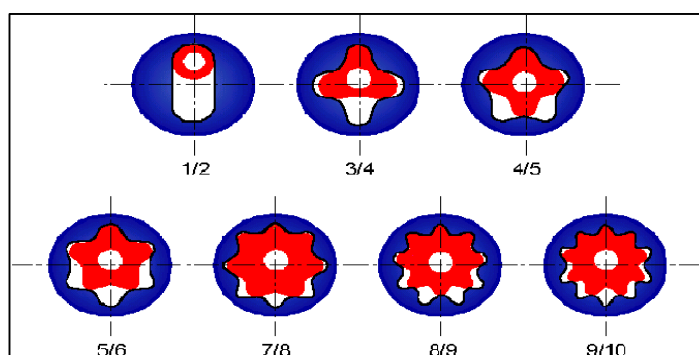
Elaborado por: Perforación Direccional, SPERRY SUN - HALLIBURTON

El estrangulador de flujo permite el paso del fluido hacia los cojinetes para proporcionarles lubricación, mientras que una boquilla en el rotor asegura que el fluido se dirija hacia afuera del rotor y del estator para protegerlos de la sobrecarga y la erosión. El eje de transmisión, transfiere las cargas axiales y torsionales a la broca. Y de la misma manera, a través de su centro abastece de lodo de perforación a la broca.

3.4.2.2.1 Configuración de los PDM

La potencia de los motores depende de la configuración de lóbulos. Los rangos de motores pueden ser desde alta velocidad y bajo torque utilizados en perforación horizontal y en formaciones complicadas, velocidad y torque medios para desviar trayectorias controlando parámetros y de baja velocidad y alto torque para operaciones de corrección de trayectoria y aplicaciones de sidetrack⁹.

Figura 40 Relación Estator-Rotor de un Motor PDM



Fuente: Perforación Direccional, SPERRY SUN - HALLIBURTON

Elaborado por: Perforación Direccional, SPERRY SUN - HALLIBURTON

3.4.3 SISTEMAS ROTATORIOS DIRIGIBLES

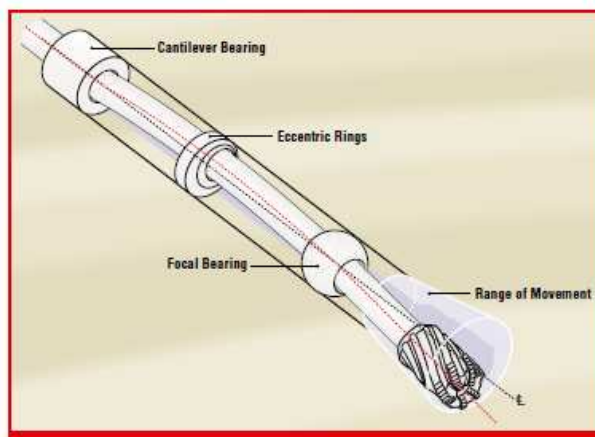
Los sistemas dirigibles son avances tecnológicos en la perforación direccional que permiten direccionar la trayectoria del pozo en la dirección deseada, pero con la característica de hacerlo únicamente en modo de rotación. Provee información

⁹ Tomado de: Sperry Drill, Technical Information Handbook, Sperry Drilling, Motor choice and configuration, Important Motor Operating, Halliburton Pag 185-186.

continua de orientación en tiempo real y puede alcanzar un control direccional de hasta $8\% 100'$.

En la figura 41 se muestra el sistema rotatorio dirigible llamado Geo-Pilot.

Figura 41 Sistema Rotatorio Dirigible



Fuente: Sperry Sun, Halliburton, Geo-Pilot™ Rotary Steerable System, 2002.

Elaborado por: Sperry Sun, Halliburton, Geo-Pilot™ Rotary Steerable System, 2002.

Está compuesto por anillos excéntricos, localizados uno dentro del otro para crear una fuerza deflectora al eje de transmisión. Este eje de transmisión ubicado entre cojinetes, uno en la parte inferior y otro en la parte superior y en su mitad, el conjunto de anillos excéntricos está a su vez aislado dentro de una camisa que no tiene rotación externa.

La deflexión del eje de transmisión, se transfiere hacia el eje de la broca, en dirección opuesta, permitiendo que la rotación de la sarta no se detenga durante la perforación.

3.4.4 HERRAMIENTAS DE INCLINACIÓN

Se utilizaban para tomar lecturas de ángulo de inclinación, mas no, de dirección; y para ubicar el pozo en un acimut, se basaban en los valores acumulados del desplazamiento horizontal.

Una herramienta de este tipo es el *Totco*, en el cual se debía realizar varias corridas debido a su inexactitud.

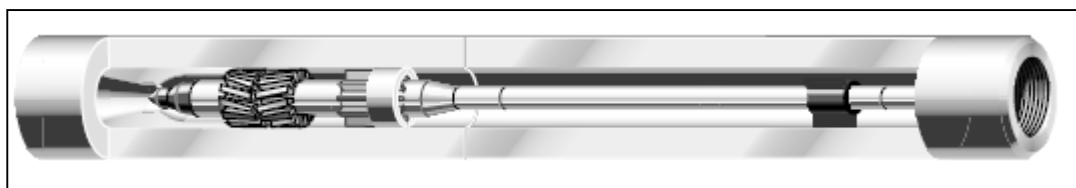
3.4.5 HERRAMIENTAS DE MEDICIÓN DE SURVEYS

3.4.5.1 MWD (*Measurement While Drilling*)

Es una herramienta de telemetría diseñada para conocer el punto exacto de la trayectoria del pozo (dirección e inclinación) en tiempo real durante la perforación, y de esta manera realizar cambios en la dirección, si el caso lo amerita.

La información es recopilada por medio de pulsos que son creados a través de la restricción del flujo de fluido de perforación en una configuración orificio-válvula, lo cual crea una caída de presión que viaja por la columna de lodo dentro de la sarta de perforación a una velocidad cercana a la velocidad del sonido.

Figura 42 Herramienta MWD



Fuente: Directional Surveying Fundamentals, Sperry-Sun Training Department

Elaborado por: Directional Surveying Fundamentals, Sperry-Sun Training Department

Está compuesto por tres partes fundamentales:

1. *Ensamblaje de sensores de fondo:* Se encuentran albergados dentro de una probeta y proporcionan datos de medidas de ubicación del hoyo, por medio de acelerómetros (inclinación) y magnetómetros (dirección); contiene un pulsador (pulser) encargado de generar los pulsos de presión que viajarán a través de la columna de lodo.
2. *Sistema de telemetría:* Consiste en la adquisición y almacenamiento electrónico de datos y visualización de cualquier variable en tiempo real para transmitirlos a superficie.
3. *Equipo de superficie:* Es el encargado de decodificar la señal que llega desde el fondo del pozo, transformándola en un sistema métrico decimal.

3.4.5.2 GYRO

El Gyro es una herramienta de MWD que toma mediciones de dirección e inclinación en zonas donde existe interferencia magnética, especialmente en la parte inicial del pozo o en zonas donde existe interferencia con otros pozos.

Se utilizan para pozos entubados, pozos en producción o donde existan pozos cercanos que puedan causar interferencia en las lecturas.

Son lo suficientemente sensibles para medir la velocidad de rotación de la Tierra a un determinado acimut. Esta medición brindará un valor real de la ubicación del hueco.

Figura 43 Herramienta MWD



Fuente: Nadra Group – Well Logging Equipment

Elaborado por: Nadra Group – Well Logging Equipment

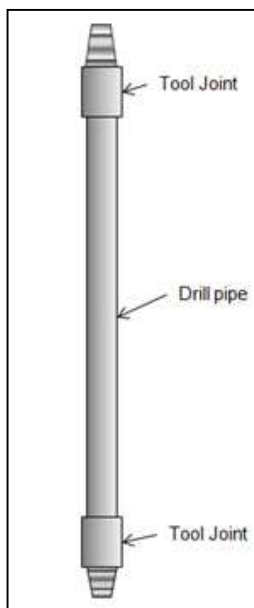
3.4.6 TUBERÍA DE PERFORACIÓN (DRILL PIPE)

Es la tubería, componente de la sarta que une el ensamblaje de fondo con la superficie.

Entre sus funciones están:

- Transmitir la potencia generada por los equipos de rotación de superficie a la broca.
- Transportar los fluidos a alta presión.
- Permitir que la sarta alcance la profundidad deseada,

Cada tubo de perforación tiene tres partes principales: cuerpo, caja y pin; y se pueden clasificar según su longitud, condición o grado de acero.

Figura 44 Tubería de Perforación

Fuente: Drilling Formulas, Coefficient of The Bore of Drill Pipe and Tool Joint

Elaborado por: Drilling Formulas, Coefficient of The Bore of Drill Pipe and Tool Joint

3.4.7 TUBERÍA PESADA (HEAVY WEIGHT)

La tubería de perforación es un componente especial de peso intermedio para la sarta de perforación, ubicado entre la tubería y las barras de perforación. Son tubos de pared gruesa unidos entre sí por juntas extra largas, para facilitar su manejo.

Debido a su forma y peso, resultan lo suficientemente rígidas para mantenerse en compresión, igual que los collares de perforación, excepto en pozos verticales de diámetro grande. Normalmente se fabrican en dos rangos de longitud: Rango II (30.5') y Rango III (45').

Un distintivo importante en las tuberías de perforación pesadas es la sección central integrada que protege el tubo contra el desgaste por abrasión, además sirve de centralizador y contribuye a la rigidez total del tubo¹⁰.

¹⁰ Tomado de: MENDOZA L., Programa de Capacitación para Ingenieros, Curso de Barrenas y Accesorios de Fondo, Planificación y Diseño de Pozos, Haliburton, Pág. 62

Entre sus tipos están:

- *Convencional*: No tiene surcos y posee un amortiguador de desgaste.
- *Espiral*: Posee surcos helicoidales en el cuerpo y no tiene amortiguador de desgaste.

Figura 45 Tipos de HWDP



Fuente: China Petroleum Technology & Development Corporation, HWDP

Elaborado por: China Petroleum Technology & Development Corporation, HWDP

3.4.8 COLLARES DE PERFORACIÓN (DRILL COLLARS)

Los collares de perforación son un conjunto de tuberías de acero o metal no magnético de gran espesor que constituyen uno de los componentes principales del ensamblaje de fondo y se encuentran ubicados encima de la broca, lo cual le proporciona rigidez y peso necesario para producir la carga axial requerida para una mejor penetración de la formación.

Existen dos clases de collares de perforación:

- *Lisas*: Tienen mayor tendencia al atascamiento por tener mayor área de contacto con las paredes del hoyo.
- *Espiral*: Se utilizan en perforación profunda y pozos direccionales donde existe el riesgo de una pega de tubería, las ranuras brindan protección contra el atascamiento diferencial al reducir la zona de contacto con la pared del hoyo, y además permite que la presión hidrostática se iguale alrededor de los collares de perforación.

Figura 46 Collares de Perforación

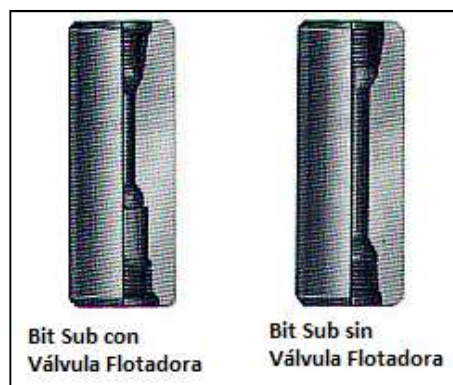
Fuente: JA Oilfield Manufacturing Inc., Steel Drill Collars

Elaborado por: JA Oilfield Manufacturing Inc., Steel Drill Collars

3.4.9 BIT SUB

Es un componente de la sarta de perforación que se lo utiliza en ensamblajes de perforación rotarios, permitiendo conectar la broca con las barras de perforación.

Es una herramienta de conexiones caja – caja (box – box) que sirve como unión de la broca con el BHA ya que las brocas tienen conexión pin, y mide un poco más de 2 pies.

Figura 47 Bit Sub

Fuente: APIRIG, Bit Sub

Elaborado por: APIRIG, Bit Sub

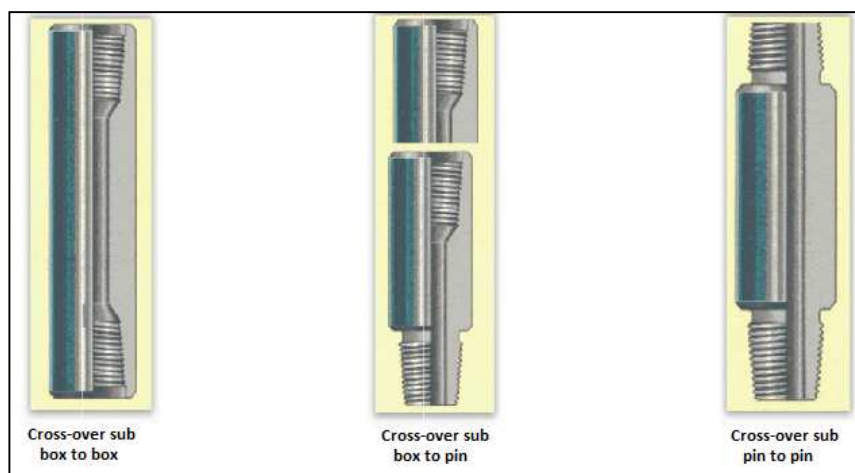
3.4.10 CROSS OVER

Son componentes de fondo de la sarta de perforación que generalmente no superan los 4 pies de longitud y sirven para conectar herramientas y tuberías que tienen diámetros diferentes o que no son compatibles con el tipo de conexión.

Existe una gran variedad de tamaños en los tres tipos de cross over más comunes:

- De junta Kelly con protector
- De diámetro externo recto
- De sección reducida

Figura 48 Cross Over Sub



Fuente: Jereh Drilltech, Cross-over Sub

Elaborado por: Jereh Drilltech, Cross-over Sub

3.4.11 ESTABILIZADORES

Los estabilizadores son un componente indispensable en los ensamblajes de fondo, se ubican cerca de la broca y tienen conexiones caja – caja (near bit) y los estabilizadores de la sarta tienen conexión pin - caja. Se utilizan para estabilizar el ensamblaje de fondo, cuidándolo del contacto con las paredes del hoyo tanto en hoyos verticales como direccionales.

Entre sus funciones adicionales están:

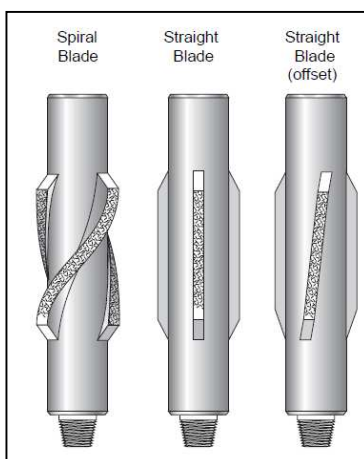
- Los estabilizadores colocados cerca de la broca controlan la desviación, mantienen la rotación de la broca alrededor del eje de la sarta de modo de proveer una distribución de cargas uniformes en la cara de la herramienta, lo cual aumenta la vida útil de los rodamientos de la broca.

- Los estabilizadores colocados en la parte superior de los collares de perforación controlan la centralización de la sarta y minimizan los problemas de perforación asociados con la dinámica de la misma.
- En zonas con alta tendencia a la desviación, los estabilizadores aumentan notablemente la rigidez de la sección superior de los collares de perforación para evitar cambios bruscos en el ángulo de inclinación.
- En pozos direccionales se utilizan para limitar la longitud de contacto de los collares de perforación con la pared del hoyo, reduciendo el torque y arrastre y las posibles pegas por presión diferencial.
- En pozos verticales disminuyen los efectos de vibración lateral y con esto minimizan los esfuerzos generados por pandeo, los cuales perjudican las conexiones y aumentan la fatiga de la tubería.

3.4.11.1 TIPOS DE ESTABILIZADORES:

Existen diversos tipos de estabilizadores, los más comunes son:

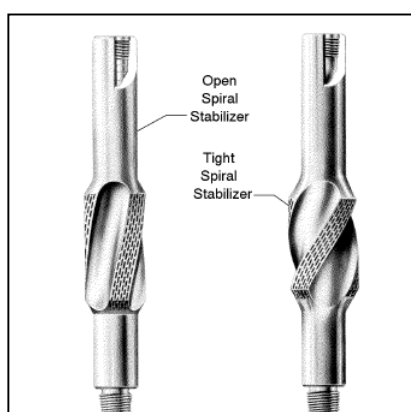
- ***Aleta Soldada:*** Las aletas son soldadas en el cuerpo del estabilizador mediante un proceso de alta calidad, en el cual todos los componentes son calentados antes y después de ser soldados, con el objetivo de asegurarse el ensamblaje adecuado del estabilizador. No son recomendadas en formaciones duras debido al peligro de fatiga en las aletas.

Figura 49 Estabilizadores de Aleta Soldada

Fuente: SMITH M., Section 5 - Drilling Tools & Deflection Methods, Directional Drilling Manual

Elaborado por: SMITH M., Section 5 - Drilling Tools & Deflection Methods, Directional Drilling Manual

- **Aleta Integrada:** Son estabilizadores hechos de una pieza de material tallado y trabajado de tal manera que se puedan obtener las aletas del mismo cuerpo. Son más costosos que los estabilizadores de aleta soldada. El extremo de la aleta es redondeado de tal manera que reduzca el daño en las paredes del pozo y al mismo tiempo proporcione una gran área de contacto en formaciones suaves. Por lo general tienen tres o cuatro aletas y normalmente tienen insertos de carburo (para formaciones abrasivas).

Figura 50 Estabilizadores de Aleta Integrada

Fuente: SMITH M., Section 5 - Drilling Tools & Deflection Methods, Directional Drilling Manual

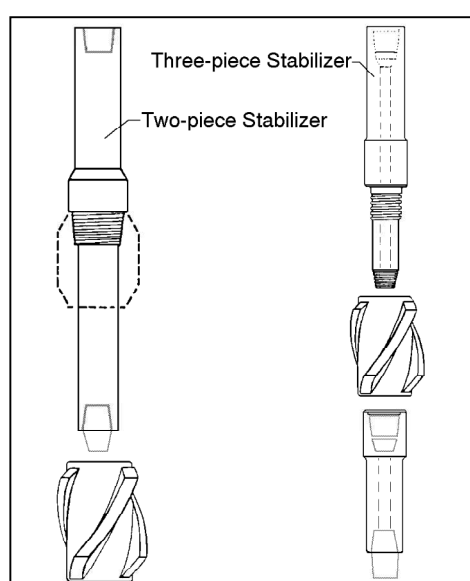
Elaborado por: SMITH M., Section 5 - Drilling Tools & Deflection Methods, Directional Drilling Manual

3.4.12 CAMISAS ESTABILIZADORAS

Existen dos tipos de camisas estabilizadoras:

- De dos piezas (mandril y camisa).- La camisa es atornillada en las rocas de la parte exterior del mandril y torquada con el valor recomendado.
- De tres piezas (mandril, camisa y protector).- la camisa es atornillada en el mandril manualmente, luego el protector es enroscado en la parte interior del mandril y son torquados con los valores recomendados.

Figura 51 Camisas Estabilizadoras



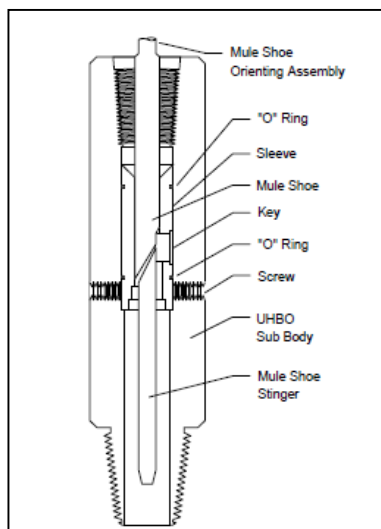
Fuente: SMITH M., Section 5 - Drilling Tools & Deflection Methods, Directional Drilling Manual

Elaborado por: SMITH M., Section 5 - Drilling Tools & Deflection Methods, Directional Drilling Manual

3.4.13 ORIENTING SUB

También llamado UBHO (por sus siglas en inglés Universal Bottom Hole Orientation), es un componente de la sarta de perforación de conexión pin – caja, compatible con los collares de perforación para colocar el seguro de la pata de mula en donde se asentará el sistema de medición.

Figura 52 Camisas Estabilizadoras

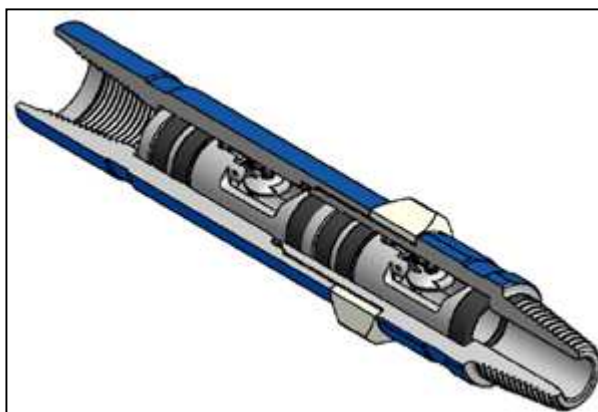


Fuente: SMITH M., Section 5 - Drilling Tools & Deflection Methods, Directional Drilling Manual
Elaborado por: SMITH M., Section 5 - Drilling Tools & Deflection Methods, Directional Drilling Manual

3.4.14 FLOAT SUB

Es un componente del ensamblaje de fondo de conexión pin - caja, que sirve para albergar la válvula flotadora. Generalmente se coloca en la parte superior del motor.

Figura 53 Float Sub



Fuente: CABOX S.A., Float Sub
Elaborado por: CABOX S.A., Float Sub

3.4.15 PONY COLLAR

Es una tubería de perforación de menor longitud que los collares de perforación. De la misma manera, puede ser lisa o espiralada. Generalmente se utiliza en la sarta de perforación para ajustar el espacio entre los estabilizadores u otras herramientas, según sea el caso.

3.4.16 MARTILLOS

Los martillos de perforación son herramientas del ensamblaje de fondo utilizadas en caso de atascamiento o pega de tubería. Diseñados para proveer un impacto ya sea hacia arriba o hacia debajo de la sarta de perforación.

Internamente, un martillo es un mandril deslizante que permite una breve y repentina aceleración axial de la tubería sobre el martillo.

El objetivo de un martillo es transformar la energía potencial almacenada a lo largo de la tubería de perforación en energía cinética en el BHA sobre el martillo. La magnitud de la onda de esfuerzo es proporcional a la velocidad de perforación de todo el BHA.

En pozos verticales, pueden o no pueden ser corridos como parte del BHA, dependiendo del cliente.

Existen tres tipos de martillos de perforación:

- Mecánicos
- Hidráulicos
- Mecánico – Hidráulicos

3.5 TIPOS DE BHAs

Dependiendo de las necesidades de construcción de la trayectoria del pozo, la configuración de los ensamblajes de fondo y la disposición de sus diferentes componentes, se pueden utilizar para el control o corrección de su desviación.

El ensamblaje de fondo es la parte de la sarta de perforación que afecta la trayectoria por la cual se dirigirá la broca.

3.5.1 BHA ROTARIO

Los ensamblajes rotarios son aun preferidos sobre los direccionales, usualmente en secciones tangentes donde el objetivo direccional es mantener el ángulo de inclinación y la dirección. Son comúnmente usados donde las tendencias de las formaciones son predecibles o donde la economía del taladro no es favorable para el uso de motores dirigibles. En un ensamblaje rotario, el peso de las barras de perforación genera en la sarta de perforación, la tendencia a pandearse o doblarse hacia la parte baja del agujero; la rigidez de las barras de perforación y la longitud, diámetro y ubicación de los estabilizadores son diseñados de tal manera que puedan controlar la flexión con la cual se desea mantener, tumbar o construir la tendencia de la construcción del pozo.

Una de las desventajas de los BHAs rotarios es que tienen una limitada habilidad para ajustar al plan, para lo cual se debe variar en primera instancia el WOB. Dado que este tipo de ensamblajes tienen solamente una tendencia direccional, el incremento o disminución del WOB, generalmente no cambiará la tendencia direccional, por ejemplo si se desea cambiar la construcción del ángulo a una disminución de la inclinación, pero si afinará dicha tendencia.

Se llaman rotarios, debido a que su giro es generado desde la mesa rotaria en la superficie. La construcción de un pozo direccional puede contar con dos o tres etapas, dependiendo de la configuración propuesta para el pozo. Estas etapas son incremento de ángulo, mantenimiento de ángulo y disminución de ángulo

3.5.1.1 FULCRUM

Este tipo de BHA es utilizado normalmente para dar inicio al KOP, para lo cual utiliza una herramienta deflectora que le permita incrementar el ángulo, usualmente entre los primeros 20-30 pies de curvatura del hoyo. En el caso de que el ángulo no se esté curvando a una velocidad satisfactoria, probablemente se tendrán que colocar varias herramientas deflectoras.

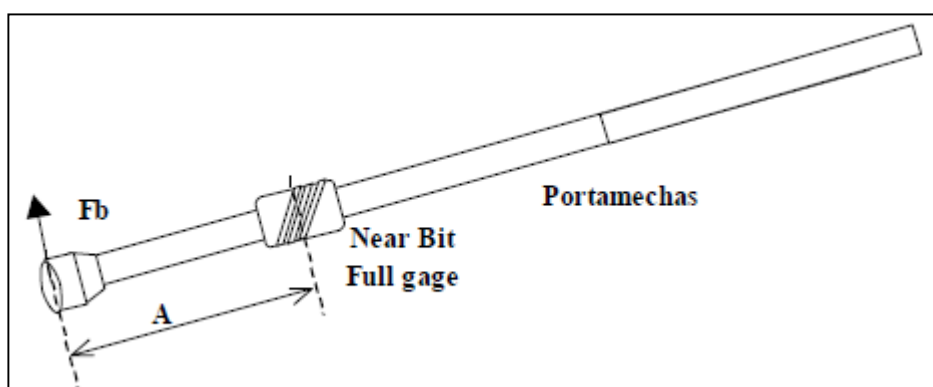
Un estabilizador es colocado encima de la broca, a una distancia cercana (near bit stabilizer), lo cual permite que la parte de los collares de perforación cercana al estabilizador, actúe como una palanca o fulcro, permitiendo que al girar la broca en el fondo, empuje fuertemente hacia el lado alto del hoyo, aumentando de esta manera el ángulo de inclinación a medida que progresa la perforación.

De acuerdo al valor de peso sobre la broca que se aplique, ésta es presionada hacia el lado alto del agujero, debido al efecto fulcrum, y por lo tanto la inclinación aumentará.

La flexibilidad de la sarta de perforación sobre el estabilizador cerca de la broca y el peso sobre ella aplicado, determina el incremento del ángulo por cada 100 pies de profundidad. Entre más flexible sea el conjunto de los collares de perforación que se encuentran cerca de este estabilizador, mas rápido será el incremento del ángulo que se consiga. Entre menor sea el diámetro de la tubería, mayor será el brazo de palanca que se puede aplicar a la broca.

La fuerza lateral resultante F_b , que produce la tendencia a desviar, depende de la carga, de la geometría en juego y de la distancia A . Al aumentar la distancia A se pierden efectos desviadores y por lo tanto este valor debe ser bajo, para terrenos blandos y semi duros no excede de 5 pies.

Figura 54 BHA Tipo Fulcrum



Fuente: ITBA, Guía de la Materia, Perforación Petrolera 2, Capítulo 7: Perforación Direccional

Elaborado por: ITBA, Guía de la Materia, Perforación Petrolera 2, Capítulo 7: Perforación Direccional

Los ensamblajes rotarios de construcción de ángulo más fuertes consisten de un estabilizador ubicado de 3 a 6 pies de la cara de la broca con collares de perforación y tubería de perforación sobre el estabilizador (un segundo estabilizador de sarta puede ser ubicado 90 pies sobre la broca).

La severidad de pata de perro es muy importante, el máximo ángulo confiable es de aproximadamente $5\%100'$, dependiendo de las condiciones geológicas de las formaciones por las cuales se esté atravesando así como de los requerimientos del cliente. Las tasas de construcción mayores a este valor, pueden causar dificultades, dependiendo de la profundidad a la cual ocurre la curvatura del hoyo. Si la velocidad de curvatura es alta, se pueden formar ojos de llave en el agujero, y si el hoyo se encuentra revestido, el revestidor se puede desgastar completamente mientras se perfora la parte inferior del hoyo.

Este desgaste se atribuye al hecho de que el peso combinado con la sarta de perforación y la columna de lodo debajo de la curva, empuja a la tubería contra la pared del pozo.

Si el ángulo está aumentando muy rápido, una buena práctica es reducir el peso sobre la broca y aumentar las RPM, lo cual disminuirá la tasa de construcción del ángulo. Por el contrario, si el ángulo no está aumentando a la velocidad requerida, se deberá aplicar más WOB y reducir las RPM¹¹.

El suplemento de estabilizadores adicionales modificará la tasa de construcción para alcanzar la trayectoria planeada. Por ejemplo, si utilizamos un estabilizador cerca de la broca bajo calibre (near bit stabilizer undergauge), las fuerzas laterales se reducirán.

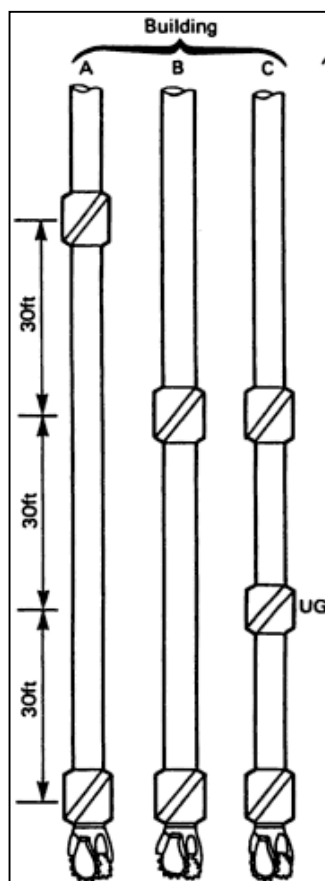
Algunos de estos ensamblajes son mostrados en la figura 55, en donde, los BHAs A y B son recomendables para formaciones suaves a medias. Mientras tanto, agregando un estabilizador de sarta de bajo calibre, como se muestra en el ensamblaje C, construirá a una tasa ligeramente menor. Pero ubicándolo a una

¹¹ Tomado de: Manual de perforación direccional, Pág. 49-51

distancia cerca del estabilizador cerca de la broca, la tendencia a construir aumentará.

En formaciones abrasivas, los problemas de la broca se hacen significantes y para mantener el hoyo calibrado, el estabilizador cerca de la broca y el segundo estabilizador de sarta deben ser reemplazados por rimadores (roller reamers).

Figura 55 Diferentes configuraciones para un BHA Tipo Fulcrum



Fuente: INGLIS I., Directional Drilling, Petroleum Engineering and Development Studies, Volume 2.

Elaborado por: INGLIS I., Directional Drilling, Petroleum Engineering and Development Studies, Volume 2.

Debido a la configuración de este tipo de ensamblajes de fondo en la construcción de ángulos a tasas altas, su aplicación se enfoca principalmente en perforación de sidetrack y para la apertura de ventanas en reentradas de pozos.

3.5.1.2 *PENDULAR*

La técnica de la sarta o ensamblaje pendular fue introducida por “Arthur Lubinski” y “Henry Woods”, quienes se basaron en la fuerza ejercida por la gravedad para controlar la desviación del hoyo.

Para aplicar el efecto péndulo en el ensamblaje de fondo, se debe eliminar el estabilizador cerca de la broca, y colocar un estabilizador de sarta sobre los collares de perforación que conectan con la broca, el cual servirá como punto de apoyo del BHA.

Su objetivo principal es la caída angular, aprovechando el peso de la sección del ensamblaje de fondo que se encuentra debajo del punto de apoyo en la pared del hoyo, para recuperar la verticalidad o disminuir el ángulo de desviación del pozo.

La gravedad ejerce fuerza sobre los collares de perforación motivando a que la broca tienda a perforar hacia el centro, de esta manera la broca es forzada contra el lado bajo del hoyo por el peso del estabilizador y a medida que se perfora el ángulo va disminuyendo, es decir, los collares de perforación y la broca se comportan como un péndulo que busca volver a su posición vertical.

La distancia a la cual se coloca el estabilizador de sarta depende de la rigidez de los collares de perforación; así, un collar de diámetro menor es más flexible y tendrá mayor facilidad para doblarse (pandearse) que uno de diámetro mayor. Por ejemplo, si en la sección de 16” se utilizan collares de perforación de 7 ½” (OD), el estabilizador tendrá que colocarse más abajo en el ensamblaje para evitar que la tubería entre la broca y el estabilizador se doble. En este caso, las tasas de caída de ángulo disminuirán debido a que no es posible aplicar demasiado peso sobre la broca como es el caso si el trabajo se lo estuviese realizando con collares de perforación de 8 ¼” (OD), en los cuales este peso podría tener un mayor valor.

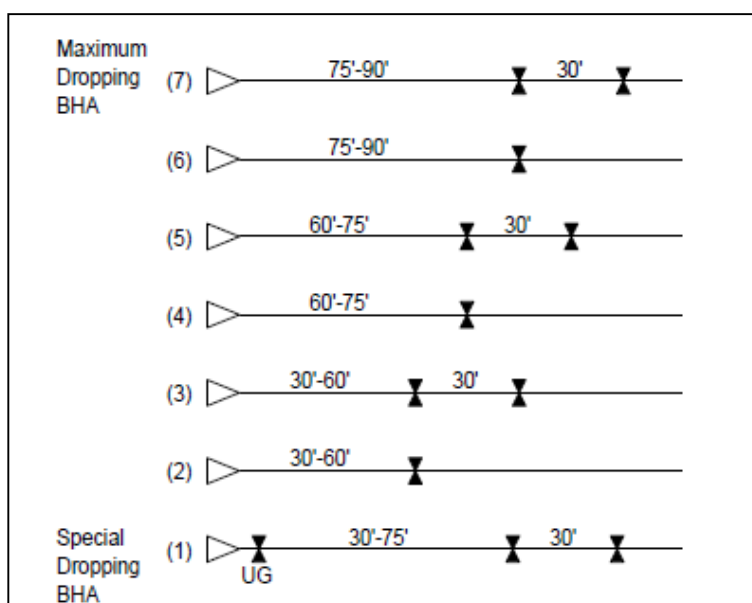
El peso sobre la broca influye directamente en el efecto pendular del ensamblaje de fondo:

- Un peso sobre la broca excesivo provocará una posible deformación de los collares de perforación, los cuales se apoyarán en el lado bajo del hoyo, anulando el efecto pendular y probablemente variando la dirección de la broca (aumento del ángulo).
- Un peso sobre la broca insuficiente, no permitirá alcanzar la tasa suficiente de disminución del ángulo, lo cual podría causar que nos alejemos del plan diseñado, teniendo que deslizar en intervalos largos para alinearnos.

El conseguir el punto de apoyo óptimo en el BHA aumentará el efecto de péndulo.

En el caso de tener altos valores de esfuerzos laterales, se puede agregar un segundo estabilizador a una distancia aproximada de 30 pies del primero, lo cual nos ayudará a minimizar el contacto del ensamblaje de fondo con las paredes del hoyo que podrían causar excavaciones en el lado bajo del hueco¹².

Figura 56 BHA Tipo Pendular



Fuente: Directional Drilling, BHA

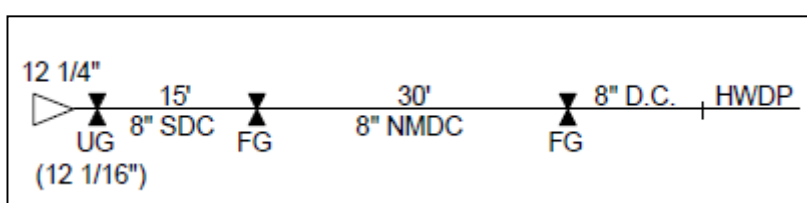
Elaborado por: Directional Drilling, BHA

¹² Tomado de: Manual de Perforación Direccional

El arreglo más común de ensamblajes de fondo cuando se requiere la disminución de ángulo a una alta velocidad (1.5° a 4% 100'), es el BHA N.5, en el cual un estabilizador de sarta es colocado a 60 pies de distancia hacia la broca aproximadamente, mientras que un estabilizador adicional se encuentra a 30 pies desde el primer punto de apoyo. Este tipo de ensamblajes se utilizan en pozos tipo "S" para regresar a la vertical. Sin embargo, los pozos tipo "S" son planeados generalmente para tumbar ángulo con tasa de 1 a 2% 100', con el objetivo de evitar la formación de ojos de llave, altos torques y arrastres y fuerzas de estrés en la tubería.

Una buena práctica es empezar la sección de caída de ángulo un poco antes de lo planeado en el diseño del programa direccional, para lo cual comúnmente se utiliza un BHA pendular menos agresivo, con un estabilizador cerca de la broca de bajo calibre, es decir, una modificación del BHA N.1, con lo cual se lograría una tasa de caída de ángulo de 1° a 1.5% 100' aproximadamente. Este tipo de BHA es conocido como BHA de semi-caída y es usado cuando se requiere alcanzar el objetivo con una baja tasa de caída de ángulo, generalmente de 0.1° a 0.5% 100'. Esta tasa de caída de ángulo depende del valor de calibre que tenga el estabilizador situado cerca de la broca, para lo cual lo ideal es poner en práctica el conocimiento adquirido en experiencias anteriores con pozos similares aledaños.

Figura 57 BHA Tipo Pendular con un estabilizador cerca de la broca



Fuente: Directional Drilling, BHA

Elaborado por: Directional Drilling, BHA

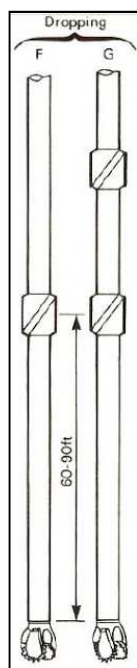
Cuando se ha alcanzado un ángulo de inclinación de más o menos 15° , la fuerza de gravedad disminuye, y dependiendo de las condiciones del pozo y las

peticiones del cliente, se podría nuevamente bajar un ensamblaje tipo BHA N.5 para perforar hasta la profundidad total del pozo.

Se debe tener cuidado cuando se utiliza una broca tricónica con este tipo de BHA, ya que mientras se encuentra rotando, el pozo podría tender a caminar y consecuentemente podríamos desviarnos del plan. Por este motivo la dirección del pozo debe controlarse dentro de un valor de tolerancia y las revoluciones por minuto deben mantenerse altas.

Resulta más fácil disminuir ángulo en formaciones suaves, ya que la respuesta de un BHA pendular en formaciones duras es muy baja.

Figura 58 BHA Tipo Pendular con broca tricónica



Fuente: Directional Drilling, BHA

Elaborado por: Directional Drilling, BHA

La aplicación principal de este tipo de BHAs surge cuando se necesitan regresar a la vertical en la construcción de un pozo tipo "S", una vez terminada la sección tangente, o cuando se requiere disminuir la inclinación en un pozo tipo "J" modificado.

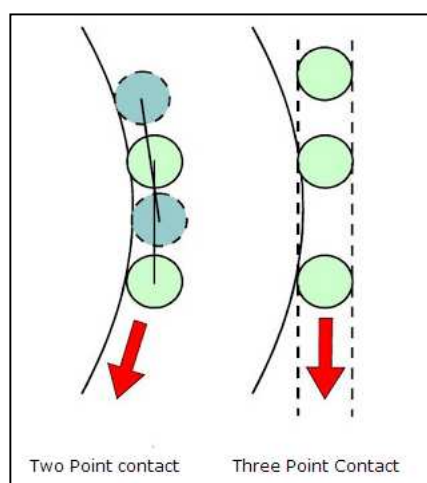
3.5.1.3 EMPACADO

Un BHA empacado tiene como objetivo guiar la broca en línea recta para mantener el ángulo de inclinación hasta la profundidad deseada, para lo cual se requiere una serie de estabilizadores en la sarta, de manera que le den la suficiente rigidez, manteniendo así la sección tangencial en la trayectoria del pozo.

El ensamblaje de fondo debe ser lo suficientemente rígido como para superar las tendencias desviadoras de las formaciones causadas por la inclinación y rumbo del estrato, lo que significa contar con más de dos puntos de apoyo en la pared del hoyo para forzar a la broca a construir hacia adelante manteniendo la dirección e inclinación. Los estabilizadores de mayor diámetro y rigidez también ayudarán a evitar que el hoyo se desvíe a la derecha o a la izquierda de la trayectoria planeada y eliminar la tendencia a que el pozo “camine”.

Dos puntos de apoyo sobre una superficie curva, seguirán la trayectoria de esta curva. Pero si se añade un punto más en el conjunto, no hay forma de que tres puntos de contacto sigan la trayectoria de la curva, a menos que el conjunto sea muy flexible. Por lo tanto, para construir un ensamblaje de fondo empacado eficaz, se necesitan tres o más puntos de apoyo.

Figura 59 Teoría del BHA Tipo Empacado



Fuente: Directional Drilling, BHA

Elaborado por: Directional Drilling, BHA

Si la selección de los collares de perforación y la ubicación de los puntos de apoyo (estabilizadores) son adecuadas en combinación con un peso sobre la broca óptimo, se conseguirá la construcción de un hoyo con calibre relativamente uniforme, pared uniforme, se evitará la formación de ojos de llave y desviaciones y se reducirá las fuerzas laterales y de estrés.

Para eliminar las tendencias de construcción y caída de ángulo, los estabilizadores deben ser ubicados a intervalos cortos, usando pony collars si el caso lo amerita.

Otro factor importante a la hora de diseñar un ensamblaje empacado lo constituye la longitud de los collares de perforación y el apoyo con la pared del pozo. Los estabilizadores deben tener la suficiente superficie de contacto con la pared para centrar los collares de perforación.

Si la formación es fuerte, dura y uniforme basta una delgada superficie de contacto entre los estabilizadores y la formación para asegurar la estabilización. Por otro lado, si la formación es blanda y no consolidada, se requiere el uso de estabilizadores de aletas anchas y largas para evitar el agrandamiento del hoyo por erosión.

El BHA D mostrado en la figura 60 es recomendable para formaciones suaves, mientras que el BHA E, el estabilizador bajo-calibre construye ligeramente para contrarrestar el efecto de la gravedad.

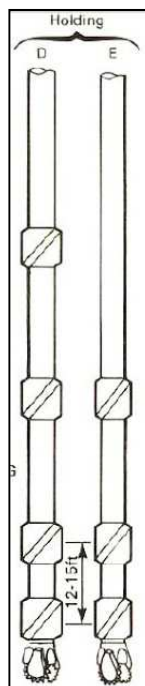
En formaciones duras, el estabilizador cerca de la broca es reemplazado por un rimador.

Los cambios de valor en el peso sobre la broca no afectan significativamente el comportamiento de este tipo de BHAs, pero si influye en la tasa de penetración.

Un ensamblaje empacado típico consta de un estabilizador cerca de la broca y otros estabilizadores colocados encima de los collares de perforación. Los estabilizadores deberán tener un diámetro externo tan grande como sea posible

de acuerdo al diámetro del hoyo (full gauge), pero de diámetro interno pequeño para facilitar operaciones de pesca en el caso de pega de tubería.

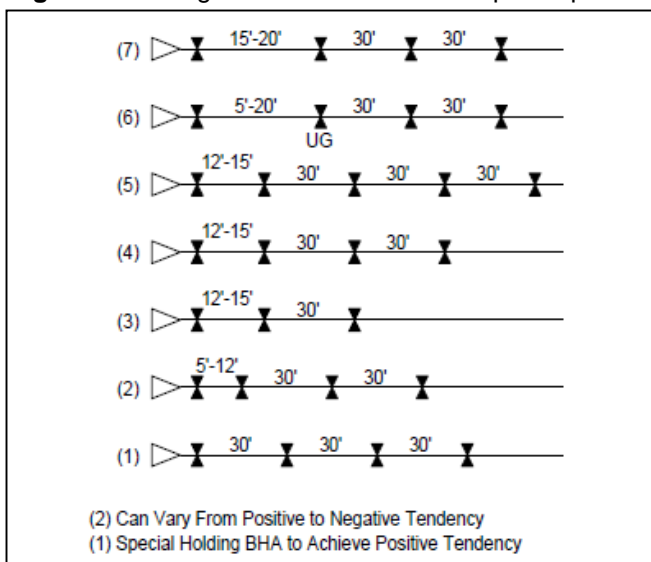
Figura 60 BHA Tipo Empacado según la dureza de la formación



Fuente: Directional Drilling, BHA

Elaborado por: Directional Drilling, BHA

Figura 61 Configuraciones de un BHA Tipo Empacado



Fuente: Directional Drilling, BHA

Elaborado por: Directional Drilling, BHA

El BHA N.1 de la figura 60, podría presentar una tendencia a construir o a disminuir la inclinación, de acuerdo a las tendencias de la formación.

En hoyos de 17 ½" en formaciones suaves, y con collares de perforación de 8" podría apenas la inclinación.

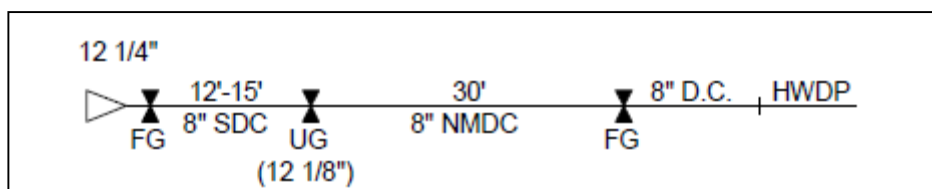
Sin embargo, el mismo BHA en hoyos de 12 ¼" provocaría, por ejemplo, que el ángulo de inclinación aumente en rangos de 0.5° a 1 9/100°.

3.5.1.3.1 Relación rigidez del BHA - Dureza de la Formación

- Si el BHA es muy rígido y la formación es suave, la tendencia a que el hoyo colapse es mayor.
- Si el BHA es poco rígido y la formación es dura, aumenta la posibilidad del pandeo y la desviación del hoyo.

Para mantener un ángulo de 30° de inclinación en la sección de 12 ¼" de un pozo, en el caso de que se haga presente una ligera tendencia a construir, se coloca un segundo estabilizador de 12" a unos 30 pies desde el estabilizador ubicado cerca de la broca para controlar dicha tendencia.

Figura 62 BHA Tipo Empacado con estabilizador cerca de la broca



Fuente: Directional Drilling, BHA

Elaborado por: Directional Drilling, BHA

En el taladro, lo ideal sería contar con un rango de estabilizadores bajo-calibre de 11 ½" hasta 12 1/8" en incrementos de 1/8", para realizar los cambios necesarios en el BHA con el objetivo de optimizar la perforación.

La respuesta de este tipo de BHAs está determinada por los siguientes factores:

1. Tamaño del agujero
2. Distancia entre el estabilizador cerca de la broca y el estabilizador de sarta

3. Rigidez de los collares de perforación que se encuentran sobre el estabilizador cerca de la broca
4. Diámetro externo de los estabilizadores
5. Parámetros de perforación

En la práctica, ligeros cambios en la inclinación del hueco se hacen visibles incluso cuando se elige un buen BHA empacado, sin embargo, el objetivo en un BHA empacado rotario es llegar a la profundidad planificada, sin la necesidad de realizar viajes a superficie para cambios de BHA.

3.5.2 BHA CON MOTOR

Los motores de desplazamiento positivo (PDM) se han convertido en el principal mecanismo de control de la trayectoria direccional, ya que entre sus ventajas, presenta la posibilidad de proporcionarle movimiento a la broca de perforación, independientemente de la rotación de la sarta.

Antes de la introducción de los motores dirigibles, la configuración típica de un motor era de aproximadamente 20 pies de longitud con un “codo” (bend sub) en su parte superior. Estos motores tenían capacidades de construcción de 5°/100’, pero estaban sujetos a severas variaciones en la severidad de pata de perro en formaciones anisotrópicas y tenían dificultad de construcción de ángulo en formaciones duras. La mayor limitación de este tipo de motores era que solamente contaban con un valor predeterminado de tasas de caída de ángulo (Build Rate por sus siglas en inglés) calibrado, y si se necesitaba variar este valor, se necesitaba realizar viajes a superficie para cambios de BHA.

La configuración de un BHA con motor dirigible se compone básicamente por la broca, el motor con alojamiento para su codo (bent housing) y dos o más estabilizadores.

3.5.2.1 BHAS RESTRINGIDOS

Cuando se habla de BHAs con motor, se puede hablar básicamente del mismo tipo de ensamblajes de fondo rotarios, es decir, fulcrum, empacado y pendular.

Sin embargo, es muy común el uso de BHAs con ciertas modificaciones dependiendo del trabajo direccional que se requiera obtener.

Un BHA tipo pendular restringido es aquel que se utiliza para realizar trabajo direccional en formaciones donde la tendencia apunta a construir inclinación, de tal manera que se pueda contrarrestar cualquier caída de aumento de inclinación. Este modelo de BHA tiene siempre un estabilizador de sarta ubicado detrás del motor y una camisa estabilizadora situada a aproximadamente 3 pies de la broca, con la característica que el diámetro del estabilizador de la sarta, sea mayor que el diámetro de la camisa estabilizadora del motor de fondo.

Un BHA tipo fulcrum restringido, es aquel que se utiliza para realizar trabajo direccional en formaciones donde la tendencia ocasiona grandes caídas de ángulo, permitiendo así controlar cualquier decremento en inclinación que se presente inesperadamente, para lo cual, de la misma manera se coloca un estabilizador de sarta detrás del motor y una camisa estabilizadora ubicada en el motor cerca de la broca, con la diferencia que esta vez, la camisa estabilizadora tenga mayor diámetro que el estabilizador de sarta.

3.5.2.2 METODOS DE PERFORACION CON MOTORES DE FONDO

Los dos modos de perforación con motores dirigibles son deslizando y rotando.

3.5.2.2.1 Modo en Deslizamiento

En este modo, la sarta no rota pero percibe el momento torsional reactivo del motor y transmite el movimiento hacia la broca.

El motor es orientado mediante una lenta rotación la sarta, usando marcas MWD para determinar la orientación de la herramienta o la orientación del codo (bend). Una vez que se logra la orientación del toolface en fondo, la sarta de perforación es deslizada manteniendo la dirección de toolface deseada. La rotación requerida para direccionar la broca es proporcionada en su totalidad por el motor. La combinación de estabilizadores y el alojamiento del codo del motor generan una carga lateral en la broca, generando que la broca avance en la dirección del

toolface. La capacidad de construcción o giro de los motores dirigibles se encuentra generalmente en el rango de 1° a 10°/100' .

Una de las desventajas de deslizar es que debido a que la sarta no se encuentra girando, se pueden presentar puntos apretados o colgamiento del ensamblaje por lo cual se debe reparar varias veces.

3.5.2.2.2 Modo En Rotación

La ubicación del codo del motor (bend) en la conexión del alojamiento del motor, en lugar de colocarlo sobre el mismo, reduce la fatiga y permite perforar en modo rotacional. En el modo rotario, toda la sarta de perforación es rotada y el efecto del codo del motor desaparece, sobre todo si el cambio de dirección varía.

Cuando el BHA se encuentra rotando, el motor dirigible se comporta direccionalmente como un ensamblaje rotario, en donde la tendencia direccional del motor es determinada por el diámetro y la ubicación de los estabilizadores, así como su rigidez.

Los BHAs con motores dirigibles están configurados para perforar en una misma inclinación en modo rotario, sin embargo, también pueden ser configurados para construir o reducir el ángulo de inclinación mientras se encuentran rotando.

Mediante el monitoreo desde superficie de los porcentajes rotando y deslizando, este tipo de ensamblajes de fondo con motor dirigible, proveen diferentes valores de DLS.

En la sección de construcción de un pozo, la mayoría del tiempo se necesita deslizar con lapsos rotados para disminuir la tasa de construcción si fuese el caso. Mientras que en la sección de tangente, la mayor parte del tiempo se perfora rotando, con pequeños intervalos deslizados para realizar correcciones de acuerdo al plan¹³.

¹³ Tomado de: Petroleum Well Construction, Pág. 58-59.

3.5.3 BHA CON SISTEMA ROTATORIO DIRIGIBLE

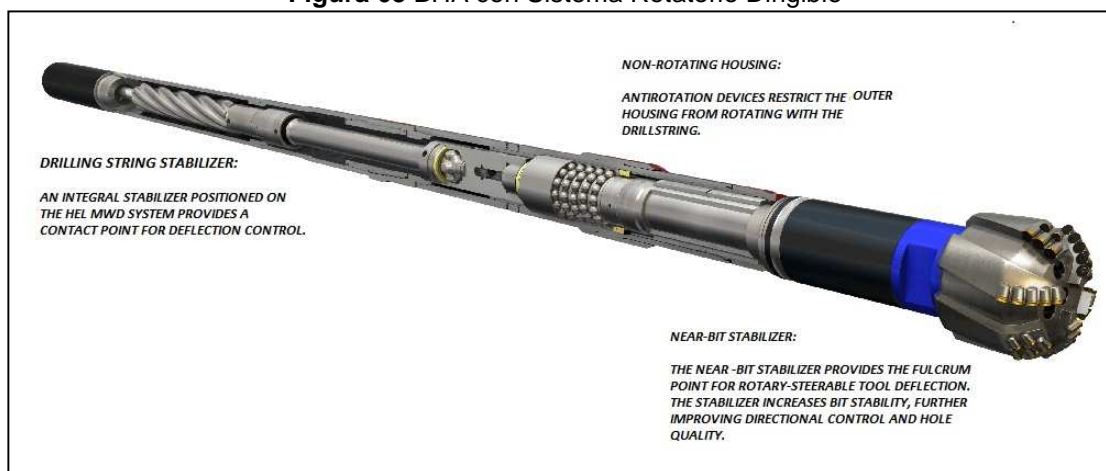
El sistema rotatorio dirigible, por sus siglas en inglés RSS (Rotary Steerable System) es una herramienta que perfora direccionalmente y en forma continua desde la superficie, únicamente en rotación, es decir, sin necesidad de tener intervalos deslizados. Debido a que la rotación continua transfiere efectivamente el peso a la broca, su aplicación principal radica en pozos horizontales y de alcance extendido, en donde es un problema proporcionar el peso adecuado a la broca.

La rotación también ayuda a mejorar la limpieza del agujero porque agita el fluido y los recortes de perforación permitiendo que fluyan fuera del hoyo en lugar de acumularse, reduciendo así la posibilidad de atascamiento mecánico y/o diferencial de la sarta.

Se puede programar la dirección del sistema rotatorio dirigible desde superficie, así como realizar cambios en su dirección en corto tiempo, reduciendo así el periodo que se utiliza para orientar la toolface en modo deslizando.

Sin embargo, se debe tomar en cuenta las condiciones del pozo para utilizar el sistema rotatorio dirigible o en su caso motores, ya que muchas veces no resulta rentable perforar hoyos con el RSS, o simplemente, los perfiles direccionales de los pozos no presentan complicaciones que requieran el uso de esta tecnología.

Figura 63 BHA con Sistema Rotatorio Dirigible



Fuente: Petroboggler, Drill More Sizes of High-Quality, High-Accuracy Boreholes

Elaborado por: Petroboggler, Drill More Sizes of High-Quality, High-Accuracy Boreholes

3.6 ÍNDICES DE FORMACIÓN (FI)

Un mecanismo para analizar el comportamiento de cada BHA dentro de la formación que está siendo atravesada es el Índice de Formación, FI (Formation Index por sus siglas en inglés).

Un índice de formación es un valor adimensional que expresa el comportamiento del ensamblaje de fondo frente a las formaciones, valor que se obtiene de las experiencias con otros pozos. Es una representación de la tendencia que presentan las formaciones litológicas mientras el ensamblaje direccional se encuentra rotando y detalla una aproximación de la tasa con la que se construye o se tumba el ángulo de inclinación.

En el diseño de ensamblajes de fondo, es muy importante analizar el comportamiento que tendrá la nueva propuesta de acuerdo a la prognosis litológica planteada, para lo cual se toma como referencia la información encontrada en pozos anteriores, es decir, pozos que tengan perfiles direccionales similares en inclinación y dirección.

Los valores de Índices de Formación varían de -100 a 100, y en su interpretación, cuando se presentan FI negativos, la respuesta de la formación marca a construir inclinación, de la misma manera, cuando se presentan FI positivos, la tendencia de las formaciones es a disminuir inclinación.

3.7 APLICACIONES DE LOS ENSAMBLAJES DE FONDO EN EL CAMPO SACHA

La mayoría de BHAs utilizados en el Campo Sacha son del tipo pendular o fulcrum restringido (dependiendo de la tendencia de las formaciones que van siendo atravesadas), con diferentes configuraciones en sus puntos de apoyo con el objetivo de eliminar cualquier tendencia adversa que puedan presentar las formaciones, ya sea a construir o a tumbar inclinación, y desvíen la trayectoria del pozo en donde se está realizando el trabajo direccional.

Los ensamblajes de fondo que se analizarán en este proyecto corresponden al Pad Sacha 300, plataforma que se encuentra muy cercana a la plataforma Sacha 380 Pad.

➤ **SACHA 254HZ: Piloto - Pozo Tipo "J" Alto Ángulo**

SECCIÓN DE 16"

1. **BHA N°1 Rotario:** Ensamblaje convencional con collares de perforación para perforar verticalmente.

16" Broca Tricónica - 9" Bit Sub - 8" Barras Espirales de Perforación (x6) - 8" Cross Over Sub - 5" HWDP (x4)

Pies Perforados: 298'

2. **BHA N°2 Direccional:** Ensamblaje fulcrum restringido para construir hasta 20° dentro de la formación Ortegua, compensando su fuerte tendencia a disminuir inclinación.

16" Broca PDC - 9 5/8" Motor (relación lóbulos 3/4 - 6.0 etapas, bend ajustable 1.159) - 15 3/4" Camisa estabilizadora @ 3.61 ft - 9 5/8" Barras Flexibles de Perforación (x1) - 15 1/4" Estabilizador de sarta @ 35.92 ft - 8" Sensor de Densidad – Orientador – 8" Cross Over Sub - 5" HWDP (x24) – 6 5/8" Martillo - 5" HWDP (x2) – 6 1/2" Cross Over Sub

Pies Perforados: 5410'

Peso sobre la broca Promedio: 24 Klbs

RPM Promedio: 74 rpm

Caudal Promedio: 970 gpm

Peso del lodo: 11 ppg

Formación Atravesada: Ortegua

Litología: arcillolita, limolita

SECCION DE 12 ¼"

- 3. BHA N3 Direccional:** Ensamblaje fulcrum restringido para realizar KOP y construir inclinación compensando la tendencia de la formación a disminuir inclinación en Orteguaza y Conglomerado Inferior Tiyuyacu.

12 ¼" Broca PDC - 8" Motor (relación lóbulos 6/7, 4.0 etapas, bend ajustable 1.5°) - 12" Camisa estabilizadora @ 3.13 ft – 8" Float Sub (flexible) - 11 ½" Estabilizador de Sarta @ 33.9 ft - 8" Sensor de densidad – 8" Cross Over Sub - 5" HWDP (x24) – 6 5/8" Martillo - 5" HWDP (x2) – 6 ½" Cross Over Sub

Pies Perforados: 1988'

Peso sobre la broca Promedio: 20 Klbs

RPM Promedio: 67 rpm

Caudal Promedio: 834 gpm

Peso del lodo: 9.9 ppg

Formación Atravesada: Orteguaza, Conglomerado Inferior Tiyuyacu

Litología: arcillolita, limolita – 70% Chert, 30% arcillolita

- 4. BHA N4 Direccional:** Ensamblaje fulcrum para perforar conglomerado inferior Tiyuyacu, construyendo inclinación acorde a las tendencias de la formación.

12 ¼" Broca Tricónica - 8" Motor (relación lóbulos 6/7, 4.0 etapas, bend ajustable 1.5°) - 12" Camisa estabilizadora @ 3.15 ft – 8" Float Sub (flexible) - 8" Sensor de Densidad – 8" Cross Over Sub - 5" HWDP (x24) – 6 5/8" Martillo - 5" HWDP (x2) – 6 ½" Cross Over Sub

Pies Perforados: 356'

Peso sobre la broca Promedio: 32 Klbs

RPM Promedio: 52 rpm

Caudal Promedio: 798 gpm

Peso del lodo: 9.9 ppg

Formación Atravesada: Conglomerado Inferior Tiyuyacu

Litología: 70% Cher, 30% arcillolita

- 5. BHA N°5 Direccional:** Ensamblaje fulcrum restringido proporcionado por el Pad espaciado a 4' de la broca permite construir inclinación dentro de la Formación Tena.

12 ¼" Broca PDC - 8" Motor (relación lóbulos 6/7, 4.0 etapas, bend ajustable 1.5°) - 12" Pad – 8" Float Sub (flexible) - 8" Sensor de Densidad – 8" Cross Over Sub - 5" HWDP (x24) – 6 5/8" Martillo - 5" HWDP (x2) – 6 ½" Cross Over Sub

Pies Perforados: 966'

Peso sobre la broca Promedio: 15 Klbs

RPM Promedio: 55 rpm

Caudal Promedio: 796 gpm

Peso del lodo: 9.8 ppg

Formación Atravesada: Conglomerado Inferior Tiyuyacu, Tena

Litología: 70% Cher, 30% arcillolita – Arcillas, Limolita

SECCION DE 8 ½"

- 6. BHA N°6 Direccional:** Ensamblaje fulcrum restringido para continuar con la construcción de la curva hasta punto de liner de 7".

8 ½" Broca PDC - 6 ¾" Motor (relación lóbulos 6/7, 5.0 etapas, bend ajustable 1.5°) - 8 ¼" Camisa estabilizadora @ 2.94 ft – 6 ¾" Float Sub (flexible) - 7 ½" Estabilizador de sarta @ 30.67 ft - 6 ¾" Sensor de rayos Gamma + 6 ¾" Sensor de Resistividad + 6 ¾" Sensor de Presión - 6 ¾" Sensor de Densidad - 5" HWDP (x3) - 5" Tubería de Perforación (x39) - 5" HWDP (x31) – 6 5/8" Martillo - 5" HWDP (x4).

Pies Perforados: 2189'

Peso sobre la broca Promedio: 16 Klbs

RPM Promedio: 49 rpm

Caudal Promedio: 492 gpm

Peso del lodo: 11 ppg

Formación Atravesada: Tena, Napo, Caliza M-1, Tope Caliza M-2, Base Caliza M-2.

Litología: Arcillas, Limolita, Lutita, Caliza

➤ **SACHA 254HZ: Main - Pozo Tipo Horizontal**

7. BHA N7 Direccional: Ensamblaje con sistema rotatorio dirigible y tubería de perforación de 5" para construir inclinación hasta 89°.

8 1/2" Broca PDC - 6 3/4" Sistema Rotatorio Dirigible (Estabilizador de referencia de 8 1/8") - 6 3/4" Sensor de Presión – 8 3/8" Estabilizador de tipo ILS - 6 3/4" Sensor de rayos Gamma + 6 3/4" Sensor de Resistividad - 6 3/4" Sensor de Densidad – 8 1/4" Estabilizador de sarta - 5" HWDP (x3) - 5" Tubería de Perforación (x12) - 5" HWDP (x36) – 6 1/2" Martillo - .5" Tubería de Perforación (x54)

Pies Perforados: 1000'

Peso sobre la broca Promedio: 19 Klbs

RPM Promedio: 108 rpm

Caudal Promedio: 533 gpm

Peso del lodo: 11.3 ppg

SIDE TRACK

8. BHA N8 Direccional: Ensamblaje fulcrum para perforar ventana de sidetrack y luego orientar pozo perforando 200 pies de formación.

8 1/2" Broca Tricónica - 6 3/4" Motor (relación lóbulos 6/7, 5.0 etapas, bend ajustable 1.5°) – 8 1/4" Camisa Estabilizadora @ 3.5 ft – 6 3/4" Float Sub (flexible) - 6 3/4" Sensor de Densidad - 5" HWDP (x3) - 5" Tubería de Perforación (x12) - 5" HWDP (x39) – 6 1/2" Martillo - .5" HWDP (x2) - 5" Tubería de Perforación (x53) – 7" Cross Over Sub

Pies Perforados: 200'

Peso sobre la broca Promedio: 23 Klbs

RPM Promedio: 64 rpm

Caudal Promedio: 520 gpm

Peso del lodo: 11.9 ppg

9. BHA N°9 Direccional: Ensamblaje fulcrum restringido para construir hasta 62° dentro de las calizas y luego construir hasta 86° en el tope de la Arenisca "U" Inferior.

8 ½" Broca PDC - 6 ¾" Motor (relación lóbulos 6/7, 5.0 etapas, bend ajustable 1.5°) – 8 ¼" Pad @ 3.54' – 6 ¾" Float Sub (flexible) - 6 ¾" Sensor de rayos Gamma - 6 ¾" Sensor de Resistividad – 6 ¾" Sensor de Densidad - 5" HWDP (x3) - 5" Tubería de Perforación (x12) - 5" HWDP (x39) – 6 ½" Martillo -.5" HWDP (x2) - 5" Tubería de Perforación (x53) – 7" Cross Over Sub

Pies Perforados: 1709'

Peso sobre la broca Promedio: 20 Klbs

RPM Promedio: 54 rpm

Caudal Promedio: 501 gpm

Peso del lodo: 13.2 ppg

Formaciones Atravesadas: Napo, Caliza M-1, Caliza M-2, Arenisca "U" Superior.

10. BHA N°10 Direccional: Ensamblaje fulcrum restringido para construir hasta 86° de inclinación en el tope de la Arenisca "U" Inferior.

8 ½" Broca PDC - 6 ¾" Motor (relación lóbulos 6/7, 5.0 etapas, bend ajustable 1.5°) – 8 ¼" Pad @ 3.74' – 6 ¾" Float Sub (flexible) - 6 ¾" Sensor de rayos Gamma - 6 ¾" Sensor de Porosidad/Neutrón – 6 ¾" Sensor de Densidad - 5" HWDP (x3) - 5" Tubería de Perforación (x12) - 5" HWDP (x39) – 6 ½" Martillo - .5" HWDP (x2) - 5" Tubería de Perforación (x53) – 7" Cross Over Sub

Pies Perforados: 519'

Peso sobre la broca Promedio: 23 Klbs

RPM Promedio: 56 rpm

Caudal Promedio: 480 gpm

Peso del lodo: 13.4 ppg

Formaciones Atravesadas: Arenisca "U" Inferior.

SECCIÓN DE 6 1/8"

11. BHA N°11 Direccional: Ensamblaje pendular restringido para alcanzar 90° de inclinación y navegar por aproximadamente 1200 pies hasta el punto de liner de 7".

6 1/8" Broca PDC – 5 3/4" Pad @ 2.47' - 4 3/4" Motor (relación lóbulos 7/8, 3.8 etapas, bend ajustable 1.5°) - 5 7/8" Estabilizador de sarta @ 34.47' - 4 3/4" Sensor de Resistividad – 4 3/4" Collar corto/MWD – 3 1/2" HWDP (x3) – 3 1/2" Tubería de Perforación (x37) – 3 1/2" HWDP (x12) – 4 3/4" Martillo - 3 1/2" HWDP (x75) – 4 3/4" Cross Over Sub - 5" HWDP (x12) - 5" Tubería de Perforación (x63) - 7" Cross Over Sub

Pies Perforados: 1208'

Peso sobre la broca Promedio: 14 Klbs

RPM Promedio: 51 rpm

Caudal Promedio: 223 gpm

Peso del lodo: 8.9 ppg

Formaciones Atravesadas: Arenisca "U" Inferior.

➤ **SACHA 301D:** Pozo Tipo "J" Modificado

SECCIÓN DE 16"

1. BHA N°1 Rotario: Ensamblaje con collares de perforación para proporcionar rigidez a la sarta y perforar verticalmente hasta aproximadamente 300'MD.

16" Broca Tricónica – 9" Bit Sub – 8 1/8" Collar de Perforación – 6 1/2" Cross Over Sub - 5" HWDP (x24)

Pies Perforados: 285'

Peso del lodo: 8.8 ppg

Formaciones Atravesadas: Terciario Indiferenciado

- 2. BHA N² Direccional:** Ensamblaje fulcrum restringido para perforar verticalmente, y luego construir inclinación, pero se observa fractura superficial por lo que se procede a realizar viaje a superficie.

16" Broca PDC - 9 5/8" Motor (relación de lóbulos $\frac{3}{4}$, 6.0 etapas, bend ajustable 1.15 η) – 15 3/4" Camisa Estabilizadora @ 3.99' – 9 5/8" Flex Sub – 15" Estabilizador de sarta @ 35.85' – 8 1/8" Collar Corto/MWD - 8" Cross Over Sub – 6 1/2" Cross Over Sub - 5" HWDP (x16) - 6 1/2" Martillo – 5" HWDP (x10) – 6 1/2" Cross Over Sub

Pies Perforados: 152'

Peso sobre la broca Promedio: 10 Klbs

RPM Promedio: 60 rpm

Caudal Promedio: 540 gpm

Peso del lodo: 8.8 ppg

Formaciones Atravesadas: Terciario Indiferenciado

- 3. BHA N³ Direccional:** Ensamblaje fulcrum restringido para construir inclinación hasta aproximadamente 30°, observándose caída de ángulo en el tramo tangencial.

16" Broca PDC - 9 5/8" Motor (relación de lóbulos $\frac{3}{4}$, 6.0 etapas, bend ajustable 1.15 η) – 15 3/4" Camisa Estabilizadora @ 3.99' – 9 5/8" Flex Sub – 15" Estabilizador de sarta @ 35.85' – 8 1/8" Collar Corto/MWD - 8" Cross Over Sub – 6 1/2" Cross Over Sub - 5" HWDP (x16) - 6 1/2" Martillo – 5" HWDP (x10) – 6 1/2" Cross Over Sub

Pies Perforados: 4819'

Peso sobre la broca Promedio: 18 Klbs

RPM Promedio: 73 rpm

Caudal Promedio: 875 gpm

Peso del lodo: 10.2 ppg

Formaciones Atravesadas: Terciario Indiferenciado

- 4. BHA N⁴ Direccional:** Ensamblaje fulcrum restringido para construir inclinación y luego verticalizar el pozo hasta punto de casing de 13 3/8".

16" Broca PDC - 9 5/8" Motor (relación de lóbulos 3/4, 6.0 etapas, bend ajustable 1.15) – 15 3/4" Camisa Estabilizadora @ 3.99' – 9 5/8" Flex Sub – 15" Estabilizador de sarta @ 35.85' – 8 1/8" Collar Corto/MWD - 8" Cross Over Sub – 6 1/2" Cross Over Sub - 5" HWDP (x16) - 6 1/2" Martillo – 5" HWDP (x10) – 6 1/2" Cross Over Sub

Pies Perforados: 731'

Peso sobre la broca Promedio: 29 Klbs

RPM Promedio: 83 rpm

Caudal Promedio: 996 gpm

Peso del lodo: 10.3 ppg

Formaciones Atravesadas: Terciario Indiferenciado

SECCIÓN DE 12 1/4"

- 5. BHA N⁵ Direccional:** Ensamblaje pendular restringido con collares de perforación para mantener verticalidad.

12 1/4" Broca PDC - 8" Motor (relación de lóbulos 6/7, 4.0 etapas, bend ajustable 1.15) - 12" Camisa Estabilizadora @ 3.14' – 8" Flex Sub – 12 1/8" Estabilizador de sarta @ 33.93' – 8 1/8" Collar Corto/MWD – 8 1/8" Collar de Perforación Espiralado – 6 5/8" Cross Over Sub – 6 3/8" Collar de Perforación Espiralado - 6 1/2" Cross Over Sub – 5" HWDP (x28) - 6 1/2" Martillo – 5" HWDP (x4) – 6 1/4" Cross Over Sub.

Pies Perforados: 2300'

Peso sobre la broca Promedio: 19 Klbs

RPM Promedio: 62 rpm

Caudal Promedio: 794 gpm

Peso del lodo: 10.3 ppg

Formaciones Atravesadas: Terciario Indiferenciado

- 6. BHA N° 6 Direccional:** Ensamblaje pendular restringido con collares de perforación para continuar manteniendo verticalidad hasta punto de casing de 9 5/8".

12 1/4" Broca PDC - 8" Motor (relación de lóbulos 6/7, 4.0 etapas, bend ajustable 1.15°) - 12" Camisa Estabilizadora @ 3.14' - 8" Flex Sub - 12 1/8" Estabilizador de sarta @ 33.93' - 8 1/8" Collar Corto/MWD - 8 1/8" Collar de Perforación Espiralado - 6 5/8" Cross Over Sub - 6 3/8" Collar de Perforación Espiralado - 6 1/2" Cross Over Sub - 5" HWDP (x28) - 6 1/2" Martillo - 5" HWDP (x4) - 6 1/4" Cross Over Sub.

Pies Perforados: 760'

Peso sobre la broca Promedio: 27 Klbs

RPM Promedio: 86 rpm

Caudal Promedio: 854 gpm

Peso del lodo: 10.7 ppg

Formaciones Atravesadas: Tope Basal Tena, Napo, Caliza M-1

SECCIÓN DE 8 1/2"

- 7. BHA N° 7 Direccional:** Ensamblaje empacado para mantener verticalidad dentro de Tena, atravesando Napo hasta Hollín.

8 1/2" Broca PDC - 6 3/4" Motor (relación de lóbulos 6/7, 5.0 etapas, bend ajustable 1.15°) - 8 1/4" Camisa Estabilizadora @ 3,19' - 6 3/4" Float Sub - 8 1/4" Estabilizador de sarta @ 30,06' - 6 3/4" Collar Corto/MWD - 5" HWDP (x34) - 3" - 6 1/2" Martillo - 5" HWDP (x12) - 6 1/4" Cross Over Sub.

Pies Perforados: 1380'

Peso sobre la broca Promedio: 19 Klbs

RPM Promedio: 78 rpm

Caudal Promedio: 397 gpm

Peso del lodo: 9.8ppg

Formaciones Atravesadas: Caliza M-2, Caliza A, Arenisca "U" Superior, Arenisca "U" Inferior, Caliza B, Arenisca "T" Inferior, Caliza C, Hollín.

➤ **SACHA 302D:** Pozo Tipo "J" Modificado

SECCIÓN DE 16"

8. BHA N°1 Rotario: Ensamblaje pendular con collares de perforación para proporcionar rigidez a la sarta, controlar cualquier tendencia a levantar inclinación y perforar verticalmente hasta aproximadamente 800' MD.

16" Broca Tricónica – 9" Bit Sub + Float Valve – 7 7/8" Orientador – 8 1/4"

Collares de Perforación (x1) - 15 1/2" Estabilizador de sarta @ 41.4' - 8 1/4"

Collares de Perforación (x2) – 8" Cross Over Sub - 5" HWDP (x24)

Pies Perforados: 826'

Peso sobre la broca Promedio: 8 Klbs

RPM Promedio: 86 rpm

Caudal Promedio: 302 gpm

Peso del lodo: 8.7 ppg

Formaciones Atravesadas: Terciario Indiferenciado

9. BHA N°2 Direccional: Ensamblaje fulcrum restringido para realizar desvío del pozo con 10° de inclinación evitando interferencia magnética, luego regresar a la vertical y posteriormente construir inclinación.

16" Broca PDC - 9 5/8" Motor (relación de lóbulos 3/4, 6.0 etapas, bend ajustable 1.15°) – 15 3/4" Camisa Estabilizadora @ 4.27' – 9 5/8" Float Sub – 15 1/4" Estabilizador de sarta @ 35.52' - 8" Collar Corto/MWD - 8" Orientador (UBHO) – 8 1/8" Collares de Perforación (x3) – 8" Cross Over Sub – 5" HWDP (x27) - 6 1/2" Martillo – 5" HWDP (x14) – 6 1/2" Cross Over Sub.

Pies Perforados: 3722'

Peso sobre la broca Promedio: 20 Klbs

RPM Promedio: 79 rpm

Caudal Promedio: 900 gpm

Peso del lodo: 9.5 ppg

Formaciones Atravesadas: Terciario Indiferenciado

10.BHA N³ Direccional: Ensamblaje fulcrum restringido para continuar construyendo inclinación hasta punto de revestido de 13 3/8" a través del Terciario Indiferenciado, en donde se presenta tendencia a mantener inclinación.

16" Broca PDC - 9 5/8" Motor (relación de lóbulos 3/4, 6.0 etapas, bend ajustable 1.15°) – 15 3/4" Camisa Estabilizadora @ 4.27' – 9 5/8" Float Sub – 15 1/4" Estabilizador de sarta @ 35.52' - 8" Collar Corto/MWD – 8" Cross Over Sub – 5" HWDP (x27) - 6 1/2" Martillo – 5" HWDP (x14) – 6 1/2" Cross Over Sub.

Pies Perforados: 673'

Peso sobre la broca Promedio: 31 Klbs

RPM Promedio: 78 rpm

Caudal Promedio: 850 gpm

Peso del lodo: 9.5 ppg

Formaciones Atravesadas: Terciario Indiferenciado y Chalcana.

SECCIÓN DE 12 1/4"

11.BHA N⁴ Direccional: Ensamblaje fulcrum restringido para construir hasta aproximadamente 35° de inclinación, tratando de controlar la tendencia a tumbar ángulo a través de Orteguaza y Tiyuyacu.

12 1/4" Broca PDC - 8" Motor (relación de lóbulos 6/7, 4.0 etapas, bend ajustable 1.15°) - 12" Camisa Estabilizadora @ 3.29' – 8" Flex Sub – 8" Float Sub - 11 1/4" Estabilizador de sarta @ 37.39' - 8" Collar Corto/MWD – 7 3/4" Cross Over Sub – 5" HWDP (x28) - 6 1/2" Martillo – 5" HWDP (x4) – 6 1/2" Cross Over Sub.

Pies Perforados: 2711'

Peso sobre la broca Promedio: 21 Klbs

RPM Promedio: 66 rpm

Caudal Promedio: 809 gpm

Peso del lodo: 10.25 ppg

Formaciones Atravesadas: Orteguzza y Tiyuyacu hasta el tope de Tena.

SECCIÓN DE 8 ½"

12. BHA N° 5 Direccional: Ensamblaje fulcrum restringido para mantener inclinación y dirección dentro de Tena, notándose caída de ángulo en la parte inferior hasta el tope de Napo, en donde dicha tendencia se hace más fuerte.

6 ¾" Broca PDC - 6 ¾" Motor (relación de lobules 6/7, 5.0 etapas, bend ajustable 1.5°) - 8 ¼" Camisa Estabilizadora @ 3,14' - 6 ¾" Flex Sub - 7 ¾" Estabilizador de sarta @ 30,06' - 6 ¾" Collar Corto/MWD - 5" HWDP (x30) - 3" - 6 ½" Martillo - 5" HWDP (x2) - 5" Tubería de Perforación (x70) - 6 ½" Cross Over Sub.

Pies Perforados: 2359'

Peso sobre la broca Promedio: 20 Klbs

RPM Promedio: 60 rpm

Caudal Promedio: 464 gpm

Peso del lodo: 10.08 ppg

Formaciones Atravesadas: Tena, Napo, Hollín

➤ **SACHA 303D:** Pozo Tipo "J" Modificado

SECCIÓN DE 16"

1. BHA N°1 Rotario: Ensamblaje convencional con collares de perforación para proporcionar rigidez a la sarta y perforar verticalmente hasta aproximadamente 500'MD.

16" Broca Tricónica – 9" Bit Sub + Float Valve + Totco Ring - 1/8" Collares de Perforación (x3) – 8" Cross Over Sub – 5" HWDP (x13).

Pies Perforados: 585'

Peso sobre la broca Promedio: 11 Klbs

RPM Promedio: 70 rpm

Caudal Promedio: 375 gpm

Peso del lodo: 8.7 ppg

Formaciones Atravesadas: Terciario Indiferenciado

- 2. BHA N2 Direccional:** Ensamblaje fulcrum restringido para realizar desvío con la finalidad de alejarse de pozos cercanos y luego regresar a la vertical.

16" Broca PDC - 9 5/8" Motor (relación de lóbulos 3/4, 6.0 etapas, bend ajustable 1.15°) - 15 3/4" Camisa estabilizadora @ 3.87" – 9 5/8" Flex Sub – 8" Float Sub - 15 1/4" Estabilizador de sarta @ 35.33' – 8" Collar Corto/MWD – 7 3/4" Orientador (UBHO) – 8 1/2" Collares de Perforación (x3) – 8" Cross Over Sub - 5" HWDP (x30) – 6 1/2" Martillo - 5" HWDP (x11).

Pies Perforados: 3421'

Peso sobre la broca Promedio: 17 Klbs

RPM Promedio: 76 rpm

Caudal Promedio: 866 gpm

Peso del lodo: 9.17 ppg

Formaciones Atravesadas: Terciario Indiferenciado, Orteguaza

SECCION 12 1/4"

- 3. BHA N3 Direccional:** Ensamblaje fulcrum restringido para construir curva hasta aproximadamente 23° de inclinación y luego mantener tangente.

12 1/4" Broca PDC - 8" Motor (relación lóbulos 6/7, 4.0 etapas, bend ajustable 1.15°) - 12" Camisa Estabilizadora @ 3.04' – 8" Flex Sub – Pony Collar de

3.58' - 11 ¼" Estabilizador de sarta @ 36.61' – 8" Collar de Perforación/MWD –
8" Cross Over Sub – 8" Cross Over Sub – 5" HWDP (x28) – 6 ½" Martillo - 5"
HWDP (x4)

Pies Perforados: 3745'

Peso sobre la broca Promedio: 23 Klbs

RPM Promedio: 74 rpm

Caudal Promedio: 844 gpm

Peso del lodo: 10.15 ppg

Formaciones Atravesadas: Conglomerado Tiyuyacu Superior hasta tope del
Conglomerado Inferior.

4. **BHA N4 Direccional:** Ensamblaje fulcrum restringido para mantener tangente a través del Conglomerado Inferior Tiyuyacu, en donde la tendencia de las formaciones es a caer inclinación.

12 ¼" Broca Tricónica - 8" Motor (relación lóbulos 6/7, 4.0 etapas, bend
ajustable 1.15) - 12 1/8" Camisa Estabilizadora @ 3.33' – 8" Flex Sub - Pony
Collar de 3.58' - 11 ¼" Estabilizador @ 36.9' – 8" Collar Corto/MWD – 8" Cross
Over Sub - 5" HWDP (x28) – 6 ½" Martillo - 5" HWDP (x4)

Pies Perforados: 442'

Peso sobre la broca Promedio: 35 Klbs

RPM Promedio: 59 rpm

Caudal Promedio: 877 gpm

Peso del lodo: 10.6 ppg

Formaciones Atravesadas: Conglomerado Inferior Tiyuyacu, Tena.

SECCION 8 1/2"

5. **BHA N5 Direccional:** Ensamblaje fulcrum restringido para mantener tangente a través de Tena, en donde en la parte final se observa caída de ángulo, más tarde en Napo, se observan mayores caídas.

8 ½" Broca PDC - 6 ¾" Motor (relación lóbulos 6/7, 5.0 etapas, bend ajustable 1.5°) - 8 ¼" Camisa Estabilizadora @ 2.93' – 6 5/8" Flex Sub – 6 5/8" Float Sub - 7 ¾" Estabilizador de sarta @ 31.47' – 6 5/8" Collar Corto/MWD - 5" HWDP (x27) – 6 ½" Martillo - 5" HWDP (x2)

Pies Perforados: 2222'

Peso sobre la broca Promedio: 20 Klbs

RPM Promedio: 58 rpm

Caudal Promedio: 498 gpm

Peso del lodo: 9.7 ppg

Formaciones Atravesadas: Tena, Napo

➤ **SACHA 304D:** Pozo Tipo "J" Modificado

SECCIÓN DE 16":

1. BHA N°1 Rotario: Ensamblaje convencional con collares de perforación para proporcionar rigidez a la sarta, perforando verticalmente hasta aproximadamente 600'MD.

16" Broca Tricónica – 9" Bit Sub + Totco Ring – 8 ¼" Collares de Perforación (x3) – 8" Cross Over Sub – 5" HWDP (x13)

Pies Perforados: 540'

Peso sobre la broca Promedio: 10 Klbs

RPM Promedio: 68 rpm

Caudal Promedio: 176 gpm

Peso del lodo: 9.4 ppg

Formaciones Atravesadas: Terciario Indiferenciado

2. BHA N°2 Direccional: Ensamblaje fulcrum restringido con collares de perforación, dotando de rigidez a la sarta para perforar verticalmente hasta punto de casing de 13 3/8".

16" Broca PDC - 9 5/8" Motor (relación lóbulos 3/4, 6.0 etapas, bend ajustable 1.15) - 15 3/4" Camisa estabilizadora @ 3.97" – 9 5/8" Flex Sub - 15 1/4" Estabilizador de sarta @ 34.5' – 8" Collar Corto/MWD – 8" Orientador (UBHO) - 8 1/4" Collares de Perforación (x2) – 7" Cross Over Sub - 5" HWDP (x25) – 6 1/2" Martillo - 5" HWDP (x16) – 6 1/2" Cross Over Sub

Pies Perforados: 3568'

Peso sobre la broca Promedio: 17 Klbs

RPM Promedio: 76 rpm

Caudal Promedio: 798 gpm

Peso del lodo: 10.2 ppg

Formaciones Atravesadas: Terciario Indiferenciado

SECCIÓN DE 12 1/4":

- 3. BHA N°3 Direccional:** Ensamblaje fulcrum restringido para continuar perforando verticalmente y luego construir inclinación hasta aproximadamente 25° antes del tope de Orteguzza, tratando de controlar cierta caída de inclinación y finalmente mantener tangente después de atravesar la zona del conglomerado.

12 1/4" Broca PDC - 8" Motor (relación lóbulos 6/7, 4.0 etapas, bend ajustable 1.15) - 12 1/8" Camisa Estabilizadora @ 3.27' – 8" Flex Sub – 8" Float Sub - 11 1/4" Estabilizador de sarta @ 35.41' – 8" Collar Corto/MWD – 6 1/2" Cross Over Sub - 5" HWDP (x30) – 6 1/2" Martillo - 5" HWDP (x2) – 6 1/4" Cross Over Sub

Pies Perforados: 3708'

Peso sobre la broca Promedio: 16 Klbs

RPM Promedio: 62 rpm

Caudal Promedio: 811 gpm

Peso del lodo: 10.4 ppg

Formaciones Atravesadas: Orteguaza, Tiyuyacu, Conglomerado Superior Tiyuyacu

- 4. BHA N⁴ Direccional:** Ensamblaje fulcrum restringido para mantener inclinación a través del Conglomerado Inferior Tiyuyacu, observándose caída de ángulo.

12 ¼" Broca Tricónica - 8" Motor (relación lóbulos 6/7, 4.0 etapas, bend adjustable 1.15°) - 12 1/8" Camisa Estabilizadora @ 3.25' - 8" Flex Sub - 8" Float Sub - 11 ¼" Estabilizador de sarta @ 36.12' - 8" Collar Corto/MWD - 6 ½" Cross Over Sub - 5" HWDP (x30) - 6 1/8" Martillo - 5" HWDP (x2) - 6 1/4" Cross Over Sub

Pies Perforados: 529'

Peso sobre la broca Promedio: 32 Klbs

RPM Promedio: 60 rpm

Caudal Promedio: 831 gpm

Peso del lodo: 10.7 ppg

Formaciones Atravesadas: Conglomerado Inferior Tiyuyacu

- 5. BHA N⁵ Direccional:** Ensamblaje fulcrum restringido para mantener tangente mientras se perfora la formación Tena, controlando de esta manera ciertas caídas de ángulo de una buena manera.

12 ¼" Broca PDC - 8" Motor (relación lóbulos 6/7, 4.0 etapas, bend adjustable 1.5°) - 12" Camisa Estabilizadora @ 1.52' - 8" Flex Sub - 8" Float Sub - 11 ¼" Estabilizador de sarta @ 36.74' - 8" Collar Corto/MWD - 6 ½" Cross Over Sub - 5" HWDP (x30) - 6 ½" Martillo - 5" HWDP (x2) - 6 ¼" Cross Over Sub

Pies Perforados: 769'

Peso sobre la broca Promedio: 18 Klbs

RPM Promedio: 68 rpm

Caudal Promedio: 806 gpm

Peso del lodo: 11.5 ppg

Formaciones Atravesadas: Tena

SECCIÓN DE 8 1/2”:

6. **BHA N° Direccional:** Ensamblaje fulcrum restringido para continuar manteniendo tangente y luego disminuir la inclinación del pozo en Napo, en donde se registran altas tasas de caída de ángulo.

8 1/2” Broca PDC - 6 3/4” Motor (relación lóbulos 6/7, 5.0 etapas, bend ajustable 1.15°) - 8 1/4” Camisa Estabilizadora @ 3.27’ - 6 3/4” Flex Sub - Pony Collar de 9.54’ - 7 1/2” Estabilizador de sarta @ 40.06’ - 6 3/4” Collar Corto/MWD - 5” HWDP (x30) - 6 1/2” Martillo - 5” HWDP (x2) - 5” Tubería de Perforación (x27) - 7” Cross Over Sub

Pies Perforados: 1486’

Peso sobre la broca Promedio: 14 Klbs

RPM Promedio: 51 rpm

Caudal Promedio: 390 gpm

Peso del lodo: 11 ppg

Formaciones Atravesadas: Basal Tena, Napo

- **SACHA 305D:** Pozo Tipo “S”

SECCIÓN DE 16”

1. **BHA N° Rotario:** Ensamblaje pendular con collares de perforación para proporcionar rigidez a la sarta, controlar tendencia a levantar inclinación, perforando verticalmente hasta aproximadamente 600’MD.

16" Broca Tricónica – 9" Bit Sub + 8 1/8" Orientador (UBHO) – 8 1/4" Collar de Perforación (x1) – 15 1/2" Estabilizador de sarta @ 42.39' - 8 1/4" Collar de Perforación (x2) - 8" Cross Over Sub – 5" HWDP (x13)

Pies Perforados: 551'

Peso sobre la broca Promedio: 8 Klbs

RPM Promedio: 71 rpm

Caudal Promedio: 233 gpm

Peso del lodo: 8.8 ppg

Formaciones Atravesadas: Terciario Indiferenciado

- 2. BHA N2 Direccional:** Ensamblaje fulcrum restringido para perforar verticalmente, construir hasta aproximadamente 32° de inclinación y luego tumbar inclinación hasta revestidor de 13 3/8", observándose caídas de inclinación debido a lo suave de la formación, caso en el cual hubo que levantar el mismo para mantener, pero a medida que la formación se fue consolidando, la inclinación tendió a crecer ligeramente.

16" Broca PDC - 9 5/8" Motor (relación lóbulos 3/4, 6.0 etapas, bend ajustable 1.15°) - 15 3/4" Camisa estabilizadora @ 4.26" – 9 5/8" Float Sub - 15 1/4" Estabilizador de sarta @ 35.8' – 8" Collar Corto/MWD – 8 1/8" Orientador (UBHO) – 8" Cross Over Sub - 5" HWDP (x24) – 6 5/8" Martillo - 5" HWDP (x2) – 6 1/4" Cross Over Sub

Pies Perforados: 5382'

Peso sobre la broca Promedio: 27 Klbs

RPM Promedio: 78 rpm

Caudal Promedio: 990 gpm

Peso del lodo: 10.2 ppg

Formaciones Atravesadas: Orteguaza

SECCIÓN DE 12 ¼"

- 3. BHA N5 Direccional:** Ensamblaje pendular restringido con collares de perforación para mantener verticalidad, eliminando cualquier tendencia a construir inclinación que se presente.

12 ¼" Broca PDC - 8" Motor (relación lóbulos 6/7, 4.0 etapas, bend adjustable 1.159) - 12" Camisa Estabilizadora @ 3.14' - 8" Flex Sub - 12 1/8" Estabilizador de sarta @ 33.54' - 8" Collar Corto/MWD - 8 1/8" Collar de Perforación (x2) - 6 ½" Cross Over Sub - 6 5/8" Collar de Perforación (x4) - 6 ½" Cross Over Sub - 5" HWDP (x12) - 6 5/8" Martillo - 5" HWDP (x2) - 6 ¼" Cross Over Sub

Pies Perforados: 2347'

Peso sobre la broca Promedio: 20 Klbs

RPM Promedio: 65 rpm

Caudal Promedio: 809 gpm

Peso del lodo: 10.1 ppg

Formaciones Atravesadas: Tiyuyacu, Conglomerado Superior Tiyuyacu, Conglomerado Inferior Tiyuyacu, Tena

- 4. BHA N4 Direccional:** Ensamblaje pendular restringido con collares de perforación para mantener verticalidad, eliminando cualquier tendencia a construir inclinación que se presente.

12 ¼" Broca PDC - 8" Motor (relación lóbulos 6/7, 4.0 etapas, bend adjustable 1.159) - 12" Camisa Estabilizadora @ 3.26' - 8" Flex Sub - 12 1/8" Estabilizador de sarta @ 33.35' - 8" Collar Corto/MWD - 8 1/8" Collar de Perforación (x2) - 6 ½" Cross Over Sub - 6 5/8" Collar de Perforación (x4) - 6 ½" Cross Over Sub - 5" HWDP (x12) - 6 5/8" Martillo - 5" HWDP (x2) - 6 ¼" Cross Over Sub

Pies Perforados: 718'

Peso sobre la broca Promedio: 24 Klbs

RPM Promedio: 85 rpm

Caudal Promedio: 850 gpm

Peso del lodo: 10.8 ppg

Formaciones Atravesadas: Tena

SECCIÓN DE 8 ½"

5. **BHA N°5 Direccional:** Ensamblaje empacado con collares de perforación para mantener verticalidad, eliminando cualquier tendencia a construir inclinación que se presente.

8 ½" Broca PDC - 6 ¾" Motor (relación lóbulos 6/7, 5.0 etapas, bend ajustable 0.78°) - 8 ¼" Camisa Estabilizadora @ 3.18' - 6 ¾" Flex Sub - 8 ¼" Estabilizador de sarta @ 29.65' - 6 ¾" Collar Corto/MWD - 5" HWDP (x19) - 6 5/8" Martillo - 5" HWDP (x4)

Pies Perforados: 532'

Peso sobre la broca Promedio: 25 Klbs

RPM Promedio: 80 rpm

Caudal Promedio: 387 gpm

Peso del lodo: 9.7 ppg

Formaciones Atravesadas: Basal Tena, Napo, Caliza M-1

6. **BHA N°6 Direccional:** Ensamblaje empacado con collares de perforación para mantener verticalidad, eliminando cualquier tendencia a construir inclinación que se presente hasta punto de liner de 7".

8 ½" Broca PDC - 6 ¾" Motor (relación lóbulos 6/7, 5.0 etapas, bend ajustable 0.78°) - 8 ¼" Camisa Estabilizadora @ 2.89' - 6 ¾" Flex Sub - 8 ¼" Estabilizador de sarta @ 29.58' - 6 ¾" Collar Corto/MWD - 5" HWDP (x25) - 6 5/8" Martillo - 5" HWDP (x4)

Pies Perforados: 868'

Peso sobre la broca Promedio: 23 Klbs

RPM Promedio: 87 rpm

Caudal Promedio: 387 gpm

Peso del lodo: 9.7 ppg

Formaciones Atravesadas: Caliza M-2, Caliza A, Arenisca "U" Superior, Arenisca "U" Inferior, Caliza B, Arenisca "T" Superior, Arenisca "T" Inferior, Caliza C, Hollín.

➤ **SACHA 306D:** Pozo Tipo "S"

SECCIÓN DE 16"

- BHA N°1 Rotario:** Ensamblaje pendular con collares de perforación para proporcionar rigidez a la sarta, controlando tendencias a levantar inclinación y perforando verticalmente hasta aproximadamente 300'MD.

16" Broca Tricónica – 9" Bit Sub - 8 1/8" Orientador (UBHO) – 8 1/4" Collar de Perforación (x1) – 15 1/2" Estabilizador de sarta @ 39.64' - 8 1/4" Collar de Perforación (x2) - 8" Cross Over Sub – 5" HWDP (x16)

Pies Perforados: 250'

Peso sobre la broca Promedio: 7 Klbs

RPM Promedio: 56 rpm

Caudal Promedio: 154 gpm

Peso del lodo: 8.9 ppg

Formaciones Atravesadas: Terciario Indiferenciado

- BHA N°2 Direccional:** Ensamblaje fulcrum restringido para perforar verticalmente hasta 600'MD, sin embargo, se presenta pérdida de lodo en superficie, por lo que se debe sacar.

16" Broca PDC - 9 5/8" Motor (relación lóbulos 3/4, 6.0 etapas, bend ajustable 1.15°) - 15 3/4" Camisa estabilizadora @ 4.3" – 9 5/8" Float Sub - 15 1/4" Estabilizador de sarta @ 34.87' – 8" Collar Corto/MWD – 8 1/8" Orientador (UBHO) – 8" Cross Over Sub - 5" HWDP (x22) – 6 5/8" Martillo - 5" HWDP (x4) – 6 1/2" Cross Over Sub

Pies Perforados: 238'

Peso sobre la broca Promedio: 9 Klbs

RPM Promedio: 72 rpm

Caudal Promedio: 323 gpm

Peso del lodo: 8.8 ppg

Formaciones Atravesadas: Terciario Indiferenciado

- 3. BHA N3 Direccional:** Ensamblaje fulcrum restringido para construir inclinación hasta aproximadamente 32°, mantener tan gente, en donde se observa caída de ángulo, y luego tumbar inclinación hasta punto de casing de 13 3/8".

16" Broca PDC - 9 5/8" Motor (relación lóbulos 3/4, 6.0 etapas, bend ajustable 1.15°) - 15 3/4" Camisa estabilizadora @ 4.3" - 9 5/8" Float Sub - 15 1/4" Estabilizador de sarta @ 34.87' - 8" Collar Corto/MWD - 8 1/8" Orientador (UBHO) - 8" Cross Over Sub - 5" HWDP (x22) - 6 5/8" Martillo - 5" HWDP (x4) - 6 1/2" Cross Over Sub

Pies Perforados: 5470'

Peso sobre la broca Promedio: 27 Klbs

RPM Promedio: 78 rpm

Caudal Promedio: 818 gpm

Peso del lodo: 10.2 ppg

Formaciones Atravesadas: Terciario Indiferenciado, Orteguaza

SECCIÓN DE 12 1/4"

- 4. BHA N4 Direccional:** Ensamblaje empacado con collares de perforación para mantener verticalidad, eliminando cualquier tendencia a construir inclinación que se presente.

12 1/4" Broca PDC - 8" Motor (relación lóbulos 6/7, 4.0 etapas, bend ajustable 1.15°) - 12" Camisa Estabilizadora @ 3.12' - 8" Float Sub - 12" Estabilizador de sarta @ 33.59' - 8" Collar Corto/MWD - 8 1/4" Collar de Perforación (x2) - 8"

Cross Over Sub – 6 ½" Collar de Perforación (x4) - 6 ½" Cross Over Sub - 5" HWDP (x10) – 6 5/8" Martillo - 5" HWDP (x4) – 6 ½" Cross Over Sub

Pies Perforados: 1405'

Peso sobre la broca Promedio: 24 Klbs

RPM Promedio: 73 rpm

Caudal Promedio: 811 gpm

Peso del lodo: 9.9 ppg

Formaciones Atravesadas: Orteguaza, Tiyuyacu, Conglomerado Superior Tiyuyacu

5. **BHA N⁴ Direccional:** Ensamblaje empacado con collares de perforación para mantener verticalidad, eliminando cualquier tendencia a construir inclinación que se presente.

12 ¼" Broca PDC - 8" Motor (relación lóbulos 6/7, 4.0 etapas, bend adjustable 1.15⁹) - 12" Camisa Estabilizadora @ 3.09' – 8" Float Sub – 12" Estabilizador de sarta @ 33.39' – 8" Collar Corto/MWD – 8 ¼" Collar de Perforación (x2) – 8" Cross Over Sub – 6 ½" Collar de Perforación (x4) - 6 ½" Cross Over Sub - 5" HWDP (x10) – 6 5/8" Martillo - 5" HWDP (x4) – 6 ½" Cross Over Sub

Pies Perforados: 926'

Peso sobre la broca Promedio: 21 Klbs

RPM Promedio: 53 rpm

Caudal Promedio: 750 gpm

Peso del lodo: 10.1 ppg

Formaciones Atravesadas: Conglomerado Inferior Tiyuyacu, Tena

6. **BHA N⁵ Direccional:** Ensamblaje pendular restringido con collares de perforación para mantener verticalidad, eliminando cualquier tendencia a construir inclinación que se presenta.

12 ¼" Broca PDC - 8" Motor (relación lóbulos 6/7, 4.0 etapas, bend adjustable 1.15⁹) - 12" Camisa Estabilizadora @ 3.43' – 8" Float Sub – 12 1/8" Estabilizador de sarta @ 33.7' – 8" Collar Corto/MWD – 8 ¼" Collar de

Perforación (x2) – 8" Cross Over Sub – 6 ½" Collar de Perforación (x4) - 6 ½" Cross Over Sub - 5" HWDP (x10) – 6 5/8" Martillo - 5" HWDP (x4) – 6 ½" Cross Over Sub

Pies Perforados: 745'

Peso sobre la broca Promedio: 24 Klbs

RPM Promedio: 80 rpm

Caudal Promedio: 856 gpm

Peso del lodo: 10.4 ppg

Formaciones Atravesadas: Tena

SECCIÓN DE 8 ½"

7. BHA N5 Direccional: Ensamblaje empacado con collares de perforación para mantener verticalidad, eliminando cualquier tendencia a construir inclinación que se presente hasta punto de liner de 7".

8 ½" Broca PDC - 6 ¾" Motor (relación lóbulos 6/7, 5.0 etapas, bend ajustable 0.78°) - 8 ¼" Camisa Estabilizadora @ 3.23' – 6 ¾" Float Sub – 8 ¼" Estabilizador de sarta @ 29.57' - 6 ¾" Collar Corto/MWD – 6 ½" Cross Over Sub – 6 ¾" Collar de Perforación (x3) - 6 ½" Cross Over Sub – 5" HWDP (x25) – 6 ½" Martillo - 5" HWDP (x4) – 5" Tubería de Perforación (x70) - 6 ½" Cross Over Sub

Pies Perforados: 1365'

Peso sobre la broca Promedio: 13 Klbs

RPM Promedio: 67 rpm

Caudal Promedio: 377 gpm

Peso del lodo: 9.8 ppg

Formaciones Atravesadas: Basal Tena, Napo, Caliza M-1, Caliza M-2, Caliza A, Arenisca "U" Superior, Arenisca "U" Inferior, Caliza B, Arenisca "T" Superior, Arenisca "T" Inferior, Caliza C, Hollín.

➤ **SACHA 307D: Pozo Tipo "J" Modificado**

SECCIÓN DE 16"

1. **BHA N°1 Rotario:** Ensamblaje pendular con collares de perforación para proporcionar rigidez a la sarta, y controlar aumento de ángulo, perforando verticalmente hasta aproximadamente 800'MD.

16" Broca Tricónica – 9" Bit Sub + 8" Orientador (UBHO) – 8 ¼" Collares de Perforación (x1) – 15 ½" Estabilizador de sarta @ 41.95' – 8 ¼" Collares de Perforación (x2) – 8" Cross Over Sub – 5" HWDP (x16)

Pies Perforados: 757'

Peso sobre la broca Promedio: 5 Klbs

RPM Promedio: 70 rpm

Caudal Promedio: 100 gpm

Peso del lodo: 8.7 ppg

Formaciones Atravesadas: Terciario Indiferenciado

2. **BHA N°2 Direccional:** Ensamblaje fulcrum restringido para realizar KOP y luego mantener aproximadamente 26° de inclinación.

16" Broca PDC - 9 5/8" Motor (relación de lóbulos ¾, 6.0 etapas, bend ajustable 1.15) – 15 ¾" Camisa Estabilizadora @ 3.99' – 9 5/8" Flex Sub – 15 1/8" Estabilizador de sarta @ 34.58' – 8 1/8" Collar Corto/MWD - 8" Orientador (UBHO) – 8 ¼" Collares de Perforación (x3) - 8" Cross Over Sub – 5" HWDP (x30) - 6 ½" Martillo – 5" HWDP (x11) – 6 ½" Cross Over Sub

Pies Perforados: 1691'

Peso sobre la broca Promedio: 17 Klbs

RPM Promedio: 62 rpm

Caudal Promedio: 907 gpm

Peso del lodo: 9.1 ppg

Formaciones Atravesadas: Terciario Indiferenciado

SECCIÓN DE 12 ¼"

- 3. BHA N3 Direccional:** Ensamblaje fulcrum restringido para mantener inclinación controlando la ligera tendencia a tumbar ángulo en las formaciones superficiales.

12 ¼" Broca PDC - 8" Motor (relación de lóbulos 6/7, 4.0 etapas, bend ajustable 1.15º) - 12" Camisa Estabilizadora @ 3.05' - 8" Float Sub - Pony Collar de 5.25' - 11 ¼" Estabilizador de sarta @ 39.67' - 7 ¾" Collar Corto/MWD - 8" Cross Over Sub - 5" HWDP (x28) - 6 ½" Martillo - 5" HWDP (x4) - 6 ½" Cross Over Sub.

Pies Perforados: 5623'

Peso sobre la broca Promedio: 7Klbs

RPM Promedio: 69 rpm

Caudal Promedio: 837 gpm

Peso del lodo: 10.04 ppg

Formaciones Atravesadas: Terciario Indiferenciado, Chlacana, Orteguaza, Tiyuyacu,

- 4. BHA N4 Direccional:** Ensamblaje fulcrum restringido para continuar manteniendo inclinación dentro del Conglomerado Masivo Inferior, tratando de controlar la fuerte tendencia a caer inclinación.

12 ¼" Broca PDC - 8" Motor (relación de lóbulos 6/7, 4.0 etapas, bend ajustable 1.15º) - 12 1/8" Camisa Estabilizadora @ 3.78' - 8" Float Sub - Pony Collar de 5.25' - 11 ¼" Estabilizador de sarta @ 39.86' - 7 ¾" Collar Corto/MWD - 8" Cross Over Sub - 5" HWDP (x28) - 6 ½" Martillo - 5" HWDP (x4) - 6 ½" Cross Over Sub.

Pies Perforados: 439'

Peso sobre la broca Promedio: 28 Klbs

RPM Promedio: 46 rpm

Caudal Promedio: 773 gpm

Peso del lodo: 10.83 ppg

Formaciones Atravesadas: Conglomerado Inferior Tiyuyacu

SECCIÓN DE 8 ½"

- 5. BHA N°5 Direccional:** Ensamblaje fulcrum restringido para mantener inclinación dentro de Tena; en la formación Napo se observan fuertes caídas de ángulo, y finalmente en Hollín levanta ligeramente.

8 ½" Broca PDC - 6 ¾" Motor (relación de lóbulos 6/7, 5.0 etapas, bend ajustable 1.5°) - 8 ¼" Camisa Estabilizadora @ 2,88' - 6 5/8" Float Sub - Pony Collar de 3.63' - 7 ½" Estabilizador de sarta @ 34,41' - 6 3/4" Collar Corto/MWD - 5" HWDP (x27) - 6 ½" Martillo - 5" HWDP (x2) - 5" Tubería de Perforación (x45) - 6 ½" Cross Over Sub.

Pies Perforados: 2289'

Peso sobre la broca Promedio: 17 Klbs

RPM Promedio: 64 rpm

Caudal Promedio: 495 gpm

Peso del lodo: 10.32 ppg

Formaciones Atravesadas: Tena, Napo, Hollín.

CAPÍTULO 4

ANÁLISIS TÉCNICO DE DESEMPEÑO DE ENSAMBLAJES DE FONDO UTILIZADOS EN EL CAMPO SACHA Y COMPARACIÓN CON LOS NUEVOS RESULTADOS OBTENIDOS

4.1 SOFTWARE MaxBHA™

MaxBHA es un programa integrado que permite analizar y modelar el comportamiento de un ensamblaje de fondo, para diseñar una configuración óptima. Ofrece un amplio rango de aplicaciones que tienen que ver con perforación direccional, reducción de vibración, mejoramiento de surveys, diseño de herramientas, etc. Y puede ser usado para diseño durante la planeación direccional, optimización en tiempo real, y análisis de cada corrida de BHAs.

A través de la base de datos que genera, permite a los ingenieros en el área direccional, MWD/LWD y planeación de la trayectoria direccional del pozo revisar información antigua acerca de los ensamblajes de fondo así como datos actuales para un BHA específico y/o para diseñar un BHA óptimo.

El software está diseñado en base al más reciente desarrollo, por parte de los ingenieros de Sperry, del algoritmo genérico planteado por Lubinski para resolución de ecuaciones no únicamente lineales.

4.1.1 APLICACIONES DE MaxBHA™

- Modelo Estático:
 - (1) Cálculos de tasas de construcción/caída en equilibrio, índices de formación y esfuerzos a través de la tubería.
 - (2) Determinar el diseño óptimo de BHA, ubicaciones de los estabilizadores y sus valores de diámetro, localizaciones del codo

desviador del motor y sus respectivos ángulos para un máximo desempeño del ensamblaje.

(3) Correcciones de datos surveys alterados por desalineación a su referencia desde el valor de inclinación del sensor de surveys.

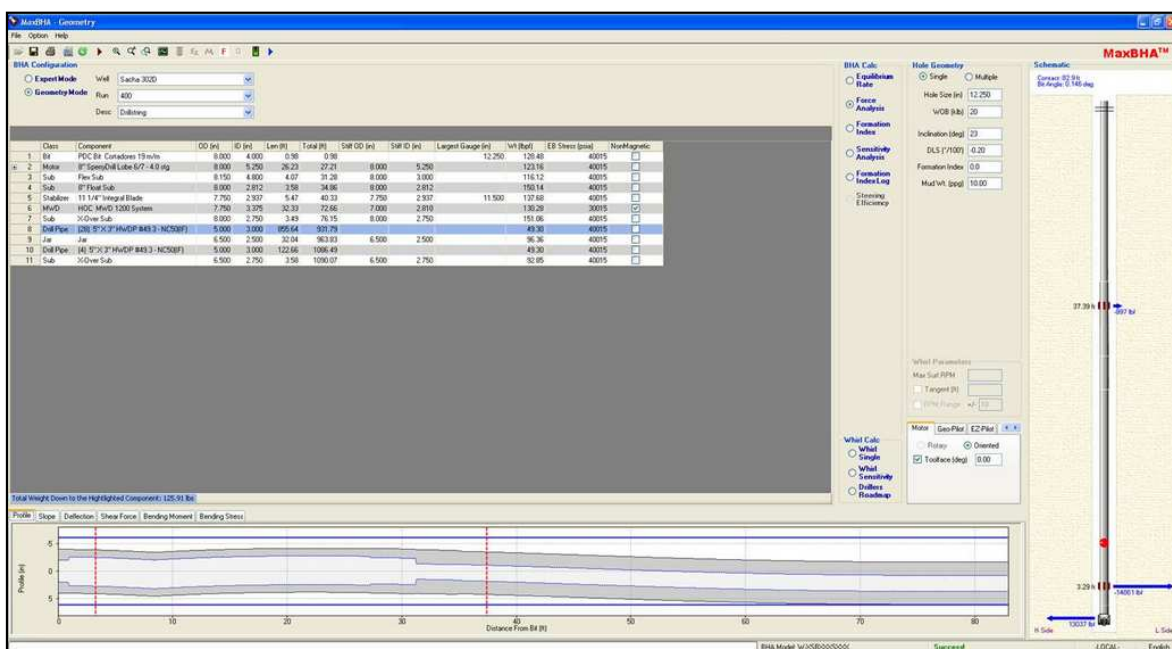
- Modelo Dinámico:

(1) Cálculos de velocidades críticas para que el BHA se vea afectado por vibraciones, y pueda sufrir algún daño posteriormente.

La solución generalizada, desarrollada por Lubinski en 1950 para resolver ecuaciones no lineales diferenciales, puede ser expresada de la siguiente manera: en donde P_1 , P_2 y P_3 son tres variables, H' es la fuerza lateral normalizada que actúa en el lado izquierdo del segmento, W es el peso sobre la broca, q es la unidad de 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 64 Software MaxBHA™



Fuente: Halliburton-Sperry Drilling

Elaborado por: Alexandra Gallegos

4.2 ANÁLISIS TÉCNICO DE DESEMPEÑO DE ENSAMBLAJES DE FONDO UTILIZADOS EN EL CAMPO SACHA POR SECCIONES Y CUADRANTES

El siguiente análisis ha sido realizado considerando los pozos tipo “J” para cada una de las secciones de perforación (16”, 12 ¼” y 8 ½”) y la primera sección para los pozos tipo “S” perforados en la plataforma 300 del campo Sacha, para lo cual, en primera instancia, se tomó la información direccional proporcionada por cada survey en las segmentos que se perforó en modo rotación, y luego se los clasificó en base a su trayectoria direccional, así como el cuadrante al cual se dirigen, es decir, su dirección en acimut y su máximo ángulo de inclinación.

La evaluación de cada BHA está en función de variaciones en diámetro y distancia de separación entre los puntos de apoyo del ensamblaje (camisa estabilizadora del motor y estabilizador de sarta).

4.2.1 SECCIÓN DE 16”

4.2.1.1 I CUADRANTE

4.2.1.1.1 BHAs Utilizados

Tabla 10 Características Direccionales de los pozos del I Cuadrante-Sección 16”

Pozo	N°BHA utilizado	Camisa Estab./ Estabilizador (")	Distancia a la broca (')	Máx. Incl. (°)	Formación	Motor Bend (°)	% Rotado	% Deslizado
Sacha 302D*	300	15 ¾ 15 ¼	4.27 35.52	34.09	Orteguaza	1.15	54.59	45.41
Sacha 305D	200	15 ¾ 15 ¼	4.26 35.8	33.64	Terciario Indiferenciado	1.15	74.1	25.9
Sacha 307D	200	15 ¾ 15 ¼	3.99 34.58	26.73	Terciario Indiferenciado	1.15	73.04	26.96

*Son únicamente 63'perforados

Fuente: Halliburton, Sperry Drilling – Well Planning

Elaborado por: Alexandra Gallegos

Los BHAs de los pozos Sacha 302D, Sacha 305D y Sacha 307D fueron diseñados previamente con el objetivo de construir desde la vertical hasta máximo 33°, 32° y 25° de inclinación, respectivamente con DLS de 2°/100', y mantener tangente en el caso de Sacha 305D y Sacha 307D.

Durante la perforación se trabajó con un peso sobre la broca de 20 a 35 Klbs, caudal de 850 a 1036 gpm, 60 a 80 rpm y peso del lodo de 8.8 a 9.4 ppg.

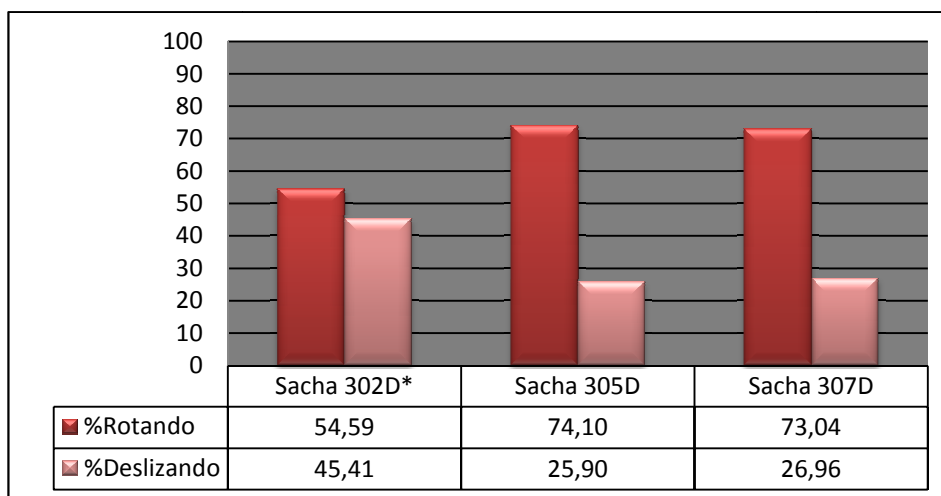
La respuesta de las formaciones al ser perforadas por estos BHAs refleja lo siguiente: en el caso del pozo Sacha 302D su tendencia marcaba a mantener inclinación, motivo por el cual se tuvo que deslizar un porcentaje más alto que lo habitual en cada parada con objetivo de conseguir las tasas de construcción planificada; se aprecia que cuando se rota en cada parada más de 40 pies, la tendencia del BHA es a tumbar inclinación, sin embargo, se consideró el tramo más largo de rotación que se encontró (63 pies rotados en una parada), en el cual es muy probable que el valor de DR de -1.31°/100' a ún se encuentre afectado por el efecto de haber sido deslizado previamente hacia la cara baja del pozo.

Mientras que en los pozos Sacha 305D y Sacha 307D se observa en la parte tangencial una leve tendencia a disminuir ángulo con tasas de caída de ángulo máximas de -0.34° y -0.21°/100', respectivamente.

En las formaciones Terciario Indiferenciado y Chalcana, se encontraron valores de FI (índices de formación) que varían de -33 a 15.

En la Formación Orteguaza, se registran únicamente 63' perforados en modo rotario (Sacha 302D), obteniéndose un valor de FI de 43, que seguramente se encuentra afectado por haber deslizado por un tramo considerable es por esta razón que para el análisis se tomó como referencia un rango de FI de -27 a 15, considerando las características de pozos similares.

La gráfica 1 muestra una comparación de porcentaje de pies rotando y deslizando para pozos en los cuales la tendencia de las formaciones ha sido de mantener-disminuir inclinación.

Gráfica 1 Porcentaje Rotado y Deslizado del I Cuadrante - Sección de 16"

Fuente: Halliburton, Sperry Drilling – Well Planning

Elaborado por: Alexandra Gallegos

4.2.1.1.2 Análisis BHAs Propuestos

Debido a la caída de ángulo durante la construcción y parte de la tangente en los BHAs descritos anteriormente, se realizan simulaciones con el Software MaxBHA™ con variaciones en medidas de estabilizadores de sarta más pequeños, de tal manera que permitan disminuir dicha caída, a la vez que se varía la distancia de separación de los puntos de apoyo, mediante el uso de pony collars. La distancia de separación entre los estabilizadores del ensamblaje está basada en los diseños BHAs utilizados previamente, tomando como valor promedio la ubicación aproximada de la camisa estabilizadora a una distancia de la broca de 4.17' y la distancia del estabilizador de sarta a 35,3'.

Para las simulaciones a continuación, se varía la inclinación de 15° a 35°, valores a los que usualmente llega la construcción de este tipo de pozos, y se trabaja con FI de -21 a 15, rango de índices de formación registrados en el Terciario Indiferenciado, Chalcana y parte de Ortegua.

- **Opción 1:** Camisa Estabilizadora de 15 3/4" @ 4.17' (+/- 1') y estabilizador de sarta de 15 1/4" @ 35.3' (+/- 1') + Pony Collar de 4.17' (+/- 1').

La ubicación de un pony collar después del motor, nos ayuda a espaciar los puntos de apoyo, proporcionando flexibilidad al ensamblaje, de esta manera disminuye cualquier predisposición del mismo a disminuir inclinación. Sin embargo, al tratarse de estratigrafía heterogénea, especialmente en la Formación Orteguaza, por presentar intercalaciones de lutitas laminares, su respuesta cuando construyen señala un promedio de $0.22\%100'$ y cuando disminuye inclinación lo hacen con un promedio de $-0.24\%100'$.

- **Opción 2:** Camisa Estabilizadora de $15 \frac{3}{4}" @ 4.17'$ (+/- 1') y estabilizador de sarta de $15" @ 35.3'$ (+/- 1').

Con la ayuda de un estabilizador de sarta más pequeño en el mismo BHA, se contrarresta la tendencia a disminuir inclinación si este fuese el caso, y la evaluación con los Índices de Formación encontrados muestra resultados en las secciones de construcción en promedio de $0.23\%100'$ y en los tramos de caída de ángulo con un promedio de $-0.24\%100'$.

- **Opción 3:** Camisa Estabilizadora de $15 \frac{3}{4}" @ 4.17'$ (+/- 1') y estabilizador de sarta de $15" @ 35.3'$ (+/- 1') + Pony Collar de $4.48'$ (+/- 1').

Cuando se coloca un pony collar entre el motor y el estabilizador de sarta de $15"$, se obtiene respuestas de las mismas formaciones de promedios de $0.25\%100'$ en los trayectos de construcción de ángulo, y de un promedio de $-0.21\%100'$ en los tramos en donde se presentan tendencias a disminuir inclinación.

- **Opción 4:** Camisa Estabilizadora de $15 \frac{3}{4}" @ 4.17'$ (+/- 1') y estabilizador de sarta de $14 \frac{3}{4}" @ 35.3'$ (+/- 1').

Otra alternativa para perforar esta sección es el uso de un estabilizador mucho más pequeño que los análisis anteriores, mediante el cual se observa que en caso de construcción de ángulo trabaja con promedios de $0.26\%100'$ y en el caso de disminución de inclinación con un promedio de $-0.18\%100'$.

- **Opción 5:** Camisa Estabilizadora de 15 ¾ @ 4.17' (+/- 1') y estabilizador de sarta de 14 ¾" @ 35.3' (+/- 1') + Pony Collar de 4.48' (+/- 1').

Al espaciar la ubicación de los puntos de apoyo en el BHA anterior con el uso de un pony collar, el comportamiento del ensamblaje de fondo presenta tasas de construcción promedio de 0.30%/100' y caídas de ángulo con promedio de -0.16%/100'.

En el Anexo N°9, se puede observar como varían las tendencias de las diferentes propuestas de BHAs.

4.2.1.2 II CUADRANTE

Dado que para la sección de 16" en el II cuadrante únicamente se encuentra el pozo Sacha 306D, el análisis se lo realizará en base a la información de este pozo.

4.2.1.2.1 BHAs Utilizados

Tabla 11 Características Direccionales de los pozos del II Cuadrante-Sección de 16"

Pozo	N° BHA utilizado	Camisa estab/ Estab (")	Distancia a la broca (')	Max Incl. (°)	Formación	Bend-motor (°)	% Rotado	% Deslizado
Sacha 306D	300	15 ¾ 15 ¾	4.3 34.87	33.22	Terciario Indiferenciado	1.15	70.02	29.98

Fuente: Halliburton, Sperry Drilling – Well Planning

Elaborado por: Alexandra Gallegos

Este ensamblaje direccional fue planeado con la finalidad de construir desde la vertical hasta 31° de inclinación con DLS de 2%/100' y luego mantener tangente.

Dentro de los parámetros promedios de perforación que fueron utilizados con este BHA se encuentran: peso sobre la broca entre 20 a 32Klbs, 850 a 900 gpm de caudal, 70 a 80 rpm y un peso de lodo entre 9.3 y 9.8 ppg.

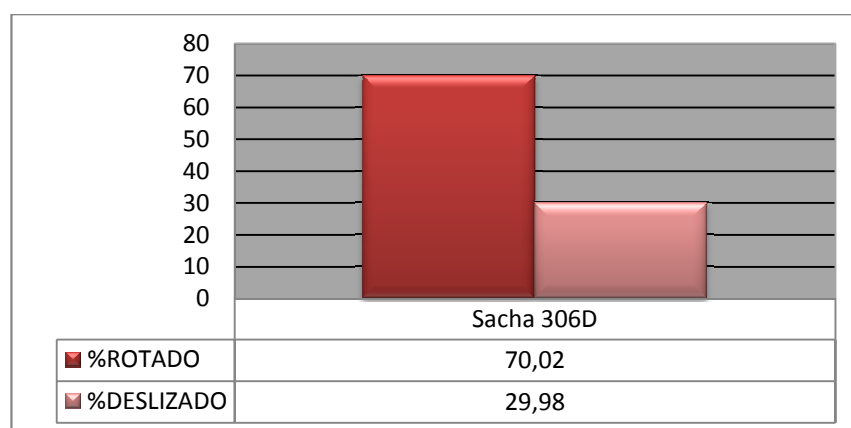
El comportamiento de las formaciones frente a este BHA tiende a disminuir ángulo de inclinación en la parte tangencial alcanzando una tasa máxima de -1.21%/100',

por lo que se tienen que hacer correcciones para recuperar inclinación, mientras que en dos paradas se observa que construye a $0.61^{\circ}/100'$ y $0.21^{\circ}/100'$.

En cuanto a los índices de formación encontrados durante la perforación del Terciario Indiferenciado (formación atravesada con este BHA), sus valores están en el rango de -36 a 36.

El porcentaje de pies rotados y deslizados se muestra en la gráfica 2:

Gráfica 2 Porcentaje Rotado y Deslizado del II Cuadrante – Sección de 16”



Fuente: Halliburton, Sperry Drilling – Well Planning

Elaborado por: Alexandra Gallegos

4.2.1.2.2 Análisis BHAs Propuestos

Se realizan simulaciones para modelar un tipo de BHA con el cual las formaciones disminuyan su tendencia a perder inclinación.

Para la distancia de separación entre los estabilizadores del ensamblaje, se toma como referencia la configuración en el ensamblaje con el cual se perforó esta sección.

De la misma manera, la evaluación para los siguientes ensamblajes de fondo se realizará con variaciones de inclinación de 15° a 35° , valores que han sido observados durante el diseño de los BHAs y con un rango de índices de Formación de -36 a 36, datos registrados en el Terciario Indiferenciado.

- **Opción 1:** Camisa de 15 ¾" @ 4.3' (+/- 1') y estabilizador de sarta de 15 ¼" @ 34.87' (+/- 1') + Pony Collar de 5.13' (+/- 1').

La ubicación de un pony collar antes del siguiente punto de apoyo, permite que el comportamiento de las formaciones atravesadas (Terciario Indiferenciado) frente al ensamblaje, reduzca su tendencia a perder inclinación, obteniendo valores promedios de construcción de 0.36%100' en las intercalaciones de construcción de ángulo, y tasas de caída promedio de -0.5%100' donde se observa caída de inclinación.

- **Opción 2:** Camisa de 15 ¾" @ 4.3' (+/- 1') y estabilizador de sarta de 15" @ 34.87' (+/- 1').

Se coloca un estabilizador de sarta más pequeño detrás del motor, con lo cual se observa que el BHA aumenta ligeramente inclinación, por lo tanto, en los tramos de formaciones que levantan inclinación el ensamblaje presenta tasas de construcción promedio de 0.45%100' y, en las partes que tiende a tumbar su promedio es de -0.50%100'.

- **Opción 3:** Camisa de 15 ¾" @ 4.3' (+/- 1') y estabilizador de sarta de 15" @ 34.87' (+/- 1') + Pony Collar de 5.13' (+/- 1').

Al añadir un pony collar en el BHA de la opción 2, debido a la flexibilidad del ensamblaje, se controla de mejor manera las secciones en las cuales las formaciones tienden a disminuir ángulo, con tasas de construcción promedio de 0.48%100' y valores de caída de ángulo promedio de -0.43%100'.

- **Opción 4:** Camisa de 15 ¾" @ 4.3' (+/- 1') y estabilizador de sarta de 14 ¾" @ 34.87' (+/- 1').

Los resultados de utilizar un estabilizador de sarta mucho más pequeño, señalan que en los trayectos donde las formaciones tienden a incrementar inclinación, construyen con valores promedio de 0.47%100', mientras que donde se notan caídas de ángulo promedio de -0.37%100'.

- **Opción 5:** Camisa de 15 ¾" @ 4.3' (+/- 1') y estabilizador de sarta de 14 ¾" @ 34.87' (+/- 1') + Pony Collar de 5.13' (+/- 1').

Si se desea reducir aún más la tendencia a disminuir inclinación, se puede espaciar los puntos de apoyo con un pony collar, con el fin de controlar mejor la caída de ángulo, de esta manera las tasas de construcción promedios son de 0.51%/100' y tasas de caída de ángulo promedio de -0.43%/100'.

En el Anexo N°10, se puede observar como varían las tendencias de las diferentes propuestas de BHAs.

4.2.1.3 III CUADRANTE

4.2.1.3.1 BHAs Utilizados

Tabla 12 Características Direccionales de los pozos del III Cuadrante-Sección de 16"

Pozo	N° BHA utilizado	Camisa estab/ Estab (")	Distancia a la broca (')	Max incl. (°)	Formación	Motor bend (')	% rotado	% deslizado
Sacha 301D	300	15 ¾ 15	3.99 35.85	31.13	Terciario Indiferenciado	1.15	72.15	27.85

Fuente: Halliburton, Sperry Drilling – Well Planning

Elaborado por: Alexandra Gallegos

El diseño previo del ensamblaje a usarse en esta sección tiene el propósito de construir inclinación hasta 29.5° con DLS de 1.8%/100', para luego mantener tangente también a lo largo de la formación Terciario Indiferenciado.

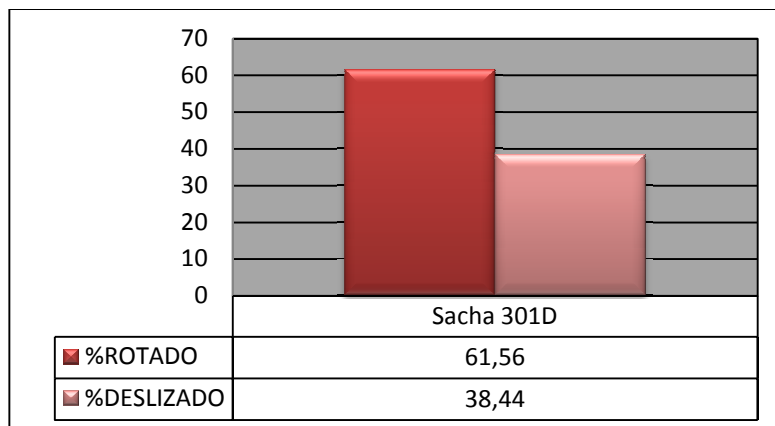
Los parámetros empleados durante el trabajo con este ensamblaje reportan: peso sobre la broca de 20 a 27 Klbs, caudal de 1000 gpm, 80 a 90 rpm y un lodo con peso de 9.2 a 9.6 ppg.

En cuanto a la tendencia de las formaciones frente a este BHA, se observa que a lo largo de la sección de la tangente se pierde inclinación alcanzando un valor máximo de -0.7%/100', por lo cual se debe realizar correcciones para mantenernos con la inclinación planificada.

Al atravesar las formaciones del Terciario Indiferenciado, se observaron Índices de Formación entre -18 a 27.

A continuación, la gráfica 3 detalla acerca del porcentaje de pies rotados y deslizados:

Gráfica 3 Porcentaje Rotado y Deslizado para el III Cuadrante – Sección de 16”



Fuente: Halliburton, Sperry Drilling – Well Planning

Elaborado por: Alexandra Gallegos

4.2.1.3.2 Análisis BHAs Propuestas

Los nuevos modelos de BHAs propuestos, presentan medidas de estabilizadores más pequeñas con el objetivo de debilitar la tendencia a disminuir inclinación en la parte tangencial.

La distancia de ubicación de los mismos está basada en el pozo perforado en este cuadrante, Sacha 301D - BHA 300.

De la misma manera, para la evaluación se varía la inclinación de 15° a 35°, y se trabaja con FI de -18 a 27, valores registrados en el Terciario Indiferenciado.

- **Opción 1:** Camisa estabilizadora de 15 3/4" @ 3.99' (+/- 1') y estabilizador de sarta de 15" @ 35.85' (+/- 1') + Pony Collar de 4.15' (+/- 1').

Proporcionando flexibilidad al ensamblaje con la ayuda de un pony collar después del motor, se puede alcanzar un promedio de tasas de construcción de 0.18%/100' y un valor promedio de -0.39%/100' en los tramos donde la tendencia de las formaciones es a disminuir inclinación.

- **Opción 2:** Camisa estabilizadora de 15 3/4" @ 3.99' (+/- 1') y estabilizador de sarta de 14 3/4" @ 35.85' (+/- 1').

Si se reemplaza el estabilizador de 15" por uno de 14 ¾", se logra disminuir la tendencia a caer en ángulo en la parte tangencial, trabajando con valores de en un promedio de 0.23%100' donde construye y con un promedio de -0.30%100' donde tiende a caer.

- **Opción 3:** Camisa estabilizadora de 15 ¾" @ 3.99' (+/- 1') y estabilizador de sarta de 14 ¾" @ 35.85' (+/- 1') + Pony Collar de 4.15' (+/- 1').

El último modelo analizado, propone el uso de un pony collar con el objetivo de espaciar la distancia entre los puntos de apoyo para conseguir controlar de mejor manera la tendencia a disminuir inclinación, con lo cual se consigue construir con tasas promedio de 0.25%100' y tumbar con valores en un promedio de -0.28%100'.

En el Anexo N°1, se puede observar como varían las tendencias de las diferentes propuestas de BHAs.

4.2.1.4 IV CUADRANTE

4.2.1.4.1 BHAs Utilizados

Tabla 13 Características Direccionales de los pozos del IV Cuadrante – Sección de 16"

Pozo	N° BHA utilizado	Camisa Estab/ Estab (")	Distancia a la broca (')	Max incl. (°)	Formación	Motor bend (°)	% rotado	% deslizado
Sacha 302D	200	15 ¾ 15 ¾	4.27 35.52	10.06	Terciario Indiferenciado	1.15	81.26	18.74

Fuente: Halliburton, Sperry Drilling – Well Planning

Elaborado por: Alexandra Gallegos

El objetivo de este ensamblaje como se había hablado anteriormente es realizar un Nudge con DLS de 2.0%100', hasta conseguir 10° de inclinación y mantener por aproximadamente 250'.

Para las operaciones de perforación se trabajó con un peso sobre la broca de 12 Klbs, 950 a 980 gpm de caudal, 60 a 70 rpm y con un lodo de peso 10.6 ppg.

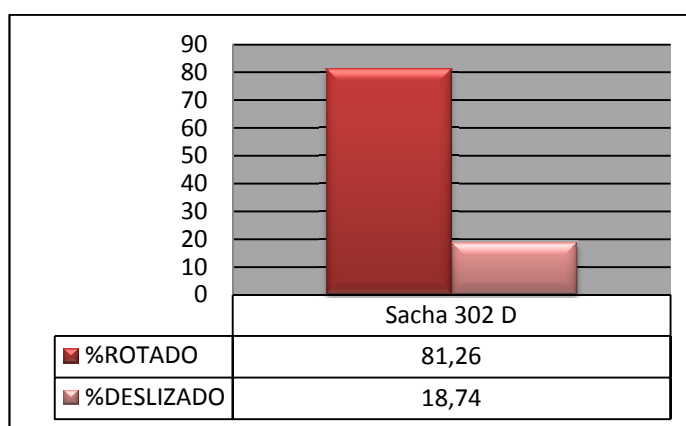
Con el control adecuado de parámetros, no se presentaron problemas para conseguir la inclinación panificada, por lo cual el BHA tuvo un comportamiento de

acuerdo a su diseño construyendo inclinación con DLS de un máximo valor de 0.29%100'.

La Formación Terciario Indiferenciado, en donde trabajó este ensamblaje arroja valores de FI de -15 a 15.

La gráfica 4 muestra el rendimiento de este ensamblaje.

Gráfica 4 Porcentaje Rotado y Deslizado para el IV Cuadrante – Sección de 16”



Fuente: Halliburton, Sperry Drilling – Well Planning

Elaborado por: Alexandra Gallegos

4.2.1.4.2 Análisis BHAs Propuestos

Debido a que este BHA construye solamente hasta 10° (realizar nudge), las propuestas de los BHAs a continuación que construirán desde 15° hasta 35°, su configuración se basa en los modelos presentados para el I Cuadrante, ya que los comportamientos entre estos dos cuadrantes son muy similares de acuerdo a experiencias en pozos anteriores, y con las distancias de

De la misma manera, la simulación se realiza con valores de FI de -15 a 15.

- **Opción 1:** Camisa Estabilizadora de 15 ¾" @ 4.27' (+/- 1') y estabilizador de sarta de 15 ¼" @ 35.52' (+/- 1') + Pony Collar de 4.48' (+/- 1').

Cuando se coloca un pony collar entre los estabilizadores del ensamblaje, el comportamiento de las formaciones ante este BHA más flexible en los tramos

donde presenta incremento de ángulo construye con un promedio de 0.26% y en las secciones donde se observa caída de inclinación los DR (drop rate) promedio son de -0.17% .

- **Opción 2:** Camisa Estabilizadora de $15 \frac{3}{4}" @ 4.27'$ (+/- 1') y estabilizador de sarta de $15" @ 35.52'$ (+/- 1').

La siguiente alternativa reemplaza el estabilizador de sarta por un estabilizador más pequeño de $15"$, y con la simulación para el rango de FI observados, la tendencia de las formaciones para construir es con tasas promedio de 0.12% y para caer en ángulo de inclinación con un promedio de -0.23% .

- **Opción 3:** Camisa Estabilizadora de $15 \frac{3}{4}" @ 4.27'$ (+/- 1') y estabilizador de sarta de $15" @ 35.52'$ (+/- 1') + Pony Collar de $4.48'$ (+/- 1').

Si se añade un pony collar proporcionando flexibilidad al ensamblaje de fondo, se logra conseguir respuestas de las formaciones en un promedio de 0.15% en los trayectos de construcción de ángulo, y de un promedio de -0.23% en los tramos en donde se presentan tendencias a disminuir inclinación.

- **Opción 4:** Camisa Estabilizadora de $15 \frac{3}{4}" @ 4.27'$ (+/- 1') y estabilizador de sarta de $14 \frac{3}{4}" @ 35.52'$ (+/- 1').

Otra de las opciones para la configuración de este ensamblaje es el cambio a un estabilizador mucho más pequeño que los análisis anteriores, en la cual se observa que en caso de construcción de ángulo trabaja con tasas promedio de 0.17% y en el caso de disminución de inclinación con un promedio de -0.18% .

- **Opción 5:** Camisa Estabilizadora de $15 \frac{3}{4}" @ 4.27'$ (+/- 1') y estabilizador de sarta de $14 \frac{3}{4}" @ 35.52'$ (+/- 1') + Pony Collar de $4.48'$ (+/- 1').

La última simulación tiene el objetivo de espaciar la ubicación de los puntos de apoyo con el uso de un pony collar, donde se aprecia que su

comportamiento presenta tasas de construcción promedio de 0.21%/100' y caídas de ángulo con un promedio de -0.18%/100'.

En el Anexo N°12, se puede observar como varían las tendencias de las diferentes propuestas de BHAs.

4.2.2 SECCIÓN DE 12 ¼"

4.2.2.1 I CUADRANTE

4.2.2.1.1 BHAs Utilizados

Tabla 14 Características Direccionales de los pozos del I Cuadrante-Sección de 12 ¼"

Pozo	N° BHA utilizado	Camisa Estab/ Estab (")	Distancia a la broca (')	Max incl. (°)	Formación	Motor bend (°)	% Rotado	% Deslizado
Sacha 302D	400	12 11 1/4	3.29 37.39	36.15	Orteguaza Tiyuyacu Base Congl. Sup Tiyuyacu Congl. Inf. Tiyuyacu	1.15	88.79	11.21
Sacha 303D	300	12 11 1/4	3.04 36.61	25.28	Orteguaza Tiyuyacu Tope Congl. Sup Tiyuyacu Base Congl. Sup Tiyuyacu Congl. Inf Tiyuyacu	1.15	80.08	19.92
Sacha 303D	400	12 1/8 11 ¼	3.33 36.9	22.66	Congl. Inf Tiyuyacu	1.15	83.26	16.74
Sacha 307D	300	12 11 ¼	3.05 39.67	27.22	Terciario Indiferenciado Orteguaza Tiyuyacu Tope Congl. Sup Tiyuyacu Base Congl. Sup Tiyuyacu Congl. Inf Tiyuyacu	1.15	91.41	8.59
Sacha 307D	400	12 1/8 11 ¼	3.78 39.86	26.29	Congl. Inf Tiyuyacu	1.15	35.08	64.92

Fuente: Halliburton, Sperry Drilling – Well Planning

Elaborado por: Alexandra Gallegos

Este tipo de ensamblajes de fondo han sido planeados para continuar con la construcción de 33°, 23° y 25° de inclinación y luego mantener tangente a través

de Orteguzza y Tiyuyacu (Tope Conglomerado Superior, Base Conglomerado Superior y Conglomerado Inferior).

En las operaciones, los parámetros de perforación tuvieron valores de: peso sobre la broca de 15 a 35Klbs, caudal de 700 a 880 gpm, 40 a 80 rpm y un peso de lodo de 9,6 a 11,6 ppg.

En cuanto al comportamiento de las formaciones frente a esta configuración de BHAs muestra lo siguiente:

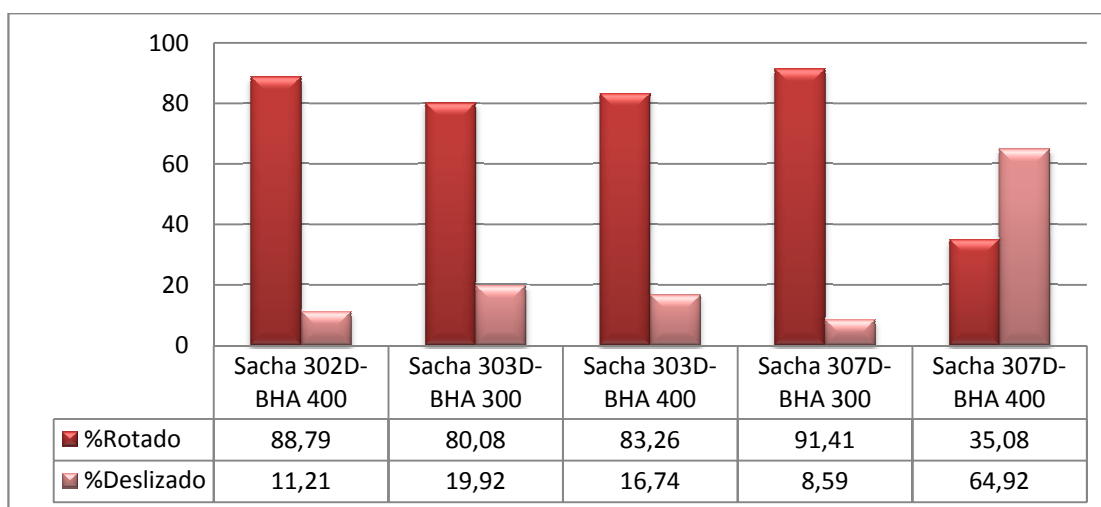
- En las *formaciones del Terciario Indiferenciado*, se observa cierta construcción de ángulo llegando a un valor máximo de 1.28°/100' (en una parada) durante la sección tangencial y en las secciones con tendencia a caer, tumba alcanzando un valor máximo de -0.49°/100' en el caso del pozo Sacha 307D (BHA 300). Se presentan FI de -16 a 19.
- En *Orteguzza*, la tendencia en la sección tangencial fue a levantar inclinación con valores que llegan hasta 0.89°/100' para el pozo Sacha 302D, y en los pozos Sacha 303D y Sacha 307D levanta inclinación con hasta 0.82°/100' y 0.3°/100', sin embargo, en la entrada de las lutitas tiende a tumbar inclinación máximo a razón de -0.61°/100' y -0.33°/100', respectivamente. Los índices de formación encontrados varían entre -14 y 16.
- En *Tiyuyacu* mantiene el estilo a levantar ángulo con un valor máximo de 0.63°/100' (Sacha 302D), y debido a las intercalaciones de lutita laminar, en los pozos Sacha 303D y Sacha 307D al entrar a la formación, su tendencia es a caer en inclinación, alcanzando tasas máximas de -0.83°/100' y -0.37°/100', respectivamente, para más tarde levantar ligeramente con máximo 0.19°/100' y 0.88°/100'. Rango de FI de -9 a 18.
- En el *Tope del Conglomerado Superior Tiyuyacu*, de manera similar se observa que aumenta inclinación con una máxima tasa de construcción de 0.62°/100' en el pozo Sacha 303D y para el pozo Sacha 307D construye con máximo 0.65°/100'. Los índices de formación encontrados están entre -16 y -3.
- En la *Base del Conglomerado Superior de Tiyuyacu* levanta inclinación con un valor máximo de DLS de 0.73°/100' (Sacha 302D), 0.35°/100' (Sacha 303D),

mientras que en Sacha 307D tiende a tumbar inclinación con una tasa máxima de -1.04% y al iniciar el Conglomerado Inferior Tiyuyacu levanta con un máximo de 1.49% . Los índices de formación encontrados están entre -20 a 31 .

- En el *Conglomerado Inferior de Tiyuyacu* al final, levanta con un máximo valor de construcción de 1.04% con una intercalación de caída de ángulo con máximo -0.6% (Sacha 302D), en el caso del Sacha 303D su tendencia tumba inclinación con DR máximo de -0.81% y en el Sacha 307D empieza levantando inclinación con un valor máximo de 0.78% para más tarde caer con un máximo de -0.42% (rango corto de pies perforados), siendo necesario deslizar para corregir el ángulo. Los índices de formación encontrados están entre -18 a 24 .

La gráfica 5 indica la cantidad de pies que se tuvo que deslizar para conseguir el trabajo direccional.

Gráfica 5 Porcentaje Rotado y Deslizado para el I Cuadrante – Sección de $12 \frac{1}{4}$ "



Fuente: Halliburton, Sperry Drilling – Well Planning

Elaborado por: Alexandra Gallegos

4.2.2.1.2 Análisis BHAs Propuestas

Las alternativas que se proponen a continuación, están basadas en la experiencia observada en campo, por lo tanto, al apreciar el comportamiento tan heterogéneo

de las formaciones en este cuadrante, se presentan varias opciones con cambios en medidas de camisas estabilizadoras, estabilizadores de sarta y distancias entre ellos.

Para las siguientes simulaciones se varía la inclinación entre 20° y 40°, valores apreciados en la sección de 12 ¼" de los pozos analizados y se trabaja dentro de un rango de FI de -18 a 24.

- **Opción 1:** *Camisa Estabilizadora de 12" @ 3.13' (+/- 1') y estabilizador de sarta de 11 ¼" @ 35.54' (+/- 1').*

Esta configuración de BHAs revela que en los tramos de formaciones que tiende a construir, atravesando Orteguzza hasta Conglomerado Inferior Tiyuyacu, levanta inclinación con un promedio de 0.42%/100', y en las secciones donde tumba inclinación los DR promedio son de -0.57%/100'.

- **Opción 2:** *Camisa Estabilizadora de 12" @ 3.13' (+/- 1') y estabilizador de sarta de 11 ¼" @ 35.54 (+/- 1') + Pony Collar de 4.35' (+/- 1').*

Ubicando un pony collar después del motor, proporcionamos mayor flexibilidad al ensamblaje, con lo cual aumenta su capacidad a construir, obteniendo como respuesta un promedio de 0.63%/100' en los tramos de construcción de ángulo y tasas de caída de ángulo en un promedio de -0.44%/100'.

- **Opción 3:** *Camisa Estabilizadora de 12" @ 3.13' (+/- 1') y estabilizador de sarta de 11 ½" @ 35.54' (+/- 1').*

Colocando un estabilizador de sarta más grande en el mismo BHA, se disminuye el efecto flucrum y con la evaluación con los FI observados en estas formaciones, los resultados cuando la tendencia es a construir son BR (build rate) promedio de 0.32%/100' y en las caídas de ángulo los DR (drop rate) promedio son de -0.67%/100'.

- **Opción 4:** Camisa Estabilizadora de 12" @ 3.17' (+/- 1') y estabilizador de sarta de 11 ½" @ 35.54' (+/- 1') + Pony Collar de 4.35' (+/- 1').

De la misma manera, se coloca un pony collar entre los puntos de apoyo del ensamblaje, consiguiéndose tasas promedias de 0.47°/100' en los tramos de construcción y valores promedios de -0.38°/100' donde la tendencia es a caer inclinación.

- **Opción 5:** Camisa Estabilizadora de 12 1/8" @ 3.56' (+/- 1') y estabilizador de sarta de 11 ¼" @ 35.95' (+/- 1').

Los BHAs en los cuales se reemplaza la camisa de 12" por una más grande (12 1/8"), son generalmente los ensamblajes diseñados para perforar el Conglomerado Inferior Tiyuyacu, en el cual mayoritariamente la tendencia a tumbar inclinación es común, aunque en el pozo Sacha 302D dicha tendencia no sea muy marcada. Los resultados reflejan valores promedios de 0.61°/100' para construir y un promedio de -0.44°/100' para tumbar inclinación.

- **Opción 6:** Camisa Estabilizadora de 12 1/8" @ 3.56' (+/- 1') y estabilizador de sarta de 11 ¼" @ 39.93' (+/- 1') + Pony Collar de 3.98' (+/- 1').

Después de ubicar un pony collar a continuación del motor, las simulaciones reflejan que el ensamblaje cuando construya lo hará con un promedio de 0.73°/100' y cuando tumbe inclinación será con un promedio de -0.37°/100'.

- **Opción 7:** Camisa Estabilizadora de 12 1/8" @ 3.56' (+/- 1') y estabilizador de sarta de 11" @ 35.95' (+/- 1').

Con un estabilizador más pequeño, la tasa de construcción de ángulo aumenta obteniéndose un promedio de 0.73°/100', mientras que para la caída de ángulo lo hace con un promedio de -0.32°/100'.

- **Opción 8:** Camisa Estabilizadora de 12 1/8" @ 3.56' (+/- 1') y estabilizador de sarta de 11" @ 39.93' (+/- 1') + Pony Collar de 3.98' (+/- 1').

Colocando un pony collar para espaciar la distribución de los estabilizadores, el comportamiento del BHA muestra tasas de construcción de ángulo con BR promedios de 0.9%/100' en la caída de inclinación su promedio es de -0.20%/100'.

En el Anexo N°13, se puede observar como varían las tendencias de las diferentes propuestas de BHAs.

4.2.2.2 II CUADRANTE

4.2.2.2.1 BHAs Utilizados

Tabla 15 Características Direccionales de los pozos del II Cuadrante – Sección de 12 ¼"

Pozo	N° BHA utilizado	Camisa Estab/ Estab (")	Distancia a la broca (')	Max incl (°)	Formación	Motor bend (°)	% rotado	% deslizado
Sacha 304D	400	12 1/8 11 1/4	3.27 35.41	27.8	Terciario Indiferenciado Orteguaza Base Congl. Sup Tiyuyacu Congl. Inf. Tiyuyacu	1.15	80.26	19.74
Sacha 304D	500	12 1/8 11 1/4	3.25 36.12	26.78	Tena	1.15	79.96	20.04
Sacha 304D	600	12 11 ¼	3.25 36.74	26.94	Tena Napo Caliza M-1	1.5	96.66	3.34

Fuente: Halliburton, Sperry Drilling – Well Planning

Elaborado por: Alexandra Gallegos

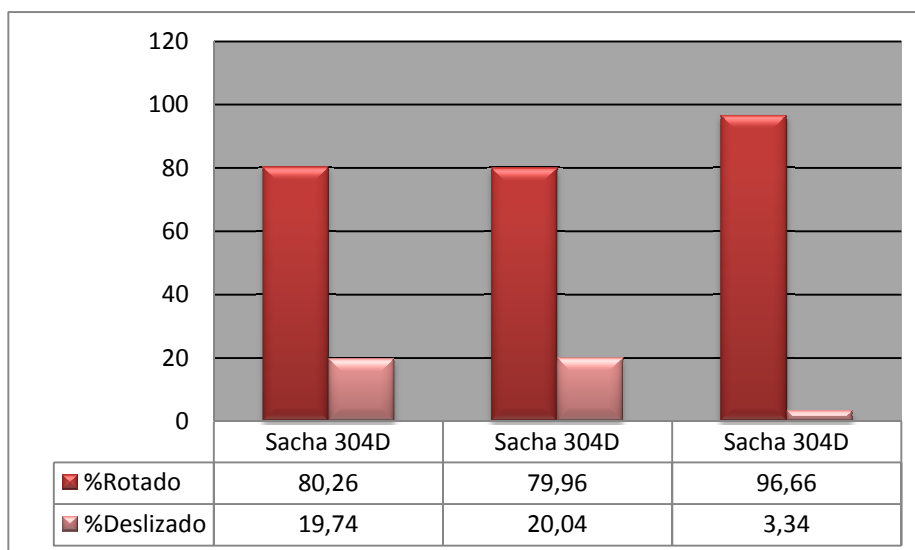
La información recabada para el desempeño en el II Cuadrante abarca un pozo, el Sacha 304D con el empleo de tres BHAs, los cuales fueron diseñados durante la planeación direccional para construir con DLS de 1.8%/100' hasta 26° de inclinación antes de la Formación Orteguaza y mantener tangente hasta la Formación Tena.

Para desarrollar el trabajo direccional con estos ensamblajes, se ha empleado un peso sobre la broca entre 10 y 30 Klbs, un caudal de 700 a 850 gpm, de 50 a 73 rpm y un lodo de peso entre 9.8 a 10.7 ppg.

Por otro lado, en lo que a comportamiento de las formaciones ante estos ensamblajes de fondo se refiere, tenemos:

- En la última parte del *Terciario Indiferenciado*, se presencia una leve tendencia de la formación a tumbar inclinación a lo largo de todo el tramo, pero en una parada alcanza un DR (drop rate) máximo de -1.72% 100', aunque no se registran FI por continuar en el segmento vertical del pozo.
- En *Orteguaza* se aprecia heterogeneidad, al observarse construcción de ángulo con un BR (build rate) máximo de 0.53% 100' en la parte superior de la formación, para después caer en inclinación con máximo -0.83% 100'. Los FI observados están entre -35 y 25.
- En la *Base del Conglomerado Superior Tiyuyacu* la tendencia es a construir ángulo con DLS máximos de 0.35% 100', tumbando inclinación únicamente en una ocasión con DR de -0.44% 100'. Los FI observados están entre 0 y 17.
- En el *Conglomerado Inferior Tiyuyacu* se manifiesta una caída de ángulo notoria durante toda la sección perforada, alcanzando un DLS máximo de -0.6% 100' este BHA. Los FI observados están entre 13 y 19.
- En la *Formación Tena* se presencia que el ensamblaje tumba inclinación alcanzando un valor máximo de -1.68% 100' en un tramo, mientras que en dos trayectos presenta una leve tendencia a mantener inclinación con un valor BR /build rate) máximo de 0.23% 100', este efecto ocurre debido a un descaste en la camisa del motor y el estabilizador. Los FI observados están entre -4 y 45.
- En *Napo* se registra un valor de BR de 0.02% 100' y un valor máximo de DR (drop rate) de -0.06% 100'. Los FI observados se ubican de -1 a 1.
- En la *Caliza M-1*, se observa que el comportamiento del ensamblaje actúa construyendo con un DLS máximo de 0.39% 100' y tumba con un máximo de -0.49% 100'. Los FI observados están entre -10 y 11 .

A continuación se presenta el desempeño de los BHAs utilizados en esta sección.

Gráfica 6 Porcentaje Rotado y Deslizado para el II Cuadrante – Sección de 12 ¼”

Fuente: Halliburton, Sperry Drilling – Well Planning

Elaborado por: Alexandra Gallegos

4.2.2.2.2 *Análisis BHAs Propuestos*

De acuerdo al comportamiento los ensamblajes de fondo utilizados en este cuadrante, se realizan varios análisis con cambios en medidas de estabilizadores y camisas del motor y a la vez se varían las distancias entre ellos.

El análisis se realizó con varias ángulos de inclinación que van desde 20° hasta 40°, inclinaciones encontradas en los pozos estudiados y para índices de formación entre -20 y 40, valores encontrados en dicho análisis.

- **Opción 1:** Camisa estabilizadora de 12” @ 3.26’ (+/- 1’) y estabilizador de sarta de 11 ¼ @ 36.09’ (+/- 1’) + Pony Collar de 3.91’ (+/- 1’).

Este ensamblaje con mayor flexibilidad tiene un desempeño con un promedio de 0.59%/100’ en las secciones de construcción y cuando tumba inclinación su promedio de caída es de -0.91%/100’.

- **Opción 2:** Camisa estabilizadora de 12 1/8” @ 3.26’ (+/- 1’) y estabilizador de sarta de 11 ¼ @ 36.09’ (+/- 1’) + Pony Collar de 3.91’ (+/- 1’).

Colocando un pony collar para espaciar los estabilizadores, se logra conseguir tasas de construcción promedias de $0.91\%100'$ y un promedio de $-0.65\%100'$ en caída de ángulo.

- **Opción 3:** Camisa estabilizadora de $12\ 1/8'' @ 3.26'$ (+/- 1') y estabilizador de sarta de $11\ 1/2'' @ 36.09'$ (+/- 1').

Reemplazando un estabilizador de sarta de diámetro más grande, logramos en parte restringir la tasa de construcción, la cual se reduce a un promedio de $0.5\%100'$ y cuando tumba inclinación sus valores promedio son de $-0.97\%100'$.

- **Opción 4:** Camisa estabilizadora de $12\ 1/8'' @ 3.26'$ (+/- 1') y estabilizador de sarta de $11\ 1/2'' @ 36.09'$ (+/- 1') + Pony Collar de $3.91'$ (+/- 1').

La última opción presenta un BHA más flexible gracias al uso de un pony collar, en el cual las tasas de construcción promedio son de $0.66\%100'$ y las tasas de caída de ángulo promedio son de $-0.87\%100'$.

- **Opción 5:** Camisa estabilizadora de $12\ 1/8'' @ 3.26'$ (+/- 1') y estabilizador de sarta de $11'' @ 36.09'$ (+/- 1').

Al ubicar un estabilizador de sarta mucho más pequeño, se consiguen un promedio de $0.83\%100'$ en construcción de inclinación y cuando tumba ángulo sus valores promedios son de $-0.70\%100'$.

- **Opción 6:** Camisa estabilizadora de $12\ 1/8'' @ 3.26'$ (+/- 1') y estabilizador de sarta de $11'' @ 36.09'$ (+/- 1') + Pony Collar de $3.91'$ (+/- 1').

Espaciando los puntos de apoyo del ensamblaje de fondo con un pony collar, se obtiene un promedio de $1.06\%100'$ cuando construye inclinación y cuando cae en inclinación su promedio es de $-0.49\%100'$.

En el Anexo N°14, se puede observar como varían las tendencias de las diferentes propuestas de BHAs.

4.2.2.3 *III CUADRANTE*

4.2.2.3.1 *BHAs Utilizados*

Dentro de la información contemplada para el análisis, no se cuenta con datos de pozos perforados en el tercer así como en el cuarto cuadrante, motivo por el cual para el análisis, se trabajará con las propuestas presentadas para el II Cuadrante, al tener un comportamiento similar de acuerdo a estudios de geomecánica.

4.1.2.3.2 *Análisis BHAs Propuestos*

- **Opción 1:** Camisa estabilizadora de 12" @ 3.26' (+/- 1') y estabilizador de sarta de 11 ¼" @ 36.09' (+/- 1') + Pony Collar de 3.91' (+/- 1').
- **Opción 2:** Camisa estabilizadora de 12 1/8" @ 3.26' (+/- 1') y estabilizador de sarta de 11 ¼" @ 36.09' (+/- 1') + Pony Collar de 3.91' (+/- 1').
- **Opción 3:** Camisa estabilizadora de 12 1/8" @ 3.26' (+/- 1') y estabilizador de sarta de 11 ½" @ 36.09' (+/- 1').
- **Opción 4:** Camisa estabilizadora de 12 1/8" @ 3.26' (+/- 1') y estabilizador de sarta de 11 ½" @ 36.09' (+/- 1') + Pony Collar de 3.91' (+/- 1').
- **Opción 5:** Camisa estabilizadora de 12 1/8" @ 3.26' (+/- 1') y estabilizador de sarta de 11" @ 36.09' (+/- 1').
- **Opción 6:** Camisa estabilizadora de 12 1/8" @ 3.26' (+/- 1') y estabilizador de sarta de 11" @ 36.09' (+/- 1') + Pony Collar de 3.91' (+/- 1').

4.2.2.4 *IV CUADRANTE*

4.2.2.4.1 *BHAs Utilizados*

Como se había señalado anteriormente, para el IV Cuadrante, se tomará como referencia las propuestas planteadas para el I Cuadrante.

4.2.2.4.2 *Análisis BHAs Propuestos*

- **Opción 1:** Camisa Estabilizadora de 12" @ 3.13' (+/- 1') y estabilizador de sarta de 11 ¼" @ 35.54' (+/- 1').
- **Opción 2:** Camisa Estabilizadora de 12" @ 3.13' (+/- 1') y estabilizador de sarta de 11 ¼" @ 39.89' (+/- 1') + Pony Collar de 4.35' (+/- 1').

- **Opción 3:** Camisa Estabilizadora de 12" @ 3.13' (+/- 1') y estabilizador de sarta de 11 ½" @ 35.54' (+/- 1').
- **Opción 4:** Camisa Estabilizadora de 12" @ 3.17' (+/- 1') y estabilizador de sarta de 11 ½" @ 39.89' (+/- 1') + Pony Collar de 4.35' (+/- 1').
- **Opción 5:** Camisa Estabilizadora de 12 1/8" @ 3.56' (+/- 1') y estabilizador de sarta de 11 ¼" @ 35.95' (+/- 1').
- **Opción 6:** Camisa Estabilizadora de 12 1/8" @ 3.56' (+/- 1') y estabilizador de sarta de 11 ¼" @ 39.93' (+/- 1') + Pony Collar de 3.98' (+/- 1').
- **Opción 7:** Camisa Estabilizadora de 12 1/8" @ 3.56' (+/- 1') y estabilizador de sarta de 11" @ 35.95' (+/- 1').
- **Opción 8:** Camisa Estabilizadora de 12 1/8" @ 3.56' (+/- 1') y estabilizador de sarta de 11" @ 39.93' (+/- 1') + Pony Collar de 3.98' (+/- 1').

4.2.3 SECCION DE 8 ½"

4.2.3.1 I CUADRANTE

4.2.3.1.1 BHAs Utilizados

Los ensamblajes utilizados en esta sección fueron planificados para mantener inclinación (entre 25° y 33°) dentro de Tena hasta el tope de Napo desde donde se aprovecha la tendencia de la formación y se inicia a tumbar inclinación con DR de 1.2%100' hasta TD.

El trabajo direccional se lo realiza con un peso sobre la broca entre 13 a 25 Klbs, caudal de 400 a 580 gpm, 40 a 71 rpm y un peso de lodo entre 9.7 a 11.2 ppg.

Entre el desempeño de los BHAs frente a las formaciones atravesadas, cabe recalcar:

Tabla 16 Características Direccionales de los pozos del I Cuadrante-Sección de 8 ½"

Pozo	N° BHA utilizado	Camisa Estab/ Estab (")	Distancia a la broca (')	Max incl. (°)	Formación	Motor bend (°)	% rotado	% deslizado
Sacha 302D	500	8 ¼ 7 ¾	3.14 30.06	33.64	Tena Basal Tena Base Caliza M-2 U Superior Base U inferior T Superior T Inferior Base T Inferior Hollín Inferior	1.5	88.94	11.06
Sacha 303D	500	8 ¼ 7 ¾	2.93 31.47	23.54	Tena Tope Caliza A Base Caliza A Base U inferior T Inferior Base T Inferior Hollín Inferior	1.5	92.12	7.88
Sacha 307D	800	8 ¼ 7 ½	2.88 34.31	27.89	Tena Napó Caliza M-1 Tope Caliza M-2 Base Caliza M-2 Tope Caliza A Tope U Inferior Base U inferior Tope T Superior Base T Inferior Tope Hollín Superior Tope Hollín Inferior	1.5	97.51	2.49

Fuente: Halliburton, Sperry Drilling – Well Planning

Elaborado por: Alexandra Gallegos

- En *Tena*, en el pozo Sacha 307D, se registra un valor máximo de caída de inclinación de $-0.79\%/100'$ pero $100'$ más abajo empieza a construir inclinación con alcanzando un valor máximo de $0.41\%/100'$, mientras que en los pozos Sacha 302D y Sacha 303D, su tendencia es a tumbar inclinación con valores máximos de $-0.93\%/100'$ y $2.9\%/100'$, respectivamente . Los FI observados están entre 3 a 21.
- Aunque la *Formación Basal Tena* es de muy corto espesor, la tendencia observada data resultados de una caída de ángulo con un máximo de $-1.11\%/100'$ en el pozo Sacha 302D y como dato de FI se tiene 23.

- En la *Formación Napo*, se observa una fuerte caída de ángulo llegando a un valor máximo de $-2.53\%/100'$ (Arenisca "U" Inferior) y $-2.57\%/100'$ (Base "U" Inferior) en los pozos Sacha 303D y Sacha 307D, mientras que en el pozo Sacha 302D la tasa de caída de ángulo máxima es de $-4.56\%/100'$ en la Arenisca "T" Superior. Los FI observados están entre 5 a 65.
- En la *Formación Hollín*, en los pozos Sacha 302D y Sacha 303D se manifiesta tendencia a disminuir inclinación con valores máximos de $-2.86/100'$ y $-1.00\%/100'$, respectivamente, mientras que en el pozo Sacha 307D se presentó la tendencia a tumbar, alcanzando un máximo de $-1.44\%/100'$, para más abajo levantar inclinación con un máximo de $0.44\%/100'$. Los FI observados están entre -14 a 18.

4.2.3.1.2 *Análisis BHAs Propuestos*

Después de haber analizado los ensamblajes utilizados en estos pozos, se realizan varios análisis con diferentes configuraciones, basándonos en los cambios anteriores.

Se varía la inclinación entre 20° y 40° , valores observados en este tipo de pozos y con FI de -15 a 65.

- **Opción 1:** Camisa de $8 \frac{1}{4}"$ @ $2.98'$ (+/- 1') y estabilizador de sarta de $7 \frac{3}{4}"$ @ $34.77'$ (+/- 1').

El comportamiento de este BHA permite construir con tasas promedios de $0.93\%/100'$ y tumbar con un promedio de $-1.82\%/100'$.

- **Opción 2:** Camisa de $8 \frac{1}{4}"$ @ $2.98'$ (+/- 1') y estabilizador de sarta de $7 \frac{3}{4}"$ @ $34.77'$ (+/- 1') + Pony Collar de $5.23'$ (+/- 1').

Al dotarle de mayor flexibilidad al ensamblaje, este tiende a construir con tasas promedios de $1.27\%/100'$ y cuando tumba inclinación, sus tasas promedio de caída de ángulo son de $-1.50\%/100'$.

- **Opción 3:** Camisa de 8 ¼" @ 2.98' (+/- 1') y estabilizador de sarta de 7 ½" @ 30.51' (+/- 1').

Cuando el estabilizador de sarta es un poco más grande, las tasas de construcción de ángulo promedio son de 0.96%/100' y sus valores promedio de caída de ángulo son de -1.77%/100', dentro del rango de FI analizado.

- **Opción 4:** Camisa de 8 ¼" @ 2.98' (+/- 1') y estabilizador de sarta de 7 ½" @ 30.51' (+/- 1') + Pony Collar de 4.49' (+/- 1').

Con un pony collar pequeño, el comportamiento del BHA tiende a construir con un promedio de 1.13%/100' y a tumbar inclinación con un promedio de -1.64%/100'.

- **Opción 5:** Camisa de 8 ¼" @ 2.98' (+/- 1') y estabilizador de sarta de 7 ½" @ 30.51' (+/- 1') + Pony Collar de 9.49' (+/- 1').

Al reemplazar el pony collar por uno más grande, la respuesta del ensamblaje en las secciones de construcción es con un promedio de 1.26%/100', mientras que en las intercalaciones donde tumba, su promedio es de -1.48%/100'.

En el Anexo N°15, se puede observar como varían las tendencias de las diferentes propuestas de BHAs.

4.2.3.2 II CUADRANTE

4.2.3.2.1 BHAs Utilizados

Tabla 17 Características Direccionales de los pozos del II Cuadrante

Pozo	N° BHA utilizado	Camisa Estab/ Estab (")	Distancia a la broca (')	Max incl.(°)	Formación	Motor bend (°)	% rotado	% deslizado
Sacha 304D	700	8 ¼ 7 ½	3.27 40.06	25.46	Caliza M-1 Caliza M-2 Base Caliza M-2 Tope Caliza A U Superior	1.15	83.51	16.49

Fuente: Halliburton, Sperry Drilling – Well Planning

Elaborado por: Alexandra Gallegos

El objetivo de este ensamblaje era mantener tangente de 26° de inclinación, y a partir de Napo caer inclinación a razón de 1°/100' hasta TD.

Dentro de los parámetros de perforación utilizados están: peso sobre la broca de 15 a 17 Klbs, caudal entre 350 y 399 gpm, 40 a 75 rpm y peso del lodo entre 9,7 y 11,1 ppg.

En lo que a comportamiento de las formaciones frente a este tipo de ensamblaje, se tiene lo siguiente:

- En la *Caliza M-1 y M-2 de la Formación Napo*, se observa una tendencia a tumbar inclinación a razón de máximo -1.64°/100'. FI registrados de 30 a 42.
- En el *Tope de la Caliza A* se observa la mayor tasa de caída de ángulo en una parada con DR (drop rate) máximo de -4.53°/100'. FI registrado 80.
- En la entrada de la *Arenisca U Superior* se logra levantar con un valor máximo de 1.4°/100', pero más tarde continúa la caída de inclinación con un valor de DR (drop rate) máximo de -4.01°/100' por lo que se tiene que deslizar entre 15 a 20' en cada parada para poder mantener la inclinación. FI registrados -5 a 70.

4.2.3.2.2 *Análisis BHAs Propuestos*

Las alternativas de configuración de BHAs fueron analizadas con FI desde -6 hasta 66, debido a la fuerte tendencia a tumbar inclinación, es por eso que las nuevas propuestas abarcan estabilizadores de sarta más pequeños para que se controle de mejor manera dicha tendencia.

De manera similar, se analizó el BHA para diferentes ángulos de inclinación que van desde 20° a 40° y FI de -5 a 70.

- **Opción 1:** *Camisa estabilizadora de 8 ¼" @ 3.27' (valor estimado) y estabilizador de sarta de 7" @ 35' aproximadamente.*

El BR (build rate) promedio con que construiría este BHA es de 0.97%/100' y en el caso de las intercalaciones donde se hace presente la tendencia a tumbar inclinación, los DR (drop rate) promedio son de -1.53%/100'.

- **Opción 2:** Camisa estabilizadora de 8 ¼" @ 3.27' (valor estimado) y estabilizador de sarta de 7" @ 35' aproximadamente + Pony Collar de 5,06' (valor estimado).

En el caso de reemplazar únicamente el estabilizador de sarta por uno más pequeño, se observa que la tendencia de caída de ángulo es menor con DR (drop rate) promedio de 1.05/100', mientras que donde se puede construir, su BR (build rate) promedio es de 1.43%/100'.

En el Anexo N°16, se puede observar como varían las tendencias de las diferentes propuestas de BHAs.

4.2.3.3 III CUADRANTE

4.2.3.3.1 BHAs Utilizados

La información recopilada para el análisis de pozos no registra pozos perforados en el III y IV Cuadrante, motivo por el cual, para las propuestas de BHAs para el III Cuadrante son presentadas de acuerdo a los modelos planteados para el II Cuadrante, ya que en experiencias anteriores se ha observado que en dirección Este - Oeste, los buzamientos son similares

4.2.3.3.2 Análisis BHAs Propuestos

- **Opción 1:** Camisa estabilizadora de 8 ¼" @ 3.27' (valor estimado) y estabilizador de sarta de 7" @ 35' aproximadamente.
- **Opción 2:** Camisa estabilizadora de 8 ¼" @ 3.27' (valor estimado) y estabilizador de sarta de 7" @ 35' aproximadamente + Pony Collar de 5,06' (valor estimado).

4.2.3.4 *IV CUADRANTE*

4.2.3.4.1 *BHAs Utilizados*

Como se mencionó anteriormente, la propuesta de BHAs para el IV Cuadrante está basada en la información recopilada para el I Cuadrante, por tener misma dirección de buzamientos en lo que a litología se refiere.

4.2.3.4.2 *Análisis BHAs Propuestos*

- **Opción 1:** Camisa de 8 ¼" @ 2.98' (+/- 1') y estabilizador de sarta de 7 ¾" @ 34.77' aproximadamente.
- **Opción 2:** Camisa de 8 ¼" @ 2.98' (+/- 1') y estabilizador de sarta de 7 ¾" @ 34.77' aproximadamente + Pony Collar de 5.23' (valor estimado).
- **Opción 3:** Camisa de 8 ¼" @ 2.98' (+/- 1') y estabilizador de sarta de 7 ½" @ 30.51' aproximadamente.
- **Opción 4:** Camisa de 8 ¼" @ 2.98' (+/- 1') y estabilizador de sarta de 7 ½" @ 30.51' aproximadamente + Pony Collar de 4.49' (valor estimado).
- **Opción 5:** Camisa de 8 ¼" @ 2.98' (+/- 1') y estabilizador de sarta de 7 ½" @ 30.51' aproximadamente + Pony Collar de 9.49' (valor estimado).

4.3 COMPARACIÓN DE DESEMPEÑO DE BHAs CON LOS NUEVOS RESULTADOS OBTENIDOS

A continuación se detallan las respuestas obtenidas con la mejor propuesta presentada y se grafican los resultados obtenidos con los ensamblajes que se utilizaron para perforar pozos anteriores.

4.3.1 SECCION DE 16"

4.3.1.1 *I CUADRANTE*

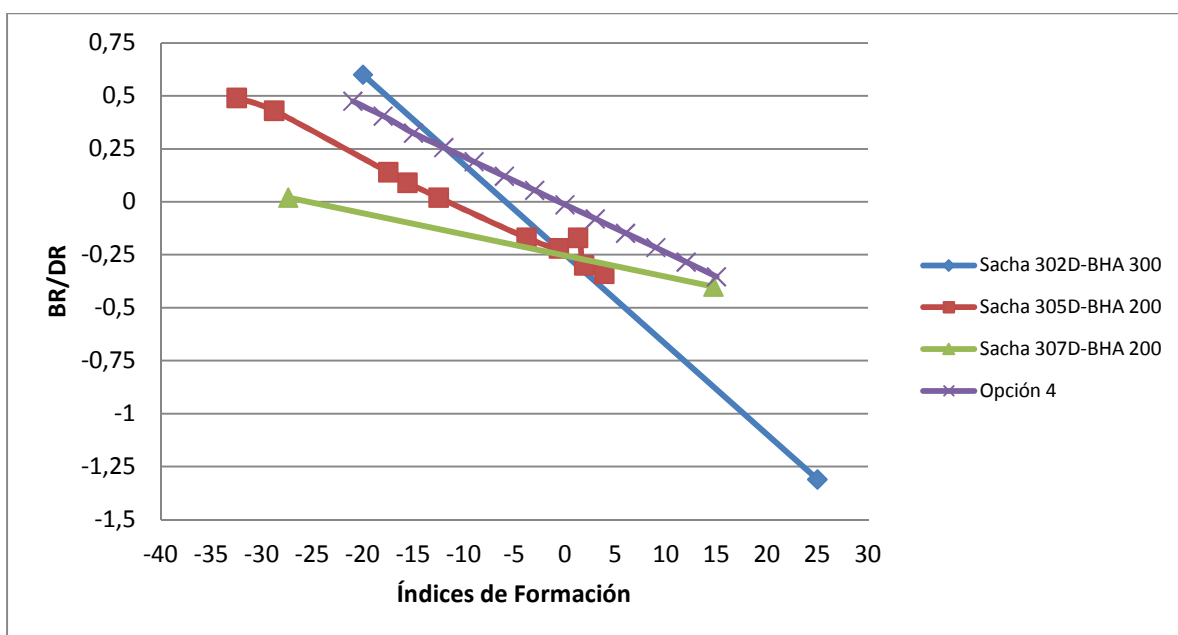
La mejor opción propuesta para perforar pozos en la sección de 16" y dentro del primer cuadrante es la opción 4, que tiene la siguiente configuración:

Camisa Estabilizadora de 15 ¾ @ 4.17' (+/- 1') y estabilizador de sarta de 14 ¾" @ 35.3' (+/- 1')

Gracias al reemplazo de un estabilizador de sarta más pequeño se debilita la tendencia a caer en inclinación en tramos donde la formación tiende a derrumbarse, y el trabajo direccional en las formaciones superficiales: Terciario Indiferenciado y Orteguaza se lo realiza con mayor eficiencia.

Es así que las tasas de construcción alcanzadas, dependiendo del tipo de litología atravesada y dentro del rango de índices de Formación registrados, en promedio son de 0.26%/100' y los valores de caída de ángulo promedio son de -0.18%/100'.

Gráfica 7 Ensamblajes Utilizados y Nueva Propuesta para el I Cuadrante-Sección de 16"



Fuente: Halliburton, Sperry Drilling – Well Planning

Elaborado por: Alexandra Gallegos

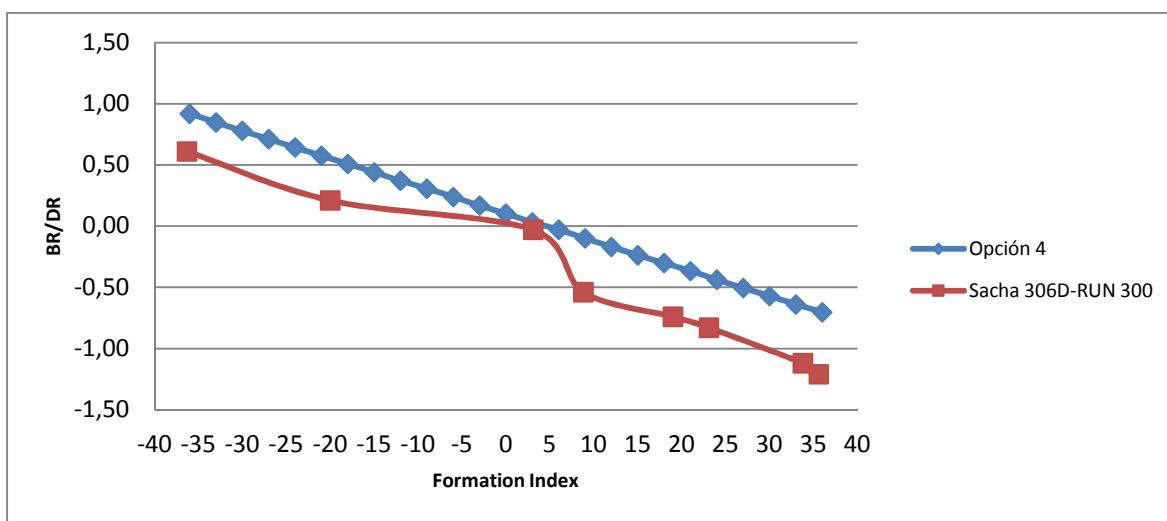
4.3.1.2 II CUADRANTE

La propuesta ideal para perforar pozos de este perfil en el segundo cuadrante es la opción 4, con la siguiente configuración:

Camisa de 15 ¾" @ 4.3' (+/- 1') y estabilizador de sarta de 14 ¾" @ 34.87' (+/- 1')

En vista de que el objetivo en el diseño de estos ensamblajes es construir inclinación hasta aproximadamente 35° y con la experiencia de los pozos analizados, se reemplaza el estabilizador de sarta por uno más pequeño para disminuir la tendencia a tumbar inclinación, logrando tasas de construcción promedio (dependiendo del tipo de litología que se atravesase y dentro del rango de índices de formación registrados) de 0.47%100' y tasas de DR de -0.37%100'.

Gráfica 8 Ensamblajes Utilizados y Nueva Propuesta para el II Cuadrante – Sección de 16"



Fuente: Halliburton, Sperry Drilling – Well Planning

Elaborado por: Alexandra Gallegos

4.3.1.3 III CUADRANTE

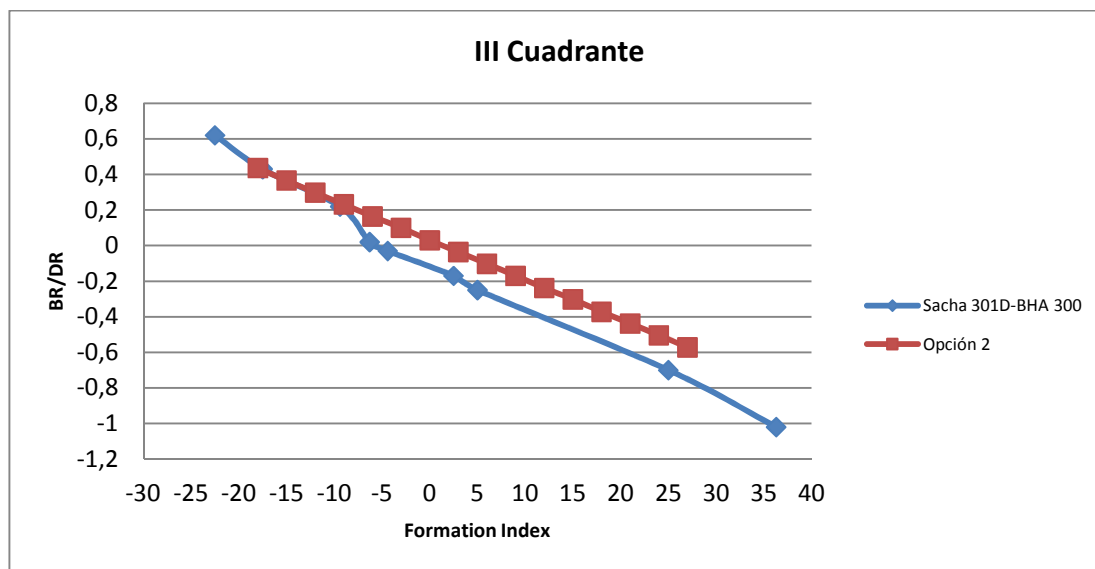
Para el tercer cuadrante, se observa que la mejor propuesta es la opción 2, la cual consta de:

Camisa estabilizadora de 15 3/4" @ 3.99' (+/- 1') y estabilizador de sarta de 14 3/4" @ 35.85' (+/- 1').

De acuerdo al desempeño del BHA utilizado en este cuadrante, se puede apreciar que durante la sección de la tangente, se tiende a perder inclinación, por lo cual gracias al uso de un estabilizador más pequeño, se puede controlar de mejor manera dicha tendencia; dependiendo del tipo de litología que se atravesase y para el análisis dentro del rango de índices de formación registrados, se observan tasas de construcción promedio de 0.23%100' y en las secciones de caída de

ángulo, los valores llegan a un promedio de $-0.30\% 100'$, con lo cual se disminuye la tendencia a tumbar inclinación.

Gráfica 9 Ensamblajes Utilizados y Nueva Propuesta para el II Cuadrante – Sección de 16"



Fuente: Halliburton, Sperry Drilling – Well Planning

Elaborado por: Alexandra Gallegos

4.3.1.4 IV CUADRANTE

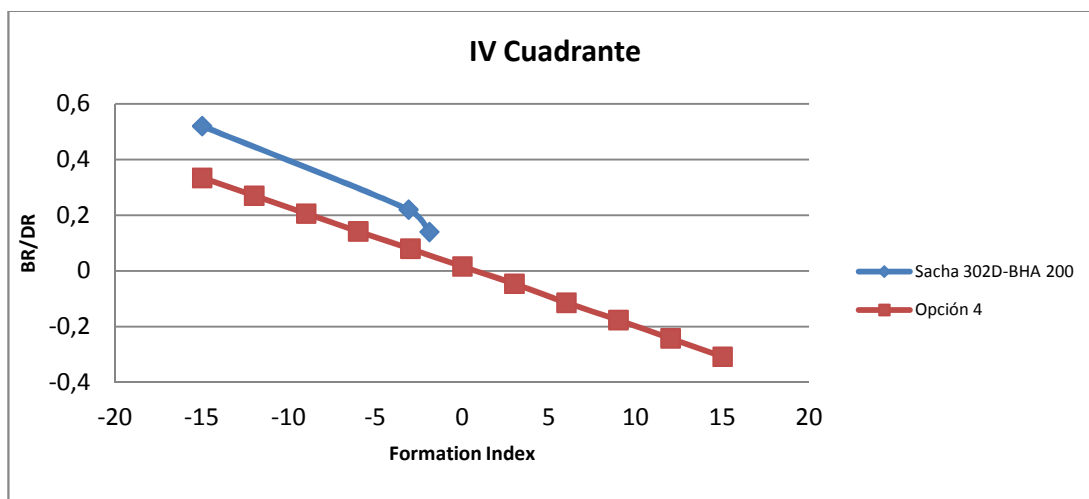
En el cuarto cuadrante, la tendencia a tumbar inclinación únicamente se hace presente al final del tramo perforado con este BHA, la mejor propuesta diseñada para perforar en estas condiciones es la opción 4:

Camisa Estabilizadora de $15 \frac{3}{4}$ @ 4.27' (+/- 1') y estabilizador de sarta de $14 \frac{3}{4}$ @ 35.52' (+/- 1').

La cual tiene un estabilizador de sarta más pequeño, que como se observa en la gráfica, tiene menor tendencia a construir inclinación, pero puede ser corregida de manera óptima controlando parámetros de perforación (caudal y TFA específicamente). Las tasas de construcción logradas son en promedio de $0.17\% 100'$ y caídas de ángulo promedio de $-0.18\% 100'$, valores analizados para el

rango de índices de formación encontrados y que dependen del tipo de litología que se atravesará.

Gráfica 10 Ensamblajes Utilizados y Nueva Propuesta para el IV Cuadrante– Sección de 16”



Fuente: Halliburton, Sperry Drilling – Well Planning

Elaborado por: Alexandra Gallegos

4.3.2 SECCION DE 12 ¼”

4.3.2.1 I CUADRANTE

El principal objetivo en esta sección es perforar manteniendo inclinación, por esta razón el mejor diseño de ensamblaje de fondo para este cuadrante es la opción 4, ya que dentro del rango de valores obtenidos no se observa mayor variación. Y su configuración consta de:

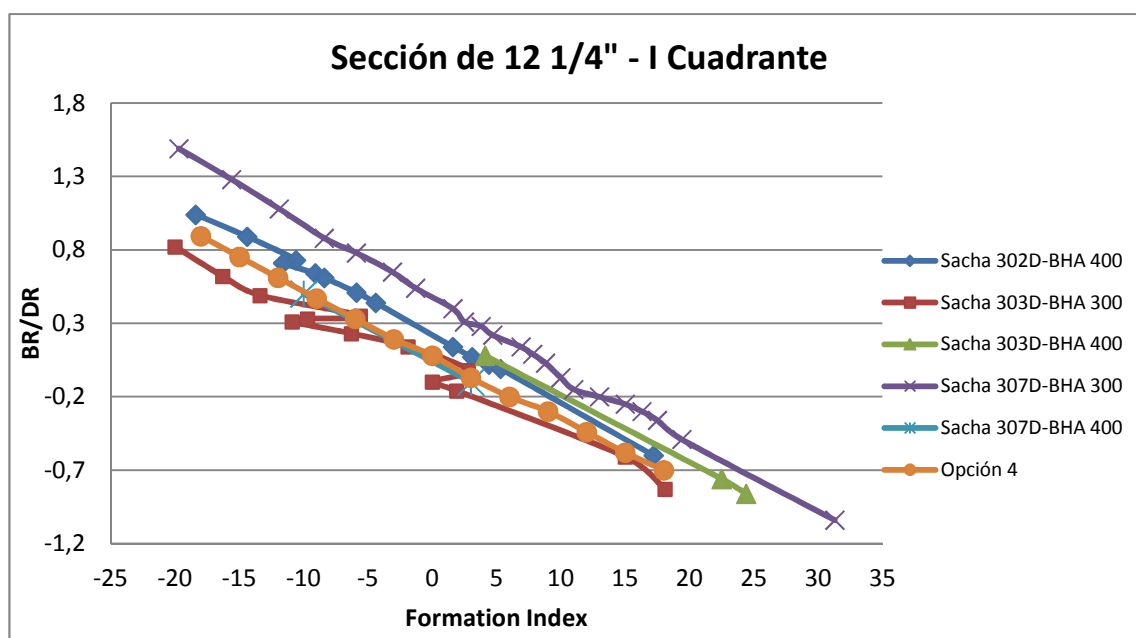
Camisa Estabilizadora de 12” @ 3.13’ (+/- 1’) y estabilizador de sarta de 11 ½” @ 35.65’ (+/- 1’) + Pony Collar de 4.35’ (+/- 1’).

Para lograr optimizar la perforación, se debe diseñar un solo ensamblaje de fondo que trate de mantener inclinación, desde parte del Terciado Indiferenciado, atravesando Orteguzaca, Conglomerados de Tiyuyacu, hasta llegar a Tena, donde generalmente se ubica el punto de casing de 9 5/8”. Después de haber realizado el análisis, se puede observar que debido a la heterogeneidad de las formaciones,

durante las formaciones superficiales la tendencia de los BHAs es a levantar levemente la inclinación, no ocurre lo mismo en el Conglomerado Inferior Tiyuyacu, en donde por su abrasividad que desgasta los estabilizadores y se controla parámetros para preservar la vida de la broca, se aprecian caídas de ángulo.

Es por esta razón que hemos propuesto utilizar un ensamblaje que trate de mantener una tasa de construcción o caída de ángulo controlable, sin embargo, en el caso de que la tendencia a construir sea significativa, con un control de parámetros adecuado, especialmente con variaciones de caudal y TFA, se puede corregir esta tendencia y realizar un trabajo direccional más eficaz. Es así que se ubica un pony collar después del motor, proporcionando flexibilidad al ensamblaje, con lo cual aumenta su capacidad de construcción, logrando un promedio de $0.47\%/100'$ en los tramos de construcción de ángulo para contrarrestar cualquier tendencia de caída de ángulo especialmente en el Conglomerado Inferior Tiyuyacu y DR promedio de $-0.38\%/100'$ para controlar tendencia a levantar inclinación en las formaciones superficiales.

Gráfica 11 Ensamblajes Utilizados y Nueva Propuesta para el I Cuadrante – Sección de 12 1/4"



Fuente: Halliburton, Sperry Drilling – Well Planning

Elaborado por: Alexandra Gallegos

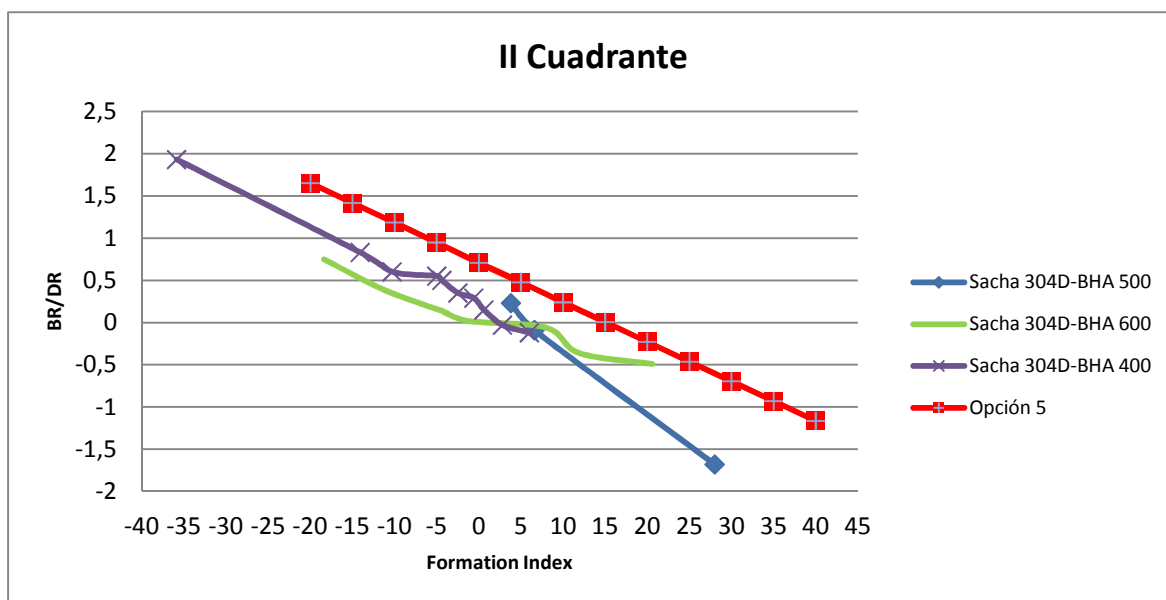
4.4.2.1 II CUADRANTE

La mejor opción propuesta para este cuadrante, donde se pretende mantener inclinación a lo largo de la sección, es la opción 5:

Camisa estabilizadora de 12 1/8" @ 3.26' (+/- 1') y estabilizador de sarta de 11" @ 36.09' (+/- 1').

En vista de la tendencia a levantar levemente inclinación en Orteguaza y Conglomerado Superior Tiyuyacu y a disminuir inclinación en el Conglomerado Inferior Tiyuyacu, Tena y Napo, observándose desgaste de los estabilizadores, se propone un ensamblaje con un estabilizador de sarta más pequeño para controlar tendencia a caer en ángulo, especialmente en el Conglomerado Inferior Tiyuyacu en donde se espera encontrar un promedio de tasas de caída de ángulo de $-0.70\%/100'$, mientras que en las formaciones superficiales se estima construir con un promedio de $0.83\%/100'$ (valores calculados para el rango de índices de formación registrados), dependiendo del tipo de litología atravesada.

Gráfica 12 Ensamblajes Utilizados y Nueva Propuesta para el II Cuadrante – Sección de 12 1/4"



Fuente: Halliburton, Sperry Drilling – Well Planning

Elaborado por: Alexandra Gallegos

4.3.2.3 *III CUADRANTE*

Para la propuesta de mejor ensamblaje para el tercer cuadrante, como se había manifestado anteriormente, se toma el modelo planteado para el segundo cuadrante, por presentar dirección similar de buzamientos (opción 5):

Camisa estabilizadora de 12 1/8" @ 3.26' (+/- 1') y estabilizador de sarta de 11" @ 36.09' (+/- 1').

Este ensamblaje de fondo debe ser capaz de mantener tangente desde parte del Terciario Indiferenciado, pasando por Orteguaza, Conglomerados de Tiyuyacu, hasta alcanzar el tope de Tena, aproximadamente. Dentro de los resultados obtenidos al analizar para los valores de índices de formación registrados, su tasa de construcción promedio sería de 0.83%100' y en los tramos de caída de ángulo presenta un promedio de -0.70%100'.

4.3.2.4 *IV CUADRANTE*

De la misma manera el modelo de BHA que se propone para el cuarto cuadrante, es el ensamblaje planteado para el primero, por tener características litológicas muy parecidas, la opción que se recomienda es la número 4:

Camisa Estabilizadora de 12" @ 3.13' (+/- 1') y estabilizador de sarta de 11 1/4" @ 35.65' (+/- 1') + Pony Collar de 4.35' (+/- 1').

Este BHA debe mantener tangente desde parte del Terciario Indiferenciado, atravesando Orteguaza, Conglomerados de Tiyuyacu, hasta llegar a Tena.

Su capacidad de construcción refleja un promedio de 0.47%100' en los tramos donde se presencia que las formaciones tienden a levantar, y un promedio de -0.38%100' donde se hace notoria la caída de ángulo, especialmente en el Conglomerado Inferior Tiyuyacu.

4.3.3 SECCION DE 8 ½"

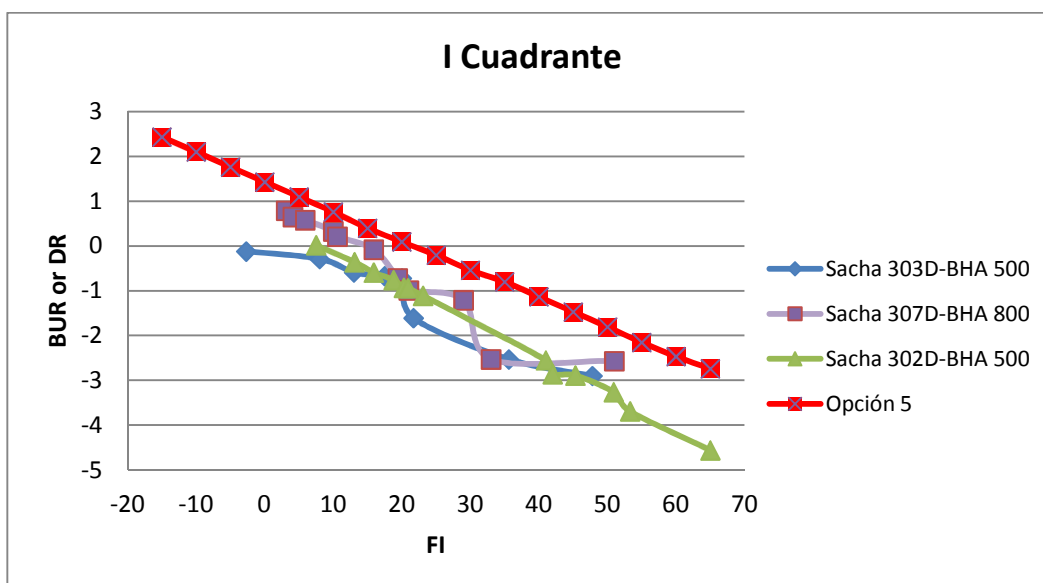
4.3.3.1 I CUADRANTE

La mejor propuesta para el primer cuadrante de la sección de 8 ½" es la opción 5:

Camisa Estabilizadora de 8 ¼" @ 2.98' (+/- 1') y estabilizador de sarta de 7 ½" @ 30.51' (+/- 1') + Pony Collar de 9.49' (+/- 1').

Espaciamos lo suficientemente los puntos de apoyo del ensamblaje, a la vez que reemplazamos el estabilizador de sarta por uno más pequeño, esto con el objeto de eliminar en la medida de lo posible la tendencia de las formaciones a tumbar inclinación, especialmente en Napo. Por lo tanto, respuesta estimada del ensamblaje en las secciones de construcción es con 1.26%100', mientras que en las intercalaciones donde tumba, sus DR promedio son de -0.7%100'.

Gráfica 13 Ensamblajes Utilizados y Nueva Propuesta para el I Cuadrante – Sección de 8 ½"



Fuente: Halliburton, Sperry Drilling – Well Planning

Elaborado por: Alexandra Gallegos

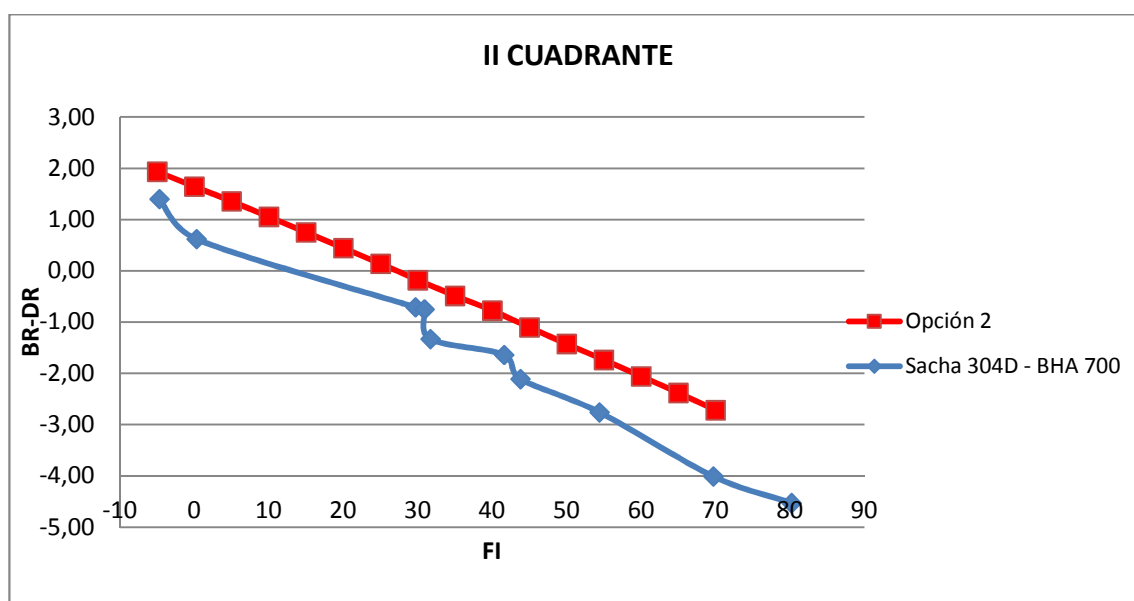
4.3.3.2 II CUADRANTE

El modelo de BHAs que mejor se adapten al trabajo direccional en este cuadrante es la opción 2:

Camisa estabilizadora de 8 ¼" @ 3.27' aproximadamente y estabilizador de sarta de 7" @ 35' aproximadamente + Pony Collar de 5,06' (valor estimado).

Reemplazando un estabilizador de sarta por uno más pequeño, y espaciando los puntos de apoyo mediante un pony collar, con el fin de controlar la caída de ángulo, especialmente en la Arenisca "U" Superior, estimando tasas de construcción de 1.43%100', y tasas de caída de ángulo de -0.72%100'.

Gráfica 14 Ensamblajes Utilizados y Nueva Propuesta para el II Cuadrante – Sección de 8 ½"



Fuente: Halliburton, Sperry Drilling – Well Planning

Elaborado por: Alexandra Gallegos

4.3.3.3 III CUADRANTE

De la misma manera que para la sección de 12 ¼", debido a la información limitada de ensamblajes en dirección del tercer cuadrante, se propone el mejor diseño que para el segundo cuadrante, opción 2:

Camisa estabilizadora de 8 ¼" @ 3.27' aproximadamente y estabilizador de sarta de 7" @ 35' aproximadamente + Pony Collar de 5,06' (valor estimado).

Ensamblaje que será utilizado para mantener sección tangencial que atraviese Tena, Basal Tena hasta Napo en donde se aprovechará la tendencia a caer en

ángulo. Los valores de BR esperados son DLS de 1.43%100', y tasas de caída de ángulo de -0.72%100'.

4.2.3.4 IV CUADRANTE

Para el cuarto cuadrante de la sección de 8 ½", la mejor propuesta es la planteada para el primer cuadrante, opción 5:

Camisa Estabilizadora de 8 ¼" @ 2.98' aproximadamente y estabilizador de sarta de 7 ½" @ 30.51' aproximadamente + Pony Collar de 9.49' (valor estimado).

Este ensamblaje debe ser capaz de controlar cualquier tendencia de caída de ángulo que se presente a través de la Formación Napo hasta Hollín. Por lo tanto, respuesta estimada del ensamblaje en las secciones de construcción es con 1.26%100', mientras que en las intercalaciones don de tumba, sus DR promedio son de -0.70%100'.

CAPÍTULO 5

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

- En el primer cuadrante durante la sección de 16" (a pesar que se prefiere atravesar verticalmente), se presenta una leve tendencia a levantar inclinación, alcanzando un valor máximo de 0.55% (Terciario Indiferenciado), mientras que con la nueva propuesta se lograría mantener inclinación con una ligera tendencia a construir a razón de máximo 0.47% ; en la sección de 12 ¼", en Orteguzza construye con DLS máximos de 0.89% , los conglomerados de Tiyuyacu tiende a comportarse de manera variable, alcanzando su pico máximo de construcción de 1.49% y de caída de -1.04% , y con la nueva propuesta se podría mantener tangente con tendencia a construir con valores de máximo 0.89% y la caída sería mejor controlada con máximo -0.65% , la mayor diferencia se nota en la sección de 8 ½" (Areniscas U y T) donde se registraron las mayores caídas de ángulo con hasta -4.56% , mientras que con el nuevo ensamblaje se controla de mejor manera esta caída llegando hasta máximo $-1.15/100'$ (en el peor de los casos).
- En el segundo cuadrante, se apreció tendencia a tumbar inclinación en la sección de 16", alcanzando una tasa máxima de -1.21% (Terciario Indiferenciado); en la fase de 12 ¼" se presencia caída de ángulo durante toda la sección, pero la tasa máxima se alcanza en Tena con -1.68% , caída que se controlaría de mejor manera con la nueva propuesta que tiende a mantener tangente con tendencia a levantar para evitar desalinearse del plan y en caso de caída de ángulo su valor máximo sería de hasta -0.93% ; en la sección de 8 ½" se registra la mayor caída de ángulo de 4.53% (Caliza "A"), en donde con una nueva propuesta de

BHA se puede conseguir controlar dicha caída a únicamente $-1.10\%100'$ (en el caso de índices de formación altos).

- En el tercer cuadrante, se analiza únicamente la sección de 16" del pozo Sacha 301D, por ser tipo "S", y se registran caídas de inclinación en las formaciones del Terciario Indiferenciado que alcanzan hasta $-0.70\%100'$ (el plan está diseñado para mantener tangente), mientras que con la nueva propuesta de ensamblaje se logra mantener inclinación reduciendo la tendencia de caída de ángulo hasta un valor máximo de $-0.50\%100'$ (en el caso de que se presenten índices de formación altos).
- En el cuarto cuadrante, se registra una leve tendencia a caer inclinación en las formaciones del Terciario Indiferenciado (Sacha 302D), registrando un valor de caída máximo de $-0.65\%100'$, a diferencia del nuevo modelo propuesto diseñado para mantener tangente, con el cual se podría disminuir hasta máximo $-0.24\%100'$ (en el caso más extremo).
- Los índices de formación observados en las formaciones superficiales del Terciario Indiferenciado varían de -36 a 36 (predominando la tendencia a tumbar inclinación); los que se registran en Orteguzza hasta el Conglomerado Inferior Tiyuyacu varían de -18 a 40; desde Tena hasta Hollín sus valores se encuentran entre -15 y 70.
- De los resultados obtenidos se aprecia que en el II cuadrante se nota una mayor tendencia de las formaciones a tumbar inclinación especialmente en el Conglomerado Inferior Tiyuyacu, Calizas de Napo y en Hollín, mientras que el I cuadrante presenta mayores esfuerzos de abatimiento de ángulo en Tiyuyacu, Napo y las Areniscas "U" y "T".
- La Formación Chalcana, correspondiente al Terciario Indiferenciado, no presenta mayores problemas de lutitas reactivas a pesar de que en diversos campos del Oriente Ecuatoriano ha sido muy común esta

característica, sin embargo, por ser una formación poco consolidada (mayor cantidad en arcilla con intercalaciones de arena), en muchos de los pozos perforados del campo Sacha se observa una ligera tendencia a tumbar inclinación en todos los cuadrantes, probablemente porque al ser un agujero de diámetro grande, los parámetros utilizados durante las operaciones son altos, a la vez que las herramientas utilizadas son de mayor calibre.

- En la plataforma Sacha 300, se nota la versatilidad de intercalaciones en la formación Tiyuyacu, pues al estar compuesta por arcilla con arenisca en la parte superior y en el Conglomerado Superior Tiyuyacu, se observa que a la entrada de dicha formación, mantiene inclinación con una ligera tendencia a construir, sin embargo, en el Conglomerado Inferior Tiyuyacu, se registran caídas de ángulo debido probablemente al desgaste de los estabilizadores, principalmente de la camisa del motor, mientras son sometidos a la abrasividad de los sedimentos cuarzosos.
- En los pozos que se dirigen hacia el primer y segundo cuadrante, predomina la caída de ángulo al entrar a la formación Tena, formación que al estar compuesta en su mayoría por arcillas duras y limolitas de grano medio, crean esfuerzos en el punto de apoyo que se encuentra detrás del motor, lo que hace que se tienda a regresar a la vertical.
- Los pozos tipo “J” perforados en la plataforma Sacha 300 emplearon menor número de ensamblajes direccionales en relación a los tipo “S”, que en su mayoría fueron 4 y se distribuyen en: 2 a 3 ensamblajes en la primera o segunda sección (dependiendo del punto de construcción de curva) y 1 ensamblaje en la fase de $8 \frac{1}{2}$ ” (donde se pretende mantener tangente), la excepción es el pozo Sacha 304D, que necesitó cinco BHAs durante el trabajo de levantar y mantener inclinación, puesto que las condiciones de la formación no respondieron a la prognosis considerada durante su planeación.

- Todos los ensamblajes direccionales que se utilizaron para perforar los pozos de la plataforma 300, ensamblajes restringidos, esto es, BHAs con motor de fondo que utilizan un estabilizador de sarta detrás del motor ubicado generalmente a una distancia entre 30 y 40 pies desde la broca, y una camisa estabilizadora situada a aproximadamente 3 pies de la broca.
- En las secciones de mayor diámetro, esto es 16" y 12 ¼", al emplear un mayor valor de parámetros de perforación a los usualmente manejados, específicamente caudal y revoluciones por minuto, y cerrar el TFA (por sus siglas en inglés área total de flujo) se produce un aumento de presión en las boquillas de la broca lo que actúa con fuerza contra las paredes de la formación provocando una ampliación del tamaño del hoyo que por gravedad tiende a regresar a la vertical, produciéndose caída de ángulo.
- Un problema muy común en la litología del Campo Sacha y en general en la cuenca ecuatoriana, es la inestabilidad de lutitas ya sea por ser reactivas o geopresurizadas y debido a la heterogeneidad de las formaciones, existen varias intercalaciones con esta característica que dificultan la perforación el trabajo direccional, ya que en los tramos de deslizamiento se aumenta la probabilidad de causar colgamiento de la sarta, puntos apretados y en el peor de los casos pega de tubería por el acarreo de sólidos de perforación producto del derrumbamiento de lutitas en el fondo del agujero.

5.2 RECOMENDACIONES

- Previo al diseño de ensamblajes de fondo durante la planeación direccional, un análisis geomecánico del campo sobre el cual se está trabajando resulta de alta importancia para diferenciar zonas críticas durante las operaciones, considerar posibles inconvenientes que puedan desenlazar problemas de desempeño, y modelar así más de cerca el comportamiento de un BHA frente a la litología real que se hace presente.

- El peso sobre la broca es uno de los parámetros que requiere mayor cuidado, es decir, sus valores deben ser proporcionados de acuerdo al diámetro de las herramientas utilizadas en cada sección, ya que un valor de peso aplicado sobre ellas puede producir que éstas se doblen, causando posibles atascamientos producto de su deformación y/o respuestas inesperadas durante la construcción de ángulo.
- Debido a que no se cuenta con un tipo de ensamblaje direccional que realice el trabajo de construir, mantener y levantar, como medida de contingencia durante la perforación de un pozo direccional, se podría utilizar estabilizadores ajustables, que permitan variar su diámetro con el objetivo de adaptar el ensamblaje de fondo a las condiciones de las formaciones que van siendo atravesadas, sin modificar el plan direccional y evitando viajes innecesarios a superficie por cambio de estabilizadores de la sarta.
- Un análisis de simulación con el lodo de perforación, broca y ensamblaje direccional permitirá modelar el comportamiento del BHA en el fondo del hoyo, de una manera mucho más real.
- Ejecutar la perforación de la sección de 16" con estabilizador de sarta de 14 $\frac{3}{4}$ ", reemplazando al convencionalmente usado de 15 $\frac{1}{4}$ ", pues de acuerdo a las simulaciones realizadas, se observa que se presentan algunas caídas de inclinación en la parte superior de Orteguaza, que con un estabilizador ubicado detrás del motor se controla de mejor manera dicha tendencia.
- Perforar la sección de lutitas reactivas de Orteguaza de manera que se logre pasar minimizando el trabajo direccional en esta sección, evitando el tiempo de exposición del hoyo, y por consiguiente que éstas reaccionen con el agua del lodo de perforación, provocando su hinchamiento y

posteriormente, causando reducción del hoyo o posibles derrumbes hacia el fondo del agujero.

- En nuestra litología por la complejidad de las formaciones, una buena práctica es atravesar la sección de 16", empezando el KOP antes de Orteguaza y manteniendo tangente hasta la parte superior de Tiyuyacu, ya que realizar trabajo direccional en Orteguaza resulta poco confiable debido a la inestabilidad de la formación, por esta razón se prefiere deslizar en la mínima cantidad posible.
- Probar el uso de estabilizadores de sarta de 7" y 7 ½" en los BHAs de la fase de 8 ½", ya que de acuerdo a simulaciones realizadas con herramientas de esas medidas se observa que se controla de mejor manera la fuerte tendencia a caer en inclinación en las formaciones de Napo, especialmente en las Areniscas "U" y "T" en donde se apreciaron DR de hasta -4.53°/100'.
- Tomar en cuenta el estado de los equipos de superficie, en especial a las bombas de lodo, ya que de su potencia dependerá la velocidad de circulación de fluido de perforación en el hoyo, y por consiguiente una óptima limpieza de residuos y ripios.

BIBLIOGRAFÍA

- INTERNACIONAL ASSOCIATION OF DRILLING CONTRACTORS, (2000) IADC Drilling Manual
- ARÉVALO, D, (2010) Optimización de la Perforación Direccional y Horizontal en el Campo Auca Sur
- JAYA, J, (2009), Analisis Técnico-Económico de la Perforación de Pozos Direccionales en el Campo Shushufindi
- HALLIBURTON, Directional Drilling - SperrySun Drilling Services, (2002) Petroleum Well Construction
- MENDOZA, L, (2012) Curso de Barrenas y Accesorios de Fondo
- HALLIBURTON, Sperry Sun, (2009) Perforación Direccional, Presentación Corporativa
- ALMEIDA, D, (2011) Optimización de la Perforación de Pozos Direccionales de los principales campos de Petroproducción en la Cuenca Oriente en base a su caracterización litológica
- MENDOZA, L, (2012) Manual de Perforación Direccional
- SMITH, M, (1996) Directional Drilling Training Manual
- BARAHONA, P, (2009) Análisis y Propuesta de Perforación
- HALLIBURTON, Sperry Drilling Services, (2005) Bottom Hole Assemblies
- HALLIBURTON, Sperry Drilling (2009) Technical Information Handbook
- VILLACÍS, A, (2008) Estudio Técnico de los Problemas en la Perforación Direccional del Pozo SSFD – 107D en el Campo Shushufindi

- COLOMA, M, (2008) Evaluación de Ensamblajes de Fondo (BHA) para optimizar el tiempo de perforación en pozos direccionales en el Campo Sacha
- HALLIBURTON, Sperry Sun, (2002) Geo-Pilot™ Rotary Steerable System, Presentación Corporativa
- FLORES, D, (2011) Estudio de las Mediciones Suministradas por la Herramienta MWD (Measurement While Drilling) en varios pozos, para mejorar su posicionamiento dentro del radio del objetivo
- HALLIBURTON, Landmark, (2003) Manual Técnico de Diseño de pozos
- MENDOZA, L, (2012) Diseño de Sartas de Perforación
- DUEÑAS, J, (2008) Herramientas de la Perforación Rotaria

ANEXOS

**SIMULACIONES REALIZADAS PARA CADA POZO POR
CUADRANTE Y SECCIÓN**

ANEXO N°1 ANÁLISIS DE MaxBHA™ PARA SECCIÓN DE 16” – I CUADRANTE

Sensitivity Analysis of MaxBHA

Operation Parameters
DLS (°/100'): 0,0

Mud Wt.(ppg): 9,5

Form.Index: 0,0

Hole Geometry
Hole Depth 1(ft): 0,0

Hole Size 1(in): 16,0

WOB 1(klb): 23,0

Tool Information

Tool Type Desc: Motor
Bend Angle: 1.50 deg

Stand Dist from Btm: 7.82 ft
Toolface: Rotary

Parameters

Variable #1: Inclination (deg)
Variable #2: Formation Index

From1: 15,0
From2: -21,0

To1: 35,0
To2: 15,0

Interval1: 5,0
Interval2: 3,0

SACHA 302D-RUN 300-I CUADRANTE

OPCIÓN 1

Inclination (deg)	Formation Index	Eq Rate (°/100')
15	-21	0,3
15	-18	0,22
15	-15	0,13
15	-12	0,05
15	-9	-0,03
15	-6	-0,09
15	-3	-0,16
15	0	-0,22
15	3	-0,28
15	6	-0,34
15	9	-0,4
15	12	-0,47
15	15	-0,53
20	-21	0,21
20	-18	0,14
20	-15	0,08
20	-12	0,02
20	-9	-0,05
20	-6	-0,11
20	-3	-0,17
20	0	-0,24
20	3	-0,3
20	6	-0,36
20	9	-0,43
20	12	-0,49
20	15	-0,55
25	-21	0,21
25	-18	0,15
25	-15	0,08
25	-12	0,02
25	-9	-0,05
25	-6	-0,11
25	-3	-0,17
25	0	-0,24
25	3	-0,3
25	6	-0,36
25	9	-0,43
25	12	-0,49
25	15	-0,56
30	-21	0,22
30	-18	0,16
30	-15	0,09
30	-12	0,03
30	-9	-0,03
30	-6	-0,1
30	-3	-0,16
30	0	-0,23
30	3	-0,29
30	6	-0,35
30	9	-0,42
30	12	-0,48
30	15	-0,55
35	-21	0,24

OPCIÓN 2

Inclination (deg)	Formation Index	Eq Rate (°/100')
15	-21	0,68
15	-18	0,61
15	-15	0,54
15	-12	0,47
15	-9	N/A
15	-6	N/A
15	-3	N/A
15	0	N/A
15	3	N/A
15	6	N/A
15	9	N/A
15	12	N/A
15	15	N/A
20	-21	0,46
20	-18	0,38
20	-15	0,31
20	-12	0,23
20	-9	0,15
20	-6	0,07
20	-3	-0,01
20	0	-0,09
20	3	-0,17
20	6	-0,25
20	9	-0,32
20	12	-0,4
20	15	-0,47
25	-21	0,31
25	-18	0,24
25	-15	0,17
25	-12	0,1
25	-9	0,04
25	-6	-0,03
25	-3	-0,1
25	0	-0,17
25	3	-0,24
25	6	-0,3
25	9	-0,37
25	12	-0,44
25	15	-0,51
30	-21	0,3
30	-18	0,23
30	-15	0,16
30	-12	0,09
30	-9	0,02
30	-6	-0,04
30	-3	-0,11
30	0	-0,18
30	3	-0,25
30	6	-0,32
30	9	-0,39
30	12	-0,45
30	15	-0,52
35	-21	0,3

OPCIÓN 3

Inclination (deg)	Formation Index	Eq Rate (°/100')
15	-21	0,51
15	-18	0,43
15	-15	0,35
15	-12	0,28
15	-9	N/A
15	-6	N/A
15	-3	0,06
15	0	-0,01
15	3	N/A
15	6	N/A
15	9	N/A
15	12	N/A
15	15	N/A
20	-21	0,32
20	-18	0,25
20	-15	0,18
20	-12	0,11
20	-9	0,04
20	-6	-0,02
20	-3	-0,09
20	0	-0,16
20	3	-0,23
20	6	-0,3
20	9	-0,37
20	12	-0,43
20	15	-0,5
25	-21	0,31
25	-18	0,24
25	-15	0,17
25	-12	0,1
25	-9	0,03
25	-6	-0,04
25	-3	-0,11
25	0	-0,18
25	3	-0,25
25	6	-0,32
25	9	-0,39
25	12	-0,46
25	15	-0,53
30	-21	0,31
30	-18	0,24
30	-15	0,17
30	-12	0,1
30	-9	0,03
30	-6	-0,04
30	-3	-0,11
30	0	-0,18
30	3	-0,25
30	6	-0,32
30	9	-0,39
30	12	-0,46
30	15	-0,53
35	-21	0,32

Anexo N°1 continúa:

35	-18	0,17
35	-15	0,11
35	-12	0,05
35	-9	-0,02
35	-6	-0,08
35	-3	-0,15
35	0	-0,21
35	3	-0,28
35	6	-0,34
35	9	-0,41
35	12	-0,47
35	15	-0,53

35	-18	0,23
35	-15	0,16
35	-12	0,09
35	-9	0,02
35	-6	-0,05
35	-3	-0,12
35	0	-0,18
35	3	-0,25
35	6	-0,32
35	9	-0,39
35	12	-0,46
35	15	-0,53

35	-18	0,25
35	-15	0,18
35	-12	0,11
35	-9	0,04
35	-6	-0,03
35	-3	-0,1
35	0	-0,17
35	3	-0,24
35	6	-0,31
35	9	-0,38
35	12	-0,45
35	15	-0,52

OPCIÓN 4

Inclination (deg)	Formation Index	Eq Rate (°/100')
15	-15	0,32
15	-12	0,26
15	-9	0,2
15	-6	0,13
15	-3	0,07
15	0	0,01
15	3	-0,05
15	6	-0,12
15	9	-0,18
15	12	-0,24
15	15	-0,31
20	-15	0,32
20	-12	0,25
20	-9	0,19
20	-6	0,13
20	-3	0,06
20	0	0
20	3	-0,06
20	6	-0,13
20	9	-0,19
20	12	-0,26
20	15	-0,32
25	-15	0,33
25	-12	0,26
25	-9	0,2
25	-6	0,13
25	-3	0,07
25	0	0,01
25	3	-0,06
25	6	-0,12
25	9	-0,19
25	12	-0,25
25	15	-0,31
30	-15	0,34
30	-12	0,28
30	-9	0,21
30	-6	0,15
30	-3	0,09
30	0	0,02
30	3	-0,04
30	6	-0,11
30	9	-0,17
30	12	-0,24
30	15	-0,3
35	-15	0,36
35	-12	0,3
35	-9	0,23
35	-6	0,17
35	-3	0,11
35	0	0,04
35	3	-0,02
35	6	-0,09
35	9	-0,15
35	12	-0,22
35	15	-0,3

OPCIÓN 5

Inclination (deg)	Formation Index	Eq Rate (°/100')
15	-15	0,58
15	-12	0,5
15	-9	0,42
15	-6	0,35
15	-3	0,27
15	0	0,19
15	3	0,11
15	6	0,04
15	9	-0,04
15	12	-0,12
15	15	-0,2
20	-15	0,42
20	-12	0,35
20	-9	0,27
20	-6	0,19
20	-3	0,11
20	0	0,04
20	3	-0,05
20	6	-0,12
20	9	-0,2
20	12	-0,27
20	15	-0,34
25	-15	0,32
25	-12	0,25
25	-9	0,18
25	-6	0,12
25	-3	0,05
25	0	-0,02
25	3	-0,09
25	6	-0,15
25	9	-0,22
25	12	-0,29
25	15	-0,36
30	-15	0,32
30	-12	0,25
30	-9	0,18
30	-6	0,11
30	-3	0,04
30	0	-0,02
30	3	-0,09
30	6	-0,16
30	9	-0,23
30	12	-0,3
30	15	-0,36
35	-15	0,32
35	-12	0,25
35	-9	0,18
35	-6	0,11
35	-3	0,04
35	0	-0,02
35	3	-0,09
35	6	-0,16
35	9	-0,23
35	12	-0,3
35	15	-0,37

Sensitivity Analysis of MaxBHA

Operation Parameters

DLS(°/100'): 0,0 Mud Wt.(ppg): 9,5 Form.Index: 0,0

Hole Geometry

Hole Depth 1(ft): 0,0 Hole Size 1(in): 16,0 WOB 1(klb): 23,0

Tool Information

Tool Type Desc: Motor Bend Dist- Btm: 7.84 ft
 Bend Angle: 1.15 deg Toolface: Rotary

Parameters

Variable #1: Inclination (de From1: 15,0 To1: 35,0 Interval1: 5,0
 Variable #2: Formation Ind From2: -21,0 To2: 15,0 Interval2: 3,0

SACHA 305D-RUN 200-I CUADRANTE

OPCIÓN 1

Inclination (deg)	Formation Inde	Eq Rate (°/100')
15	-21	0,33
15	-18	0,25
15	-15	0,18
15	-12	0,11
15	-9	0,05
15	-6	-0,02
15	-3	-0,08
15	0	-0,15
15	3	-0,21
15	6	-0,27
15	9	-0,34
15	12	-0,4
15	15	-0,47
20	-21	0,3
20	-18	0,24
20	-15	0,17
20	-12	0,11
20	-9	0,04
20	-6	-0,03
20	-3	-0,09
20	0	-0,16
20	3	-0,22
20	6	-0,29
20	9	-0,36
20	12	-0,42
20	15	-0,49
25	-21	0,32
25	-18	0,26
25	-15	0,19
25	-12	0,12
25	-9	0,06
25	-6	-0,01
25	-3	-0,08
25	0	-0,14
25	3	-0,21
25	6	-0,28
25	9	-0,34
25	12	-0,41
25	15	-0,48
30	-21	0,35
30	-18	0,28
30	-15	0,22
30	-12	0,15
30	-9	0,08
30	-6	0,02
30	-3	-0,05
30	0	-0,12
30	3	-0,18
30	6	-0,25
30	9	-0,32
30	12	-0,38
30	15	-0,45
35	-21	0,38

OPCIÓN 2

Inclination (deg)	Formation Inde	Eq Rate (°/100')
15	-21	0,64
15	-18	0,57
15	-15	0,49
15	-12	0,41
15	-9	0,34
15	-6	0,26
15	-3	0,18
15	0	0,1
15	3	0,03
15	6	-0,05
15	9	-0,12
15	12	-0,2
15	15	-0,28
20	-21	0,49
20	-18	0,41
20	-15	0,33
20	-12	0,26
20	-9	0,18
20	-6	0,1
20	-3	0,03
20	0	-0,05
20	3	-0,13
20	6	-0,2
20	9	-0,28
20	12	-0,36
20	15	-0,44
25	-21	0,37
25	-18	0,3
25	-15	0,23
25	-12	0,16
25	-9	0,09
25	-6	0,02
25	-3	-0,04
25	0	-0,11
25	3	-0,18
25	6	-0,25
25	9	-0,32
25	12	-0,38
25	15	-0,45
30	-21	0,37
30	-18	0,31
30	-15	0,24
30	-12	0,17
30	-9	0,1
30	-6	0,03
30	-3	-0,04
30	0	-0,11
30	3	-0,17
30	6	-0,24
30	9	-0,31
30	12	-0,38
30	15	-0,45
35	-21	0,39

OPCIÓN 3

Inclination (deg)	Formation Inde	Eq Rate (°/100')
15	-21	0,43
15	-18	0,36
15	-15	0,3
15	-12	0,23
15	-9	0,17
15	-6	0,1
15	-3	0,04
15	0	-0,03
15	3	-0,09
15	6	-0,15
15	9	-0,22
15	12	-0,28
15	15	-0,35
20	-21	0,43
20	-18	0,36
20	-15	0,3
20	-12	0,23
20	-9	0,17
20	-6	0,1
20	-3	0,03
20	0	-0,03
20	3	-0,1
20	6	-0,16
20	9	-0,23
20	12	-0,3
20	15	-0,36
25	-21	0,45
25	-18	0,39
25	-15	0,32
25	-12	0,25
25	-9	0,19
25	-6	0,12
25	-3	0,05
25	0	-0,01
25	3	-0,08
25	6	-0,15
25	9	-0,21
25	12	-0,28
25	15	-0,35
30	-21	0,48
30	-18	0,42
30	-15	0,35
30	-12	0,28
30	-9	0,22
30	-6	0,15
30	-3	0,08
30	0	0,02
30	3	-0,05
30	6	-0,12
30	9	-0,19
30	12	-0,25
30	15	-0,32
35	-21	0,52

Anexo N° 1 continúa:

35	-18	0,32
35	-15	0,25
35	-12	0,18
35	-9	0,11
35	-6	0,05
35	-3	-0,02
35	0	-0,09
35	3	-0,15
35	6	-0,22
35	9	-0,29
35	12	-0,35
35	15	-0,42

35	-18	0,32
35	-15	0,25
35	-12	0,18
35	-9	0,11
35	-6	0,04
35	-3	-0,03
35	0	-0,09
35	3	-0,16
35	6	-0,23
35	9	-0,3
35	12	-0,37
35	15	-0,44

35	-18	0,45
35	-15	0,38
35	-12	0,32
35	-9	0,25
35	-6	0,18
35	-3	0,12
35	0	0,05
35	3	-0,02
35	6	-0,09
35	9	-0,15
35	12	-0,22
35	15	-0,29

OPCIÓN 5

Inclination (°)	deformation	Index	Rate (°/100°)
15	-21	0,55	
15	-18	0,49	
15	-15	0,42	
15	-12	0,36	
15	-9	0,29	
15	-6	0,23	
15	-3	0,16	
15	0	0,1	
15	3	0,03	
15	6	-0,03	
15	9	-0,1	
15	12	-0,16	
15	15	-0,23	
20	-21	0,56	
20	-18	0,49	
20	-15	0,43	
20	-12	0,36	
20	-9	0,3	
20	-6	0,23	
20	-3	0,16	
20	0	0,1	
20	3	0,03	
20	6	-0,04	
20	9	-0,1	
20	12	-0,17	
20	15	-0,23	
25	-21	0,59	
25	-18	0,52	
25	-15	0,45	
25	-12	0,39	
25	-9	0,32	
25	-6	0,25	
25	-3	0,19	
25	0	0,12	
25	3	0,05	
25	6	-0,01	
25	9	-0,08	
25	12	-0,15	
25	15	-0,21	
30	-21	0,62	
30	-18	0,55	
30	-15	0,49	
30	-12	0,42	
30	-9	0,35	
30	-6	0,28	
30	-3	0,22	
30	0	0,15	
30	3	0,08	
30	6	0,02	
30	9	-0,05	
30	12	-0,12	
30	15	-0,19	
35	-21	0,66	
35	-18	0,59	
35	-15	0,52	
35	-12	0,45	
35	-9	0,39	
35	-6	0,32	
35	-3	0,25	
35	0	0,18	
35	3	0,12	
35	6	0,05	
35	9	-0,02	
35	12	-0,08	
35	15	-0,15	

OPCIÓN 4

Inclination (°)	deformation	Index	Rate (°/100°)
15	-21	0,73	
15	-18	0,66	
15	-15	0,58	
15	-12	0,51	
15	-9	0,43	
15	-6	0,35	
15	-3	0,28	
15	0	0,2	
15	3	0,12	
15	6	0,04	
15	9	-0,03	
15	12	-0,11	
15	15	-0,19	
20	-21	0,58	
20	-18	0,5	
20	-15	0,43	
20	-12	0,35	
20	-9	0,27	
20	-6	0,2	
20	-3	0,13	
20	0	0,06	
20	3	-0,01	
20	6	-0,08	
20	9	-0,14	
20	12	-0,21	
20	15	-0,28	
25	-21	0,54	
25	-18	0,47	
25	-15	0,4	
25	-12	0,33	
25	-9	0,26	
25	-6	0,19	
25	-3	0,13	
25	0	0,06	
25	3	-0,01	
25	6	-0,08	
25	9	-0,15	
25	12	-0,21	
25	15	-0,28	
30	-21	0,55	
30	-18	0,48	
30	-15	0,41	
30	-12	0,34	
30	-9	0,27	
30	-6	0,21	
30	-3	0,14	
30	0	0,07	
30	3	0	
30	6	-0,07	
30	9	-0,14	
30	12	-0,21	
30	15	-0,28	
35	-21	0,56	
35	-18	0,5	
35	-15	0,43	
35	-12	0,36	
35	-9	0,29	
35	-6	0,22	
35	-3	0,15	
35	0	0,08	
35	3	0,01	
35	6	-0,06	
35	9	-0,12	
35	12	-0,19	
35	15	-0,26	

Anexo N°1 continúa:

30	-21	0,55
30	-18	0,48
30	-15	0,41
30	-12	0,34
30	-9	0,27
30	-6	0,21
30	-3	0,14
30	0	0,07
30	3	0
30	6	-0,07
30	9	-0,14
30	12	-0,21
30	15	-0,28
35	-21	0,56
35	-18	0,5
35	-15	0,43
35	-12	0,36
35	-9	0,29
35	-6	0,22
35	-3	0,15
35	0	0,08
35	3	0,01
35	6	-0,06
35	9	-0,12
35	12	-0,19
35	15	-0,26

30	-21	0,62
30	-18	0,55
30	-15	0,49
30	-12	0,42
30	-9	0,35
30	-6	0,28
30	-3	0,22
30	0	0,15
30	3	0,08
30	6	0,02
30	9	-0,05
30	12	-0,12
30	15	-0,19
35	-21	0,66
35	-18	0,59
35	-15	0,52
35	-12	0,45
35	-9	0,39
35	-6	0,32
35	-3	0,25
35	0	0,18
35	3	0,12
35	6	0,05
35	9	-0,02
35	12	-0,08
35	15	-0,15

Sensitivity Analysis of MaxBHA

Operation Parameters

DLS(°/100'): 0,0 Mud Wt.(ppg): 9,5 Form.Index: 0,0

Hole Geometry

Hole Depth 1(ft): 0,0 Hole Size 1(in): 16,0 WOB 1(klb): 23,0

Tool Information

Tool Type Desc: Motor Stand Dist- Btm: 7.84 ft
Bend Angle: 1.15 deg Toolface: Rotary

Parameters

Variable #1: Inclination (deg) From1: 15,0 To1: 35,0 Interval1: 5,0
Variable #2: Formation Index From2: -21,0 To2: 15,0 Interval2: 3,0

SACHA 307D-RUN 200-I CUADRANTE

OPCIÓN 1

Inclination (deg)	Formation Index	Eq Rate (°/100')
15	-21	0,33
15	-18	0,25
15	-15	0,18
15	-12	0,1
15	-9	0,02
15	-6	-0,06
15	-3	-0,14
15	0	-0,22
15	3	-0,3
15	6	-0,38
15	9	-0,45
15	12	-0,52
15	15	-0,58
20	-21	0,19
20	-18	0,12
20	-15	0,05
20	-12	-0,01
20	-9	-0,08
20	-6	-0,15
20	-3	-0,21
20	0	-0,28
20	3	-0,35
20	6	-0,41
20	9	-0,48
20	12	-0,55
20	15	-0,61
25	-21	0,19
25	-18	0,12
25	-15	0,06
25	-12	-0,01
25	-9	-0,08
25	-6	-0,15
25	-3	-0,21
25	0	-0,28
25	3	-0,35
25	6	-0,42
25	9	-0,48
25	12	-0,55
25	15	-0,62
30	-21	0,2
30	-18	0,14
30	-15	0,07
30	-12	0
30	-9	-0,07
30	-6	-0,13
30	-3	-0,2
30	0	-0,27
30	3	-0,34
30	6	-0,4
30	9	-0,47
30	12	-0,54
30	15	-0,61
35	-21	0,22
35	-18	0,16
35	-15	0,09
35	-12	0,02
35	-9	-0,05

OPCIÓN 2

Inclination (deg)	Formation Index	Eq Rate (°/100')
15	-21	0,7
15	-18	0,62
15	-15	0,54
15	-12	0,46
15	-9	0,38
15	-6	0,31
15	-3	0,23
15	0	0,15
15	3	0,08
15	6	0
15	9	-0,08
15	12	-0,15
15	15	-0,23
20	-21	0,55
20	-18	0,47
20	-15	0,4
20	-12	0,32
20	-9	0,24
20	-6	0,16
20	-3	0,08
20	0	0,01
20	3	-0,07
20	6	-0,15
20	9	-0,23
20	12	-0,31
20	15	-0,39
25	-21	0,42
25	-18	0,34
25	-15	0,26
25	-12	0,18
25	-9	0,11
25	-6	0,03
25	-3	-0,05
25	0	-0,13
25	3	-0,21
25	6	-0,28
25	9	-0,36
25	12	-0,44
25	15	-0,52
30	-21	0,29
30	-18	0,22
30	-15	0,14
30	-12	0,06
30	-9	-0,02
30	-6	-0,1
30	-3	-0,17
30	0	-0,25
30	3	-0,32
30	6	-0,39
30	9	-0,46
30	12	-0,53
30	15	-0,6
35	-21	0,22
35	-18	0,16
35	-15	0,09
35	-12	0,02
35	-9	-0,05

OPCIÓN 3

Inclination (deg)	Formation Index	Eq Rate (°/100')
15	-21	0,4
15	-18	0,33
15	-15	0,24
15	-12	0,17
15	-9	0,09
15	-6	0,01
15	-3	-0,07
15	0	-0,13
15	3	-0,2
15	6	-0,26
15	9	-0,33
15	12	-0,4
15	15	-0,46
20	-21	0,32
20	-18	0,25
20	-15	0,18
20	-12	0,12
20	-9	0,05
20	-6	-0,02
20	-3	-0,09
20	0	-0,15
20	3	-0,22
20	6	-0,29
20	9	-0,35
20	12	-0,42
20	15	-0,49
25	-21	0,32
25	-18	0,26
25	-15	0,19
25	-12	0,12
25	-9	0,05
25	-6	-0,01
25	-3	-0,08
25	0	-0,15
25	3	-0,22
25	6	-0,28
25	9	-0,35
25	12	-0,42
25	15	-0,48
30	-21	0,34
30	-18	0,27
30	-15	0,2
30	-12	0,14
30	-9	0,07
30	-6	0
30	-3	-0,07
30	0	-0,13
30	3	-0,2
30	6	-0,27
30	9	-0,34
30	12	-0,41
30	15	-0,47
35	-21	0,36
35	-18	0,29
35	-15	0,22
35	-12	0,16
35	-9	0,09

Anexo N° 1 continúa:

35	-6	-0,12
35	-3	-0,18
35	0	-0,25
35	3	-0,32
35	6	-0,39
35	9	-0,46
35	12	-0,52
35	15	-0,59

35	-6	-0,12		35	-6	0,02
35	-3	-0,19		35	-3	-0,05
35	0	-0,26		35	0	-0,12
35	3	-0,33		35	3	-0,18
35	6	-0,4		35	6	-0,25
35	9	-0,47		35	9	-0,32
35	12	-0,54		35	12	-0,39
35	15	-0,6		35	15	-0,45

OPCIÓN 4			
Inclination (deg)	deformation Inde	Eq Rate (°/100°)	
15	-21	0,47	
15	-18	0,4	
15	-15	0,32	
15	-12	0,25	
15	-9	0,19	
15	-6	0,12	
15	-3	0,06	
15	0	-0,01	
15	3	-0,08	
15	6	-0,14	
15	9	-0,21	
15	12	-0,27	
15	15	-0,34	
20	-21	0,45	
20	-18	0,38	
20	-15	0,31	
20	-12	0,25	
20	-9	0,18	
20	-6	0,11	
20	-3	0,04	
20	0	-0,02	
20	3	-0,09	
20	6	-0,16	
20	9	-0,22	
20	12	-0,29	
20	15	-0,36	
25	-21	0,46	
25	-18	0,39	
25	-15	0,32	
25	-12	0,25	
25	-9	0,19	
25	-6	0,12	
25	-3	0,05	
25	0	-0,02	
25	3	-0,08	
25	6	-0,15	
25	9	-0,22	
25	12	-0,29	
25	15	-0,35	
30	-21	0,48	
30	-18	0,41	
30	-15	0,34	
30	-12	0,27	
30	-9	0,2	
30	-6	0,14	
30	-3	0,07	
30	0	0	
30	3	-0,07	
30	6	-0,13	
30	9	-0,2	
30	12	-0,27	
30	15	-0,34	
35	-21	0,5	
35	-18	0,43	
35	-15	0,36	
35	-12	0,29	
35	-9	0,23	
35	-6	0,16	
35	-3	0,09	
35	0	0,02	
35	3	-0,05	
35	6	-0,11	
35	9	-0,18	
35	12	-0,25	
35	15	-0,32	

OPCIÓN 5			
Inclination (deg)	deformation Inde	Eq Rate (°/100°)	
15	-21	0,79	
15	-18	0,72	
15	-15	0,64	
15	-12	0,56	
15	-9	0,48	
15	-6	0,4	
15	-3	0,32	
15	0	0,25	
15	3	0,17	
15	6	0,09	
15	9	0,02	
15	12	-0,06	
15	15	-0,14	
20	-21	0,64	
20	-18	0,57	
20	-15	0,49	
20	-12	0,41	
20	-9	0,34	
20	-6	0,26	
20	-3	0,18	
20	0	0,1	
20	3	0,02	
20	6	-0,06	
20	9	-0,13	
20	12	-0,21	
20	15	-0,29	
25	-21	0,51	
25	-18	0,44	
25	-15	0,36	
25	-12	0,28	
25	-9	0,2	
25	-6	0,13	
25	-3	0,05	
25	0	-0,03	
25	3	-0,1	
25	6	-0,18	
25	9	-0,26	
25	12	-0,33	
25	15	-0,4	
30	-21	0,41	
30	-18	0,35	
30	-15	0,28	
30	-12	0,21	
30	-9	0,14	
30	-6	0,07	
30	-3	0	
30	0	-0,07	
30	3	-0,14	
30	6	-0,21	
30	9	-0,27	
30	12	-0,34	
30	15	-0,41	
35	-21	0,41	
35	-18	0,34	
35	-15	0,27	
35	-12	0,2	
35	-9	0,13	
35	-6	0,07	
35	-3	0	
35	0	-0,07	
35	3	-0,14	
35	6	-0,21	
35	9	-0,28	
35	12	-0,35	
35	15	-0,42	

Anexo N°1 continúa:

30	-21	0,41
30	-18	0,35
30	-15	0,28
30	-12	0,21
30	-9	0,14
30	-6	0,07
30	-3	0
30	0	-0,07
30	3	-0,14
30	6	-0,21
30	9	-0,27
30	12	-0,34
30	15	-0,41
35	-21	0,41
35	-18	0,34
35	-15	0,27
35	-12	0,2
35	-9	0,13
35	-6	0,07
35	-3	0
35	0	-0,07
35	3	-0,14
35	6	-0,21
35	9	-0,28
35	12	-0,35
35	15	-0,42

30	-21	0,48
30	-18	0,41
30	-15	0,34
30	-12	0,27
30	-9	0,2
30	-6	0,14
30	-3	0,07
30	0	0
30	3	-0,07
30	6	-0,13
30	9	-0,2
30	12	-0,27
30	15	-0,34
35	-21	0,5
35	-18	0,43
35	-15	0,36
35	-12	0,29
35	-9	0,23
35	-6	0,16
35	-3	0,09
35	0	0,02
35	3	-0,05
35	6	-0,11
35	9	-0,18
35	12	-0,25
35	15	-0,32

ANEXO N° 2 ANÁLISIS DE MaxBHA™ PARA SECCIÓN DE 16" – II CUADRANTE

Sensitivity Analysis of MaxBHA

Operation Parameters

DLS (°/100'): 0,0 Mud Wt.(ppg): 9,5 Form.Index: 0,0

Hole Geometry

Hole Depth 1(ft): 0,0 Hole Size 1(in): 16,0 WOB 1(klb): 23,0

Tool Information

Tool Type Desc: Motor Stand Dist- Btm: 7.84 ft
Bend Angle: 1.15 deg Toolface: Rotary

Parameters

Variable #1: Inclination (deg) From1: 15,0 To1: 35,0 Interval1: 5,0
Variable #2: Formation Index From2: -36,0 To2: 36,0 Interval2: 3,0

SACHA 306D-RUN 300-II CUADRANTE

OPCIÓN 1

Inclination (deg)	Formation Index	Eq Rate (°/100')
15	-36	0,74
15	-33	0,65
15	-30	0,58
15	-27	0,5
15	-24	0,42
15	-21	0,34
15	-18	0,26
15	-15	0,19
15	-12	0,1
15	-9	0,03
15	-6	-0,05
15	-3	-0,11
15	0	-0,18
15	3	-0,24
15	6	-0,31
15	9	-0,38
15	12	-0,44
15	15	-0,51
15	18	-0,57
15	21	-0,64
15	24	-0,7
15	27	-0,77
15	30	-0,83
15	33	-0,9
15	36	-0,96
20	-36	0,62
20	-33	0,55
20	-30	0,48
20	-27	0,42
20	-24	0,35
20	-21	0,28
20	-18	0,22
20	-15	0,15
20	-12	0,08
20	-9	0,01
20	-6	-0,05
20	-3	-0,12
20	0	-0,19
20	3	-0,25
20	6	-0,32
20	9	-0,39
20	12	-0,45
20	15	-0,52
20	18	-0,59
20	21	-0,66
20	24	-0,72
20	27	-0,79
20	30	-0,85
20	33	-0,92
20	36	-0,99
25	-36	0,64
25	-33	0,57
25	-30	0,5
25	-27	0,44
25	-24	0,37
25	-21	0,3

OPCIÓN 2

Inclination (deg)	Formation Index	Eq Rate (°/100')
15	-36	1,09
15	-33	1,01
15	-30	0,94
15	-27	0,86
15	-24	0,79
15	-21	0,71
15	-18	0,63
15	-15	0,56
15	-12	0,48
15	-9	0,41
15	-6	0,33
15	-3	0,25
15	0	0,18
15	3	0,1
15	6	0,02
15	9	-0,05
15	12	-0,13
15	15	-0,2
15	18	-0,28
15	21	-0,35
15	24	-0,43
15	27	-0,51
15	30	-0,58
15	33	-0,66
15	36	-0,73
20	-36	0,96
20	-33	0,88
20	-30	0,81
20	-27	0,73
20	-24	0,65
20	-21	0,58
20	-18	0,5
20	-15	0,42
20	-12	0,35
20	-9	0,27
20	-6	0,2
20	-3	0,12
20	0	0,04
20	3	-0,03
20	6	-0,11
20	9	-0,19
20	12	-0,27
20	15	-0,34
20	18	-0,42
20	21	-0,49
20	24	-0,57
20	27	-0,65
20	30	-0,73
20	33	-0,8
20	36	-0,88
25	-36	0,84
25	-33	0,77
25	-30	0,69
25	-27	0,61
25	-24	0,53
25	-21	0,46

OPCIÓN 3

Inclination (deg)	Formation Index	Eq Rate (°/100')
15	-36	0,81
15	-33	0,72
15	-30	0,65
15	-27	0,57
15	-24	0,49
15	-21	0,41
15	-18	0,34
15	-15	0,27
15	-12	0,21
15	-9	0,14
15	-6	0,08
15	-3	0,01
15	0	-0,06
15	3	-0,12
15	6	-0,19
15	9	-0,25
15	12	-0,32
15	15	-0,39
15	18	-0,45
15	21	-0,52
15	24	-0,58
15	27	-0,65
15	30	-0,71
15	33	-0,78
15	36	-0,84
20	-36	0,75
20	-33	0,68
20	-30	0,61
20	-27	0,55
20	-24	0,48
20	-21	0,41
20	-18	0,34
20	-15	0,28
20	-12	0,21
20	-9	0,14
20	-6	0,08
20	-3	0,01
20	0	-0,06
20	3	-0,13
20	6	-0,19
20	9	-0,26
20	12	-0,33
20	15	-0,39
20	18	-0,46
20	21	-0,53
20	24	-0,59
20	27	-0,66
20	30	-0,73
20	33	-0,8
20	36	-0,86
25	-36	0,77
25	-33	0,7
25	-30	0,64
25	-27	0,57
25	-24	0,5
25	-21	0,43

Anexo N°2 continúa:

25	-18	0,23
25	-15	0,17
25	-12	0,1
25	-9	0,03
25	-6	-0,04
25	-3	-0,1
25	0	-0,17
25	3	-0,24
25	6	-0,31
25	9	-0,37
25	12	-0,44
25	15	-0,51
25	18	-0,58
25	21	-0,64
25	24	-0,71
25	27	-0,78
25	30	-0,85
25	33	-0,91
25	36	-0,98
30	-36	0,67
30	-33	0,6
30	-30	0,53
30	-27	0,46
30	-24	0,4
30	-21	0,33
30	-18	0,26
30	-15	0,19
30	-12	0,12
30	-9	0,06
30	-6	-0,01
30	-3	-0,08
30	0	-0,15
30	3	-0,22
30	6	-0,28
30	9	-0,35
30	12	-0,42
30	15	-0,49
30	18	-0,55
30	21	-0,62
30	24	-0,69
30	27	-0,76
30	30	-0,83
30	33	-0,89
30	36	-0,96
35	-36	0,7
35	-33	0,63
35	-30	0,56
35	-27	0,49
35	-24	0,43
35	-21	0,36
35	-18	0,29
35	-15	0,22
35	-12	0,16
35	-9	0,09
35	-6	0,02
35	-3	-0,05
35	0	-0,12
35	3	-0,19
35	6	-0,25
35	9	-0,32
35	12	-0,39
35	15	-0,46
35	18	-0,53
35	21	-0,59
35	24	-0,66
35	27	-0,73
35	30	-0,8
35	33	-0,87
35	36	-0,93

25	-18	0,38
25	-15	0,31
25	-12	0,23
25	-9	0,15
25	-6	0,07
25	-3	0
25	0	-0,08
25	3	-0,16
25	6	-0,23
25	9	-0,31
25	12	-0,38
25	15	-0,46
25	18	-0,54
25	21	-0,62
25	24	-0,69
25	27	-0,77
25	30	-0,85
25	33	-0,92
25	36	-1
30	-36	0,73
30	-33	0,65
30	-30	0,58
30	-27	0,5
30	-24	0,43
30	-21	0,35
30	-18	0,27
30	-15	0,2
30	-12	0,12
30	-9	0,04
30	-6	-0,03
30	-3	-0,11
30	0	-0,19
30	3	-0,26
30	6	-0,33
30	9	-0,4
30	12	-0,48
30	15	-0,55
30	18	-0,62
30	21	-0,69
30	24	-0,77
30	27	-0,84
30	30	-0,91
30	33	-0,98
30	36	-1,06
35	-36	0,69
35	-33	0,62
35	-30	0,54
35	-27	0,47
35	-24	0,4
35	-21	0,32
35	-18	0,25
35	-15	0,18
35	-12	0,11
35	-9	0,03
35	-6	-0,04
35	-3	-0,11
35	0	-0,18
35	3	-0,26
35	6	-0,33
35	9	-0,4
35	12	-0,48
35	15	-0,55
35	18	-0,62
35	21	-0,69
35	24	-0,77
35	27	-0,84
35	30	-0,91
35	33	-0,98
35	36	-1,06

25	-18	0,37
25	-15	0,3
25	-12	0,23
25	-9	0,16
25	-6	0,09
25	-3	0,03
25	0	-0,04
25	3	-0,11
25	6	-0,18
25	9	-0,24
25	12	-0,31
25	15	-0,38
25	18	-0,45
25	21	-0,51
25	24	-0,58
25	27	-0,65
25	30	-0,72
25	33	-0,78
25	36	-0,85
30	-36	0,8
30	-33	0,74
30	-30	0,67
30	-27	0,6
30	-24	0,53
30	-21	0,46
30	-18	0,39
30	-15	0,33
30	-12	0,26
30	-9	0,19
30	-6	0,12
30	-3	0,05
30	0	-0,01
30	3	-0,08
30	6	-0,15
30	9	-0,22
30	12	-0,28
30	15	-0,35
30	18	-0,42
30	21	-0,49
30	24	-0,56
30	27	-0,62
30	30	-0,69
30	33	-0,76
30	36	-0,83
35	-36	0,84
35	-33	0,77
35	-30	0,7
35	-27	0,63
35	-24	0,56
35	-21	0,5
35	-18	0,43
35	-15	0,36
35	-12	0,29
35	-9	0,22
35	-6	0,15
35	-3	0,09
35	0	0,02
35	3	-0,05
35	6	-0,12
35	9	-0,19
35	12	-0,25
35	15	-0,32
35	18	-0,39
35	21	-0,46
35	24	-0,53
35	27	-0,59
35	30	-0,66
35	33	-0,73
35	36	-0,8

Anexo N°2 continúa:

OPCIÓN 4			OPCIÓN 5		
Inclination (deg)	deformation Inde	Eq Rate (°/100')	Inclination (deg)	deformation Inde	Eq Rate (°/100')
15	-36	0,88	15	-36	1,19
15	-33	0,8	15	-33	1,12
15	-30	0,73	15	-30	1,04
15	-27	0,67	15	-27	0,96
15	-24	0,6	15	-24	0,89
15	-21	0,53	15	-21	0,81
15	-18	0,47	15	-18	0,74
15	-15	0,4	15	-15	0,66
15	-12	0,33	15	-12	0,58
15	-9	0,27	15	-9	0,51
15	-6	0,2	15	-6	0,43
15	-3	0,13	15	-3	0,35
15	0	0,07	15	0	0,28
15	3	0	15	3	0,2
15	6	-0,06	15	6	0,13
15	9	-0,13	15	9	0,05
15	12	-0,2	15	12	-0,03
15	15	-0,26	15	15	-0,1
15	18	-0,33	15	18	-0,18
15	21	-0,39	15	21	-0,25
15	24	-0,46	15	24	-0,33
15	27	-0,53	15	27	-0,41
15	30	-0,59	15	30	-0,48
15	33	-0,66	15	33	-0,56
15	36	-0,72	15	36	-0,63
20	-36	0,88	20	-36	1,07
20	-33	0,81	20	-33	0,99
20	-30	0,75	20	-30	0,91
20	-27	0,68	20	-27	0,83
20	-24	0,61	20	-24	0,76
20	-21	0,54	20	-21	0,68
20	-18	0,47	20	-18	0,6
20	-15	0,41	20	-15	0,53
20	-12	0,34	20	-12	0,45
20	-9	0,27	20	-9	0,38
20	-6	0,21	20	-6	0,3
20	-3	0,14	20	-3	0,22
20	0	0,07	20	0	0,15
20	3	0	20	3	0,07
20	6	-0,06	20	6	-0,01
20	9	-0,13	20	9	-0,09
20	12	-0,2	20	12	-0,16
20	15	-0,27	20	15	-0,24
20	18	-0,33	20	18	-0,31
20	21	-0,4	20	21	-0,39
20	24	-0,47	20	24	-0,47
20	27	-0,53	20	27	-0,54
20	30	-0,6	20	30	-0,62
20	33	-0,67	20	33	-0,7
20	36	-0,73	20	36	-0,78
25	-36	0,91	25	-36	0,95
25	-33	0,84	25	-33	0,87
25	-30	0,77	25	-30	0,8
25	-27	0,7	25	-27	0,72
25	-24	0,63	25	-24	0,64
25	-21	0,57	25	-21	0,57
25	-18	0,5	25	-18	0,49
25	-15	0,43	25	-15	0,41
25	-12	0,36	25	-12	0,34
25	-9	0,3	25	-9	0,26
25	-6	0,23	25	-6	0,18
25	-3	0,16	25	-3	0,11
25	0	0,09	25	0	0,03
25	3	0,02	25	3	-0,05
25	6	-0,04	25	6	-0,13
25	9	-0,11	25	9	-0,2
25	12	-0,18	25	12	-0,28
25	15	-0,25	25	15	-0,35
25	18	-0,31	25	18	-0,42
25	21	-0,38	25	21	-0,5
25	24	-0,45	25	24	-0,57
25	27	-0,52	25	27	-0,64
25	30	-0,58	25	30	-0,71
25	33	-0,65	25	33	-0,78

Anexo N°2 continúa:

25	36	-0,72
30	-36	0,94
30	-33	0,87
30	-30	0,8
30	-27	0,73
30	-24	0,67
30	-21	0,6
30	-18	0,53
30	-15	0,46
30	-12	0,39
30	-9	0,33
30	-6	0,26
30	-3	0,19
30	0	0,12
30	3	0,05
30	6	-0,01
30	9	-0,08
30	12	-0,15
30	15	-0,22
30	18	-0,29
30	21	-0,35
30	24	-0,42
30	27	-0,49
30	30	-0,56
30	33	-0,63
30	36	-0,69
35	-36	0,98
35	-33	0,91
35	-30	0,84
35	-27	0,77
35	-24	0,7
35	-21	0,63
35	-18	0,57
35	-15	0,5
35	-12	0,43
35	-9	0,36
35	-6	0,29
35	-3	0,22
35	0	0,16
35	3	0,09
35	6	0,02
35	9	-0,05
35	12	-0,12
35	15	-0,19
35	18	-0,25
35	21	-0,32
35	24	-0,39
35	27	-0,46
35	30	-0,53
35	33	-0,59
35	36	-0,66

25	36	-0,86
30	-36	0,88
30	-33	0,81
30	-30	0,74
30	-27	0,66
30	-24	0,59
30	-21	0,52
30	-18	0,45
30	-15	0,37
30	-12	0,3
30	-9	0,23
30	-6	0,16
30	-3	0,08
30	0	0,01
30	3	-0,06
30	6	-0,14
30	9	-0,21
30	12	-0,28
30	15	-0,35
30	18	-0,43
30	21	-0,5
30	24	-0,57
30	27	-0,64
30	30	-0,72
30	33	-0,79
30	36	-0,86
35	-36	0,89
35	-33	0,82
35	-30	0,74
35	-27	0,67
35	-24	0,6
35	-21	0,53
35	-18	0,45
35	-15	0,38
35	-12	0,31
35	-9	0,23
35	-6	0,16
35	-3	0,09
35	0	0,02
35	3	-0,06
35	6	-0,13
35	9	-0,2
35	12	-0,28
35	15	-0,35
35	18	-0,42
35	21	-0,49
35	24	-0,57
35	27	-0,64
35	30	-0,71
35	33	-0,79
35	36	-0,86

ANEXO N°3 ANÁLISIS DE MaxBHA™ PARA SECCIÓN DE 16"–III CUADRANTE

Hole Geometry

Hole Depth 1(ft): 0,0 Hole Size 1(in): 16,0 WOB 1(klb): 23,0

Tool Information

Tool Type Desc: Motor Tool Dist from Btm: 7.84 ft
Bend Angle: 1.15 deg Toolface: Rotary

Parameters

Variable #1: Inclination (deg) From1: 15,0 To1: 35,0 Interval1: 5,0
Variable #2: Formation Index From2: -18,0 To2: 27,0 Interval2: 3,0

SACHA 301D - RUN 300-III Cuadrante

OPCIÓN 1

Inclination (deg)	Formation Index	Eq Rate (°/100')
15	-18	0,55
15	-15	0,47
15	-12	0,39
15	-9	0,31
15	-6	0,24
15	-3	0,16
15	0	0,08
15	3	0,01
15	6	-0,07
15	9	-0,15
15	12	-0,22
15	15	-0,31
15	18	-0,38
15	21	-0,46
15	24	-0,54
15	27	-0,61
20	-18	0,4
20	-15	0,32
20	-12	0,24
20	-9	0,16
20	-6	0,09
20	-3	0,01
20	0	-0,07
20	3	-0,15
20	6	-0,22
20	9	-0,3
20	12	-0,38
20	15	-0,46
20	18	-0,53
20	21	-0,61
20	24	-0,67
20	27	-0,74
25	-18	0,27
25	-15	0,21
25	-12	0,14
25	-9	0,07
25	-6	0
25	-3	-0,07
25	0	-0,13
25	3	-0,2
25	6	-0,27
25	9	-0,34
25	12	-0,41
25	15	-0,47
25	18	-0,54
25	21	-0,61
25	24	-0,68
25	27	-0,75
30	-18	0,29
30	-15	0,22
30	-12	0,15
30	-9	0,08
30	-6	0,01
30	-3	-0,06
30	0	-0,12
30	3	-0,19

OPCIÓN 2

Inclination (deg)	Formation Index	Eq Rate (°/100')
15	-18	0,39
15	-15	0,32
15	-12	0,25
15	-9	0,19
15	-6	0,12
15	-3	0,06
15	0	-0,01
15	3	-0,08
15	6	-0,14
15	9	-0,21
15	12	-0,28
15	15	-0,34
15	18	-0,41
15	21	-0,47
15	24	-0,54
15	27	-0,61
20	-18	0,4
20	-15	0,33
20	-12	0,27
20	-9	0,2
20	-6	0,13
20	-3	0,07
20	0	0
20	3	-0,07
20	6	-0,13
20	9	-0,2
20	12	-0,27
20	15	-0,33
20	18	-0,4
20	21	-0,47
20	24	-0,54
20	27	-0,6
25	-18	0,43
25	-15	0,36
25	-12	0,29
25	-9	0,22
25	-6	0,16
25	-3	0,09
25	0	0,02
25	3	-0,04
25	6	-0,11
25	9	-0,18
25	12	-0,25
25	15	-0,31
25	18	-0,38
25	21	-0,45
25	24	-0,51
25	27	-0,58
30	-18	0,46
30	-15	0,39
30	-12	0,32
30	-9	0,26
30	-6	0,19
30	-3	0,12
30	0	0,05
30	3	-0,01

OPCIÓN 3

Inclination (deg)	Formation Index	Eq Rate (°/100')
15	-18	0,63
15	-15	0,55
15	-12	0,48
15	-9	0,4
15	-6	0,32
15	-3	0,24
15	0	0,17
15	3	0,09
15	6	0,01
15	9	-0,07
15	12	-0,15
15	15	-0,22
15	18	-0,3
15	21	-0,38
15	24	-0,45
15	27	-0,53
20	-18	0,48
20	-15	0,4
20	-12	0,33
20	-9	0,25
20	-6	0,17
20	-3	0,1
20	0	0,03
20	3	-0,04
20	6	-0,11
20	9	-0,17
20	12	-0,24
20	15	-0,31
20	18	-0,38
20	21	-0,45
20	24	-0,51
20	27	-0,58
25	-18	0,44
25	-15	0,37
25	-12	0,31
25	-9	0,24
25	-6	0,17
25	-3	0,1
25	0	0,03
25	3	-0,03
25	6	-0,1
25	9	-0,17
25	12	-0,24
25	15	-0,31
25	18	-0,38
25	21	-0,44
25	24	-0,51
25	27	-0,58
30	-18	0,46
30	-15	0,39
30	-12	0,32
30	-9	0,25
30	-6	0,18
30	-3	0,12
30	0	0,05
30	3	-0,02

Anexo N°3 continúa:

30	6	-0.26
30	9	-0.33
30	12	-0.4
30	15	-0.47
30	18	-0.53
30	21	-0.6
30	24	-0.67
30	27	-0.74
35	-18	0.3
35	-15	0.23
35	-12	0.17
35	-9	0.11
35	-6	0.03
35	-3	-0.04
35	0	-0.11
35	3	-0.18
35	6	-0.25
35	9	-0.31
35	12	-0.38
35	15	-0.45
35	18	-0.52
35	21	-0.59
35	24	-0.66
35	27	-0.73

30	6	-0.08
30	9	-0.15
30	12	-0.21
30	15	-0.28
30	18	-0.35
30	21	-0.42
30	24	-0.48
30	27	-0.55
35	-18	0.5
35	-15	0.43
35	-12	0.36
35	-9	0.29
35	-6	0.22
35	-3	0.16
35	0	0.09
35	3	0.02
35	6	-0.05
35	9	-0.11
35	12	-0.18
35	15	-0.25
35	18	-0.32
35	21	-0.38
35	24	-0.45
35	27	-0.52

30	6	-0.09
30	9	-0.16
30	12	-0.23
30	15	-0.3
30	18	-0.36
30	21	-0.43
30	24	-0.5
30	27	-0.57
35	-18	0.48
35	-15	0.41
35	-12	0.34
35	-9	0.27
35	-6	0.2
35	-3	0.13
35	0	0.07
35	3	0
35	6	-0.07
35	9	-0.14
35	12	-0.21
35	15	-0.28
35	18	-0.35
35	21	-0.42
35	24	-0.48
35	27	-0.55

ANEXO N° 4 ANÁLISIS DE Max BHA™ PARA SECCIÓN DE 16”-IV CUADRANTE

Sensitivity Analysis of MaxBHA

Operation Parameters

DLS(°/100'): 0,0 Mud Wt.(ppg): 9,5 Form.Index: 2,0

Hole Geometry

Hole Depth 1(ft): 0,0 Hole Size 1(in): 16,0 WOB 1(klb): 23,0

Tool Information

Tool Type Desc: Motor end Dist from Btm: 7.84 ft
Bend Angle: 1.15 deg Toolface: Rotary

Parameters

Variable #1: Inclination (deg) From1: 15,0 To1: 35,0 Interval1: 5,0
Variable #2: Formation Index From2: -15,0 To2: 15,0 Interval2: 3,0

SACHA 302D - RUN 200-IV Cuadrante

OPCIÓN 1

Inclination (deg)	Formation Index	Eq Rate (°/100')
15	-15	0,75
15	-12	0,67
15	-9	0,6
15	-6	0,52
15	-3	0,44
15	0	0,36
15	3	0,28
15	6	0,2
15	9	0,13
15	12	0,05
15	15	-0,03
20	-15	N/A
20	-12	0,56
20	-9	0,48
20	-6	0,4
20	-3	0,32
20	0	0,24
20	3	0,16
20	6	0,08
20	9	0,01
20	12	-0,07
20	15	-0,15
25	-15	0,45
25	-12	0,37
25	-9	0,29
25	-6	0,21
25	-3	0,14
25	0	0,06
25	3	-0,02
25	6	-0,1
25	9	-0,17
25	12	-0,25
25	15	-0,33
30	-15	0,36
30	-12	0,28
30	-9	0,21
30	-6	0,13
30	-3	0,05
30	0	-0,03
30	3	-0,1
30	6	-0,18
30	9	-0,26
30	12	-0,34
30	15	-0,41
35	-15	0,28
35	-12	0,21
35	-9	0,12
35	-6	0,05
35	-3	-0,03
35	0	-0,11
35	3	-0,18
35	6	-0,26
35	9	-0,34
35	12	-0,42
35	15	-0,49

OPCIÓN 2

Inclination (deg)	Formation Index	Eq Rate (°/100')
15	-15	0,21
15	-12	0,15
15	-9	0,08
15	-6	0,02
15	-3	-0,04
15	0	-0,11
15	3	-0,17
15	6	-0,23
15	9	-0,29
15	12	-0,36
15	15	-0,42
20	-15	0,2
20	-12	0,14
20	-9	0,07
20	-6	0,01
20	-3	-0,06
20	0	-0,12
20	3	-0,18
20	6	-0,25
20	9	-0,31
20	12	-0,37
20	15	-0,44
25	-15	0,21
25	-12	0,14
25	-9	0,08
25	-6	0,01
25	-3	-0,05
25	0	-0,11
25	3	-0,18
25	6	-0,24
25	9	-0,31
25	12	-0,37
25	15	-0,43
30	-15	0,22
30	-12	0,16
30	-9	0,09
30	-6	0,03
30	-3	-0,04
30	0	-0,1
30	3	-0,17
30	6	-0,23
30	9	-0,29
30	12	-0,36
30	15	-0,42
35	-15	0,24
35	-12	0,17
35	-9	0,11
35	-6	0,05
35	-3	-0,02
35	0	-0,08
35	3	-0,15
35	6	-0,21
35	9	-0,28
35	12	-0,34
35	15	-0,41

OPCIÓN 3

Inclination (deg)	Formation Index	Eq Rate (°/100')
15	-15	0,49
15	-12	0,41
15	-9	0,34
15	-6	0,26
15	-3	0,18
15	0	0,1
15	3	0,03
15	6	-0,05
15	9	-0,13
15	12	-0,21
15	15	-0,29
20	-15	0,33
20	-12	0,26
20	-9	0,18
20	-6	0,1
20	-3	0,02
20	0	-0,06
20	3	-0,14
20	6	-0,22
20	9	-0,29
20	12	-0,37
20	15	-0,45
25	-15	0,19
25	-12	0,11
25	-9	0,03
25	-6	-0,04
25	-3	-0,12
25	0	-0,19
25	3	-0,26
25	6	-0,32
25	9	-0,39
25	12	-0,46
25	15	-0,53
30	-15	0,14
30	-12	0,07
30	-9	0,01
30	-6	-0,06
30	-3	-0,13
30	0	-0,2
30	3	-0,27
30	6	-0,33
30	9	-0,4
30	12	-0,47
30	15	-0,54
35	-15	0,14
35	-12	0,07
35	-9	0
35	-6	-0,06
35	-3	-0,13
35	0	-0,2
35	3	-0,27
35	6	-0,34
35	9	-0,4
35	12	-0,47
35	15	-0,54

Anexo N°4 continúa:

OPCIÓN 4

Inclination (deg)	Formation Index	Eq Rate (°/100')
15	-15	0,58
15	-12	0,5
15	-9	0,42
15	-6	0,35
15	-3	0,27
15	0	0,19
15	3	0,11
15	6	0,04
15	9	-0,04
15	12	-0,12
15	15	-0,2
20	-15	0,42
20	-12	0,35
20	-9	0,27
20	-6	0,19
20	-3	0,11
20	0	0,04
20	3	-0,05
20	6	-0,12
20	9	-0,2
20	12	-0,27
20	15	-0,34
25	-15	0,32
25	-12	0,25
25	-9	0,18
25	-6	0,12
25	-3	0,05
25	0	-0,02
25	3	-0,09
25	6	-0,15
25	9	-0,22
25	12	-0,29
25	15	-0,36
30	-15	0,32
30	-12	0,25
30	-9	0,18
30	-6	0,11
30	-3	0,04
30	0	-0,02
30	3	-0,09
30	6	-0,16
30	9	-0,23
30	12	-0,3
30	15	-0,36
35	-15	0,32
35	-12	0,25
35	-9	0,18
35	-6	0,11
35	-3	0,04
35	0	-0,02
35	3	-0,09
35	6	-0,16
35	9	-0,23
35	12	-0,3
35	15	-0,37

OPCIÓN 5

Inclination (deg)	Formation Index	Eq Rate (°/100')
15	-15	0,32
15	-12	0,26
15	-9	0,2
15	-6	0,13
15	-3	0,07
15	0	0,01
15	3	-0,05
15	6	-0,12
15	9	-0,18
15	12	-0,24
15	15	-0,31
20	-15	0,32
20	-12	0,25
20	-9	0,19
20	-6	0,13
20	-3	0,06
20	0	0
20	3	-0,06
20	6	-0,13
20	9	-0,19
20	12	-0,26
20	15	-0,32
25	-15	0,33
25	-12	0,26
25	-9	0,2
25	-6	0,13
25	-3	0,07
25	0	0,01
25	3	-0,06
25	6	-0,12
25	9	-0,19
25	12	-0,25
25	15	-0,31
30	-15	0,34
30	-12	0,28
30	-9	0,21
30	-6	0,15
30	-3	0,09
30	0	0,02
30	3	-0,04
30	6	-0,11
30	9	-0,17
30	12	-0,24
30	15	-0,3
35	-15	0,36
35	-12	0,3
35	-9	0,23
35	-6	0,17
35	-3	0,11
35	0	0,04
35	3	-0,02
35	6	-0,09
35	9	-0,15
35	12	-0,22
35	15	-0,3

ANEXO N°5 ANÁLISIS DE MAXBHA PARA SECCIÓN DE 12 ¼"–I CUADRANTE

Sensitivity Analysis of MaxBHA

Operation Parameters

DLS (°/100'): 0,0

Mud Wt.(ppg): 10,1

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

Dist from Btm: 7.43 ft

Bend Angle: 1.15 deg

Toolface: Rotary

Parameters

Variable #1: Inclination (de

From1: 20,0

To1: 40,0

Interval1: 5,0

Variable #2: Formation Ind

From2: -18,0

To2: 24,0

Interval2: 3,0

SACHA 303D-RUN 300- I CUADRANTE

OPCIÓN 1

Inclination (deg)	Formation Inde	Eq Rate (°/100')
20	-18	0,76
20	-15	0,64
20	-12	0,51
20	-9	0,38
20	-6	0,25
20	-3	0,13
20	0	0,01
20	3	-0,12
20	6	-0,25
20	9	-0,37
20	12	-0,5
20	15	-0,63
20	18	-0,75
20	21	-0,88
20	24	-1,01
25	-18	0,74
25	-15	0,59
25	-12	0,45
25	-9	0,31
25	-6	0,17
25	-3	0,04
25	0	-0,09
25	3	-0,22
25	6	-0,34
25	9	-0,47
25	12	-0,59
25	15	-0,72
25	18	-0,85
25	21	-0,98
25	24	-1,1
30	-18	0,8
30	-15	0,66
30	-12	0,52
30	-9	0,37
30	-6	0,23
30	-3	0,09
30	0	-0,06
30	3	-0,2
30	6	-0,34
30	9	-0,49
30	12	-0,63
30	15	-0,77
30	18	-0,92
30	21	-1,06
30	24	-1,19
35	-18	0,87
35	-15	0,73
35	-12	0,59
35	-9	0,44
35	-6	0,3
35	-3	0,16
35	0	0,01
35	3	-0,13
35	6	-0,27
35	9	-0,42
35	12	-0,56

OPCIÓN 2

Inclination (deg)	Formation Inde	Eq Rate (°/100')
20	-18	0,87
20	-15	0,73
20	-12	0,58
20	-9	0,44
20	-6	0,29
20	-3	0,15
20	0	0
20	3	-0,14
20	6	-0,28
20	9	-0,4
20	12	-0,53
20	15	-0,66
20	18	-0,78
20	21	-0,91
20	24	-1,04
25	-18	0,98
25	-15	0,84
25	-12	0,69
25	-9	0,55
25	-6	0,4
25	-3	0,25
25	0	0,11
25	3	-0,04
25	6	-0,18
25	9	-0,33
25	12	-0,48
25	15	-0,62
25	18	-0,77
25	21	-0,91
25	24	-1,06
30	-18	1,1
30	-15	0,96
30	-12	0,81
30	-9	0,66
30	-6	0,52
30	-3	0,37
30	0	0,22
30	3	0,08
30	6	-0,07
30	9	-0,22
30	12	-0,36
30	15	-0,51
30	18	-0,66
30	21	-0,8
30	24	-0,95
35	-18	1,22
35	-15	1,08
35	-12	0,93
35	-9	0,78
35	-6	0,64
35	-3	0,49
35	0	0,34
35	3	0,2
35	6	0,05
35	9	-0,1
35	12	-0,24

Anexo N°5 continúa:

35	15	-0,7
35	18	-0,85
35	21	-0,99
35	24	-1,13
40	-18	0,95
40	-15	0,8
40	-12	0,66
40	-9	0,52
40	-6	0,37
40	-3	0,23
40	0	0,08
40	3	-0,06
40	6	-0,2
40	9	-0,35
40	12	-0,49
40	15	-0,63
40	18	-0,78
40	21	-0,92
40	24	-1,06

35	15	-0,39
35	18	-0,54
35	21	-0,69
35	24	-0,83
40	-18	1,34
40	-15	1,19
40	-12	1,05
40	-9	0,9
40	-6	0,75
40	-3	0,61
40	0	0,46
40	3	0,31
40	6	0,17
40	9	0,02
40	12	-0,13
40	15	-0,28
40	18	-0,42
40	21	-0,57
40	24	-0,72

OPCIÓN 3

Inclination (deg)	deformation Inde	Eq Rate (°/100')
20	-18	0,6
20	-15	0,48
20	-12	0,35
20	-9	0,22
20	-6	0,1
20	-3	-0,02
20	0	-0,15
20	3	-0,28
20	6	-0,4
20	9	-0,53
20	12	-0,66
20	15	-0,78
20	18	-0,91
20	21	-1,04
20	24	-1,15
25	-18	0,51
25	-15	0,38
25	-12	0,26
25	-9	0,13
25	-6	0
25	-3	-0,13
25	0	-0,25
25	3	-0,37
25	6	-0,5
25	9	-0,63
25	12	-0,76
25	15	-0,88
25	18	-1,01
25	21	-1,14
25	24	-1,26

OPCIÓN 4

Inclination (deg)	deformation Inde	Eq Rate (°/100')
20	-18	0,64
20	-15	0,49
20	-12	0,35
20	-9	0,21
20	-6	0,09
20	-3	-0,04
20	0	-0,17
20	3	-0,3
20	6	-0,42
20	9	-0,55
20	12	-0,67
20	15	-0,8
20	18	-0,92
20	21	-1,05
20	24	-1,18
25	-18	0,74
25	-15	0,59
25	-12	0,45
25	-9	0,3
25	-6	0,16
25	-3	0,01
25	0	-0,14
25	3	-0,28
25	6	-0,43
25	9	-0,57
25	12	-0,72
25	15	-0,86
25	18	-1,01
25	21	-1,14
25	24	-1,27

Anexo N°5 continúa:

30	-18	0,52
30	-15	0,38
30	-12	0,24
30	-9	0,09
30	-6	-0,05
30	-3	-0,19
30	0	-0,33
30	3	-0,46
30	6	-0,59
30	9	-0,72
30	12	-0,84
30	15	-0,97
30	18	-1,09
30	21	-1,22
30	24	-1,35
35	-18	0,59
35	-15	0,45
35	-12	0,3
35	-9	0,16
35	-6	0,02
35	-3	-0,13
35	0	-0,27
35	3	-0,42
35	6	-0,56
35	9	-0,7
35	12	-0,84
35	15	-0,99
35	18	-1,13
35	21	-1,28
35	24	-1,42
40	-18	0,66
40	-15	0,51
40	-12	0,37
40	-9	0,23
40	-6	0,08
40	-3	-0,06
40	0	-0,21
40	3	-0,35
40	6	-0,49
40	9	-0,64
40	12	-0,78
40	15	-0,92
40	18	-1,07
40	21	-1,21
40	24	-1,35

30	-18	0,85
30	-15	0,71
30	-12	0,56
30	-9	0,41
30	-6	0,27
30	-3	0,12
30	0	-0,03
30	3	-0,17
30	6	-0,32
30	9	-0,46
30	12	-0,61
30	15	-0,76
30	18	-0,9
30	21	-1,05
30	24	-1,19
35	-18	0,97
35	-15	0,82
35	-12	0,67
35	-9	0,53
35	-6	0,38
35	-3	0,23
35	0	0,09
35	3	-0,06
35	6	-0,21
35	9	-0,35
35	12	-0,5
35	15	-0,65
35	18	-0,79
35	21	-0,94
35	24	-1,09
40	-18	1,08
40	-15	0,94
40	-12	0,79
40	-9	0,64
40	-6	0,49
40	-3	0,35
40	0	0,2
40	3	0,05
40	6	-0,09
40	9	-0,24
40	12	-0,39
40	15	-0,53
40	18	-0,68
40	21	-0,83
40	24	-0,97

Sensitivity Analysis of MaxBHA

Operation Parameters

DLS (°/100'): 0,0

Mud Wt.(ppg): 10,1

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

1Dist from Btm: 7.43 ft

Bend Angle: 1.15 deg

Toolface: Rotary

Parameters

Variable #1: Inclination (deg

From1: 20,0

To1: 40,0

Interval1: 5,0

Variable #2: Formation Inde:

From2: -18,0

To2: 24,0

Interval2: 3,0

SACHA 303D-RUN 400- I CUADRANTE

OPCIÓN 5			OPCIÓN 6		
Inclination (deg)	Formation Index	Eq Rate (°/100')	Inclination (deg)	Formation Index	Eq Rate (°/100')
20	-18	1,06	20	-18	1,21
20	-15	0,92	20	-15	1,07
20	-12	0,78	20	-12	0,92
20	-9	0,64	20	-9	0,78
20	-6	0,5	20	-6	0,63
20	-3	0,35	20	-3	0,49
20	0	0,21	20	0	0,35
20	3	0,07	20	3	0,2
20	6	-0,07	20	6	0,06
20	9	-0,21	20	9	-0,08
20	12	-0,35	20	12	-0,23
20	15	-0,49	20	15	-0,37
20	18	-0,63	20	18	-0,51
20	21	-0,77	20	21	-0,66
20	24	-0,91	20	24	-0,8
25	-18	1,11	25	-18	1,31
25	-15	0,97	25	-15	1,17
25	-12	0,83	25	-12	1,02
25	-9	0,68	25	-9	0,88
25	-6	0,54	25	-6	0,73
25	-3	0,4	25	-3	0,59
25	0	0,26	25	0	0,44
25	3	0,12	25	3	0,29
25	6	-0,03	25	6	0,15
25	9	-0,17	25	9	0
25	12	-0,31	25	12	-0,14
25	15	-0,45	25	15	-0,28
25	18	-0,59	25	18	-0,43
25	21	-0,74	25	21	-0,57
25	24	-0,88	25	24	-0,72
30	-18	1,18	30	-18	1,42
30	-15	1,03	30	-15	1,27
30	-12	0,89	30	-12	1,13
30	-9	0,75	30	-9	0,98
30	-6	0,6	30	-6	0,84
30	-3	0,46	30	-3	0,69
30	0	0,32	30	0	0,55
30	3	0,18	30	3	0,4
30	6	0,03	30	6	0,25
30	9	-0,11	30	9	0,11
30	12	-0,25	30	12	-0,04
30	15	-0,39	30	15	-0,18
30	18	-0,54	30	18	-0,33
30	21	-0,68	30	21	-0,47
30	24	-0,82	30	24	-0,62
35	-18	1,24	35	-18	1,53
35	-15	1,1	35	-15	1,39
35	-12	0,96	35	-12	1,24
35	-9	0,81	35	-9	1,1
35	-6	0,67	35	-6	0,95
35	-3	0,53	35	-3	0,8
35	0	0,39	35	0	0,66
35	3	0,24	35	3	0,51
35	6	0,1	35	6	0,37
35	9	-0,04	35	9	0,22
35	12	-0,19	35	12	0,07
35	15	-0,33	35	15	-0,07
35	18	-0,47	35	18	-0,22

Anexo N°5 continúa:

35	21	-0,61
35	24	-0,76
40	-18	1,31
40	-15	1,17
40	-12	1,03
40	-9	0,88
40	-6	0,74
40	-3	0,6
40	0	0,45
40	3	0,31
40	6	0,17
40	9	0,03
40	12	-0,12
40	15	-0,26
40	18	-0,4
40	21	-0,55
40	24	-0,69

35	21	-0,36
35	24	-0,51
40	-18	1,64
40	-15	1,5
40	-12	1,35
40	-9	1,21
40	-6	1,06
40	-3	0,91
40	0	0,77
40	3	0,62
40	6	0,47
40	9	0,33
40	12	0,18
40	15	0,04
40	18	-0,11
40	21	-0,26
40	24	-0,4

OPCIÓN 7		
Inclination (deg)	deformation Inde	Eq Rate (°/100')
20	-18	1,31
20	-15	1,17
20	-12	1,03
20	-9	0,89
20	-6	0,75
20	-3	0,61
20	0	0,47
20	3	0,33
20	6	0,19
20	9	0,05
20	12	-0,09
20	15	-0,23
20	18	-0,37
20	21	-0,51
20	24	-0,65
25	-18	1,35
25	-15	1,21
25	-12	1,07
25	-9	0,93
25	-6	0,79
25	-3	0,64
25	0	0,5
25	3	0,36
25	6	0,22
25	9	0,08
25	12	-0,06
25	15	-0,21
25	18	-0,35
25	21	-0,49
25	24	-0,63

OPCIÓN 8		
Inclination (deg)	deformation Inde	Eq Rate (°/100')
20	-18	1,46
20	-15	1,31
20	-12	1,17
20	-9	1,02
20	-6	0,88
20	-3	0,74
20	0	0,59
20	3	0,45
20	6	0,3
20	9	0,16
20	12	0,02
20	15	-0,13
20	18	-0,27
20	21	-0,42
20	24	-0,56
25	-18	1,56
25	-15	1,41
25	-12	1,27
25	-9	1,12
25	-6	0,98
25	-3	0,83
25	0	0,68
25	3	0,54
25	6	0,39
25	9	0,25
25	12	0,1
25	15	-0,04
25	18	-0,19
25	21	-0,34
25	24	-0,48

Anexo N°5 continúa:

30	-18	1,41
30	-15	1,27
30	-12	1,12
30	-9	0,98
30	-6	0,84
30	-3	0,7
30	0	0,55
30	3	0,41
30	6	0,27
30	9	0,13
30	12	-0,02
30	15	-0,16
30	18	-0,3
30	21	-0,44
30	24	-0,58
35	-18	1,47
35	-15	1,33
35	-12	1,18
35	-9	1,04
35	-6	0,9
35	-3	0,76
35	0	0,61
35	3	0,47
35	6	0,33
35	9	0,18
35	12	0,04
35	15	-0,1
35	18	-0,24
35	21	-0,38
35	24	-0,53
40	-18	1,53
40	-15	1,39
40	-12	1,24
40	-9	1,1
40	-6	0,96
40	-3	0,82
40	0	0,67
40	3	0,53
40	6	0,39
40	9	0,24
40	12	0,1
40	15	-0,04
40	18	-0,18
40	21	-0,33
40	24	-0,47

30	-18	1,67
30	-15	1,52
30	-12	1,38
30	-9	1,23
30	-6	1,08
30	-3	0,94
30	0	0,79
30	3	0,65
30	6	0,5
30	9	0,35
30	12	0,21
30	15	0,06
30	18	-0,09
30	21	-0,23
30	24	-0,38
35	-18	1,79
35	-15	1,64
35	-12	1,49
35	-9	1,34
35	-6	1,2
35	-3	1,05
35	0	0,9
35	3	0,76
35	6	0,61
35	9	0,46
35	12	0,32
35	15	0,17
35	18	0,02
35	21	-0,12
35	24	-0,27
40	-18	1,9
40	-15	1,75
40	-12	1,6
40	-9	1,46
40	-6	1,31
40	-3	1,16
40	0	1,01
40	3	0,87
40	6	0,72
40	9	0,57
40	12	0,43
40	15	0,28
40	18	0,13
40	21	-0,02
40	24	-0,16

Sensitivity Analysis of MaxBHA

Operation Parameters

DLS(°/100'): 0,0

Mud Wt.(ppg): 10,1

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

end Dist from Btm: 7.43 ft

Bend Angle: 1.15 deg

Toolface: Rotary

Parameters

Variable #1: Inclination (deg)

From1: 20,0

To1: 40,0

Interval1: 5,0

Variable #2: Formation Index

From2: -18,0

To2: 24,0

Interval2: 3,0

SACHA 302D-RUN 400-I CUADRANTE

OPCIÓN 1

Inclination (deg)	Formation Index	Eq Rate (°/100')
20	-18	0,79
20	-15	0,67
20	-12	0,54
20	-9	0,42
20	-6	0,3
20	-3	0,18
20	0	0,05
20	3	-0,07
20	6	-0,19
20	9	-0,31
20	12	-0,43
20	15	-0,55
20	18	-0,67
20	21	-0,8
20	24	-0,92
25	-18	0,77
25	-15	0,64
25	-12	0,5
25	-9	0,37
25	-6	0,23
25	-3	0,1
25	0	-0,03
25	3	-0,17
25	6	-0,29
25	9	-0,42
25	12	-0,54
25	15	-0,66
25	18	-0,79
25	21	-0,91
25	24	-1,03
30	-18	0,83
30	-15	0,69
30	-12	0,56
30	-9	0,42
30	-6	0,29
30	-3	0,15
30	0	0,02
30	3	-0,12
30	6	-0,26
30	9	-0,39
30	12	-0,52
30	15	-0,66
30	18	-0,8
30	21	-0,93
30	24	-1,07
35	-18	0,89
35	-15	0,75
35	-12	0,62
35	-9	0,48
35	-6	0,35
35	-3	0,21
35	0	0,07
35	3	-0,06

OPCIÓN 2

Inclination (deg)	Formation Index	Eq Rate (°/100')
20	-18	0,92
20	-15	0,79
20	-12	0,65
20	-9	0,52
20	-6	0,38
20	-3	0,25
20	0	0,11
20	3	-0,02
20	6	-0,16
20	9	-0,3
20	12	-0,43
20	15	-0,56
20	18	-0,7
20	21	-0,83
20	24	-0,97
25	-18	1,03
25	-15	0,9
25	-12	0,76
25	-9	0,62
25	-6	0,49
25	-3	0,35
25	0	0,21
25	3	0,08
25	6	-0,06
25	9	-0,2
25	12	-0,33
25	15	-0,47
25	18	-0,6
25	21	-0,74
25	24	-0,88
30	-18	1,15
30	-15	1,01
30	-12	0,88
30	-9	0,74
30	-6	0,6
30	-3	0,47
30	0	0,33
30	3	0,19
30	6	0,05
30	9	-0,08
30	12	-0,22
30	15	-0,36
30	18	-0,5
30	21	-0,63
30	24	-0,77
35	-18	1,27
35	-15	1,13
35	-12	1
35	-9	0,86
35	-6	0,72
35	-3	0,58
35	0	0,44
35	3	0,31

Anexo N°5 continúa:

35	6	-0,2
35	9	-0,33
35	12	-0,47
35	15	-0,61
35	18	-0,74
35	21	-0,88
35	24	-1,01
40	-18	0,95
40	-15	0,81
40	-12	0,68
40	-9	0,54
40	-6	0,41
40	-3	0,27
40	0	0,13
40	3	0
40	6	-0,14
40	9	-0,28
40	12	-0,41
40	15	-0,55
40	18	-0,69
40	21	-0,82
40	24	-0,96

35	6	0,17
35	9	0,03
35	12	-0,11
35	15	-0,24
35	18	-0,38
35	21	-0,52
35	24	-0,66
40	-18	1,39
40	-15	1,25
40	-12	1,11
40	-9	0,97
40	-6	0,84
40	-3	0,7
40	0	0,56
40	3	0,42
40	6	0,28
40	9	0,15
40	12	0,01
40	15	-0,13
40	18	-0,27
40	21	-0,41
40	24	-0,55

OPCIÓN 3

Inclination (deg)	Formation Index	Eq Rate (°/100')
20	-18	0,63
20	-15	0,51
20	-12	0,39
20	-9	0,27
20	-6	0,15
20	-3	0,03
20	0	-0,09
20	3	-0,22
20	6	-0,34
20	9	-0,46
20	12	-0,58
20	15	-0,7
20	18	-0,82
20	21	-0,94
20	24	-1,07
25	-18	0,53
25	-15	0,41
25	-12	0,29
25	-9	0,17
25	-6	0,04
25	-3	-0,08
25	0	-0,21
25	3	-0,33
25	6	-0,45
25	9	-0,57
25	12	-0,69
25	15	-0,82
25	18	-0,94
25	21	-1,06
25	24	-1,18
30	-18	0,56

OPCIÓN 4

Inclination (deg)	Formation Index	Eq Rate (°/100')
20	-18	0,71
20	-15	0,58
20	-12	0,44
20	-9	0,31
20	-6	0,17
20	-3	0,04
20	0	-0,1
20	3	-0,23
20	6	-0,37
20	9	-0,5
20	12	-0,63
20	15	-0,77
20	18	-0,9
20	21	-1,03
20	24	-1,15
25	-18	0,82
25	-15	0,68
25	-12	0,54
25	-9	0,41
25	-6	0,27
25	-3	0,14
25	0	0
25	3	-0,14
25	6	-0,27
25	9	-0,41
25	12	-0,55
25	15	-0,68
25	18	-0,82
25	21	-0,95
25	24	-1,09
30	-18	0,93

Anexo N°5 continúa:

30	-15	0,42
30	-12	0,28
30	-9	0,15
30	-6	0,02
30	-3	-0,12
30	0	-0,26
30	3	-0,39
30	6	-0,52
30	9	-0,66
30	12	-0,79
30	15	-0,92
30	18	-1,04
30	21	-1,16
30	24	-1,28
35	-18	0,61
35	-15	0,47
35	-12	0,34
35	-9	0,2
35	-6	0,07
35	-3	-0,07
35	0	-0,2
35	3	-0,34
35	6	-0,48
35	9	-0,61
35	12	-0,75
35	15	-0,88
35	18	-1,02
35	21	-1,15
35	24	-1,29
40	-18	0,67
40	-15	0,53
40	-12	0,4
40	-9	0,26
40	-6	0,12
40	-3	-0,01
40	0	-0,15
40	3	-0,28
40	6	-0,42
40	9	-0,56
40	12	-0,69
40	15	-0,83
40	18	-0,97
40	21	-1,1
40	24	-1,19

30	-15	0,79
30	-12	0,66
30	-9	0,52
30	-6	0,38
30	-3	0,24
30	0	0,11
30	3	-0,03
30	6	-0,17
30	9	-0,3
30	12	-0,44
30	15	-0,58
30	18	-0,71
30	21	-0,85
30	24	-0,99
35	-18	1,04
35	-15	0,91
35	-12	0,77
35	-9	0,63
35	-6	0,49
35	-3	0,36
35	0	0,22
35	3	0,08
35	6	-0,06
35	9	-0,19
35	12	-0,33
35	15	-0,47
35	18	-0,61
35	21	-0,74
35	24	-0,88
40	-18	1,16
40	-15	1,02
40	-12	0,88
40	-9	0,74
40	-6	0,61
40	-3	0,47
40	0	0,33
40	3	0,19
40	6	0,05
40	9	-0,08
40	12	-0,22
40	15	-0,36
40	18	-0,5
40	21	-0,63
40	24	-1,24

Sensitivity Analysis of MaxBHA

Operation Parameters

DLS(°/100'): 0,0

Mud Wt.(ppg): 10,1

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 - Btm: 7.43 ft

Bend Angle: 1.15 deg

Toolface: Rotary

Parameters

Variable #1: Inclination (deg)

From1: 20,0

To1: 40,0

Interval1:5,0

Variable #2: Formation Index

From2: -18,0

To2: 24,0

Interval2:3,0

SACHA 307D-RUN 300-I CUADRANTE

OPCIÓN 1

Inclination (deg)	Formation Index	Eq Rate (°/100')
20	-18	0,82
20	-15	0,7
20	-12	0,57
20	-9	0,45
20	-6	0,33
20	-3	0,2
20	0	0,08
20	3	-0,05
20	6	-0,17
20	9	-0,3
20	12	-0,42
20	15	-0,54
20	18	-0,67
20	21	-0,79
20	24	-0,91
25	-18	0,73
25	-15	0,6
25	-12	0,48
25	-9	0,35
25	-6	0,23
25	-3	0,11
25	0	-0,02
25	3	-0,14
25	6	-0,27
25	9	-0,39
25	12	-0,52
25	15	-0,65
25	18	-0,77
25	21	-0,9
25	24	-1,02
30	-18	0,78
30	-15	0,64
30	-12	0,5
30	-9	0,36
30	-6	0,22
30	-3	0,08
30	0	-0,06
30	3	-0,2
30	6	-0,34
30	9	-0,48
30	12	-0,61
30	15	-0,73
30	18	-0,86
30	21	-0,98
30	24	-1,11
35	-18	0,84
35	-15	0,7
35	-12	0,56
35	-9	0,42
35	-6	0,28
35	-3	0,14
35	0	0
35	3	-0,14
35	6	-0,28
35	9	-0,42
35	12	-0,56
35	15	-0,7

OPCIÓN 2

Inclination (deg)	Formation Index	Eq Rate (°/100')
20	-18	0,91
20	-15	0,76
20	-12	0,61
20	-9	0,47
20	-6	0,32
20	-3	0,17
20	0	0,03
20	3	-0,11
20	6	-0,24
20	9	-0,36
20	12	-0,49
20	15	-0,61
20	18	-0,74
20	21	-0,87
20	24	-1
25	-18	1,02
25	-15	0,88
25	-12	0,73
25	-9	0,58
25	-6	0,43
25	-3	0,28
25	0	0,14
25	3	-0,01
25	6	-0,16
25	9	-0,31
25	12	-0,45
25	15	-0,6
25	18	-0,75
25	21	-0,9
25	24	-1,04
30	-18	1,15
30	-15	1
30	-12	0,85
30	-9	0,7
30	-6	0,55
30	-3	0,4
30	0	0,26
30	3	0,11
30	6	-0,04
30	9	-0,19
30	12	-0,34
30	15	-0,49
30	18	-0,63
30	21	-0,78
30	24	-0,93
35	-18	1,27
35	-15	1,12
35	-12	0,97
35	-9	0,83
35	-6	0,68
35	-3	0,53
35	0	0,38
35	3	0,23
35	6	0,08
35	9	-0,07
35	12	-0,22
35	15	-0,36

Anexo N°5 continúa:

35	18	-0,84
35	21	-0,98
35	24	-1,12
40	-18	0,9
40	-15	0,76
40	-12	0,62
40	-9	0,48
40	-6	0,34
40	-3	0,2
40	0	0,06
40	3	-0,08
40	6	-0,22
40	9	-0,36
40	12	-0,5
40	15	-0,64
40	18	-0,78
40	21	-0,92
40	24	-1,06

35	18	-0,51
35	21	-0,66
35	24	-0,81
40	-18	1,39
40	-15	1,24
40	-12	1,1
40	-9	0,95
40	-6	0,8
40	-3	0,65
40	0	0,5
40	3	0,35
40	6	0,2
40	9	0,05
40	12	-0,1
40	15	-0,24
40	18	-0,39
40	21	-0,54
40	24	-0,69

OPCIÓN 5

Inclination (deg)	deformation Inde	Eq Rate (°/100')
20	-18	1,07
20	-15	0,93
20	-12	0,79
20	-9	0,66
20	-6	0,52
20	-3	0,38
20	0	0,24
20	3	0,11
20	6	-0,03
20	9	-0,17
20	12	-0,3
20	15	-0,44
20	18	-0,57
20	21	-0,71
20	24	-0,84
25	-18	1,1
25	-15	0,96
25	-12	0,82
25	-9	0,69
25	-6	0,55
25	-3	0,41
25	0	0,27
25	3	0,13
25	6	-0,01
25	9	-0,15
25	12	-0,29
25	15	-0,43
25	18	-0,56
25	21	-0,7
25	24	-0,84

OPCIÓN 6

Inclination (deg)	deformation Inde	Eq Rate (°/100')
20	-18	1,26
20	-15	1,11
20	-12	0,97
20	-9	0,82
20	-6	0,67
20	-3	0,53
20	0	0,38
20	3	0,24
20	6	0,09
20	9	-0,05
20	12	-0,2
20	15	-0,34
20	18	-0,49
20	21	-0,63
20	24	-0,78
25	-18	1,37
25	-15	1,22
25	-12	1,08
25	-9	0,93
25	-6	0,78
25	-3	0,63
25	0	0,48
25	3	0,34
25	6	0,19
25	9	0,04
25	12	-0,1
25	15	-0,25
25	18	-0,4
25	21	-0,55
25	24	-0,69

Anexo N°5 continúa:

30	-18	1,15
30	-15	1,01
30	-12	0,87
30	-9	0,73
30	-6	0,59
30	-3	0,45
30	0	0,31
30	3	0,17
30	6	0,03
30	9	-0,1
30	12	-0,24
30	15	-0,38
30	18	-0,52
30	21	-0,66
30	24	-0,8
35	-18	1,21
35	-15	1,07
35	-12	0,93
35	-9	0,79
35	-6	0,65
35	-3	0,51
35	0	0,37
35	3	0,23
35	6	0,09
35	9	-0,05
35	12	-0,19
35	15	-0,33
35	18	-0,47
35	21	-0,61
35	24	-0,75
40	-18	1,27
40	-15	1,13
40	-12	0,99
40	-9	0,85
40	-6	0,71
40	-3	0,57
40	0	0,43
40	3	0,29
40	6	0,15
40	9	0,01
40	12	-0,13
40	15	-0,27
40	18	-0,41
40	21	-0,55
40	24	-0,69

30	-18	1,49
30	-15	1,34
30	-12	1,19
30	-9	1,05
30	-6	0,9
30	-3	0,75
30	0	0,6
30	3	0,45
30	6	0,31
30	9	0,16
30	12	0,01
30	15	-0,14
30	18	-0,29
30	21	-0,43
30	24	-0,58
35	-18	1,62
35	-15	1,47
35	-12	1,32
35	-9	1,17
35	-6	1,02
35	-3	0,87
35	0	0,72
35	3	0,57
35	6	0,43
35	9	0,28
35	12	0,13
35	15	-0,02
35	18	-0,17
35	21	-0,32
35	24	-0,47
40	-18	1,74
40	-15	1,59
40	-12	1,44
40	-9	1,29
40	-6	1,14
40	-3	0,99
40	0	0,84
40	3	0,69
40	6	0,55
40	9	0,4
40	12	0,25
40	15	0,1
40	18	-0,05
40	21	-0,2
40	24	-0,35

Sensitivity Analysis of MaxBHA

Operation Parameters

DLS(°/100'): 0,0

Mud Wt.(ppg): 10,1

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 - Btm:

Bend Angle: 1.15 deg

Toolface:

Parameters

Variable #1: Inclination (de

From1: 20,0

To1: 40,0

Interval1:5,0

Variable #2: Formation Ind

From2: -18,0

To2: 24,0

Interval2:3,0

SACHA 307D-RUN 400-I CUADRANTE

OPCIÓN 5

Inclination (deg)	Formation Ind	Eq Rate (°/100')
20	-18	1,1
20	-15	0,96
20	-12	0,83
20	-9	0,69
20	-6	0,55
20	-3	0,42
20	0	0,28
20	3	0,15
20	6	0,01
20	9	-0,12
20	12	-0,26
20	15	-0,39
20	18	-0,52
20	21	-0,66
20	24	-0,79
25	-18	1,12
25	-15	0,98
25	-12	0,84
25	-9	0,7
25	-6	0,57
25	-3	0,43
25	0	0,29
25	3	0,15
25	6	0,02
25	9	-0,12
25	12	-0,26
25	15	-0,4
25	18	-0,53
25	21	-0,67
25	24	-0,81
30	-18	1,15
30	-15	1,02
30	-12	0,88
30	-9	0,74
30	-6	0,6
30	-3	0,46
30	0	0,32
30	3	0,18
30	6	0,05
30	9	-0,09
30	12	-0,23
30	15	-0,37
30	18	-0,51
30	21	-0,65
30	24	-0,78
35	-18	1,2
35	-15	1,06
35	-12	0,92
35	-9	0,78
35	-6	0,64
35	-3	0,5
35	0	0,36
35	3	0,23
35	6	0,09
35	9	-0,05
35	12	-0,19
35	15	-0,33

OPCIÓN 6

Inclination (deg)	Formation Ind	Eq Rate (°/100')
20	-18	1,27
20	-15	1,13
20	-12	0,98
20	-9	0,84
20	-6	0,69
20	-3	0,55
20	0	0,4
20	3	0,26
20	6	0,11
20	9	-0,03
20	12	-0,17
20	15	-0,32
20	18	-0,46
20	21	-0,6
20	24	-0,75
25	-18	1,36
25	-15	1,22
25	-12	1,07
25	-9	0,92
25	-6	0,78
25	-3	0,63
25	0	0,49
25	3	0,34
25	6	0,19
25	9	0,05
25	12	-0,1
25	15	-0,24
25	18	-0,39
25	21	-0,53
25	24	-0,68
30	-18	1,47
30	-15	1,32
30	-12	1,17
30	-9	1,03
30	-6	0,88
30	-3	0,73
30	0	0,59
30	3	0,44
30	6	0,29
30	9	0,15
30	12	0
30	15	-0,14
30	18	-0,29
30	21	-0,44
30	24	-0,59
35	-18	1,58
35	-15	1,43
35	-12	1,28
35	-9	1,13
35	-6	0,99
35	-3	0,84
35	0	0,69
35	3	0,55
35	6	0,4
35	9	0,25
35	12	0,11
35	15	-0,04

Anexo N°5 continúa:

35	18	-0,47
35	21	-0,61
35	24	-0,75
40	-18	1,25
40	-15	1,11
40	-12	0,97
40	-9	0,83
40	-6	0,69
40	-3	0,55
40	0	0,41
40	3	0,27
40	6	0,13
40	9	-0,01
40	12	-0,15
40	15	-0,29
40	18	-0,42
40	21	-0,56
40	24	-0,7

35	18	-0,19
35	21	-0,34
35	24	-0,48
40	-18	1,68
40	-15	1,54
40	-12	1,39
40	-9	1,24
40	-6	1,09
40	-3	0,95
40	0	0,8
40	3	0,65
40	6	0,5
40	9	0,36
40	12	0,21
40	15	0,06
40	18	-0,08
40	21	-0,23
40	24	-0,38

OPCIÓN 7

Inclination (deg)	deformation Inde	Eq Rate (°/100')
20	-18	1,37
20	-15	1,24
20	-12	1,1
20	-9	0,96
20	-6	0,83
20	-3	0,69
20	0	0,55
20	3	0,42
20	6	0,28
20	9	0,14
20	12	0,01
20	15	-0,13
20	18	-0,26
20	21	-0,4
20	24	-0,53
25	-18	1,4
25	-15	1,26
25	-12	1,13
25	-9	0,99
25	-6	0,85
25	-3	0,71
25	0	0,57
25	3	0,44
25	6	0,3
25	9	0,16
25	12	0,02
25	15	-0,12
25	18	-0,25
25	21	-0,39
25	24	-0,53

OPCIÓN 8

Inclination (deg)	deformation Inde	Eq Rate (°/100')
20	-18	1,51
20	-15	1,37
20	-12	1,22
20	-9	1,08
20	-6	0,93
20	-3	0,79
20	0	0,64
20	3	0,5
20	6	0,35
20	9	0,21
20	12	0,06
20	15	-0,08
20	18	-0,22
20	21	-0,37
20	24	-0,51
25	-18	1,61
25	-15	1,47
25	-12	1,32
25	-9	1,18
25	-6	1,03
25	-3	0,88
25	0	0,74
25	3	0,59
25	6	0,44
25	9	0,3
25	12	0,15
25	15	0
25	18	-0,14
25	21	-0,29
25	24	-0,43

Anexo N°5 continúa:

30	-18	1,45
30	-15	1,31
30	-12	1,17
30	-9	1,03
30	-6	0,89
30	-3	0,75
30	0	0,61
30	3	0,47
30	6	0,34
30	9	0,2
30	12	0,06
30	15	-0,08
30	18	-0,22
30	21	-0,36
30	24	-0,5
35	-18	1,5
35	-15	1,36
35	-12	1,22
35	-9	1,08
35	-6	0,94
35	-3	0,8
35	0	0,66
35	3	0,52
35	6	0,38
35	9	0,24
35	12	0,1
35	15	-0,04
35	18	-0,17
35	21	-0,31
35	24	-0,45
40	-18	1,55
40	-15	1,41
40	-12	1,27
40	-9	1,13
40	-6	0,99
40	-3	0,85
40	0	0,71
40	3	0,57
40	6	0,43
40	9	0,29
40	12	0,15
40	15	0,01
40	18	-0,13
40	21	-0,27
40	24	-0,4

30	-18	1,73
30	-15	1,58
30	-12	1,43
30	-9	1,28
30	-6	1,14
30	-3	0,99
30	0	0,84
30	3	0,7
30	6	0,55
30	9	0,4
30	12	0,26
30	15	0,11
30	18	-0,04
30	21	-0,18
30	24	-0,33
35	-18	1,84
35	-15	1,69
35	-12	1,54
35	-9	1,4
35	-6	1,25
35	-3	1,1
35	0	0,96
35	3	0,81
35	6	0,66
35	9	0,51
35	12	0,37
35	15	0,22
35	18	0,07
35	21	-0,07
35	24	-0,22
40	-18	1,95
40	-15	1,8
40	-12	1,66
40	-9	1,51
40	-6	1,36
40	-3	1,21
40	0	1,07
40	3	0,92
40	6	0,77
40	9	0,62
40	12	0,48
40	15	0,33
40	18	0,18
40	21	0,03
40	24	-0,11

ANEXO N°6 ANÁLISIS DE MAXBHA PARA SECCIÓN DE 12¼"-II CUADRANTE

Sensitivity Analysis of MaxBHA

Operation Parameters

DLS(°/100'): 0,0

Mud Wt.(ppg): 10,1

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 - Btm:

Bend Angle: 1.15 deg

Toolface:

Parameters

Variable #1: Inclination (deg)

From1: 20,0

To1: 40,0

Interval1: 5,0

Variable #2: Formation Index

From2: -20,0

To2: 40,0

Interval2: 5,0

SACHA 304D-RUN 400- II CUADRANTE

OPCIÓN 1

Inclination (deg)	Formation Index	Eq Rate (°/100')
20	-20	1,14
20	-15	0,9
20	-10	0,66
20	-5	0,43
20	0	0,19
20	5	-0,05
20	10	-0,29
20	15	-0,53
20	20	-0,76
20	25	-1
20	30	-1,23
20	35	-1,44
20	40	-1,64
25	-20	1,27
25	-15	1,03
25	-10	0,79
25	-5	0,55
25	0	0,31
25	5	0,07
25	10	-0,17
25	15	-0,41
25	20	-0,65
25	25	-0,89
25	30	-1,13
25	35	-1,37
25	40	-1,61
30	-20	1,41
30	-15	1,17
30	-10	0,92
30	-5	0,68
30	0	0,44
30	5	0,2
30	10	-0,04
30	15	-0,28
30	20	-0,53
30	25	-0,77
30	30	-1,01
30	35	-1,25
30	40	-1,49
35	-20	1,54
35	-15	1,3
35	-10	1,06
35	-5	0,82
35	0	0,57
35	5	0,33
35	10	0,09
35	15	-0,15
35	20	-0,39
35	25	-0,64
35	30	-0,88
35	35	-1,12
35	40	-1,36
40	-20	1,68

OPCIÓN 2

Inclination (deg)	Formation Index	Eq Rate (°/100')
20	-20	1,47
20	-15	1,23
20	-10	0,99
20	-5	0,75
20	0	0,51
20	5	0,27
20	10	0,04
20	15	-0,2
20	20	-0,44
20	25	-0,67
20	30	-0,91
20	35	-1,14
20	40	-1,37
25	-20	1,59
25	-15	1,35
25	-10	1,11
25	-5	0,87
25	0	0,63
25	5	0,39
25	10	0,15
25	15	-0,09
25	20	-0,33
25	25	-0,57
25	30	-0,81
25	35	-1,05
25	40	-1,29
30	-20	1,72
30	-15	1,48
30	-10	1,24
30	-5	1
30	0	0,76
30	5	0,51
30	10	0,27
30	15	0,03
30	20	-0,21
30	25	-0,45
30	30	-0,69
30	35	-0,93
30	40	-1,17
35	-20	1,86
35	-15	1,62
35	-10	1,37
35	-5	1,13
35	0	0,89
35	5	0,65
35	10	0,4
35	15	0,16
35	20	-0,08
35	25	-0,32
35	30	-0,56
35	35	-0,81
35	40	-1,05
40	-20	1,99

Anexo N°6 continúa:

40	-15	1,43
40	-10	1,19
40	-5	0,95
40	0	0,71
40	5	0,46
40	10	0,22
40	15	-0,02
40	20	-0,27
40	25	-0,51
40	30	-0,75
40	35	-0,99
40	40	-1,24

40	-15	1,75
40	-10	1,5
40	-5	1,26
40	0	1,02
40	5	0,78
40	10	0,53
40	15	0,29
40	20	0,05
40	25	-0,19
40	30	-0,44
40	35	-0,68
40	40	-0,92

Sensitivity Analysis of MaxBHA

Operation Parameters

DLS(°/100'): 0,0 Mud Wt.(ppg): 10,1 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 - Btm: 7.43 ft
 Bend Angle: 1.15 deg Toolface: Rotary

Parameters

Variable #1: Inclination (deg) From1: 20,0 To1: 40,0 Interval1: 5,0
 Variable #2: Formation Index From2: -20,0 To2: 40,0 Interval2: 5,0

SACHA 304D-RUN 500-II CUADRANTE

OPCIÓN 2

Inclination (deg)	Formation Index	Eq Rate (°/100')
20	-20	1,4
20	-15	1,17
20	-10	0,93
20	-5	0,69
20	0	0,46
20	5	0,22
20	10	-0,01
20	15	-0,24
20	20	-0,48
20	25	-0,71
20	30	-0,94
20	35	-1,17
20	40	-1,4
25	-20	1,52
25	-15	1,28
25	-10	1,04
25	-5	0,8
25	0	0,57
25	5	0,33
25	10	0,09
25	15	-0,15
25	20	-0,38
25	25	-0,62
25	30	-0,86
25	35	-1,09
25	40	-1,33
30	-20	1,65
30	-15	1,41
30	-10	1,17
30	-5	0,93
30	0	0,69
30	5	0,45
30	10	0,21
30	15	-0,03
30	20	-0,27
30	25	-0,51
30	30	-0,75
30	35	-0,98
30	40	-1,22
35	-20	1,78
35	-15	1,54
35	-10	1,3
35	-5	1,06
35	0	0,82
35	5	0,58
35	10	0,34
35	15	0,1
35	20	-0,14
35	25	-0,38
35	30	-0,62
35	35	-0,86
35	40	-1,1
40	-20	1,91

OPCIÓN 5

Inclination (deg)	Formation Index	Eq Rate (°/100')
20	-20	1,5
20	-15	1,27
20	-10	1,04
20	-5	0,81
20	0	0,57
20	5	0,34
20	10	0,11
20	15	-0,12
20	20	-0,35
20	25	-0,58
20	30	-0,81
20	35	-1,04
20	40	-1,26
25	-20	1,57
25	-15	1,33
25	-10	1,1
25	-5	0,87
25	0	0,63
25	5	0,4
25	10	0,16
25	15	-0,07
25	20	-0,31
25	25	-0,54
25	30	-0,77
25	35	-1,01
25	40	-1,24
30	-20	1,65
30	-15	1,41
30	-10	1,18
30	-5	0,94
30	0	0,7
30	5	0,47
30	10	0,23
30	15	0
30	20	-0,24
30	25	-0,47
30	30	-0,71
30	35	-0,94
30	40	-1,18
35	-20	1,73
35	-15	1,49
35	-10	1,26
35	-5	1,02
35	0	0,78
35	5	0,55
35	10	0,31
35	15	0,07
35	20	-0,16
35	25	-0,4
35	30	-0,63
35	35	-0,87
35	40	-1,11
40	-20	1,81

OPCIÓN 6

Inclination (deg)	Formation Index	Eq Rate (°/100')
20	-20	1,63
20	-15	1,4
20	-10	1,16
20	-5	0,92
20	0	0,69
20	5	0,45
20	10	0,22
20	15	-0,02
20	20	-0,25
20	25	-0,49
20	30	-0,72
20	35	-0,95
20	40	-1,18
25	-20	1,76
25	-15	1,52
25	-10	1,28
25	-5	1,04
25	0	0,8
25	5	0,57
25	10	0,33
25	15	0,09
25	20	-0,15
25	25	-0,39
25	30	-0,62
25	35	-0,86
25	40	-1,1
30	-20	1,89
30	-15	1,65
30	-10	1,41
30	-5	1,17
30	0	0,93
30	5	0,69
30	10	0,45
30	15	0,21
30	20	-0,03
30	25	-0,26
30	30	-0,5
30	35	-0,74
30	40	-0,98
35	-20	2,03
35	-15	1,79
35	-10	1,55
35	-5	1,31
35	0	1,07
35	5	0,83
35	10	0,59
35	15	0,34
35	20	0,1
35	25	-0,14
35	30	-0,38
35	35	-0,62
35	40	-0,86
40	-20	2,16

Anexo N°6 continúa:

40	-15	1,67
40	-10	1,42
40	-5	1,18
40	0	0,94
40	5	0,7
40	10	0,46
40	15	0,22
40	20	-0,02
40	25	-0,26
40	30	-0,5
40	35	-0,74
40	40	-0,98

40	-15	1,58
40	-10	1,34
40	-5	1,1
40	0	0,86
40	5	0,63
40	10	0,39
40	15	0,15
40	20	-0,08
40	25	-0,32
40	30	-0,56
40	35	-0,79
40	40	-1,03

40	-15	1,92
40	-10	1,68
40	-5	1,44
40	0	1,2
40	5	0,96
40	10	0,71
40	15	0,47
40	20	0,23
40	25	-0,01
40	30	-0,25
40	35	-0,49
40	40	-0,73

Sensitivity Analysis of MaxBHA

Operation Parameters

DLS (°/100'): 0,0

Mud Wt.(ppg): 10,1

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 - Btm: 7.43 ft

Bend Angle: 1.15 deg

Toolface: Rotary

Parameters

Variable #1: Inclination (deg)

From1: 20,0

To1: 40,0

Interval1:5,0

Variable #2: Formation Index

From2: -20,0

To2: 40,0

Interval2:5,0

SACHA 304D-RUN 600-II CUADRANTE

OPCIÓN 1

Inclination (deg)	Formation Index	Eq Rate (°/100')
20	-20	0,92
20	-15	0,71
20	-10	0,5
20	-5	0,29
20	0	0,07
20	5	-0,13
20	10	-0,34
20	15	-0,55
20	20	-0,76
20	25	-0,97
20	30	-1,17
20	35	-1,38
20	40	-1,59
25	-20	0,86
25	-15	0,65
25	-10	0,44
25	-5	0,23
25	0	0,02
25	5	-0,2
25	10	-0,41
25	15	-0,62
25	20	-0,83
25	25	-1,04
25	30	-1,25
25	35	-1,46
25	40	-1,67
30	-20	0,83
30	-15	0,61
30	-10	0,4
30	-5	0,19
30	0	-0,02
30	5	-0,24
30	10	-0,45
30	15	-0,66
30	20	-0,88
30	25	-1,09
30	30	-1,3
30	35	-1,52
30	40	-1,73
35	-20	0,99
35	-15	0,74
35	-10	0,49
35	-5	0,25
35	0	0
35	5	-0,24
35	10	-0,49
35	15	-0,7
35	20	-0,91
35	25	-1,13
35	30	-1,34
35	35	-1,55
35	40	-1,77
40	-20	1,14
40	-15	0,89

OPCIÓN 2

Inclination (deg)	Formation Index	Eq Rate (°/100')
20	-20	1,23
20	-15	0,99
20	-10	0,75
20	-5	0,51
20	0	0,28
20	5	0,04
20	10	-0,19
20	15	-0,42
20	20	-0,62
20	25	-0,81
20	30	-0,99
20	35	N/A
20	40	N/A
25	-20	1,35
25	-15	1,11
25	-10	0,87
25	-5	0,63
25	0	0,38
25	5	0,14
25	10	-0,1
25	15	-0,34
25	20	-0,58
25	25	-0,82
25	30	-1,06
25	35	-1,3
25	40	-1,53
30	-20	1,5
30	-15	1,26
30	-10	1,01
30	-5	0,77
30	0	0,52
30	5	0,28
30	10	0,04
30	15	-0,21
30	20	-0,45
30	25	-0,69
30	30	-0,94
30	35	-1,18
30	40	-1,42
35	-20	1,66
35	-15	1,41
35	-10	1,16
35	-5	0,92
35	0	0,67
35	5	0,43
35	10	0,18
35	15	-0,06
35	20	-0,31
35	25	-0,55
35	30	-0,8
35	35	-1,04
35	40	-1,28
40	-20	1,81
40	-15	1,56

Anexo N°6 continúa:

40	-10	0,65
40	-5	0,4
40	0	0,15
40	5	-0,09
40	10	-0,34
40	15	-0,58
40	20	-0,83
40	25	-1,08
40	30	-1,32
40	35	-1,57
40	40	-1,8

40	-10	1,32
40	-5	1,07
40	0	0,82
40	5	0,58
40	10	0,33
40	15	0,09
40	20	-0,16
40	25	-0,41
40	30	-0,65
40	35	-0,9
40	40	-1,14

OPCIÓN 3

Inclination (deg)	Formation Inde	Eq Rate (°/100')
20	-20	0,86
20	-15	0,66
20	-10	0,46
20	-5	0,26
20	0	0,06
20	5	-0,14
20	10	-0,33
20	15	-0,51
20	20	N/A
20	25	N/A
20	30	N/A
20	35	N/A
20	40	N/A
25	-20	0,83
25	-15	0,6
25	-10	0,36
25	-5	0,13
25	0	-0,08
25	5	-0,28
25	10	-0,49
25	15	-0,69
25	20	-0,9
25	25	-1,1
25	30	-1,31
25	35	-1,51
25	40	-1,71

OPCIÓN 4

Inclination (deg)	Formation Inde	Eq Rate (°/100')
20	-20	1
20	-15	0,76
20	-10	0,53
20	-5	0,29
20	0	0,06
20	5	-0,15
20	10	-0,35
20	15	-0,54
20	20	-0,74
20	25	-0,91
20	30	N/A
20	35	N/A
20	40	N/A
25	-20	1,11
25	-15	0,87
25	-10	0,63
25	-5	0,39
25	0	0,15
25	5	-0,09
25	10	-0,33
25	15	-0,57
25	20	-0,81
25	25	-1,05
25	30	-1,29
25	35	-1,51
25	40	-1,72

Anexo N°6 continúa:

30	-20	0,92
30	-15	0,68
30	-10	0,44
30	-5	0,2
30	0	-0,03
30	5	-0,27
30	10	-0,51
30	15	-0,75
30	20	-0,99
30	25	-1,2
30	30	-1,41
30	35	-1,62
30	40	-1,83
35	-20	1,02
35	-15	0,78
35	-10	0,54
35	-5	0,3
35	0	0,06
35	5	-0,18
35	10	-0,42
35	15	-0,66
35	20	-0,9
35	25	-1,14
35	30	-1,38
35	35	-1,62
35	40	-1,86
40	-20	1,12
40	-15	0,88
40	-10	0,64
40	-5	0,4
40	0	0,16
40	5	-0,08
40	10	-0,32
40	15	-0,56
40	20	-0,8
40	25	-1,04
40	30	-1,28
40	35	-1,52
40	40	-1,76

30	-20	1,25
30	-15	1,01
30	-10	0,77
30	-5	0,52
30	0	0,28
30	5	0,04
30	10	-0,21
30	15	-0,45
30	20	-0,69
30	25	-0,93
30	30	-1,18
30	35	-1,42
30	40	-1,66
35	-20	1,4
35	-15	1,16
35	-10	0,91
35	-5	0,67
35	0	0,42
35	5	0,18
35	10	-0,07
35	15	-0,31
35	20	-0,56
35	25	-0,8
35	30	-1,04
35	35	-1,29
35	40	-1,53
40	-20	1,55
40	-15	1,3
40	-10	1,06
40	-5	0,81
40	0	0,57
40	5	0,32
40	10	0,08
40	15	-0,17
40	20	-0,41
40	25	-0,66
40	30	-0,9
40	35	-1,15
40	40	-1,39

ANEXO N°7 ANÁLISIS DE MAXBHA PARA SECCIÓN DE 8 ½"-I CUADRANTE

Sensitivity Analysis of MaxBHA

Operation Parameters

DLS (°/100'): 0,0 Mud Wt.(ppg): 10,5 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 end Dist from Btm: 6.34 ft
Bend Angle: 1.50 deg Toolface: Rotary

Parameters

Variable #1: Inclination (deg) From1: 20,0 To1: 40,0 Interval1: 5,0
Variable #2: Formation Index From2: -15,0 To2: 65,0 Interval2: 5,0

SACHA 302D-RUN 500- I CUADRANTE

OPCIÓN 1

Inclination (deg)	Formation Index	Eq Rate (°/100')
20	-15	1,46
20	-10	1,15
20	-5	0,84
20	0	0,54
20	5	0,24
20	10	-0,06
20	15	-0,35
20	20	-0,63
20	25	N/A
20	30	N/A
20	35	N/A
20	40	N/A
20	45	N/A
20	50	N/A
20	55	N/A
20	60	N/A
20	65	N/A
25	-15	1,57
25	-10	1,25
25	-5	0,94
25	0	0,63
25	5	0,31
25	10	0
25	15	-0,31
25	20	-0,62
25	25	-0,93
25	30	-1,24
25	35	-1,55
25	40	-1,85
25	45	-2,15
25	50	-2,45
25	55	-2,74
25	60	-3,01
25	65	N/A
30	-15	1,7
30	-10	1,39
30	-5	1,07
30	0	0,75
30	5	0,44
30	10	0,12
30	15	-0,2
30	20	-0,51
30	25	-0,83
30	30	-1,14
30	35	-1,46
30	40	-1,77
30	45	-2,09
30	50	-2,4
30	55	-2,71
30	60	-3,02
30	65	-3,33
35	-15	1,84
35	-10	1,52

OPCIÓN 2

Inclination (deg)	Formation Index	Eq Rate (°/100')
20	-15	1,77
20	-10	1,45
20	-5	1,13
20	0	0,82
20	5	0,5
20	10	0,19
20	15	-0,14
20	20	-0,47
20	25	-0,8
20	30	N/A
20	35	N/A
20	40	N/A
20	45	N/A
20	50	N/A
20	55	N/A
20	60	N/A
20	65	N/A
25	-15	1,98
25	-10	1,66
25	-5	1,33
25	0	1,01
25	5	0,69
25	10	0,37
25	15	0,05
25	20	-0,27
25	25	-0,59
25	30	-0,91
25	35	-1,23
25	40	-1,56
25	45	-1,89
25	50	-2,21
25	55	-2,54
25	60	-2,88
25	65	-3,21
30	-15	2,2
30	-10	1,88
30	-5	1,55
30	0	1,23
30	5	0,9
30	10	0,58
30	15	0,26
30	20	-0,06
30	25	-0,39
30	30	-0,71
30	35	-1,03
30	40	-1,36
30	45	-1,68
30	50	-2,01
30	55	-2,33
30	60	-2,66
30	65	-2,99
35	-15	2,41
35	-10	2,08

OPCIÓN 3

Inclination (deg)	Formation Index	Eq Rate (°/100')
20	-15	1,34
20	-10	1,01
20	-5	0,68
20	0	0,35
20	5	0,02
20	10	-0,31
20	15	N/A
20	20	N/A
20	25	N/A
20	30	N/A
20	35	N/A
20	40	N/A
20	45	N/A
20	50	N/A
20	55	N/A
20	60	N/A
20	65	N/A
25	-15	1,73
25	-10	1,4
25	-5	1,07
25	0	0,75
25	5	0,42
25	10	0,09
25	15	-0,24
25	20	N/A
25	25	-1,15
25	30	-1,49
25	35	-1,82
25	40	-2,15
25	45	-2,48
25	50	-2,81
25	55	N/A
25	60	N/A
25	65	N/A
30	-15	1,81
30	-10	1,49
30	-5	1,16
30	0	0,83
30	5	0,5
30	10	0,17
30	15	-0,16
30	20	-0,49
30	25	-0,81
30	30	-1,14
30	35	-1,47
30	40	-1,8
30	45	-2,13
30	50	-2,45
30	55	-2,78
30	60	-3,11
30	65	-3,44
35	-15	1,9
35	-10	1,57

Anexo N°7 continúa:

35	-5	1,2
35	0	0,88
35	5	0,57
35	10	0,25
35	15	-0,07
35	20	-0,39
35	25	-0,71
35	30	-1,02
35	35	-1,34
35	40	-1,66
35	45	-1,97
35	50	-2,29
35	55	-2,6
35	60	-2,92
35	65	-3,23
40	-15	1,98
40	-10	1,66
40	-5	1,33
40	0	1,02
40	5	0,7
40	10	0,38
40	15	0,06
40	20	-0,26
40	25	-0,58
40	30	-0,9
40	35	-1,22
40	40	-1,53
40	45	-1,85
40	50	-2,17
40	55	-2,49
40	60	-2,8
40	65	-3,12

35	-5	1,76
35	0	1,43
35	5	1,11
35	10	0,78
35	15	0,46
35	20	0,13
35	25	-0,19
35	30	-0,52
35	35	-0,84
35	40	-1,17
35	45	-1,49
35	50	-1,82
35	55	-2,15
35	60	-2,47
35	65	-2,8
40	-15	2,58
40	-10	2,26
40	-5	1,93
40	0	1,61
40	5	1,28
40	10	0,96
40	15	0,63
40	20	0,3
40	25	-0,02
40	30	-0,35
40	35	-0,67
40	40	-1
40	45	-1,32
40	50	-1,65
40	55	-1,97
40	60	-2,3
40	65	-2,62

35	-5	1,24
35	0	0,91
35	5	0,59
35	10	0,26
35	15	-0,07
35	20	-0,4
35	25	-0,73
35	30	-1,06
35	35	-1,39
35	40	-1,72
35	45	-2,04
35	50	-2,38
35	55	-2,7
35	60	-3,03
35	65	-3,36
40	-15	1,99
40	-10	1,66
40	-5	1,33
40	0	1
40	5	0,67
40	10	0,34
40	15	0,01
40	20	-0,32
40	25	-0,65
40	30	-0,98
40	35	-1,31
40	40	-1,64
40	45	-1,97
40	50	-2,3
40	55	-2,63
40	60	-2,96
40	65	-3,29

OPCIÓN 4

Inclination (deg)	Formation Index	Eq Rate (°/100')
20	-15	1,76
20	-10	1,45
20	-5	1,14
20	0	0,83
20	5	0,52
20	10	0,22
20	15	-0,08
20	20	-0,36
20	25	-0,64
20	30	N/A
20	35	N/A
20	40	N/A
20	45	N/A
20	50	N/A
20	55	N/A
20	60	N/A
20	65	N/A
25	-15	1,89
25	-10	1,57
25	-5	1,26
25	0	0,94
25	5	0,62
25	10	0,31
25	15	-0,01
25	20	-0,32
25	25	-0,63
25	30	-0,94
25	35	-1,25
25	40	-1,56
25	45	-1,87
25	50	-2,17
25	55	-2,47
25	60	-2,75
25	65	-3,02

OPCIÓN 5

Inclination (deg)	Formation Index	Eq Rate (°/100')
20	-15	1,93
20	-10	1,6
20	-5	1,28
20	0	0,95
20	5	0,63
20	10	0,3
20	15	-0,02
20	20	-0,35
20	25	-0,68
20	30	-1,01
20	35	N/A
20	40	N/A
20	45	N/A
20	50	N/A
20	55	N/A
20	60	N/A
20	65	N/A
25	-15	2,13
25	-10	1,81
25	-5	1,48
25	0	1,16
25	5	0,84
25	10	0,51
25	15	0,19
25	20	-0,14
25	25	-0,46
25	30	-0,79
25	35	-1,11
25	40	-1,44
25	45	-1,76
25	50	-2,09
25	55	-2,42
25	60	-2,74
25	65	N/A

Anexo N°7 continúa:

30	-15	2,03
30	-10	1,71
30	-5	1,39
30	0	1,07
30	5	0,76
30	10	0,44
30	15	0,12
30	20	-0,2
30	25	-0,51
30	30	-0,83
30	35	-1,15
30	40	-1,46
30	45	-1,78
30	50	-2,09
30	55	-2,4
30	60	-2,72
30	65	-3,03
35	-15	2,17
35	-10	1,86
35	-5	1,53
35	0	1,22
35	5	0,9
35	10	0,58
35	15	0,26
35	20	-0,06
35	25	-0,38
35	30	-0,7
35	35	-1,02
35	40	-1,34
35	45	-1,66
35	50	-1,97
35	55	-2,29
35	60	-2,61
35	65	-2,92
40	-15	2,32
40	-10	1,99
40	-5	1,67
40	0	1,35
40	5	1,03
40	10	0,71
40	15	0,39
40	20	0,07
40	25	-0,25
40	30	-0,57
40	35	-0,89
40	40	-1,21
40	45	-1,53
40	50	-1,84
40	55	-2,16
40	60	-2,48
40	65	-2,8

30	-15	2,33
30	-10	2
30	-5	1,68
30	0	1,36
30	5	1,03
30	10	0,71
30	15	0,38
30	20	0,06
30	25	-0,27
30	30	-0,59
30	35	-0,91
30	40	-1,24
30	45	-1,56
30	50	-1,89
30	55	-2,22
30	60	-2,54
30	65	-2,86
35	-15	2,51
35	-10	2,19
35	-5	1,86
35	0	1,54
35	5	1,21
35	10	0,89
35	15	0,57
35	20	0,24
35	25	-0,08
35	30	-0,41
35	35	-0,73
35	40	-1,05
35	45	-1,38
35	50	-1,7
35	55	N/A
35	60	-2,35
35	65	-2,68
40	-15	2,69
40	-10	2,36
40	-5	2,04
40	0	1,71
40	5	1,39
40	10	1,06
40	15	N/A
40	20	0,42
40	25	0,09
40	30	-0,23
40	35	-0,56
40	40	-0,88
40	45	-1,21
40	50	-1,53
40	55	-1,86
40	60	N/A
40	65	-2,19

Sensitivity Analysis of MaxBHA

Operation Parameters

DLS(°/100'): 0,0

Mud Wt.(ppg): 10,5

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 -Btm: 6.34 ft

Bend Angle: 1.50 deg

Toolface: Rotary

Parameters

Variable #1: Inclination (deg

From1: 20,0

To1: 40,0

Interval1: 5,0

Variable #2: Formation Inde

From2: -15,0

To2: 65,0

Interval2: 5,0

SACHA 303D-RUN 500- I CUADRANTE

OPCIÓN 1

Inclination (deg)	Formation Index	Eq Rate (°/100')
20	-15	1,58
20	-10	1,25
20	-5	0,92
20	0	0,6
20	5	0,28
20	10	-0,02
20	15	N/A
20	20	N/A
20	25	N/A
20	30	N/A
20	35	N/A
20	40	N/A
20	45	N/A
20	50	N/A
20	55	N/A
20	60	N/A
20	65	N/A
25	-15	1,7
25	-10	1,36
25	-5	1,03
25	0	0,69
25	5	0,35
25	10	0,02
25	15	-0,32
25	20	-0,65
25	25	-0,98
25	30	-1,31
25	35	-1,64
25	40	-1,96
25	45	-2,27
25	50	-2,57
25	55	N/A
25	60	N/A
25	65	N/A
30	-15	1,85
30	-10	1,51
30	-5	1,17
30	0	0,83
30	5	0,49
30	10	0,15
30	15	-0,19
30	20	-0,53
30	25	-0,87
30	30	-1,2
30	35	-1,54
30	40	-1,88
30	45	-2,21
30	50	-2,55
30	55	-2,88
30	60	-3,21
30	65	-3,55
35	-15	2,01
35	-10	1,67
35	-5	1,32
35	0	0,98
35	5	0,64
35	10	0,3

OPCIÓN 2

Inclination (deg)	Formation Index	Eq Rate (°/100')
20	-15	2
20	-10	1,65
20	-5	1,31
20	0	0,97
20	5	0,62
20	10	0,29
20	15	-0,05
20	20	-0,37
20	25	-0,69
20	30	N/A
20	35	N/A
20	40	N/A
20	45	N/A
20	50	N/A
20	55	N/A
20	60	N/A
20	65	N/A
25	-15	2,24
25	-10	1,89
25	-5	1,54
25	0	1,18
25	5	0,84
25	10	0,49
25	15	0,14
25	20	-0,21
25	25	-0,55
25	30	-0,9
25	35	-1,24
25	40	-1,59
25	45	-1,92
25	50	-2,26
25	55	-2,59
25	60	-2,92
25	65	-3,24
30	-15	2,49
30	-10	2,14
30	-5	1,78
30	0	1,43
30	5	1,08
30	10	0,73
30	15	0,37
30	20	0,02
30	25	-0,33
30	30	-0,68
30	35	-1,03
30	40	-1,38
30	45	-1,73
30	50	-2,07
30	55	-2,42
30	60	-2,77
30	65	-3,11
35	-15	2,74
35	-10	2,38
35	-5	2,03
35	0	1,67
35	5	1,32
35	10	0,97

OPCIÓN 3

Inclination (deg)	Formation Index	Eq Rate (°/100')
20	-15	1,24
20	-10	0,9
20	-5	0,56
20	0	0,21
20	5	-0,13
20	10	-0,47
20	15	N/A
20	20	N/A
20	25	N/A
20	30	N/A
20	35	N/A
20	40	N/A
20	45	N/A
20	50	N/A
20	55	N/A
20	60	N/A
20	65	N/A
25	-15	1,88
25	-10	1,54
25	-5	1,19
25	0	N/A
25	5	0,04
25	10	-0,3
25	15	-0,18
25	20	-0,52
25	25	N/A
25	30	N/A
25	35	-2,01
25	40	-2,35
25	45	-2,66
25	50	-2,97
25	55	N/A
25	60	N/A
25	65	N/A
30	-15	1,99
30	-10	1,65
30	-5	1,3
30	0	0,96
30	5	0,62
30	10	0,28
30	15	-0,07
30	20	-0,41
30	25	-0,76
30	30	-1,1
30	35	-1,44
30	40	-1,79
30	45	-2,13
30	50	-2,47
30	55	-2,81
30	60	-3,16
30	65	-3,86
35	-15	2,1
35	-10	1,76
35	-5	1,42
35	0	1,07
35	5	0,73
35	10	0,39

Anexo N°7 continúa:

35	15	-0,04
35	20	-0,39
35	25	-0,73
35	30	-1,06
35	35	-1,4
35	40	-1,74
35	45	-2,08
35	50	-2,43
35	55	-2,76
35	60	-3,1
35	65	-3,44
40	-15	2,16
40	-10	1,82
40	-5	1,47
40	0	1,13
40	5	0,79
40	10	0,44
40	15	0,1
40	20	-0,24
40	25	-0,58
40	30	-0,92
40	35	-1,26
40	40	-1,61
40	45	-1,95
40	50	-2,29
40	55	-2,63
40	60	-2,97
40	65	-3,31

35	15	0,62
35	20	0,27
35	25	-0,09
35	30	-0,44
35	35	-0,79
35	40	-1,15
35	45	-1,49
35	50	-1,85
35	55	-2,2
35	60	-2,55
35	65	-2,9
40	-15	2,97
40	-10	2,62
40	-5	2,27
40	0	1,91
40	5	1,56
40	10	1,21
40	15	0,85
40	20	0,5
40	25	0,14
40	30	-0,21
40	35	-0,56
40	40	-0,91
40	45	-1,27
40	50	-1,62
40	55	-1,97
40	60	-2,33
40	65	-2,68

35	15	0,04
35	20	-0,3
35	25	-0,64
35	30	-0,99
35	35	-1,33
35	40	-1,67
35	45	-2,02
35	50	-2,36
35	55	-2,71
35	60	-3,05
35	65	-3,39
40	-15	2,22
40	-10	1,87
40	-5	1,53
40	0	1,18
40	5	0,84
40	10	0,49
40	15	0,15
40	20	-0,19
40	25	-0,54
40	30	-0,88
40	35	-1,22
40	40	-1,57
40	45	-1,91
40	50	-2,26
40	55	-2,6
40	60	-2,94
40	65	-3,29

OPCIÓN 4

Inclination (deg)	Formation Index	Eq Rate (°/100')
20	-15	1,89
20	-10	1,56
20	-5	1,23
20	0	0,89
20	5	0,56
20	10	0,23
20	15	-0,09
20	20	-0,41
20	25	-0,71
20	30	N/A
20	35	N/A
20	40	N/A
20	45	N/A
20	50	N/A
20	55	N/A
20	60	N/A
20	65	N/A
25	-15	2,05
25	-10	1,71
25	-5	1,37
25	0	1,03
25	5	0,69
25	10	0,35
25	15	0,01
25	20	-0,32
25	25	-0,66
25	30	-0,99
25	35	-1,33
25	40	-1,66
25	45	-1,99
25	50	-2,32
25	55	-2,65
25	60	-2,97
25	65	-3,27

OPCIÓN 5

Inclination (deg)	Formation Index	Eq Rate (°/100')
20	-15	2,23
20	-10	1,88
20	-5	1,53
20	0	1,19
20	5	0,84
20	10	0,49
20	15	0,15
20	20	-0,2
20	25	-0,55
20	30	-0,9
20	35	N/A
20	40	N/A
20	45	N/A
20	50	N/A
20	55	N/A
20	60	N/A
20	65	N/A
25	-15	2,46
25	-10	2,12
25	-5	1,77
25	0	1,43
25	5	1,08
25	10	0,74
25	15	0,39
25	20	0,04
25	25	-0,3
25	30	-0,65
25	35	-0,99
25	40	-1,34
25	45	-1,69
25	50	-2,04
25	55	-2,38
25	60	-2,73
25	65	-3,08

Anexo N°7 continúa:

30	-15	2,21
30	-10	1,87
30	-5	1,53
30	0	1,19
30	5	0,85
30	10	0,51
30	15	0,17
30	20	-0,17
30	25	-0,51
30	30	-0,85
30	35	-1,19
30	40	-1,53
30	45	-1,87
30	50	-2,21
30	55	-2,54
30	60	-2,88
30	65	-3,22
35	-15	2,37
35	-10	2,03
35	-5	1,69
35	0	1,35
35	5	1,01
35	10	0,67
35	15	0,32
35	20	-0,01
35	25	-0,36
35	30	-0,7
35	35	-1,04
35	40	-1,38
35	45	-1,72
35	50	-2,06
35	55	-2,4
35	60	-2,74
35	65	-3,08
40	-15	2,53
40	-10	2,19
40	-5	1,84
40	0	1,5
40	5	1,16
40	10	0,82
40	15	0,48
40	20	0,14
40	25	-0,21
40	30	-0,55
40	35	-0,89
40	40	-1,23
40	45	-1,57
40	50	-1,91
40	55	-2,25
40	60	-2,59
40	65	-2,93

30	-15	2,69
30	-10	2,34
30	-5	2
30	0	1,65
30	5	1,31
30	10	0,96
30	15	0,61
30	20	0,27
30	25	-0,08
30	30	-0,42
30	35	-0,77
30	40	-1,11
30	45	-1,46
30	50	-1,81
30	55	-2,15
30	60	-2,5
30	65	-2,84
35	-15	2,9
35	-10	2,56
35	-5	2,21
35	0	1,86
35	5	1,52
35	10	1,18
35	15	0,83
35	20	0,48
35	25	0,14
35	30	-0,21
35	35	-0,55
35	40	-0,9
35	45	-1,25
35	50	-1,59
35	55	-1,94
35	60	-2,28
35	65	-2,63
40	-15	3,1
40	-10	2,76
40	-5	2,41
40	0	2,06
40	5	1,72
40	10	1,37
40	15	1,03
40	20	0,68
40	25	0,34
40	30	-0,01
40	35	-0,35
40	40	-0,7
40	45	-1,04
40	50	-1,39
40	55	-1,74
40	60	-2,08
40	65	-2,43

Sensitivity Analysis of MaxBHA

Operation Parameters

DLS (°/100'): 0,0

Mud Wt.(ppg): 10,5

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 -Btm: 6.34 ft

Bend Angle: 1.50 deg

Toolface: Rotary

Parameters

Variable #1: Inclination (deg)

From1: 20,0

To1: 40,0

Interval1:5,0

Variable #2: Formation Index

From2: -15,0

To2: 65,0

Interval2:5,0

SACHA 307D-RUN 800-I CUADRANTE

OPCIÓN 1

Inclination (deg)	Formation Index	Eq Rate (°/100')
20	-15	1,43
20	-10	1,1
20	-5	0,76
20	0	0,42
20	5	0,09
20	10	-0,24
20	15	-0,57
20	20	-0,89
20	25	-1,16
20	30	-1,43
20	35	N/A
20	40	N/A
20	45	N/A
20	50	N/A
20	55	N/A
20	60	N/A
20	65	N/A
25	-15	1,56
25	-10	1,22
25	-5	0,88
25	0	0,54
25	5	0,2
25	10	-0,14
25	15	-0,48
25	20	-0,82
25	25	-1,16
25	30	-1,5
25	35	-1,83
25	40	-2,17
25	45	-2,49
25	50	-2,78
25	55	-3,06
25	60	-3,36
25	65	-3,63
30	-15	1,7
30	-10	1,36
30	-5	1,02
30	0	0,67
30	5	0,33
30	10	-0,01
30	15	-0,35
30	20	-0,69
30	25	-1,03
30	30	-1,37
30	35	-1,72
30	40	-2,06
30	45	-2,4
30	50	-2,74
30	55	-3,08
30	60	-3,42
30	65	-3,75
35	-15	1,84
35	-10	1,5
35	-5	1,16
35	0	0,81
35	5	0,47
35	10	0,13

OPCIÓN 2

Inclination (deg)	Formation Index	Eq Rate (°/100')
20	-15	1,71
20	-10	1,39
20	-5	1,06
20	0	0,73
20	5	0,4
20	10	0,07
20	15	-0,26
20	20	-0,59
20	25	-0,92
20	30	-1,25
20	35	-1,58
20	40	-1,91
20	45	-2,24
20	50	-2,57
20	55	N/A
20	60	N/A
20	65	N/A
25	-15	1,94
25	-10	1,61
25	-5	1,29
25	0	0,96
25	5	0,63
25	10	0,3
25	15	-0,03
25	20	-0,36
25	25	-0,69
25	30	-1,01
25	35	-1,34
25	40	-1,67
25	45	-2
25	50	-2,33
25	55	-2,66
25	60	-2,98
25	65	-3,31
30	-15	2,16
30	-10	1,83
30	-5	1,51
30	0	1,18
30	5	0,85
30	10	0,52
30	15	0,19
30	20	-0,14
30	25	-0,47
30	30	-0,79
30	35	-1,12
30	40	-1,45
30	45	-1,78
30	50	-2,11
30	55	-2,43
30	60	-2,76
30	65	-3,09
35	-15	2,37
35	-10	2,04
35	-5	1,71
35	0	1,39
35	5	1,06
35	10	0,73

Anexo N°7 continúa:

35	15	-0,21
35	20	-0,56
35	25	-0,9
35	30	-1,24
35	35	-1,58
35	40	-1,93
35	45	-2,27
35	50	-2,61
35	55	-2,95
35	60	-3,29
35	65	-3,63
40	-15	1,98
40	-10	1,64
40	-5	1,29
40	0	0,95
40	5	0,61
40	10	0,27
40	15	-0,08
40	20	-0,42
40	25	-0,76
40	30	-1,11
40	35	-1,45
40	40	-1,79
40	45	-2,14
40	50	-2,48
40	55	-2,82
40	60	-3,16
40	65	-3,51

35	15	0,4
35	20	0,07
35	25	-0,26
35	30	-0,59
35	35	-0,91
35	40	-1,24
35	45	-1,57
35	50	-1,9
35	55	-2,22
35	60	-2,56
35	65	-2,88
40	-15	2,57
40	-10	2,24
40	-5	1,91
40	0	1,58
40	5	1,25
40	10	0,92
40	15	0,6
40	20	0,27
40	25	-0,06
40	30	-0,39
40	35	-0,72
40	40	-1,05
40	45	-1,38
40	50	-1,7
40	55	-2,03
40	60	-2,36
40	65	-2,69

OPCIÓN 4

Inclination (deg)	Formation Index	Eq Rate (°/100')
20	-15	1,83
20	-10	1,49
20	-5	1,15
20	0	0,81
20	5	0,47
20	10	0,14
20	15	-0,2
20	20	-0,53
20	25	-0,86
20	30	-1,18
20	35	N/A
20	40	N/A
20	45	N/A
20	50	N/A
20	55	N/A
20	60	N/A
20	65	N/A
25	-15	1,98
25	-10	1,64
25	-5	1,3
25	0	0,95
25	5	0,61
25	10	0,27
25	15	-0,07
25	20	-0,41
25	25	-0,76
25	30	-1,1
25	35	-1,44
25	40	-1,77
25	45	-2,11
25	50	-2,45
25	55	-2,79
25	60	-3,13
25	65	-3,44

OPCIÓN 5

Inclination (deg)	Formation Index	Eq Rate (°/100')
20	-15	1,86
20	-10	1,53
20	-5	1,19
20	0	0,86
20	5	0,52
20	10	0,19
20	15	-0,15
20	20	-0,48
20	25	N/A
20	30	N/A
20	35	N/A
20	40	N/A
20	45	N/A
20	50	N/A
20	55	N/A
20	60	N/A
20	65	N/A
25	-15	2,1
25	-10	1,77
25	-5	1,43
25	0	1,1
25	5	0,77
25	10	0,43
25	15	0,1
25	20	-0,23
25	25	-0,57
25	30	-0,9
25	35	-1,24
25	40	-1,57
25	45	-1,9
25	50	-2,24
25	55	-2,57
25	60	N/A
25	65	N/A

Anexo N°7 continúa:

30	-15	2,14
30	-10	1,8
30	-5	1,46
30	0	1,11
30	5	0,77
30	10	0,42
30	15	0,08
30	20	-0,26
30	25	-0,61
30	30	-0,95
30	35	-1,29
30	40	-1,64
30	45	-1,98
30	50	-2,32
30	55	-2,66
30	60	-3
30	65	-3,35
35	-15	2,3
35	-10	1,95
35	-5	1,61
35	0	1,26
35	5	0,92
35	10	0,58
35	15	0,23
35	20	-0,11
35	25	-0,46
35	30	-0,8
35	35	-1,14
35	40	-1,49
35	45	-1,83
35	50	-2,17
35	55	-2,52
35	60	-2,86
35	65	-3,2
40	-15	2,45
40	-10	2,1
40	-5	1,76
40	0	1,41
40	5	1,07
40	10	0,72
40	15	0,38
40	20	0,04
40	25	-0,31
40	30	-0,65
40	35	-1
40	40	-1,34
40	45	-1,68
40	50	-2,03
40	55	-2,37
40	60	-2,72
40	65	-3,06

30	-15	2,33
30	-10	1,99
30	-5	1,66
30	0	1,32
30	5	0,99
30	10	0,66
30	15	0,33
30	20	-0,01
30	25	-0,34
30	30	-0,67
30	35	-1,01
30	40	-1,34
30	45	-1,67
30	50	-2,01
30	55	-2,34
30	60	-2,67
30	65	-3,01
35	-15	2,54
35	-10	2,21
35	-5	1,87
35	0	1,54
35	5	1,21
35	10	0,87
35	15	0,54
35	20	0,21
35	25	-0,12
35	30	-0,46
35	35	-0,79
35	40	-1,12
35	45	-1,46
35	50	-1,79
35	55	-2,12
35	60	-2,46
35	65	-2,79
40	-15	2,74
40	-10	2,41
40	-5	2,07
40	0	1,74
40	5	1,41
40	10	1,07
40	15	0,74
40	20	0,41
40	25	0,07
40	30	-0,26
40	35	-0,59
40	40	-0,92
40	45	-1,25
40	50	-1,59
40	55	-1,92
40	60	-2,25
40	65	-2,59

ANEXO N°8 ANÁLISIS DE MAXBHA PARA SECCIÓN DE 8 ½"-II CUADRANTE

Sensitivity Analysis of MaxBHA

Operation Parameters

DLS (°/100'): 0,0

Mud Wt.(ppg): 10,5

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 -Btm: 6.34 ft

Bend Angle: 1.50 deg

Toolface: Rotary

Parameters

Variable #1: Inclination (deg)

From1: 20,0

To1: 40,0

Interval1:5,0

Variable #2: Formation Index

From2: -15,0

To2: 65,0

Interval2:5,0

SACHA 304D-RUN 700-II CUADRANTE

OPCIÓN 1

Inclination (deg)	Formation Index	Eq Rate (°/100')
20	-5	1,57
20	0	1,25
20	5	0,93
20	10	0,6
20	15	0,28
20	20	-0,04
20	25	-0,36
20	30	-0,69
20	35	-1,01
20	40	-1,33
20	45	-1,65
20	50	-1,98
20	55	-2,3
20	60	-2,62
20	65	-2,94
20	70	-3,26
25	-5	1,72
25	0	1,4
25	5	1,08
25	10	0,76
25	15	0,43
25	20	0,11
25	25	-0,21
25	30	-0,53
25	35	-0,86
25	40	-1,18
25	45	-1,5
25	50	-1,82
25	55	-2,15
25	60	-2,47
25	65	-2,79
25	70	-3,11
30	-5	1,88
30	0	1,55
30	5	1,23
30	10	0,91
30	15	0,59
30	20	0,26
30	25	-0,06
30	30	-0,38
30	35	-0,71
30	40	-1,03
30	45	-1,35
30	50	-1,67
30	55	-2
30	60	-2,32
30	65	-2,64
30	70	-2,97
35	-5	1,82
35	0	1,53
35	5	1,25
35	10	0,95
35	15	0,66
35	20	0,37

OPCIÓN 2

Inclination (deg)	Formation Index	Eq Rate (°/100')
20	-5	2,06
20	0	1,74
20	5	1,39
20	10	1,03
20	15	0,68
20	20	0,33
20	25	-0,03
20	30	-0,38
20	35	-0,74
20	40	-1,09
20	45	-1,44
20	50	-1,8
20	55	-2,15
20	60	-2,5
20	65	-2,85
20	70	-3,21
25	-5	2,14
25	0	1,86
25	5	1,58
25	10	1,25
25	15	0,92
25	20	0,58
25	25	0,25
25	30	-0,07
25	35	-0,43
25	40	-0,78
25	45	-1,14
25	50	-1,49
25	55	-1,84
25	60	-2,2
25	65	-2,55
25	70	-2,9
30	-5	1,94
30	0	1,67
30	5	1,4
30	10	1,14
30	15	0,87
30	20	0,6
30	25	0,32
30	30	-0,07
30	35	-0,24
30	40	-0,57
30	45	-0,9
30	50	-1,23
30	55	-1,56
30	60	-1,9
30	65	-2,26
30	70	-2,61
35	-5	1,82
35	0	1,53
35	5	1,26
35	10	0,98
35	15	0,7
35	20	0,41

Sensitivity Analysis of MaxBHA

Operation Parameters

DLS (°/100'): 0,0

Mud Wt.(ppg): 10,5

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 -Btm: 6.34 ft

Bend Angle: 1.50 deg

Toolface: Rotary

Parameters

Variable #1: Inclination (deg)

From1: 20,0

To1: 40,0

Interval1:5,0

Variable #2: Formation Index

From2: -15,0

To2: 65,0

Interval2:5,0

SACHA 304D-RUN 700-II CUADRANTE

OPCIÓN 1

Inclination (deg)	Formation Index	Eq Rate (°/100')
20	-5	1,57
20	0	1,25
20	5	0,93
20	10	0,6
20	15	0,28
20	20	-0,04
20	25	-0,36
20	30	-0,69
20	35	-1,01
20	40	-1,33
20	45	-1,65
20	50	-1,98
20	55	-2,3
20	60	-2,62
20	65	-2,94
20	70	-3,26
25	-5	1,72
25	0	1,4
25	5	1,08
25	10	0,76
25	15	0,43
25	20	0,11
25	25	-0,21
25	30	-0,53
25	35	-0,86
25	40	-1,18
25	45	-1,5
25	50	-1,82
25	55	-2,15
25	60	-2,47
25	65	-2,79
25	70	-3,11
30	-5	1,88
30	0	1,55
30	5	1,23
30	10	0,91
30	15	0,59
30	20	0,26
30	25	-0,06
30	30	-0,38
30	35	-0,71
30	40	-1,03
30	45	-1,35
30	50	-1,67
30	55	-2
30	60	-2,32
30	65	-2,64
30	70	-2,97
35	-5	1,82
35	0	1,53
35	5	1,25
35	10	0,95
35	15	0,66
35	20	0,37

OPCIÓN 2

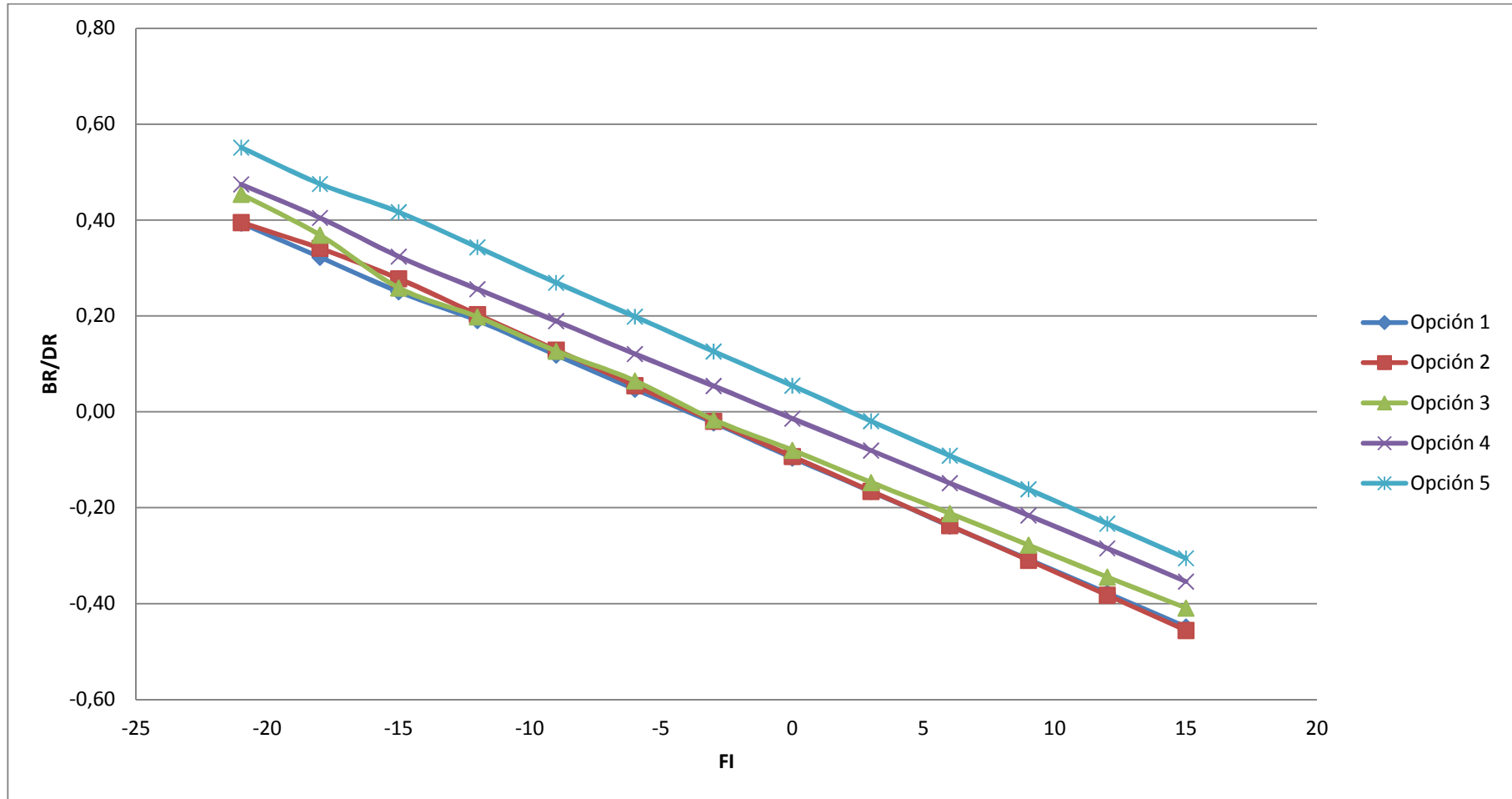
Inclination (deg)	Formation Index	Eq Rate (°/100')
20	-5	2,06
20	0	1,74
20	5	1,39
20	10	1,03
20	15	0,68
20	20	0,33
20	25	-0,03
20	30	-0,38
20	35	-0,74
20	40	-1,09
20	45	-1,44
20	50	-1,8
20	55	-2,15
20	60	-2,5
20	65	-2,85
20	70	-3,21
25	-5	2,14
25	0	1,86
25	5	1,58
25	10	1,25
25	15	0,92
25	20	0,58
25	25	0,25
25	30	-0,07
25	35	-0,43
25	40	-0,78
25	45	-1,14
25	50	-1,49
25	55	-1,84
25	60	-2,2
25	65	-2,55
25	70	-2,9
30	-5	1,94
30	0	1,67
30	5	1,4
30	10	1,14
30	15	0,87
30	20	0,6
30	25	0,32
30	30	-0,07
30	35	-0,24
30	40	-0,57
30	45	-0,9
30	50	-1,23
30	55	-1,56
30	60	-1,9
30	65	-2,26
30	70	-2,61
35	-5	1,82
35	0	1,53
35	5	1,26
35	10	0,98
35	15	0,7
35	20	0,41

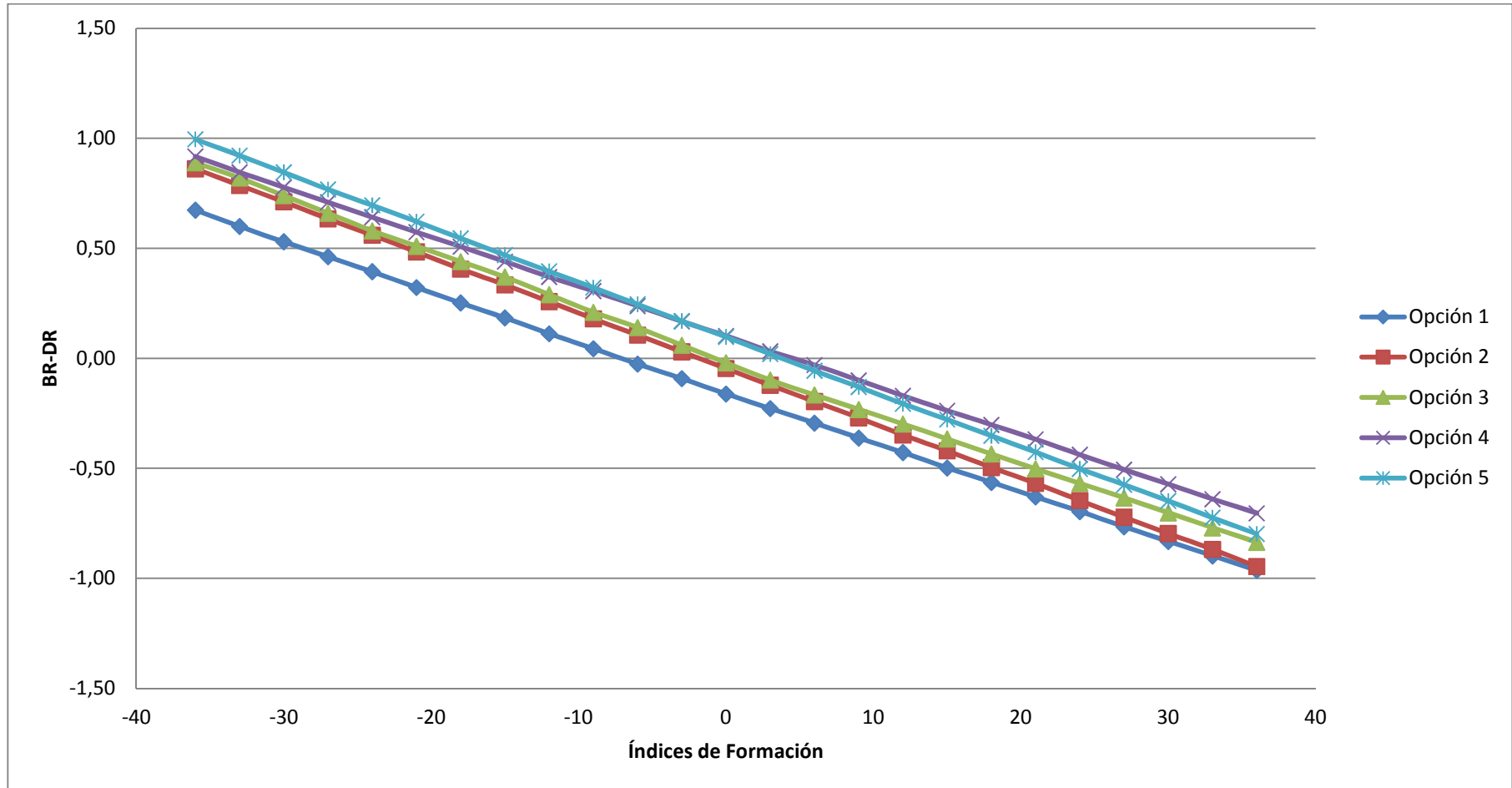
Anexo N°8 continúa:

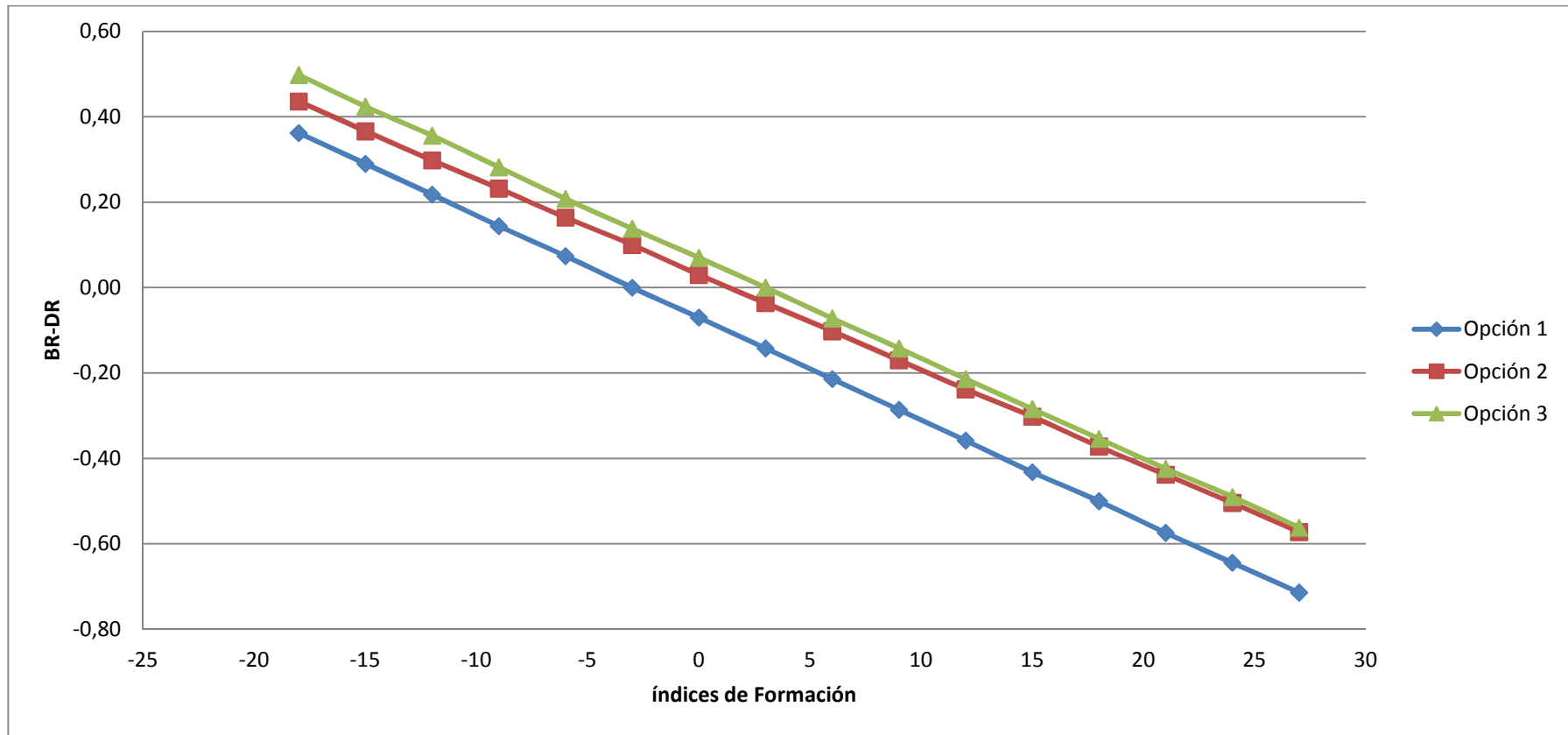
35	25	0,08
35	30	-0,24
35	35	-0,56
35	40	-0,89
35	45	-1,21
35	50	-1,53
35	55	-1,85
35	60	-2,18
35	65	-2,5
35	70	-2,82
40	-5	1,69
40	0	1,41
40	5	1,12
40	10	0,85
40	15	0,57
40	20	0,28
40	25	0,01
40	30	-0,27
40	35	-0,56
40	40	-0,86
40	45	-1,14
40	50	-1,43
40	55	-1,73
40	60	-2,04
40	65	-2,36
40	70	-2,69

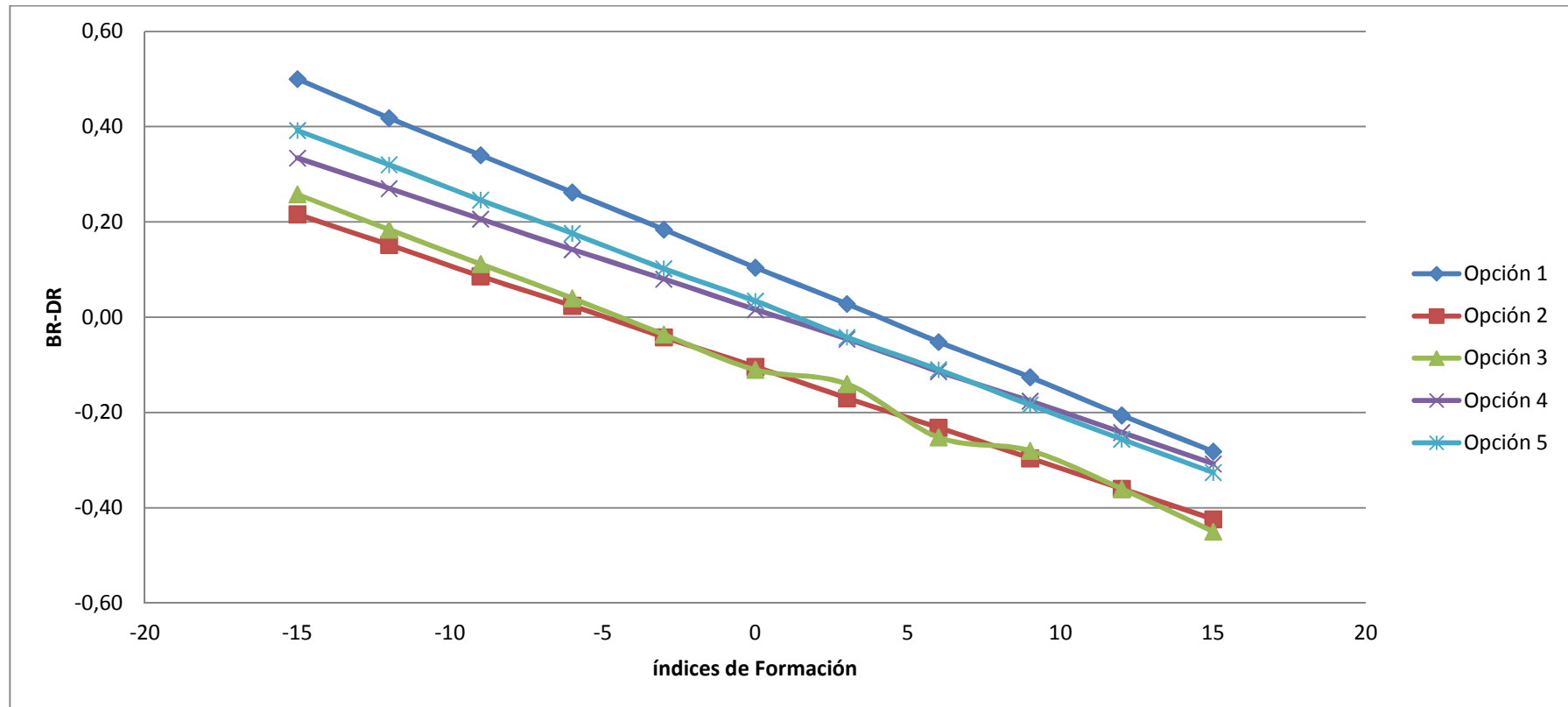
35	25	0,13
35	30	-0,13
35	35	N/A
35	40	-0,66
35	45	-0,94
35	50	-1,22
35	55	-1,5
35	60	-1,78
35	65	-2,06
35	70	-2,39
40	-5	1,71
40	0	1,42
40	5	1,15
40	10	0,87
40	15	0,58
40	20	0,3
40	25	0,02
40	30	-0,26
40	35	-0,54
40	40	N/A
40	45	-1,1
40	50	-1,38
40	55	-1,64
40	60	-1,91
40	65	-2,19
40	70	-2,48

**GRÁFICAS DE LAS OPCIONES POR CUADRANTE Y POR
SECCIÓN**

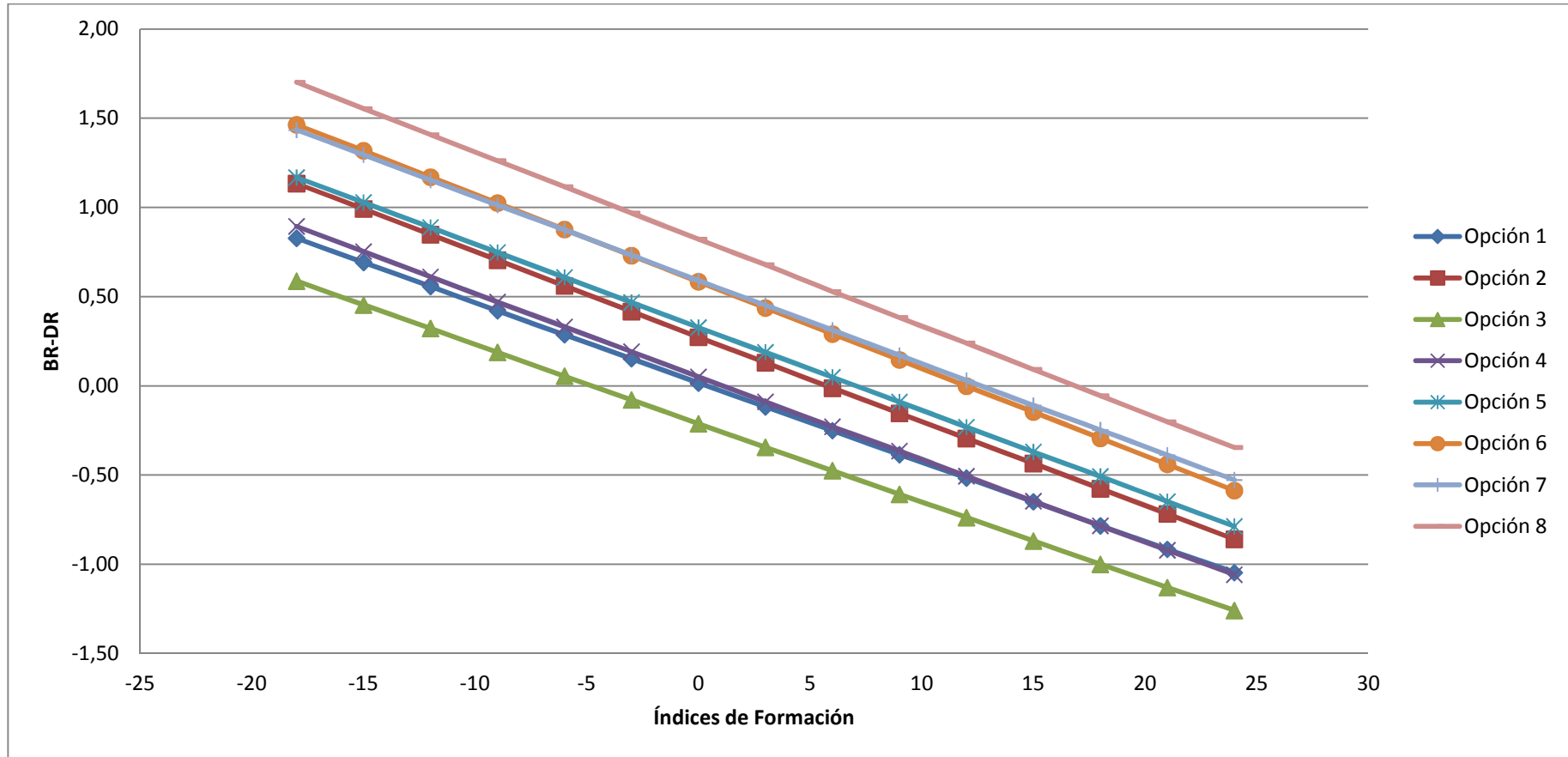
ANEXO N°9 OPCIONES DE BHA PARA SECCIÓN DE 16" – I CUADRANTE

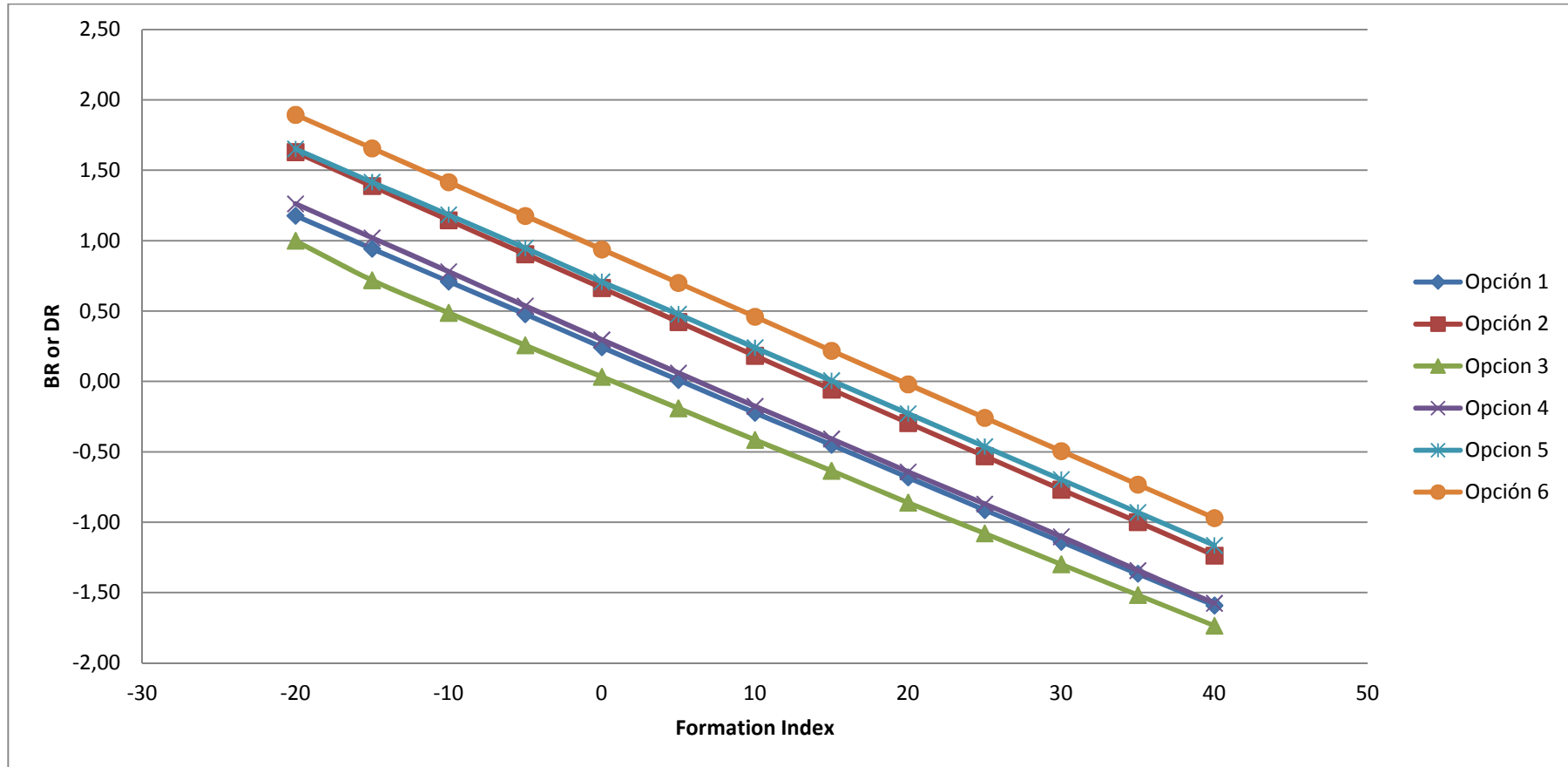
ANEXO N°10 OPCIONES DE BHA PARA SECCIÓN DE 16" – II CUADRANTE

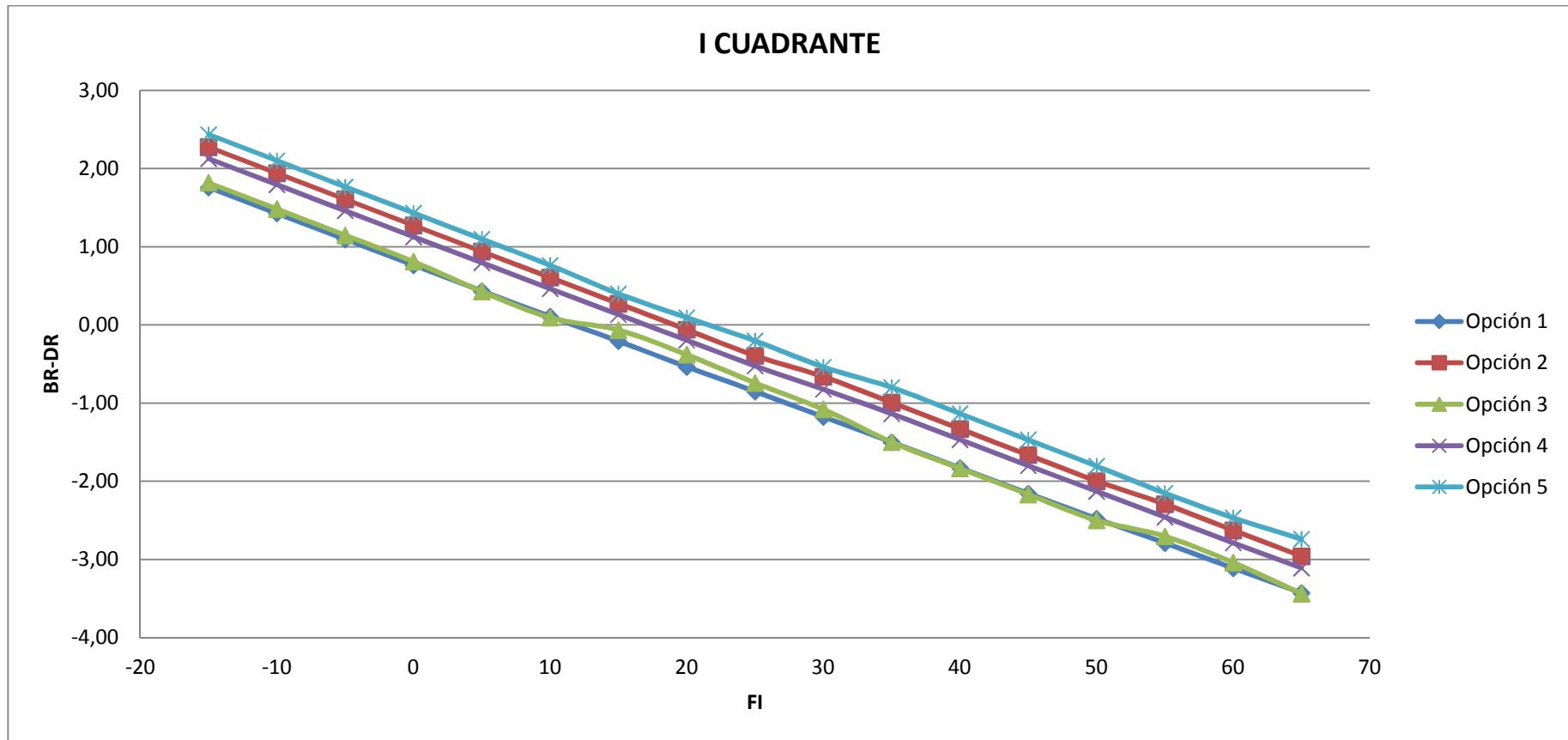
ANEXO N°11 OPCIONES DE BHA PARA SECCIÓN DE 16" – III CUADRANTE

ANEXO N°12 OPCIONES DE BHA PARA SECCIÓN DE 16" – IV CUADRANTE

ANEXO N°13 ANÁLISIS DE MAXBHA PARA SECCIÓN DE 12 ¼" – I CUADRANTE



ANEXO N°14 ANÁLISIS DE MAXBHA PARA SECCIÓN DE 12 ¼" – II CUADRANTE

ANEXO N°15 ANÁLISIS DE MAXBHA PARA SECCIÓN DE 8 ½" – I CUADRANTE

ANEXO N°16 ANÁLISIS DE MAXBHA PARA SECCIÓN DE 8 ½" – II CUADRANTE