

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

**FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y
PETRÓLEOS**

**ANÁLISIS TÉCNICO DE LA PROBLEMÁTICA DURANTE LA
PERFORACIÓN DE POZOS DIRECCIONALES EN LA SECCIÓN DE
12 ¼" APLICADO A LAS FORMACIONES ORTEGUAZA,
TIYUYACU, TENA Y NAPO DE LA CUENCA ORIENTE PARA
OPTIMIZAR LA PERFORACIÓN DE POZOS FUTUROS**

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

JAYRO LENIN GUTIÉRREZ ROMERO

lenin_gr1988@hotmail.com

DIRECTOR: ING. JAVIER RODRÍGUEZ PEÑARANDA

javier.rodriquezpenaranda@bakerhughes.com

Quito, Diciembre 2013

DECLARACIÓN

Yo, Jayro Lenin Gutiérrez Romero, 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 normativa institucional vigente.

JAYRO LENIN GUTIÉRREZ ROMERO

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Jayro Lenin Gutiérrez Romero, bajo mi supervisión.

Ing. Javier Rodríguez Peñaranda
DIRECTOR DEL PROYECTO

AGRADECIMIENTOS

Agradezco de manera especial al Ingeniero Óscar Córdova por permitirme realizar mi proyecto de titulación en la empresa Baker Hughes y por la confianza depositada en mí para dar mis primeros pasos en mi formación como profesional.

Agradezco de manera especial y sincera al Ingeniero y amigo Javier Rodríguez Peñaranda por aceptarme para realizar este proyecto de titulación bajo su dirección. Su apoyo y confianza en mi trabajo y su capacidad para guiar mis ideas ha sido un aporte invaluable.

Quiero expresar también mi más sincero agradecimiento al Ingeniero y amigo Álvaro Leal por su importante aporte y participación activa en el desarrollo de este proyecto.

A la empresa Baker Hughes, por haberme facilitado siempre los medios suficientes para llevar a cabo todas las actividades propuestas durante el desarrollo de este proyecto.

Al amor de mi vida, Male por apoyar este gran desafío con tiempo y estímulo permanente.

A todos los docentes, colegas y compañeros y compañeras de estudio con los que nos acompañamos en esta trayectoria de crecimiento académico y personal.

Finalmente, y en el primer lugar de todo lo anterior a mi mamita Irma, por convertirse en el grande cimiento y dinamizadora de lo que en este texto se propone.

DEDICATORIA

A Dios, por haberme guiado en el camino de la sabiduría, el sacrificio fue grande, pero tú siempre me diste la fuerza necesaria para continuar y lograrlo.

A mi mamita Irma, porque me dio la vida, porque me dio un hogar, la oportunidad de estudiar, y hoy, más que nunca, le doy las gracias por darme una carrera para tener un mejor porvenir, por creer en mí, por brindarme sus consejos, su apoyo incondicional, y todo su amor.

A mi tía Dora, mi segunda madre, un gran ejemplo a seguir, gracias por haber caminado siempre conmigo.

A mis abuelitos Rosario y Manuel, por estar siempre en los momentos importantes de mi vida, por los consejos que han sido de gran ayuda para mi vida y crecimiento. Gracias por llevarme en sus oraciones, porque estoy seguro de que siempre lo hacen.

A mi querida hermana Diana, por formar parte de este triunfo.

Al amor de mi vida, Male, por todos los momentos que hemos compartido, momentos llenos de sentimientos y pensamientos compartidos, sueños y anhelos, secretos, risas y lágrimas, cada preciado segundo que vivimos dentro y fuera de estas aulas, quedará atesorado eternamente en mi corazón. Te Amo chiquita.

A mis primos y amigos de copas, por los buenos momentos vividos.

A la vida, por brindarme la oportunidad de vivir nuevas experiencias.

Lenín Gutiérrez

CONTENIDO

ÍNDICE DE FIGURAS.....	XV
ÍNDICE DE TABLAS	XVIII
ÍNDICE DE FLUJOGRAMAS	XXIII
ÍNDICE DE GRÁFICAS	XXIV
ÍNDICE DE ANEXOS.....	XXVII
RESUMEN.....	XXVIII
PRESENTACIÓN	XXX
CAPÍTULO 1	1
DESCRIPCIÓN LITOLÓGICA DE LAS FORMACIONES ORTEGUAZA, YITUYACU, TENA Y NAPO DE LA CUENCA ORIENTE.....	1
1.1 LA CUENCA ORIENTE.....	1
1.1.1 DESCRIPCIÓN.....	1
1.1.2 UBICACIÓN.....	1
1.1.3 SECCIÓN ESTRUCTURAL	2
1.1.3.1 Dominio Occidental o Sistema Subandino	4
1.1.3.1.1 Levantamiento Napo.....	4
1.1.3.1.2 Depresión Pastaza	4
1.1.3.1.3 Levantamiento Cutucú.....	5
1.1.3.2 Dominio Central o Corredor Sacha – Shushufindi	5
1.1.3.3 Dominio Oriental o Sistema Capirón – Tiputini	5
1.1.4 ESTRATIGRAFÍA Y LITOLOGÍA	6
1.1.4.1 Cretácico.....	7
1.1.4.1.1 Formación Hollín	7
1.1.4.1.1.1 Hollín Inferior	8
1.1.4.1.1.2 Hollín Superior.....	8
1.1.4.1.2 Formación Napo	9
1.1.4.1.2.1 Napo Basal.....	9
1.1.4.1.2.2 Napo Inferior.....	12
1.1.4.1.2.3 Napo Medio	13
1.1.4.1.2.4 Napo Superior	14
1.1.4.2 Paleógeno.....	16
1.1.4.2.1 Formación Tena	16
1.1.4.2.2 Formación Tiyuyacu	17

1.1.4.2.3	Formación Orteguaza.....	18
1.1.4.2.4	Formación Chalcana.....	18
CAPÍTULO 2		19
VARIABLES QUE INTERVIENEN EN LA PERFORACIÓN DE POZOS DIRECCIONALES		19
2.1	EQUIPO DE PERFORACION	19
2.1.1	SISTEMAS DE PERFORACIÓN Y SUS COMPONENTES.....	20
2.1.1.1	Sistema de Elevación.....	20
2.1.1.1.1	Cable de Perforación.....	20
2.1.1.1.2	Malacate.....	20
2.1.1.1.3	Bloque Corona.....	21
2.1.1.1.4	Bloque Viajero	21
2.1.1.1.5	Gancho.....	21
2.1.1.2	Sistema de Circulación	21
2.1.1.2.1	Bombas de Lodo	22
2.1.1.2.2	Tubería Vertical o Stand Pipe	22
2.1.1.2.3	Manguera de Perforación	22
2.1.1.2.4	Sarta de Perforación.....	22
2.1.1.2.5	Zarandas	22
2.1.1.2.6	Tanques de Lodo.....	23
2.1.1.3	Sistema Rotario	23
2.1.1.3.1	Mesa Rotatoria	23
2.1.1.3.2	Top Drive.....	23
2.1.1.4	Sistema de Generación de Potencia	24
2.1.1.5	Sistema de Prevención de Reventones.....	24
2.1.1.5.1	Ensamblaje BOP	24
2.1.1.5.2	Paneles de Control	25
2.1.1.5.3	Equipo Acumulador	25
2.1.1.5.4	Manifold de Choke.....	25
2.2	PERFORACIÓN DIRECCIONAL.....	25
2.2.1	DEFINICIONES Y NOMENCLATURA	25
2.2.2	PERFILES DE POZOS DIRECCIONALES	28
2.2.2.1	Pozo Direccional Tipo “J”	28
2.2.2.2	Pozo Direccional Tipo “S”.....	29
2.2.3	HERRAMIENTAS PARA DIRECCIONAR Y REGISTRAR EL POZO	29
2.2.3.1	MOTORES DE FONDO	30
2.2.3.1.1	Motores de Desplazamiento Positivo (PDM).....	30

2.2.3.1.2	Componentes	30
2.2.3.1.3	Características.....	33
2.2.3.1.4	Aplicaciones y Configuraciones	35
2.2.3.2	SISTEMAS ROTATORIOS DIRIGIBLES (RSS).....	38
2.2.3.3	HERRAMIENTA MWD	38
2.2.4	SARTA DE PERFORACIÓN.....	39
2.2.4.1	Equipo de Control Direccional	39
2.2.4.2	Bit Sub	39
2.2.4.3	Cross Over.....	39
2.2.4.4	Float Sub	40
2.2.4.5	Estabilizador	40
2.2.4.6	Drill Collar (DC).....	40
2.2.4.7	Heavy Weight Drill Pipe (HWDP)	41
2.2.4.8	Martillo	41
2.2.4.9	Drill Pipe	41
2.2.5	PRINCIPIOS BÁSICOS DEL CONTROL DIRECCIONAL	41
2.2.5.1	Principio Fulcrum	42
2.2.5.2	Principio de Estabilización.....	43
2.2.5.3	Principio Pendular	45
2.3	FLUIDOS DE PERFORACIÓN.....	47
2.3.1	FUNCIONES	47
2.3.2	PROPIEDADES.....	48
2.3.2.1	Densidad.....	48
2.3.2.2	Viscosidad de Embudo	48
2.3.2.3	Viscosidad Plástica	49
2.3.2.4	Punto Cedente	49
2.3.2.5	Esfuerzos de Gel.....	50
2.3.2.6	Filtrado.....	50
2.3.2.7	Prueba de azul de metileno (MBT).....	50
2.3.2.8	Concentración iónica de hidrógeno (pH)	51
2.3.3	SISTEMAS DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN.....	51
2.3.3.1	Sistemas de Fluido Base Agua	51
2.3.3.1.1	Fluidos no Dispersos	51
2.3.3.1.2	Fluidos Dispersos	52
2.3.3.1.3	Fluidos Base Calcio	52
2.3.3.1.4	Fluidos Poliméricos	52
2.3.3.1.5	Fluidos Base Carbonato de Calcio.....	52

2.3.4	ANÁLISIS DE HIDRÁULICA	52
2.3.4.1	Modelos Reológicos.....	53
2.3.4.1.1	Modelo Newtoniano.....	53
2.3.4.1.2	Modelo Plástico de Bingham	54
2.3.4.1.3	Ley de Potencia.....	54
2.3.4.1.4	Modelo Herschel-Buckley	55
2.3.4.2	Presiones.....	55
2.3.4.2.1	Presión Hidrostática.....	55
2.3.4.2.2	Presión Hidráulica	55
2.3.4.2.3	Presión de Poro.....	56
2.3.4.2.4	Presión de Fractura	56
2.3.4.3	Términos Empleados en los Cálculos de Hidráulica.....	56
2.3.4.3.1	Velocidad Anular (V_a).....	56
2.3.4.3.2	Número de Reynolds (Re)	57
2.3.4.3.3	Viscosidad Efectiva (μ_e)	57
2.3.4.3.4	Densidad Equivalente de Circulación (ECD).....	57
2.3.4.4	Flujogramas para el Análisis de Hidráulicas	57
2.3.4.4.1	Caída de Presión anular y ECD	57
2.3.4.4.2	Caída de Presión en la Sarta de Perforación	59
2.4	BROCAS DE PERFORACIÓN	60
2.4.1	FUNCIÓN	60
2.4.2	TIPOS DE BROCAS.....	60
2.4.2.1	Brocas Tricónicas.....	60
2.4.2.1.1	Componentes	60
2.4.2.1.2	Mecánica de Corte	68
2.4.2.1.3	Nomenclatura	69
2.4.2.2	Brocas PDC	69
2.4.2.2.1	Componentes	69
2.4.2.2.2	Mecánica de Corte	72
2.4.2.2.3	Nomenclatura	74
2.4.3	DINÁMICA DE LA PERFORACIÓN RELACIONADA CON LA BROCA ..	74
2.4.3.1	Vibraciones Axiales.....	75
2.4.3.2	Vibraciones de Torsión	77
2.4.3.3	Vibraciones Laterales.....	79
2.4.4	EVALUACIÓN DE BROCAS DESGASTADAS EMPLEANDO LA CLASIFICACIÓN IADC.....	80
2.4.4.1	Estructura cortadora interior y exterior	80
2.4.4.2	Características del desgaste	82

2.4.4.3	Ubicación	82
2.4.4.4	Sellos/Cojinetes	83
2.4.4.5	Calibre	83
2.4.4.6	Otra Característica del Desgaste	84
2.4.4.7	Razón de Salida.....	84
2.4.5	ANÁLISIS DE HIDRÁULICA	84
2.4.5.1	Parámetros Empleados en los Cálculos de Hidráulica	84
2.4.5.1.1	Pérdida de Presión en la Broca (ΔP_b)	85
2.4.5.1.2	Caballaje de Fuerza Hidráulica (HHP_b).....	85
2.4.5.1.3	Caballaje Hidráulico por Pulgada Cuadrada (HSI).....	85
2.4.5.1.4	Velocidad de las Boquillas (V_n)	85
2.4.5.1.5	Fuerza de Impacto (I.F.)	86
2.4.5.1.6	Fuerza de Impacto por Pulgada Cuadrada (I.F./pulg ²).....	86
2.4.5.1.7	Porcentaje de la Pérdida de Presión en la Broca (%PSI _b).....	86
2.4.5.1.8	Caballaje Hidráulico Total del Sistema de Circulación ($HHP_{SISTEMA}$).....	86
2.4.5.2	Optimización de la Hidráulica	87
2.5	PROBLEMAS COMUNES PRESENTADOS DURANTE LA PERFORACIÓN.....	89
2.5.1	PEGA DE TUBERÍA	89
2.5.1.1	Pega Mecánica o Empaquetamiento.....	89
2.5.1.1.1	Causas de Empaquetamiento.....	90
2.5.1.2	Pega Diferencial.....	95
2.5.1.3	Geometría del Pozo	98
2.5.1.3.1	Causas	98
2.5.1.3.1.1	Ensamblaje Rígido	98
2.5.1.3.1.2	Ojo de Llave	98
2.5.1.3.1.3	Micro Patas de Perro	99
2.5.1.3.1.4	Hueco por debajo del Calibre	100
2.5.2	PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN	100
2.5.2.1	Fracturas Inducidas por Presión.....	100
2.5.2.2	Fracturas Naturales/Alta Permeabilidad	101
2.5.3	INFLUJO.....	102
CAPÍTULO 3		103
CAPÍTULO 3 ANÁLISIS TÉCNICO DE LAS VARIABLES Y PARÁMETROS DE PERFORACIÓN APLICADOS A LA SECCIÓN DE 12 1/4"		103
3.1	INTRODUCCIÓN.....	103
3.2	POZOS DE ESTUDIO.....	103

3.2.1	POZOS TIPO J1	104
3.2.1.1	Información del perfil del Pozo	105
3.2.1.1.1	Pozo AJ1	105
3.2.1.1.2	Pozo BJ1	105
3.2.1.1.3	Pozo CJ1	106
3.2.1.2	Estado Mecánico y Columna Geológica	110
3.2.1.2.1	Pozo AJ1	110
3.2.1.2.2	Pozo BJ1	111
3.2.1.2.3	Pozo CJ1	112
3.2.1.3	Ensamblajes de Fondo (BHA)	113
3.2.1.3.1	Pozo AJ1	113
3.2.1.3.2	Pozo BJ1	119
3.2.1.3.3	Pozo CJ1	126
3.2.1.4	Fluido de Perforación	131
3.2.1.4.1	Pozo AJ1	131
3.2.1.4.2	Pozo BJ1	132
3.2.1.4.3	Pozo CJ1	132
3.2.1.5	Tipos de Brocas	136
3.2.1.5.1	Pozo AJ1	136
3.2.1.5.2	Pozo BJ1	137
3.2.1.5.3	Pozo CJ1	138
3.2.1.6	Parámetros de Perforación e Hidráulica de la Broca	139
3.2.1.6.1	Formación Orteguzza	139
3.2.1.6.2	Formación Tiyuyacu	140
3.2.1.6.3	Conglomerado Superior de Tiyuyacu	142
3.2.1.6.4	Formación Tiyuyacu	143
3.2.1.6.5	Conglomerado Inferior de Tiyuyacu	144
3.2.1.6.6	Formación Tena	146
3.2.1.6.7	Formación Napo Superior	148
3.2.1.7	Sumario y Problemas encontrados durante la Perforación en la Sección de 12 ¼"	149
3.2.1.7.1	Pozo AJ1	150
3.2.1.7.2	Pozo BJ1	151
3.2.1.7.3	Pozo CJ1	152
3.2.1.8	Indicadores de Comportamiento de los BHA's en las formaciones de estudio	153

3.2.1.8.1 Comportamiento en Inclinación y Dirección	154
3.2.1.9 Indicadores de Rendimiento de los BHA's y Brocas en las formaciones de estudio	159
3.2.1.9.1 Formación Orteguzaza	159
3.2.1.9.2 Formación Tiyuyacu	160
3.2.1.9.3 Conglomerado Superior de Tiyuyacu	160
3.2.1.9.4 Tiyuyacu	161
3.2.1.9.5 Conglomerado Inferior de Tiyuyacu (PDC)	161
3.2.1.9.6 Conglomerado Inferior de Tiyuyacu (TCI)	162
3.2.1.9.7 Formación Tena	162
3.2.1.9.8 Formación Napo Superior	163
3.2.1.9.9 Por BHA's y Brocas	163
3.2.1.9.10 Sección 12.25"	164
3.2.1.10 Resultados	165
3.2.2 POZOS TIPO J2	167
3.2.2.1 Información General y Perfil del Pozo	167
3.2.2.1.1 Pozo AJ2	167
3.2.2.1.2 Pozo BJ2	169
3.2.2.2 Estado Mecánico y Columna Geológica	171
3.2.2.2.1 Pozo AJ2	171
3.2.2.2.2 Pozo BJ2	172
3.2.2.3 Ensamblajes de Fondo - BHA's	173
3.2.2.3.1 Pozo AJ2	173
3.2.2.3.2 Pozo BJ2	181
3.2.2.4 Fluido de Perforación	189
3.2.2.4.1 Pozo AJ2	189
3.2.2.4.2 Pozo BJ2	189
3.2.2.5 Tipos de Brocas	192
3.2.2.5.1 Pozo AJ2	192
3.2.2.5.2 Pozo BJ2	193
3.2.2.6 Parámetros de Perforación e Hidráulica de la Broca	194
3.2.2.6.1 Formación Orteguzaza	194
3.2.2.6.2 Formación Tiyuyacu	195
3.2.2.6.3 Conglomerado Superior de Tiyuyacu	196
3.2.2.6.4 Formación Tiyuyacu	197
3.2.2.6.5 Conglomerado Inferior de Tiyuyacu	199

3.2.2.6.6	Formación Tena	201
3.2.2.6.7	Formación Napo Superior.....	202
3.2.2.7	Sumario y Problemas encontrados durante la Perforación en la Sección de 12 ¼"	203
3.2.2.7.1	Pozo AJ2.....	205
3.2.2.7.2	Pozo BJ2.....	206
3.2.2.8	Indicadores de Comportamiento de los BHA's en las formaciones de estudio.....	207
3.2.2.8.1	Comportamiento en Inclinación y Dirección	207
3.2.2.9	Indicadores de Rendimiento de los BHA's y Brocas en las formaciones de estudio.....	212
3.2.2.9.1	Formación Orteguzza.....	212
3.2.2.9.2	Formación Tiyuyacu	213
3.2.2.9.3	Conglomerado Superior de Tiyuyacu.....	213
3.2.2.9.4	Tiyuyacu	214
3.2.2.9.5	Conglomerado Inferior de Tiyuyacu (PDC)	214
3.2.2.9.6	Conglomerado Inferior de Tiyuyacu (TCI).....	215
3.2.2.9.7	Formación Tena	215
3.2.2.9.8	Formación Napo Superior.....	216
3.2.2.9.9	Por BHA's y Brocas	216
3.2.2.9.10	Sección	12.25"
	217	
3.2.2.10	Resultados.....	218
CAPÍTULO 4	221
CAPÍTULO 4	MÉDIDAS TÉCNICAS PARA OPTIMIZAR LAS VARIABLES DE PERFORACIÓN	221
4.1	POZO TIPO J1.....	221
4.1.1	ENSAMBLAJES DE FONDO – BHA'S.....	221
4.1.2	BROCAS DE PERFORACIÓN.....	225
4.1.3	FLUIDO DE PERFORACIÓN.....	228
4.1.4	PARÁMETROS DE PERFORACIÓN.....	229
4.2	POZO TIPO J2.....	234
4.2.1	ENSAMBLAJES DE FONDO – BHA'S.....	234
4.2.2	BROCAS DE PERFORACIÓN.....	238
4.2.3	FLUIDO DE PERFORACIÓN.....	241
4.2.4	PARÁMETROS DE PERFORACIÓN.....	244

CAPÍTULO 5	247
CAPÍTULO 5 PLANIFICACIÓN DE DOS POZOS PILOTO DIRECCIONAL TIPO “J” Y “S”	247
5.1 POZO DIRECCIONAL J.....	247
5.1.1 INFORMACIÓN GENERAL	247
5.1.2 PLAN Y PERFIL DIRECCIONAL	247
5.1.3 PROGNOSIS GEOLÓGICA Y ESTADO MECÁNICO	249
5.1.4 ENSAMBLAJES DE FONDO (BHA)	250
5.1.5 BROCAS DE PERFORACIÓN E HIDRÁULICA.....	252
5.1.6 FLUIDO DE PERFORACIÓN E HIDRÁULICA.....	256
5.1.7 PARÁMETROS DE PERFORACIÓN.....	263
5.1.8 SECUENCIA DE OPERACIONES	264
5.1.9 POTENCIALES PROBLEMAS DURANTE LA PERFORACIÓN	264
5.2 POZO DIRECCIONAL S	265
5.2.1 INFORMACIÓN GENERAL	265
5.2.2 PLAN Y PERFIL DIRECCIONAL	266
5.2.3 PROGNOSIS GEOLÓGICA Y ESTADO MECÁNICO	267
5.2.4 ENSAMBLAJES DE FONDO (BHA)	268
5.2.5 BROCAS DE PERFORACIÓN E HIDRÁULICA.....	272
5.2.6 FLUIDO DE PERFORACIÓN E HIDRÁULICA.....	277
5.2.7 PARÁMETROS DE PERFORACIÓN.....	286
5.2.8 SECUENCIA DE OPERACIONES	286
5.2.9 POTENCIALES PROBLEMAS DURANTE LA PERFORACIÓN	287
5.3 COMPARACION DE POZOS DE ESTUDIO CON LOS POZOS PLANIFICADOS.....	288
5.3.1 POZOS TIPO J1	288
5.3.2 POZOS TIPO J2.....	289
CAPÍTULO 6	291
CAPÍTULO 6 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	291
6.1 CONCLUSIONES	291
6.2 RECOMENDACIONES.....	293
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	296
ABREVIATURAS	298
ANEXOS	299

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Mapa de ubicación de la Cuenca Oriente en los Andes centrales y septentrionales.....	2
Figura 2. Mapa y sección estructural de la Cuenca Oriente con sus tres corredores estructurales petrolíferos.....	3
Figura 3. Columna tectóno-estratigráfica y eventos geodinámicos que controlaron el desarrollo de la Cuenca Oriente y de sus sistemas petrolíferos.....	6
Figura 4. Formaciones y miembros del Cretácico de la Cuenca Oriente.....	7
Figura 5. (a) Profundidad Medida, (b) Profundidad Vertical Verdadera, (c) Inclinación, (d) Azimut.....	26
Figura 6. Perfil direccional tipo “J”.....	28
Figura 7. Perfil direccional tipo “S”.....	29
Figura 8. Componentes de un PDM.....	30
Figura 9. Módulo de Potencia.....	32
Figura 10. Junta Universal de Montaje.....	32
Figura 11. Ensamble de Rodamientos y Sección Giratoria (Drive Sub).....	33
Figura 12. Configuración rotor/estator.....	34
Figura 13. Configuración de Lóbulos vs Torque/RPM/Eficiencia.....	35
Figura 14. Ejemplo de 3 Puntos Geométricos.....	36
Figura 15. Perforación Orientada vs Rotatoria.....	37
Figura 16. AutoTrack.....	38
Figura 17. BHA usando el Principio Fulcrum.....	42
Figura 18. Ensamblaje para construir ángulo gradualmente $0.5^{\circ} - 1.5^{\circ}/100'$	43
Figura 19. Principio de Estabilización (BHA Empacado).....	44
Figura 20. Ensamblaje para mantener ángulo.....	45
Figura 21. Interpretación del efecto pendular.....	46
Figura 22. Ensamblaje Pendular.....	47
Figura 23. Componentes principales de la broca tricónica.....	61
Figura 24. Componentes de la Estructura de Corte.....	62
Figura 25. Numeración de los Conos.....	62
Figura 26. Detalle de los Dientes de Acero.....	63

Figura 27. Estructuras de corte de dientes de acero para formaciones blandas y duras	64
Figura 28. Compactos de calibre.....	64
Figura 29. Compactos de la Hilera Externa.....	65
Figura 30. Compactos de la Hilera Interna	66
Figura 31. Componentes del cojinete de rodillo.....	67
Figura 32. Componentes del Cojinete Journal.....	67
Figura 33. Fractura de la roca por trituración.....	68
Figura 34. Sección transversal de una Broca PDC	70
Figura 35. Vista Frontal de una Broca PDC.....	70
Figura 36. Componentes de un Cortador PDC.....	71
Figura 37. Tamaño de los cortadores PDC	71
Figura 38. Tamaño de los cortadores PDC vs Tamaño de la Broca.....	72
Figura 39. Fractura de la roca por corte	72
Figura 40. Profundidad de Corte	73
Figura 41. Tipos de Vibración.....	75
Figura 42. Tres lóbulos generados en el fondo del Pozo	76
Figura 43. Oscilaciones Torsionales.....	77
Figura 44. Comparación entre Vibración Torsional y Stick Slip.....	78
Figura 45. Patrones de fondo de pozo estable y con remolino.....	79
Figura 46. Ilustración de pérdida de los dientes	81
Figura 47. Ilustración del desgaste de un Cortador PDC	81
Figura 48. Recortes Asentados en Pozos con ángulo de 0 a 35°.....	90
Figura 49. Recortes Asentados en Pozos con ángulo mayores a 35°.....	91
Figura 50. Tiempo de Exposición de la Lutita frente al Fluido de Perforación.....	92
Figura 51. Empaquetamiento a Causa de Formaciones no Consolidadas.....	93
Figura 52. Empaquetamiento a Causa de Formaciones Fracturadas	93
Figura 53. Secuencia de Empaquetamiento a Causa del Cemento Blando	94
Figura 54. Empaquetamiento a Causa de Chatarra	95
Figura 55. Formación de Costra de lodo dinámica en la Fm. Permeable	96
Figura 56. Formación de Costra de lodo estática en la Fm. Permeable.....	96
Figura 57. Vista Lateral de una Pega Diferencial	97
Figura 58. Cambios del Ensamblaje de Fondo.....	98

Figura 59. Atascamiento de Tubería por Ojo de Llave.	99
Figura 60. Pega de Tubería por Micro Patas de Perro	99
Figura 61. Pega de Tubería a causa de Hueco por debajo del Calibre	100
Figura 62. Pérdida de Circulación a causa de Fracturas Inducidas por Presión	101
Figura 63. Pérdida de Circulación a causa de Fracturas Naturales/Alta Permeabilidad	101
Figura 64. Perfil Direccional Tipo “J” modificado del Pozo AJ1	107
Figura 65. Perfil Direccional Tipo “J” modificado del Pozo BJ1	108
Figura 66. Perfil Direccional Tipo “J” modificado del Pozo CJ1	109
Figura 67. Estado Mecánico del Pozo AJ1	110
Figura 68. Estado Mecánico del Pozo BJ1	111
Figura 69. Estado Mecánico del Pozo CJ1	112
Figura 70. Perfil Direccional Tipo “J” modificado del Pozo AJ2	168
Figura 71. Perfil Direccional Tipo “J” modificado del Pozo BJ2	170
Figura 72. Estado Mecánico del Pozo AJ2	171
Figura 73. Estado Mecánico del Pozo BJ2	172
Figura 74. Perfil direccional del Pozo J	248
Figura 75. Estado Mecánico del Pozo J	249
Figura 76. Perfil direccional del Pozo S	267
Figura 77. Estado Mecánico del Pozo S	268

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Diámetros del Drill Collar en función de las Secciones del Hoyo	40
Tabla 2. Código de Colores y Nivel de Vibraciones	76
Tabla 3. Código de Colores y Nivel de Vibraciones	79
Tabla 4. Código de Colores y Nivel de Vibraciones	80
Tabla 5. Evaluación de Brocas desgastadas empleando la Clasificación IADC ...	80
Tabla 6. Condición del Calibre	83
Tabla 7. Tipos de Equipos Superficiales	87
Tabla 8. BHA # 1 del Pozo AJ1	114
Tabla 9. BHA # 2 del Pozo AJ1	115
Tabla 10. BHA # 3 del Pozo AJ1	116
Tabla 11. BHA # 4 del Pozo AJ1	118
Tabla 12. BHA # 5 del Pozo AJ1	119
Tabla 13. BHA # 1 del Pozo BJ1	121
Tabla 14. BHA # 2 del Pozo BJ1	122
Tabla 15. BHA # 3 del Pozo BJ1	124
Tabla 16. BHA # 4 del Pozo BJ1	125
Tabla 17. BHA # 1 del Pozo CJ1	127
Tabla 18. BHA # 2 del Pozo CJ1	128
Tabla 19. BHA # 3 del Pozo CJ1	130
Tabla 20. BHA # 4 del Pozo CJ1	131
Tabla 21. Propiedades del lodo utilizadas por cada formación atravesada en la Sección de 12 ¼" del Pozo AJ1.	133
Tabla 22. Propiedades del lodo utilizadas por cada formación atravesada en la Sección de 12 ¼" del Pozo BJ1.	134
Tabla 23. Propiedades del lodo utilizadas por cada formación atravesada en la Sección de 12 ¼" del Pozo CJ1.	135
Tabla 24. Sumario de Brocas por cada formación atravesada en la Sección de 12 ¼" del Pozo AJ1.	136
Tabla 25. Sumario de Brocas por cada formación atravesada en la Sección de 12 ¼" del Pozo BJ1.	137

Tabla 26. Sumario de Brocas por cada formación atravesada en la Sección de 12 ¼" del Pozo CJ1	138
Tabla 27. Parámetros de Perforación e Hidráulica de la Broca en la Formación Ortegua de los Pozos Tipo J1.	140
Tabla 28. Parámetros de Perforación e Hidráulica de la Broca en la Formación Tiyuyacu de los Pozos Tipo J1.	141
Tabla 29. Parámetros de Perforación e Hidráulica de la Broca en el miembro Conglomerado Superior de Tiyuyacu de los Pozos Tipo J1.	142
Tabla 30. Parámetros de Perforación e Hidráulica de la Broca en la Formación Tiyuyacu de los Pozos Tipo J1.	143
Tabla 31. Parámetros de Perforación e Hidráulica de la Broca PDC en el miembro Conglomerado Inferior de Tiyuyacu de los Pozos Tipo J1.	145
Tabla 32. Parámetros de Perforación e Hidráulica de la Broca TCI en el miembro Conglomerado Inferior de Tiyuyacu de los Pozos Tipo J1.	146
Tabla 33. Parámetros de Perforación e Hidráulica de la Broca en la Formación Tena de los Pozos Tipo J1.	147
Tabla 34. Parámetros de Perforación e Hidráulica de la Broca en la Formación Napo Superior de los Pozos Tipo J1.	149
Tabla 35. BHA # 1 del Pozo AJ2.....	174
Tabla 36. BHA # 2 del Pozo AJ2.....	175
Tabla 37. BHA # 3 del Pozo AJ2.....	177
Tabla 38. BHA # 4 del Pozo AJ2.....	178
Tabla 39. BHA # 5 del Pozo AJ2.....	179
Tabla 40. BHA # 6 del Pozo AJ2.....	181
Tabla 41. BHA # 1 del Pozo BJ2.....	183
Tabla 42. BHA # 2 del Pozo BJ2.....	184
Tabla 43. BHA # 3 del Pozo BJ2.....	186
Tabla 44. BHA # 4 del Pozo BJ2.....	187
Tabla 45. BHA # 5 del Pozo BJ2.....	188
Tabla 46. Propiedades del lodo utilizadas por cada formación atravesada en la Sección de 12 ¼" del Pozo AJ2.	190
Tabla 47. Propiedades del lodo utilizadas por cada formación atravesada en la Sección de 12 ¼" del Pozo BJ2.	191

Tabla 48. Sumario de Brocas por cada formación atravesada en la Sección de 12 ¼" del Pozo AJ2	192
Tabla 49. Sumario de Brocas por cada formación atravesada en la Sección de 12 ¼" del Pozo BJ2	193
Tabla 50. Parámetros de Perforación e Hidráulica de la Broca en la Formación Orteguzza de los Pozos Tipo J2.	195
Tabla 51. Parámetros de Perforación e Hidráulica de la Broca en la Formación Tiyuyacu de los Pozos Tipo J2.	196
Tabla 52. Parámetros de Perforación e Hidráulica de la Broca en el miembro Conglomerado Superior de Tiyuyacu de los Pozos Tipo J2.	197
Tabla 53. Parámetros de Perforación e Hidráulica de la Broca en la Formación Tiyuyacu de los Pozos Tipo J2.	198
Tabla 54. Parámetros de Perforación e Hidráulica de la Broca PDC en el miembro Conglomerado Inferior de Tiyuyacu de los Pozos Tipo J2.	200
Tabla 55. Parámetros de Perforación e Hidráulica de la Broca TCI en el miembro Conglomerado Inferior de Tiyuyacu de los Pozos Tipo J2.	201
Tabla 56. Parámetros de Perforación e Hidráulica de la Broca en la Formación Tena de los Pozos Tipo J2.	202
Tabla 57. Parámetros de Perforación e Hidráulica de la Broca en la Formación Napo Superior de los Pozos Tipo J2.	203
Tabla 58. BHA para perforar Orteguzza, Tiyuyacu, Conglomerado superior e inferior antes de entrar al masivo en los pozos J1	222
Tabla 59. BHA para perforar hasta la base del Conglomerado inferior en los pozos J1	223
Tabla 60. BHA para perforar la Fm. Tena y Napo Superior en los pozos J1	225
Tabla 61. Broca para perforar Orteguzza, Tiyuyacu, Conglomerado superior e inferior antes de entrar al masivo en los pozos J1	226
Tabla 62. Broca para perforar hasta la base del Conglomerado inferior en los pozos J1	227
Tabla 63. Broca para perforar la Fm. Tena y Napo Superior en los pozos J1	228
Tabla 64. Propiedades del fluido para perforar la sección de 12 ¼" de los pozos tipo J1	231

Tabla 65. Parámetros de perforación e hidráulica para perforar la sección de 12 ¼" de los pozos tipo J1 con Tubería de Perforación de 5 ½" de diámetro externo	232
Tabla 66. Parámetros de perforación e hidráulica para perforar la sección de 12 ¼" de los pozos tipo J1 con Tubería de Perforación de 5" de diámetro externo .	233
Tabla 67. BHA para perforar Orteguaza, Tiyuyacu, Conglomerado superior e inferior antes de entrar al masivo en los pozos J2	235
Tabla 68. BHA para perforar hasta la base del Conglomerado inferior en los pozos J2	236
Tabla 69. BHA para perforar la Fm. Tena y Napo Superior	237
Tabla 70. Broca para perforar Orteguaza, Tiyuyacu, Conglomerado superior e inferior antes de entrar al masivo en los pozos J2	239
Tabla 71. Broca para perforar hasta la base del Conglomerado inferior en los pozos J2	240
Tabla 72. Broca para perforar la Fm. Tena y Napo Superior	241
Tabla 73. Propiedades del fluido para perforar la sección de 12 ¼" de los pozos tipo J2.....	243
Tabla 74. Parámetros de perforación e hidráulica para perforar la sección de 12 ¼" de los pozos tipo J2 con Tubería de Perforación de 5 ½" de diámetro externo	245
Tabla 75. Parámetros de perforación e hidráulica para perforar la sección de 12 ¼" de los pozos tipo J2 con Tubería de Perforación de 5" de diámetro externo .	246
Tabla 76. Surveys del pozo J en la Sección de 12 ¼"	248
Tabla 77. BHA # 1 para perforar Orteguaza, Tiyuyacu, Conglomerado superior e inferior del pozo J	250
Tabla 78. BHA # 2 para perforar la Fm. Tena del pozo J.....	252
Tabla 79. Hidráulica – Broca # 1 del Pozo J	253
Tabla 80. Hidráulica – Broca # 2 del Pozo J	254
Tabla 81. Registro de brocas del Pozo J	255
Tabla 82. Propiedades del lodo para cada formación en la Sección de 12 ¼" del Pozo J	262
Tabla 83. Parámetros de perforación del Pozo J	263
Tabla 84. Surveys del pozo S en la Sección de 12 ¼".....	266

Tabla 85. BHA # 1 para perforar Orteguzaza, Tiyuyacu, Conglomerado superior e inferior previo al masivo del pozo S.....	269
Tabla 86. BHA # 2 para perforar el Conglomerado Inferior del pozo S.....	270
Tabla 87. BHA # 3 para perforar la Formación Tena del pozo S	271
Tabla 88. Hidráulica – Broca # 1 del Pozo S	273
Tabla 89. Hidráulica – Broca # 2 del Pozo S	274
Tabla 90. Hidráulica – Broca # 3 del Pozo S	275
Tabla 91. Registro de brocas del Pozo S.....	276
Tabla 92. Propiedades del lodo para cada formación en la Sección de 12 ¼” del Pozo S.....	285
Tabla 93. Parámetros de perforación del Pozo S	286

ÍNDICE DE FLUJOGRAMAS

Flujograma 1. Caída de presión anular y ECD.....	58
Flujograma 2. Caída de presión de la sarta de perforación	59

ÍNDICE DE GRÁFICAS

Gráfica 1. Hoja de Viajes del Pozo AJ1	150
Gráfica 2. Hoja de Viajes del Pozo BJ1	151
Gráfica 3. Hoja de Viajes del Pozo CJ1	152
Gráfica 4. Comportamiento de los BHA's en Inclinación de los Pozos Tipo J1 ..	157
Gráfica 5. Comportamiento de los BHA's en Dirección de los Pozos Tipo J1	158
Gráfica 6. Rendimiento de los BHA's y Brocas en la Formación Orteguaza de los Pozos Tipo J1	159
Gráfica 7. Rendimiento de los BHA's y Brocas en la Formación Tiyuyacu de los Pozos Tipo J1.....	160
Gráfica 8. Rendimiento de los BHA's y Brocas en el Conglomerado Superior de Tiyuyacu de los Pozos Tipo J1	160
Gráfica 9. Rendimiento de los BHA's y Brocas en la Formación Tiyuyacu (continua) de los Pozos Tipo J1	161
Gráfica 10. Rendimiento de los BHA's y Brocas en el Conglomerado Inferior de Tiyuyacu PDC de los Pozos Tipo J1	161
Gráfica 11. Rendimiento de los BHA's y Brocas en el Conglomerado Inferior de Tiyuyacu TCI de los Pozos Tipo J1	162
Gráfica 12. Rendimiento de los BHA's y Brocas en la Formación Tena de los Pozos Tipo J1.....	162
Gráfica 13. Rendimiento de los BHA's y Brocas en la Formación Napo Superior de los Pozos Tipo J1	163
Gráfica 14. Rendimiento de los BHA's y Brocas hasta el Conglomerado Inferior de los Pozos Tipo J1	163
Gráfica 15. Rendimiento de los BHA's y Brocas hasta la Formación Napo Superior de los Pozos Tipo J1.....	164
Gráfica 16. Rendimiento de los BHA's y Brocas en toda la Sección de 12.25" de los Pozos Tipo J1	164
Gráfica 17. Hoja de Viajes del Pozo AJ2	205
Gráfica 18. Hoja de Viajes del Pozo BJ2	206
Gráfica 19. Comportamiento de los BHA's en Inclinación de los Pozos Tipo J2	210
Gráfica 20. Comportamiento de los BHA's en Dirección de los Pozos Tipo J2 ..	211

Gráfica 21. Rendimiento de los BHA's y Brocas en la Formación Orteguzza de los Pozos Tipo J2.....	212
Gráfica 22. Rendimiento de los BHA's y Brocas en la Formación Tiyuyacu de los Pozos Tipo J2.....	213
Gráfica 23. Rendimiento de los BHA's y Brocas en el Conglomerado Superior de Tiyuyacu de los Pozos Tipo J2.....	213
Gráfica 24. Rendimiento de los BHA's y Brocas en la Formación Tiyuyacu (continua) de los Pozos Tipo J2	214
Gráfica 25. Rendimiento de los BHA's y Brocas en el Conglomerado Inferior de Tiyuyacu PDC de los Pozos Tipo J2	214
Gráfica 26. Rendimiento de los BHA's y Brocas en el Conglomerado Inferior de Tiyuyacu TCI de los Pozos Tipo J2	215
Gráfica 27. Rendimiento de los BHA's y Brocas en la Formación Tena de los Pozos Tipo J2.....	215
Gráfica 28. Rendimiento de los BHA's y Brocas en la Formación Napo Superior de los Pozos Tipo J2	216
Gráfica 29. Rendimiento de los BHA's y Brocas hasta el Conglomerado Inferior de los Pozos Tipo J2	216
Gráfica 30. Rendimiento de los BHA's y Brocas hasta la Fm. Napo Superior de los Pozos Tipo J2	217
Gráfica 31. Rendimiento de los BHA's y Brocas en toda la Sección de 12.25" de los Pozos Tipo J2	217
Gráfica 32. Caudal vs Presión del Stand Pipe con Broca # 1 hasta la base del Conglomerado Inferior del pozo J	257
Gráfica 33. ROP y Caudal vs Profundidad medida con Broca # 1 hasta la base del Conglomerado Inferior del pozo J	257
Gráfica 34. Cama de cortes vs Profundidad medida con Broca # 1 hasta la base del Conglomerado Inferior del pozo J.....	258
Gráfica 35. Caudal vs Presión del Stand Pipe con Broca # 2 hasta la Formación Tena del pozo J.....	259
Gráfica 36. ROP y Caudal vs Profundidad medida con Broca # 2 hasta la Formación Tena del pozo J.....	259

Gráfica 37. Cama de cortes vs Profundidad medida con Broca # 2 hasta la Formación Tena del pozo J	260
Gráfica 38. Ventana de Densidades del Pozo J	261
Gráfica 39. Caudal vs Presión del Stand Pipe con Broca # 1 hasta el Conglomerado Inferior previo al masivo del pozo S	278
Gráfica 40. ROP y Caudal vs Profundidad medida con Broca # 1 hasta el Conglomerado Inferior previo al masivo del pozo S	278
Gráfica 41. Cama de cortes vs Profundidad medida con Broca # 1 hasta el Conglomerado Inferior previo al masivo del pozo S	279
Gráfica 42. Caudal vs Presión del Stand Pipe con Broca # 2 hasta el Tope de Tena del pozo S	280
Gráfica 43. ROP y Caudal vs Profundidad medida con Broca # 2 hasta el Tope de Tena del pozo S	280
Gráfica 44. Cama de cortes vs Profundidad medida con Broca # 2 hasta el Tope de Tena del pozo S	281
Gráfica 45. Caudal vs Presión del Stand Pipe con Broca # 3 hasta la Base de Tena del pozo S	282
Gráfica 46. ROP y Caudal vs Profundidad medida con Broca # 3 hasta la Base de Tena del pozo S	282
Gráfica 47. Cama de cortes vs Profundidad medida con Broca # 3 hasta la Base de Tena del pozo S	283
Gráfica 48. Ventana de Densidades del Pozo S.....	284
Gráfica 49. Rendimiento de los BHA's y Brocas en toda la Sección de 12.25" de los Pozos Tipo J2 y el Pozo J.....	289
Gráfica 50. Rendimiento de los BHA's y Brocas en toda la Sección de 12.25" de los Pozos Tipo J1 y el Pozo S.....	290

ÍNDICE DE ANEXOS

Anexo 1. Sistema de elevación	300
Anexo 2. Sistema de circulación.....	302
Anexo 3. Sistema rotatorio	304
Anexo 4. Sistema de generación de potencia	306
Anexo 5. Sistema de prevención de reventones	308
Anexo 6. Pérdida de presión en el equipo de superficie.....	310
Anexo 7. Parámetros de perforación e hidráulica de la broca de los pozos tipo J1.....	313
Anexo 8. Parámetros de perforación e hidráulica de la broca de los pozos tipo J2.....	321
Anexo 9. Hidráulica de la broca # 1 hasta la formación orteguaza del pozo J ...	329
Anexo 10. Hidráulica de la broca # 1 hasta el conglomerado superior del pozo J.....	331
Anexo 11. Hidráulica de la broca # 1 hasta la formación tiyuyacu del pozo J	333
Anexo 12. Hidráulica de la broca # 1 hasta el conglomerado inferior del pozo J.....	335
Anexo 13. Hidráulica de la broca # 2 hasta la formación tena del pozo J	337
Anexo 14. Hidráulica de la broca # 1 hasta la formación orteguaza del pozo S.	339
Anexo 15. Hidráulica de la broca # 1 hasta el conglomerado superior del pozo S	341
Anexo 16. Hidráulica de la broca # 1 hasta la formación tiyuyacu del pozo S....	343
Anexo 17. Hidráulica de la broca # 1 hasta el conglomerado inferior del pozo S	345
Anexo 18. Hidráulica de la broca # 2 hasta la base del conglomerado inferior del pozo S	347
Anexo 19. Hidráulica de la broca # 3 hasta la base de la formación tena del pozo S	349

RESUMEN

El presente estudio ANÁLISIS TÉCNICO DE LA PROBLEMÁTICA DURANTE LA PERFORACIÓN DE POZOS DIRECCIONALES EN LA SECCIÓN DE 12 ¼" APLICADO A LAS FORMACIONES ORTEGUAZA, TIYUYACU, TENA Y NAPO DE LA CUENCA ORIENTE PARA OPTIMIZAR LA PERFORACIÓN DE POZOS FUTUROS tiene como objetivo optimizar las variables y parámetros de perforación mediante el análisis de los ensamblajes de fondo (BHA), fluido de perforación, brocas de perforación y parámetros de perforación de los pozos direccionales de acuerdo a la inclinación de la sección de 12 ¼". Este análisis se desarrollará en 6 capítulos.

En el primer capítulo se presenta la estratigrafía, edades, ambiente de depositación y descripción litológica de las Formaciones Orteguaza, Tiyuyacu, Tena y Napo de la Cuenca Oriente.

En el segundo capítulo se presenta los conceptos de las variables de perforación: equipo de perforación, perforación direccional, fluidos de perforación, brocas de perforación y los problemas comunes presentados durante la perforación de pozos direccionales.

En el tercer capítulo se realiza el análisis de las variables y parámetros de perforación. Este análisis se plasma a los pozos direccionales que de acuerdo a su inclinación se los divide en dos grupos, los pozos tipo "J1" que entran dentro del rango de 20° a 30° y los pozos tipo "J2" que entran dentro del rango de 35° a 45°. El análisis se basa en ver el comportamiento de los ensamblajes de fondo, rendimiento de las brocas de perforación, propiedades del fluido que aportaron al mejor desempeño de la perforación y parámetros óptimos en cada formación de estudio.

En el cuarto capítulo se recomiendan los ensamblajes de fondo (BHA), brocas de perforación, propiedades del fluido de perforación y parámetros de perforación que mejor desempeño tuvieron en el análisis del capítulo 3 con respecto a cada Formación de estudio; las recomendaciones se dan para cada pozo, es decir para los pozos tipo "J1" y para los pozos tipo "J2".

En el quinto capítulo se realiza la planificación de dos pozos piloto direccional tipo “J” y “S”, en el cual se describe los ensamblajes de fondo, brocas, fluido y parámetros de perforación a emplear de acuerdo a cada formación de estudio, así mismo se realiza una hidráulica para escoger los valores del TFA y parámetros.

Por último, en el sexto capítulo, se presentan las conclusiones y recomendaciones del estudio.

PRESENTACIÓN

El aumento de los eventos no planificados en las operaciones de perforación, específicamente al perforar la sección de 12 ¼", han causado que los tiempos de perforación varíen significativamente en relación a los planificados en los programas de perforación, por tal razón BAKER HUGHES requiere un análisis técnico de las variables y parámetros de perforación que han incurrido en los tiempos productivos, con el propósito de optimizar esas variables e implementar mejores prácticas de perforación para la planificación de próximos pozos a perforarse en las formaciones de estudio.

El rendimiento en la perforación de la sección de 12 ¼" en todos los pozos donde presentan las Formaciones Orteguaza, Tiyuyacu, Tena y Napo, se ha visto afectado por la litología presente en cada formación, por las variables y parámetros de perforación seleccionados.

El equipo de perforación, el diseño de los BHA's, selección de la broca, fluido de perforación a emplearse y parámetros de perforación, están estrictamente ligados para permitir la optimización de la perforación en esta sección.

Es importante señalar que por motivos de confidencialidad de la empresa, no se puede mencionar el nombre del campo y sus pozos, ni todos aquellos datos que la empresa por seguridad considere como confidencial, por lo tanto no pueden ser divulgados públicamente.

CAPÍTULO 1

DESCRIPCIÓN LITOLÓGICA DE LAS FORMACIONES ORTEGUAZA, YITUYACU, TENA Y NAPO DE LA CUENCA ORIENTE

1.1 LA CUENCA ORIENTE

1.1.1 DESCRIPCIÓN

La Cuenca Oriente tiene un área de 135.000 Km², y corresponde a la mitad oriental de la superficie del Ecuador¹, se desarrolla como resultado de esfuerzos transpresivos presentes a partir del Cretácico Terminal, los que provocan la emersión de la Cordillera Real y la formación de la cuenca de ante-país de transarco propiamente dicha².

La morfología de la Cuenca Oriente se caracteriza por relieves relativamente importantes en relación con otras cuencas de ante - país andinas. Entre los relieves subandinos del Levantamiento Napo, al Norte-Oeste, y la Cordillera del Cutucú, al Sur-Oeste, desemboca el mega-cono aluvial del Pastaza que se desarrolla actualmente hacia la cuenca Marañón del Perú³.

Las actividades de exploración petrolera en la Cuenca Oriente, especialmente durante los últimos años, han proporcionado extensa información geológica y geofísica, la misma que permite redefinir los sistemas depositacionales y la evolución geodinámica de la cuenca⁴.

1.1.2 UBICACIÓN

La Cuenca Oriente está en una posición de cuenca de ante – país de transarco de los Andes ecuatorianos. Se ubica en una zona estructuralmente muy compleja,

¹ BABY, RIVADENEIRA Y BARRAGAN. “*La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo*”, 2004, Pág. 132.

² BABY, RIVADENEIRA. “*La Cuenca Oriente: Estilo tectónico, Etapas de deformación y Características Geológicas de los principales campos de Petroproducción*”, 1999, Pág. 11.

³ BABY, RIVADENEIRA Y BARRAGAN, *op. cit.*, Pág. 14.

⁴ *Ibid.*, Pág. 46.

justo al norte de la charnela entre los Andes centrales y los Andes septentrionales. La geodinámica de los Andes centrales y septentrionales está directamente ligada a la subducción de la placa oceánica Nazca por debajo del continente sudamericano⁵. Ver Figura 1.



Figura 1. Mapa de ubicación de la Cuenca Oriente en los Andes centrales y septentrionales.

FUENTE: (La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo, 2004)

1.1.3 SECCIÓN ESTRUCTURAL

En la Cuenca Oriente ecuatoriana, el análisis de secciones sísmicas y de datos estructurales de campo nos han permitido poner en evidencia 3 dominios

⁵ BABY, RIVADENEIRA Y BARRAGAN. “La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo”, 2004, Pág. 14.

estructurales controlados por mega – fallas de rumbo, de orientación Norte 22.5° Este – Sur 22.5° Oeste que se prolonga hacia el norte en Colombia. Ver Figura 2.

La sísmica muestra que la mayoría de las fallas de rumbo corresponden a antiguas fallas normales, ahora invertidas, que controlaron la sedimentación del Permo – Triásico al Cretácico Temprano⁶.

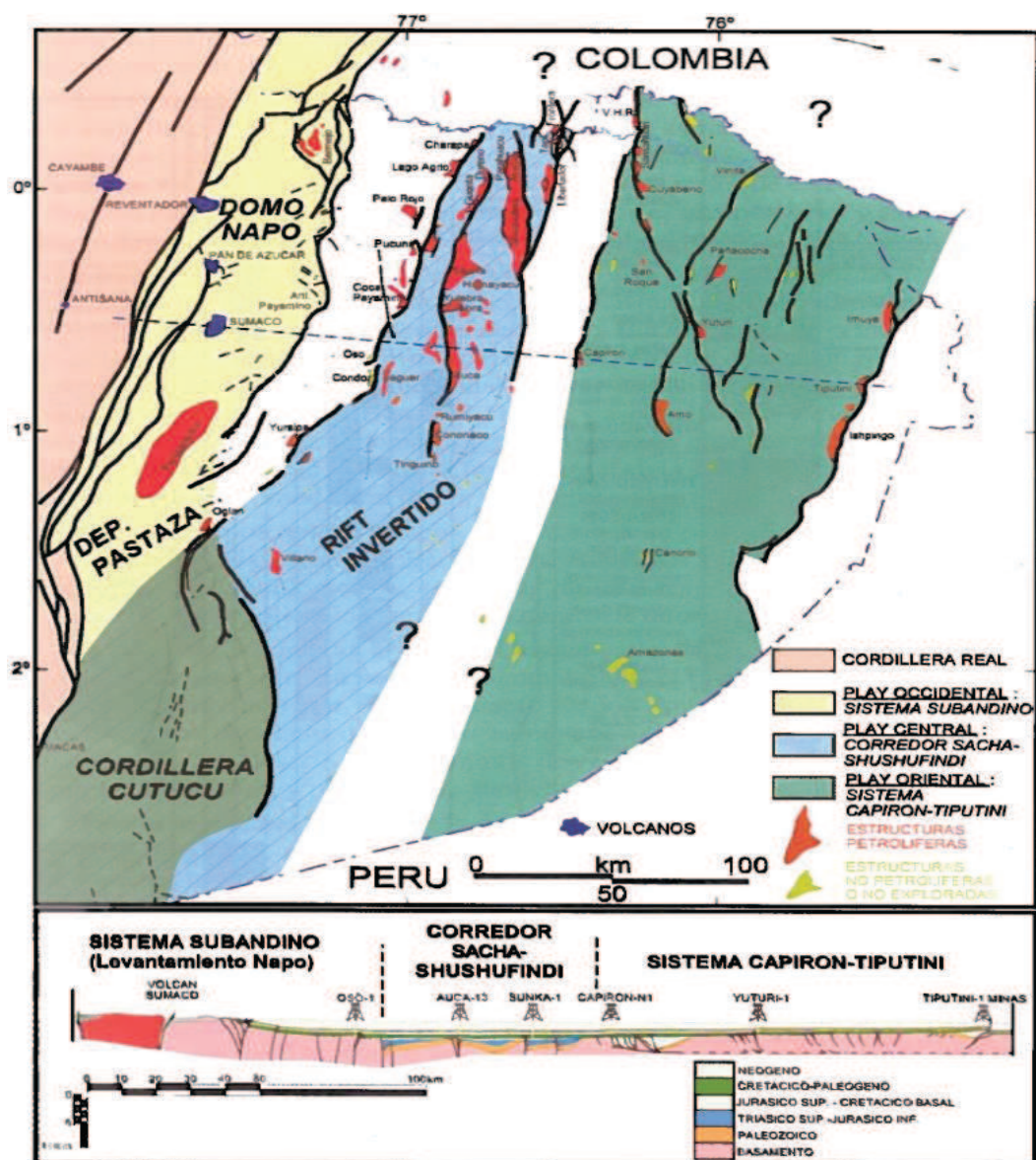


Figura 2. Mapa y sección estructural de la Cuenca Oriente con sus tres corredores estructurales petrolíferos.

FUENTE: (La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo, 2004)

⁶ BABY, RIVADENEIRA. "La Cuenca Oriente: Estilo tectónico, Etapas de deformación y Características Geológicas de los principales campos de Petroproducción", 1999, Pág. 15.

1.1.3.1 Dominio Occidental o Sistema Subandino

El Sistema subandino constituye la parte aflorante de la Cuenca Oriente y permite observar el estilo de las deformaciones recientes. La zona subandina está estructurada por fallas inversas de orientación Norte-Sur a Norte 22.5° Este - Norte 22.5° Oeste que son generalmente de alto ángulo, y probablemente de escala cortical. Los marcadores cinemáticos que se observan en los afloramientos, como en los mapas estructurales, evidencian una tectónica transpresiva con movimientos dextrales. La mayoría de esas fallas corresponden a antiguas fallas normales invertidas, que controlaron la sedimentación triásica y jurásica. Ver Figura 2.

La morfología subandina conduce a diferenciar, del norte al sur tres unidades morfo-tectónicas⁷, las cuales se describen a continuación:

1.1.3.1.1 Levantamiento Napo

El levantamiento Napo corresponde a un inmenso domo, limitado a este y al oeste por fallas de rumbo, donde afloran esencialmente las formaciones sedimentarias cretácicas y terciarias de la Cuenca Oriente.

El borde oriental del Levantamiento Napo está constituido por estructuras compresivas, tipo estructuras en flor positivas que originaron el campo Bermejo y otras estructuras como el anticlinal del río Payamino.

El borde occidental del Levantamiento Napo está deformado por fallas de rumbo que limitan un bloque compuesto de un substrato granítico y de una cobertura de sedimentos mesozoicos levemente metamorfizados⁸. Ver Figura 2.

1.1.3.1.2 Depresión Pastaza

Corresponde a la zona de transición entre el Levantamiento Napo y el Levantamiento de Cutucú, donde afloran esencialmente sedimentos neógenos y cuaternarios. Las fallas muestran un cambio en la geometría las cuales se vuelven

⁷ BABY, RIVADENEIRA Y BARRAGAN. "La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo", 2004, Pág. 154.

⁸ BABY, RIVADENEIRA. "La Cuenca Oriente: Estilo tectónico, Etapas de deformación y Características Geológicas de los principales campos de Petroproducción", 1999, Pág. 15-16.

más cabalgantes al contacto Sistema Subandino-Cordillera Oriental. Se descubrió el “klippe” tectónico del Río Llushín, compuesto de sedimentos metamorizados de la Formación Pumbuiza, en contacto anormal sub-horizontal sobre la Formación Napo y la Formación Tena⁹. Ver Figura 2.

1.1.3.1.3 Levantamiento Cutucú

Se caracteriza por un cambio de orientación de las estructuras, de Norte-Sur a Norte 22.5° Oeste - Sur 22.5° Este, y la formación de formaciones triásicas y jurásicas (Fms. Santiago y Chapiza) y en menor proporción paleozoicas (Fms. Pumbuiza y Macuma). Según Baby esta cordillera parece corresponder a la continuación suroeste del Corredor Central Sacha-Shushufindi¹⁰. Ver Figura 2.

1.1.3.2 Dominio Central o Corredor Sacha – Shushufindi

Abarca los campos petrolíferos más importantes del Ecuador. Fue definido gracias a la construcción de secciones sísmicas. Está formado por mega fallas en transpresión, orientadas Norte 22.5° Este - Sur 22.5° Oeste, que se verticalizan en profundidad y pueden evolucionar en flor hacia la superficie¹¹. Ver Figura 2.

1.1.3.3 Dominio Oriental o Sistema Capirón – Tiputini

Corresponde a una cuenca extensiva, actualmente invertida, estructurada por fallas lítricas que se conectan sobre un nivel de despegue horizontal. Esa inversión provocó un importante levantamiento de la parte oriental de la cuenca a partir del Eoceno como lo muestran ciertas secciones sísmicas donde estructuras eocénicas están erosionadas y selladas por la base de la Fm. Tiyuyacu Superior¹². Ver Figura 2.

⁹ BABY, RIVADENEIRA. “*La Cuenca Oriente: Estilo tectónico, Etapas de deformación y Características Geológicas de los principales campos de Petroproducción*”, 1999, Pág. 16.

¹⁰ BABY, RIVADENEIRA Y BARRAGAN. “*La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo*”, 2004, Pág. 24.

¹¹ *Ibíd.*

¹² BABY, RIVADENEIRA Y BARRAGAN, *op. cit.*, Pág. 24.

1.1.4 ESTRATIGRAFÍA Y LITOLOGÍA

Estratigráficamente, la Cuenca Oriente del Ecuador preserva una columna sedimentaria fanerozóica, la misma que puede subdividirse en varias mega secuencias con diferentes características sedimentológicas, tectónicas y magmáticas que reflejan las distintas etapas evolutivas de la cuenca¹³. Entre los ciclos tectóno-sedimentarios definidos, se diferencian los del Pre-Aptense, del Cretácico, del Paleógeno y del Neógeno. Para interés del presente estudio se describirá el Cretácico y el Paleógeno. Ver Figura 3.

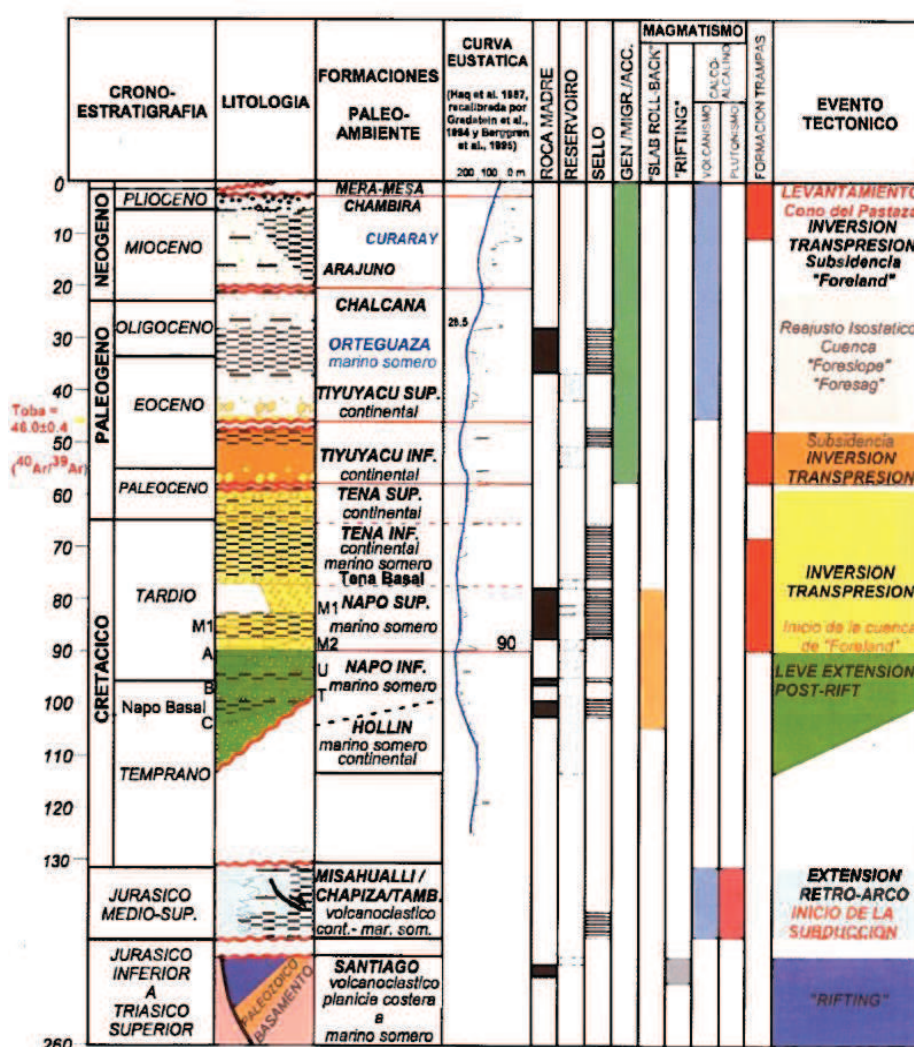


Figura 3. Columna tectóno-estratigráfica y eventos geodinámicos que controlaron el desarrollo de la Cuenca Oriente y de sus sistemas petrolíferos.

FUENTE: (La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo, 2004)

¹³ *Ibid.*, Pág. 47-48

1.1.4.1 Cretácico

La estratigrafía del relleno cretácico ha sido subdividida en tres formaciones: Hollín, Napo y la arenisca basal de la Fm. Tena. La nomenclatura usada para sus miembros y unidades es aquella establecida por Texaco en los años 60¹⁴. Ver Figura 4.

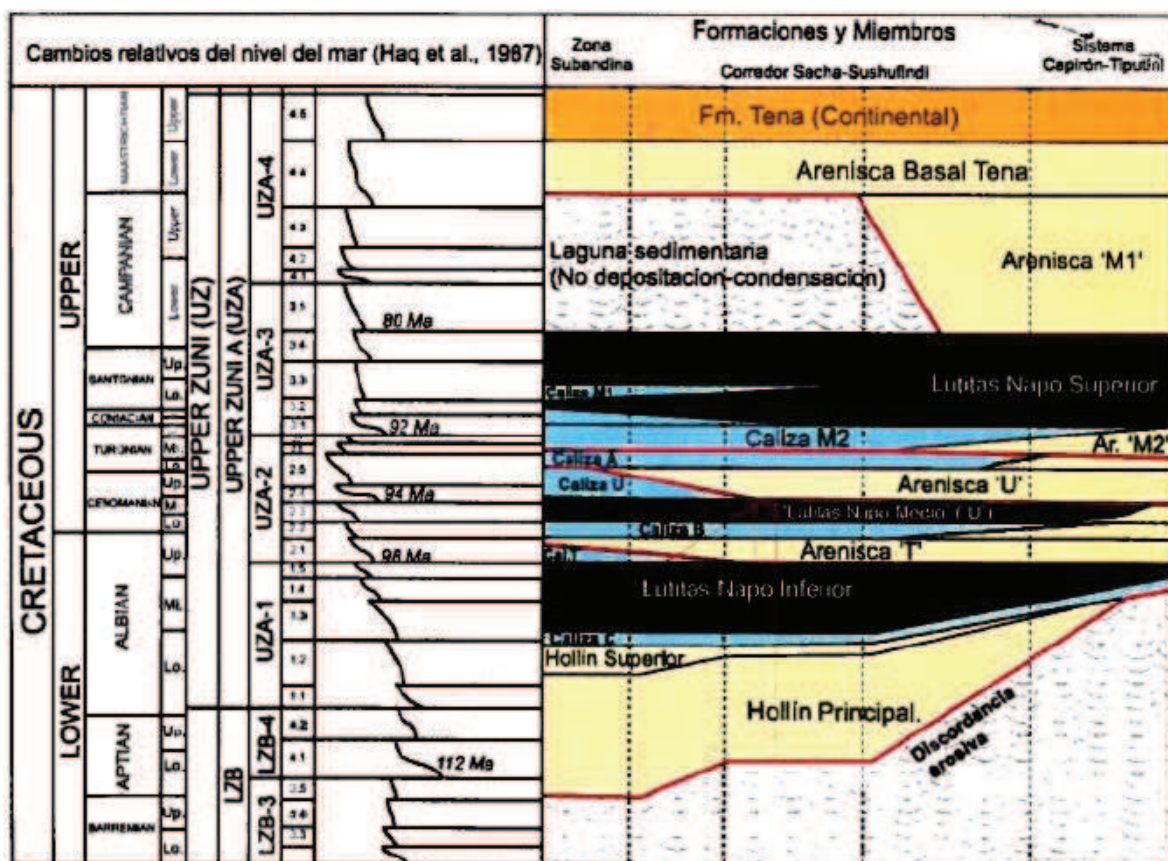


Figura 4. Formaciones y miembros del Cretácico de la Cuenca Oriente

FUENTE: (La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo, 2004)

1.1.4.1.1 Formación Hollín

Edad: Aptiano Inferior – Albiano Inferior

Ambiente de deposición: Continental Fluvial

La Formación Hollín según Tschopp (1953), consta de dos miembros diferenciados litológicamente: Hollín Inferior y Hollín Superior. La diferencia

¹⁴ BABY, RIVADENEIRA Y BARRAGAN. "La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo", 2004, Pág. 46.

primordial consiste en que el miembro Hollín Superior contiene glauconita, mientras que el miembro Hollín Inferior consiste de areniscas limpias¹⁵.

1.1.4.1.1.1 Hollín Inferior

Edad: Aptiano Inferior - Aptiano Medio

Ambiente de depositación: Continental Fluviátil

Presenta secuencias estrato y grano decrecientes, con figuras de energía cada vez más débiles hacia arriba. Está conformada por micro-conglomerados en la base, y de ámbar, carbón y pirita en el tope. La abundancia de las estratificaciones oblicuas rectas indicaría ríos entrelazados¹⁶.

Arenisca: Cuarzosa gris blanca, grisácea, subtranslúcida, grano fino a medio, menor gruesa, subredondeada a subangular, friable a suelta, regular clasificación, matriz caolinítica.

1.1.4.1.1.2 Hollín Superior

Edad: Aptiano Superior - Albiano Inferior

Ambiente de depositación: Continental Fluviátil

Dos ambientes depositacionales son observados. La parte inferior es de tipo clástico, de playa deltáico esturiano cubierto por facies de plataforma marina somera, donde la depositación de sedimentos transgresivos ocurrió de oeste a este sobre la zona subandina y a través de la Cuenca Oriente¹⁷.

Arenisca: Cuarzosa gris verdosa, blanca verdosa, subtranslúcida, grano fino a medio, subredondeada a subangular, friable a suelta, regular clasificación, matriz arcillosa, cemento calcáreo, asociada con glauconita.

¹⁵ ALMEIDA Y CÁRDENAS, “Optimización de la Perforación de Pozos Direccionales de los Principales Campos de Petroproducción en la Cuenca Oriente en base a su caracterización Litológica”, Tesis, 2010, Pág. 5.

¹⁶ JAILLARD, “Síntesis Estratigráfica y Sedimentológica del Cretáceo y Paleógeno de la Cuenca Oriental del Ecuador”, 1997, Pág. 86.

¹⁷ BABY, RIVADENEIRA Y BARRAGAN. “La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo”, 2004, Pág. 50.

1.1.4.1.2 Formación Napo

Edad: Albiano Inferior – Campaniano Medio

Ambiente de depositación: Marino Somero

La Fm. Napo descansa en concordancia sobre la Fm. Hollín. Consiste en lutitas y calizas con intercalaciones de areniscas. La Fm. Napo es fácilmente reconocible en sísmica por la presencia de reflectores fuertes que corresponden a niveles de calizas.

Jaillard (1977) da a la Fm. Napo la categoría de grupo, dividiéndolo en cuatro miembros, que corresponden a secuencias marinas de aguas poco profundas¹⁸, a continuación se describen cada una de ellas:

1.1.4.1.2.1 Napo Basal

Edad: Albiano Inferior – Albiano Superior

Ambiente de depositación: Marino Somero

La Formación Napo Basal puede ser interpretada como una mega secuencia transgresiva (Arenisca Basal) y regresiva (Caliza “T” y Arenisca “T”), con un máximo de transgresión ubicado dentro de las lutitas Napo Basal¹⁹.

Arenisca Basal (Hollín Superior)

Edad: Albiano Inferior

Ambiente de depositación: Marino Litoral

En la parte inferior se observan areniscas glauconíticas. La parte superior está constituida por areniscas calcáreas o calizas arenosas, glauconíticas, con bivalvos gruesos. Se diferencia de Hollín por sus características marinas²⁰.

¹⁸ BABY, RIVADENEIRA. “La Cuenca Oriente: Estilo tectónico, Etapas de deformación y Características Geológicas de los principales campos de Petroproducción”, 1999, Pág. 13.

¹⁹ JAILLARD, “Síntesis Estratigráfica y Sedimentológica del Cretáceo y Paleógeno de la Cuenca Oriental del Ecuador”, 1997, Pág. 86.

²⁰ *Ibíd.*

Caliza C**Edad:** Albiano Inferior Tardío - Albiano Medio Tardío**Ambiente de depositación:** Marino

Comprende lutitas negras y calizas, siendo la fracción arenosa muy escasa. Presenta glauconita, fosfatos y escasos cuarzos. Encima de la discontinuidad se encuentra una arenisca calcárea glauconítica con bivalvos y foraminíferos arenáceos de ambiente transgresivo y confinado²¹.

Lutita Napo Basal o Inferior**Edad:** Albiano Medio Temprano - Albiano Superior**Ambiente de depositación:** Marino

Se presentan algunos centímetros de calcarenitas bioclásticas con glauconita. Luego las lutitas negras laminadas piritosas no calcáreas predominan en la base, mientras que nódulos o bancos calcáreos aparecen y se incrementan en la parte superior²².

Caliza "T"**Edad:** Albiano Superior Temprano**Ambiente de depositación:** Carbonatada somera

Es una alternancia de margas y calizas arenosas y glauconíticas, fosilíferas y bioturbadas. El cuarzo detrítico y la glauconita se vuelven más abundantes hacia arriba²³.

Areniscas "T"**Edad:** Albiano Superior, parte inferior a media

²¹ JAILLARD, "*Síntesis Estratigráfica y Sedimentológica del Cretáceo y Paleógeno de la Cuenca Oriental del Ecuador*", 1997, Pág. 86-87.

²² *Ibíd.*

²³ JAILLARD, *op. cit.*, Pág. 87.

Ambiente de depositación: Marino

Constituidas por areniscas a veces calcáreas en la base, a menudo glauconíticas en la parte inferior con intercalaciones de limolitas. Se pueden distinguir dos miembros:

El miembro inferior o ***Arenisca “T” inferior*** empieza con limolitas extremadamente glauconíticas y sigue con areniscas finas ricas en glauconíta. Estas últimas presentan algunas ondulitas de corriente, superficies endurecidas, bioturbaciones y son grano y estrato decrecientes evidenciando una tendencia transgresiva²⁴.

Arenisca: Café clara, crema, transluciente, suelta a friable, grano fino a medio, cuarzosa, subangular a subredondeada, moderada selección, en partes matriz caolinítica y cemento calcáreo, ocasionalmente con inclusiones de pirita.

Lutita: Gris oscura, negra, moderadamente dura, quebradiza, fisil, laminar, astillosa, subblocosa, textura terrosa, no calcárea.

El miembro superior o ***Arenisca “T” superior*** es grano y estrato creciente, tiene una distribución de tamaño y desarrollo arenoso similar al descrito para la “T” inferior. Esta arenisca es más discontinua y heterogénea que la “T” inferior.

Arenisca: Café clara, crema, transluciente a transparente, suelta a friable, grano fino a medio, en partes grano muy fino, cuarzosa, subangular a subredondeada, pobre selección, matriz no visible, en partes cemento calcáreo,

Lutita: Café oscura, gris oscura, moderadamente dura a suave, fisil, subblocosa, sublaminar, textura cerosa a terrosa, no calcárea. Bituminosa.

²⁴ JAILLARD, “*Síntesis Estratigráfica y Sedimentológica del Cretáceo y Paleógeno de la Cuenca Oriental del Ecuador*”, 1997, Pág. 89.

1.1.4.1.2.2 Napo Inferior

Edad: Albiano Superior – Cenomaniano Superior

Ambiente de depositación: Marino Somero

Caliza “B”

Edad: Albiano Superior, parte media

Ambiente de depositación: Marino

Está constituida por lutitas negras laminadas intercaladas con bancos delgados de caliza margosa negra laminada, rica en pirita²⁵.

Caliza: Wackestone a Mudstone, crema, blanca, moderadamente dura, blocosa, porosidad no visible, con inclusiones de glauconita.

Lutita: Negra, moderadamente dura, quebradiza, físil, laminar, planar, subblocosa, textura terrosa, no calcárea.

Lutitas “U”

Edad: Cenomaniano Inferior

Ambiente de depositación: Marino relativamente profundo

Desarrolladas principalmente en la zona subandina y en la parte central de la Cuenca oriente, y representadas lateralmente por niveles clásticos de playa en el este de la cuenca. Corresponden a lutitas negras ligeramente calcáreas, hacia el tope se nota la aparición progresiva de areniscas finas glauconíticas, lutitas calcáreas y escasos bivalvos grandes que indican somerización hacia arriba²⁶.

²⁵ JAILLARD, “*Síntesis Estratigráfica y Sedimentológica del Cretáceo y Paleógeno de la Cuenca Oriental del Ecuador*”, 1997, Pág. 89-90.

²⁶ BABY, RIVADENEIRA Y BARRAGAN. “*La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo*”, 2004, Pág. 54.

Areniscas “U”

Edad: Cenomaniano Inferior

Ambiente de depositación: Marino Somero

Es una arenisca cuarzosa, hialina, con feldespatos, de grano medio-fino a grueso, ocasionalmente muy grueso a micro conglomerática, grano decreciente, con estratificación cruzada y festoneada, alteración de caolinita en las superficies de estratificación. Se describe también estratificación y laminación paralela con estructuras “flaser”. Hacia sus terminaciones superiores, tiene cemento calcáreo. Se presentan ocasionales niveles de lutitas negras y tobáceas blancas²⁷. Subdividida en *Arenisca “U” Inferior* y *Arenisca “U” Superior*.

1.1.4.1.2.3 Napo Medio

Edad: Turoniano

Ambiente de depositación: Plataforma Carbonatada

Caliza “A”

Edad: Turoniano Inferior – Turoniano Medio

Ambiente de depositación: Plataforma Carbonatada Marina Somera

La secuencia inferior consiste en calizas micríticas alternativamente claras y oscuras, a menudo laminadas, no o poco bioturbadas, con abundantes cherts negros. La secuencia superior consiste en calizas masivas con bancos delgados de marga en la base. Difiere de la secuencia inferior por la abundancia de bioturbaciones y el alto contenido de amonites grandes y bivalvos²⁸.

²⁷ *Ibid.*, Pág. 293.

²⁸ JAILLARD, “*Síntesis Estratigráfica y Sedimentológica del Cretáceo y Paleógeno de la Cuenca Oriental del Ecuador*”, 1997, Pág. 92.

Arenisca “M-2”

Edad: Turoniano Superior

Ambiente de depositación: Continental y Subacuático

Está limitada a la parte este y sobreyace en onlap sobre la Caliza “A”²⁹. Está representada por limolitas a areniscas finas. La **parte inferior** consiste en lutitas negras y areniscas finas de medio marino somero de energía débil (estratificaciones lenticulares). En la **parte superior**, lutitas negras laminadas con escasas madrigueras³⁰.

Caliza “M-2”

Edad: Turoniano Superior

Ambiente de depositación: Marino Somero

La **Caliza M-2 inferior** empieza con areniscas calcáreas y calizas margosas muy glauconíticas, bioturbadas, poco fosilíferas con numerosos cantos fosfáticos.

La **Caliza M-2 superior** empieza por lutitas poco calcáreas, luego aparecen calizas margosas bioturbadas con bivalvos variados y en el tope, se observan calizas masivas menos bioturbadas, con bivalvos gruesos o finos³¹.

1.1.4.1.2.4 Napo Superior

Edad: Coniaciano Inferior – Campaniano Medio

Ambiente de depositación: Plataforma Marina

Caliza “M-1”

Edad: Santoniano Inferior

²⁹ BABY, RIVADENEIRA Y BARRAGAN. “La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo”, 2004, Pág. 57.

³⁰ JAILLARD, *op. cit.*, Pág. 136.

³¹ JAILLARD, “*Síntesis Estratigráfica y Sedimentológica del Cretáceo y Paleógeno de la Cuenca Oriental del Ecuador*”, 1997, Pág. 101.

Ambiente de depositación: Marino abierto

Es una secuencia de calizas – lutitas – margas – calizas. La base de las lutitas constituye una muy buena línea de tiempo. Su facies es bastante homogénea en toda la cuenca³².

Lutitas Napo Superior

Edad: Santoniano Superior – Campaniano Inferior

Ambiente de depositación: Marino

Constituye lutitas negras laminadas, fisiles y no calcáreas. Es interesante notar que descansan sobre limolitas rojas calcáreas de medio continental que expresarían la emersión de la cuenca oriental durante el depósito de la Fm. Napo Superior³³.

Arenisca “M-1”

Edad: Campaniano Inferior - Medio

Ambiente de depositación: Fluvial Subyacente

Ha sido subdividida en dos unidades por Raynaud (1993). Ambas tienen un contacto basal erosivo que, como todas las superficies de transgresión, constituyen relativamente buenas líneas de tiempo que siguen hiatos estratigráficos importantes³⁴.

La ***parte inferior*** consiste en areniscas masivas, gruesas, frecuentemente microconglomeráticas a la base. Pertenecen a un ambiente fluvial y a canales de marea en un ambiente estuarino.

La ***parte superior*** consiste en areniscas a veces glauconíticas con intercalaciones de lutitas, sobreyacidas por sedimentos pantanosos los cuales forman capas de carbón. El ambiente es estuarino.

³² *Ibid.* Pág. 78.

³³ JAILLARD, *op. cit.*, Pág. 136.

³⁴ JAILLARD, “*Síntesis Estratigráfica y Sedimentológica del Cretáceo y Paleógeno de la Cuenca Oriental del Ecuador*”, 1997, Pág. 78.

Arenisca Basal Tena

Edad: Maastrichtiano Inferior

Ambiente de depositación: Continental a Marino Somero

La arenisca Basal Tena se deposita en progradación sobre la arenisca “M-1” en la parte este de la Cuenca Oriente, y sobre las lutitas Napo Superior en la parte oeste³⁵.

Comprende una litología que varía desde areniscas arkósicas al Este, pasando hacia cuarzo areniscas, cuarzo areniscas arkósicas y cuarzo – areniscas calcáreas en la parte central y norte. Hacia la zona subandina, se presentan micro conglomerados, brechas calcáreas y areniscas cuarzosas. La base de este miembro corresponde a una discordancia regional asociada a un cambio litológico importante. Se puede observar esta discordancia en ciertos afloramientos de la Zona Subandina³⁶.

1.1.4.2 Paleógeno

Está constituido por cuatro formaciones: Tena, Tiyuyacu, Orteguaza y Chalcana. A continuación se describen cada una de ellas:

1.1.4.2.1 Formación Tena

Edad: Maastrichtiano Inferior - Paleoceno

Ambiente de depositación: Continental

Esta Formación está compuesta principalmente por arcillolita con intercalaciones de arenisca y limolita. Esta Formación comprende (Jaillard, 1977):

- Un miembro ***Tena Inferior*** que consiste en arcillolita, limolitas y areniscas rojas continentales de grano fino, y descansan en concordancia sobre las areniscas y limolitas.

³⁵ BABY, RIVADENEIRA Y BARRAGAN. “La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo”, 2004, Pág. 61.

³⁶ TAMAYO, “Modelo depositacional de la Arenisca T en la Cuenca Oriente”, Tesis, 2010, Pág. 24-25.

- Un miembro **Tena Superior** que consiste en arcillolita, limolitas y areniscas de grano más grueso que el miembro inferior.

Entre los miembros Tena Inferior y Tena Superior, existe la presencia de un hiato sedimentario probablemente de edad Maastrichtiano Superior – Paleoceno Basal³⁷.

1.1.4.2.2 Formación Tiyuyacu

Edad: Eoceno Inferior - Medio

Ambiente de depositación: Continental

Esta formación está compuesta predominantemente de arcillolita intercalada con niveles de limolita y de arenisca. Así mismo, se caracteriza por presentar dos miembros conglomeráticos bien definidos: el Conglomerado Inferior Tiyuyacu predominante de chert y el Conglomerado Superior Tiyuyacu predominante cuarzoso³⁸. A continuación se describen cada uno de ellos:

- El **Conglomerado Inferior Tiyuyacu** está constituido principalmente de conglomerados y en menor proporción de areniscas gruesas y de arcillas. Los conglomerados contienen un 90% de cherts rojizos y angulosos y 10% de cuarzos lechosos y rocas metamórficas (cuarcitas)³⁹. Las arcillas son por lo general abigarradas, rojo – verde en la parte inferior y rojo – café – azul – amarillento en la parte superior⁴⁰.
- El **Conglomerado Superior Tiyuyacu** presenta una base erosiva, la misma que generalmente fue rellenada por areniscas o conglomerados. Al igual que el miembro inferior, está constituido en su mayoría por conglomerados y en menor proporción por areniscas y arcillas⁴¹. La

³⁷ BABY, RIVADENEIRA. “La Cuenca Oriente: Estilo tectónico, Etapas de deformación y Características Geológicas de los principales campos de Petroproducción”, 1999, Pág. 13.

³⁸ BABY, RIVADENEIRA Y BARRAGAN. “La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo”, 2004, Pág. 94.

³⁹ *Ibid.*, Pág. 100.

⁴⁰ BABY, RIVADENEIRA, *op. cit.*, Pág. 13.

⁴¹ BABY, RIVADENEIRA Y BARRAGAN. “La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo”, 2004, Pág. 101-102.

diferencia con el miembro inferior es que los conglomerados contienen 90% de cuarzo lechoso y muy poco chert.

1.1.4.2.3 Formación Orteguaza

Edad: Oligocénica Inferior

Ambiente de depositación: Marino Somero a Continental

La sección se compone de lutitas, en partes arenosas, verdosas, endurecidas, intercaladas con bancos de areniscas medias a gruesas y areniscas conglomeráticas al tope de la sección. La base de la sección está representada por areniscas gruesas glauconíficas sin estructuras sedimentarias, sobre las cuales se desarrollan lutitas compactadas, a veces arenosas, sobreyacidas por intercalaciones de lutitas verdes con capas de areniscas, Luego empieza un apilamiento grano creciente con disminución progresiva del espesor de las intercalaciones de Lutita mostrando un cambio progresivo de ambientes de depositación⁴².

1.1.4.2.4 Formación Chalcana

Edad: Oligocénica Superior a Miocénica

Ambiente de depositación: Continental

En su parte basal, abarca el equivalente lateral en facies continentales de la Fm. Orteguaza⁴³. Está constituida por depósitos finos (arcillolitas y limolitas) intercalados con finos lentes de areniscas finas a medias⁴⁴.

⁴² *Ibid.*, Pág. 103.

⁴³ BABY, RIVADENEIRA. “*La Cuenca Oriente: Estilo tectónico, Etapas de deformación y Características Geológicas de los principales campos de Petroproducción*”, 1999, Pág. 14.

⁴⁴ BABY, RIVADENEIRA Y BARRAGAN, *op. cit.*, Pág. 105.

CAPÍTULO 2

VARIABLES QUE INTERVIENEN EN LA PERFORACIÓN DE POZOS DIRECCIONALES

2.1 EQUIPO DE PERFORACION

Cuando se trata de seleccionar un taladro de perforación para perforar uno o varios pozos, surgen interrogantes acerca de los criterios que deben ser considerados para lograr el propósito adecuadamente. Los criterios correctos para la selección y dimensionamiento de un equipo de perforación son los siguientes:

- Perfil direccional del pozo.
- Flujo requerido y pérdida de presión en la sarta de perforación, para lo cual es necesario correr una hidráulica.
- Máximo torque esperado, el cual se limita de acuerdo a la tubería de perforación a utilizar.
- Máximas revoluciones por minuto.
- Realizar un análisis de torque y arrastre (T&D) con el fin de determinar las máximas cargas dinámicas que se esperan obtener durante las operaciones de perforación y bajada de revestimiento.
- Considerar las cargas estáticas que soportará el taladro.
- Considerar las presiones de fondo y gradientes de gas.

Con los criterios mencionados arriba, obtenemos:

- Potencia hidráulica, mecánica y eléctrica en la descarga de las bombas.
- Potencia en la mesa rotaria o Top Drive.
- Potencia en el malacate.
- Diseño de BOP.

Los componentes de los sistemas de perforación que necesitan ser seleccionados y dimensionados para cumplir con el propósito de elegir el taladro más apropiado se detallan a continuación.

2.1.1 SISTEMAS DE PERFORACIÓN Y SUS COMPONENTES

Los sistemas de un taladro de perforación están formados por componentes que cumplen una o varias funciones específicas dentro de la operación de perforación. Cada sistema es indispensable para el normal desarrollo de la operación. Los sistemas que forman parte de un taladro de perforación son:

- Sistema de Elevación
- Sistema de Circulación
- Sistema Rotatorio
- Sistema de Generación de Potencia
- Sistema de Prevención de Reventones

A continuación se presenta una breve descripción de los sistemas con sus respectivos componentes.

2.1.1.1 Sistema de Elevación

El sistema de elevación debe tener capacidad para bajar y levantar la sarta durante la perforación o durante los viajes de acondicionamiento que se realicen en la operación. De igual manera debe permitir bajar la tubería de revestimiento y soportar su carga durante la corrida y cementación del mismo. Ver Anexo 1. Los componentes que constituyen el sistema de elevación son los siguientes:

2.1.1.1.1 Cable de Perforación

El cable de perforación va desde 7/8 a 2 pulgadas de diámetro, dependiendo de la cantidad de carga que tiene que levantar. El cable es similar a la cuerda de fibra, pero que está hecho de alambres de acero. Su función es resistir la fuerza o peso de la sarta de perforación durante las operaciones de elevación y descenso de la misma.

2.1.1.1.2 Malacate

Sirve como centro de control de fuerza del sistema de elevación, está formado por un tambor giratorio controlado por frenos de alta potencia. En el tambor del

malacate se encuentra enrollado suficiente cable de perforación que pasa a través del bloque corona, bloque viajero, ancla y finalmente retorna al carrete de almacenamiento.

2.1.1.1.3 Bloque Corona

El bloque corona es fijo y está firmemente sujeto en la parte superior de la torre de perforación. Este sistema de poleas permite el deslizamiento del cable de perforación a través de ellas durante la bajada o subida de la sarta de perforación.

2.1.1.1.4 Bloque Viajero

Se desplaza verticalmente desde unos pocos pies bajo el bloque corona hasta unos pocos pies sobre el piso de perforación. Entre el bloque viajero y el bloque corona van ensartadas varias vueltas del cable de perforación.

2.1.1.1.5 Gancho

Su función es enganchar al Top Drive y de esta manera subir o bajar la sarta de perforación.

2.1.1.2 Sistema de Circulación

El sistema de circulación de un taladro de perforación es un ciclo cerrado. De manera general se inicia con la succión de lodo desde los tanques, pasa por las líneas de superficie, tubería vertical, sarta de perforación, broca, retorna por el anular y termina con la descarga del lodo más los ripios de perforación sobre las zarandas vibratorias. De allí en adelante se inicia con un proceso de limpieza del lodo gracias al sistema de control de sólidos, y finalmente se añaden los químicos que se podrían haber gastado durante todo el proceso y así garantizar que el lodo cumpla con las funciones para las cuales fue diseñado y pueda ser bombeado nuevamente. Ver Anexo 2. Entre los componentes de un sistema de circulación se tiene:

2.1.1.2.1 Bombas de Lodo

Conformadas por válvulas, pistones, motor eléctrico y elementos de presión que constituyen la clave de la perforación. Normalmente, un taladro de perforación cuenta con tres bombas de lodo de las cuales dos están operando y una es mantenida en stanby. Las bombas deben tener suficiente capacidad de bombeo y presión para alcanzar la profundidad total programada.

2.1.1.2.2 Tubería Vertical o Stand Pipe

La tubería vertical se levanta junto a la estructura de la torre y permite la conexión de la tubería superficial que viene desde las bombas de lodo hasta un extremo de la manguera de perforación. Esto permite que el lodo succionado de las bombas ingrese en primera instancia a la manguera de perforación, Top Drive, sarta de perforación y luego al anular.

2.1.1.2.3 Manguera de Perforación

Es una manguera de caucho cubierta por malla metálica que permite su flexibilidad a la vez que resiste las altas presiones de bomba requeridas para circular el fluido de perforación a lo largo del pozo. Esta manguera conecta a la tubería vertical y el Top Drive mediante el cuello de cisne.

2.1.1.2.4 Sarta de Perforación

La sarta de perforación se compone de tubería de perforación y el ensamblaje de fondo (BHA), más adelante se describirá cada una de sus herramientas.

2.1.1.2.5 Zarandas

Constituye parte importante del equipo de control de sólidos, está formado por mallas metálicas con una determinada inclinación y un motor eléctrico que produce un movimiento vibratorio que ayuda a la separación de sólidos más grandes. Las mallas son intercambiables y el tamaño de los agujeros depende del tipo de formación que se esté perforando.

2.1.1.2.6 Tanques de Lodo

Los tanques de lodo deben estar equipados con los dispositivos necesarios para mantener permanentemente el lodo de perforación en las condiciones apropiadas, entre los principales dispositivos más importantes se tienen los agitadores, válvulas, bombas de transferencia y sensores de nivel.

2.1.1.3 Sistema Rotario

El sistema rotario es aquel que hace girar la sarta de perforación y permite que la broca perfora un hoyo desde la superficie hasta la profundidad programada. Está localizado en el área central del sistema de perforación y es uno de los componentes más importantes de un taladro. Ver Anexo 3. Los componentes del sistema rotatorio son:

2.1.1.3.1 Mesa Rotatoria

Se define como una maquinaria sumamente fuerte y resistente que hace girar la sarta de perforación y la broca. La mesa rotaria consta de 5 partes principales: (1) una mesa rotaria con un plato giratorio, (2) master bushing, (3) kelly drive bushing, (4) kelly y (5) swivel.

2.1.1.3.2 Top Drive

El uso del Top Drive reemplaza al kelly, el kelly drive bushing y el swivel. Es un equipo que posee un motor eléctrico, sus válvulas y accesorios son operados hidráulicamente. En la parte superior del top drive va conectada la manguera de perforación y en la parte inferior un saver sub se conecta a la sarta de perforación para transmitirle rotación. El Top Drive suspende una parada (típicamente 3 juntas) de tubería de perforación y utiliza la misma para perforar el pozo. Cuando se usa kelly, solamente 40 pies del pozo pueden ser perforados antes de agregar una nueva junta de tubería de perforación.

2.1.1.4 Sistema de Generación de Potencia

La energía requerida por un taladro de perforación para perforar un pozo de petróleo debe ser mínimo de 1500 caballos de potencia (HP). Esta puede ser abastecida por un arreglo de 3 a 5 generadores. El sistema de generación de potencia debe abastecer al sistema de levantamiento, sistema rotatorio, bombas de lodos y demás accesorios. Ver Anexo 4.

2.1.1.5 Sistema de Prevención de Reventones

Este sistema es el encargado de controlar el influjo de gas o fluidos de formación, que pueden resultar en un reventón. Ver Anexo 5. A continuación se describe con más detalle cada uno de los sistemas que lo conforman:

2.1.1.5.1 Ensamblaje BOP

El ensamblaje BOP se ubica debajo de la mesa rotaria y tiene un conjunto de equipos especiales que sellan las tuberías a presión. Estos equipos se describen con más detalle a continuación.

- **Preventor Anular:** Este tipo de preventor es usado para controlar el espacio anular, el rango de presión de trabajo es de 1500 PSI. El material sellante es caucho y se ajusta al tamaño de la tubería que se encuentra dentro del BOP.
- **Preventor Ram:** Este tipo de preventor también controla el espacio anular cuando se tiene tubería en el hueco, y controla el pozo completamente cuando se usan los arietes ciegos para lo cual es necesario que no exista tubería en el pozo. La presión de trabajo está sobre los 3000 PSI. El preventor tipo ram debe ser colocado de acuerdo al diámetro de la tubería que se encuentra en el BOP.

2.1.1.5.2 Paneles de Control

Todo sistema de prevención de reventones debe disponer de paneles de control en lugares accesibles para controlar los preventores y las válvulas de activación remota. Un panel debe estar ubicado en el área de los acumuladores, uno al alcance del perforador y otro en un lugar que tenga visibilidad hacia el Manifold.

2.1.1.5.3 Equipo Acumulador

Los acumuladores son botellas que contienen gas nitrógeno comprimido (aislado) y transmiten presión a un fluido hidráulico que accionará (cierre/apertura) los componentes del BOP.

2.1.1.5.4 Manifold de Choke

Está definido como un ensamblaje de tuberías blindadas de alta presión con salidas laterales controladas por válvulas manuales y automáticas. Su función es dirigir los fluidos de una arremetida a los tanques de reserva, el separador de gas, o el área de acondicionamiento.

2.2 PERFORACIÓN DIRECCIONAL

La perforación direccional es la ciencia de dirigir un pozo a lo largo de una trayectoria predeterminada para intersecar un objetivo designado en el subsuelo.

2.2.1 DEFINICIONES Y NOMENCLATURA

Durante la perforación de un pozo direccional, existen varios conceptos y definiciones, a continuación se presentan aquellos considerados como más importantes.

- **Profundidad Medida (MD):** Es la distancia medida a lo largo de la trayectoria real del pozo, desde el punto de referencia en la superficie, hasta el punto de registros direccionales (surveys). Ver Figura 5 (a).

- **Profundidad Vertical Verdadera (TVD):** Es la distancia vertical desde el punto de referencia en la superficie, hasta el punto de registros direccionales (surveys). Ver Figura 5 (b).
- **Inclinación:** Es el ángulo (en grados) entre la vertical local, dada por el vector local de gravedad y la tangente al eje del pozo en un punto determinado. Ver Figura 5 (c).
- **Azimut:** Es la dirección del pozo sobre el plano horizontal, medido como un ángulo en sentido de las manecillas del reloj, a partir del norte de referencia. Ver Figura 5 (d).

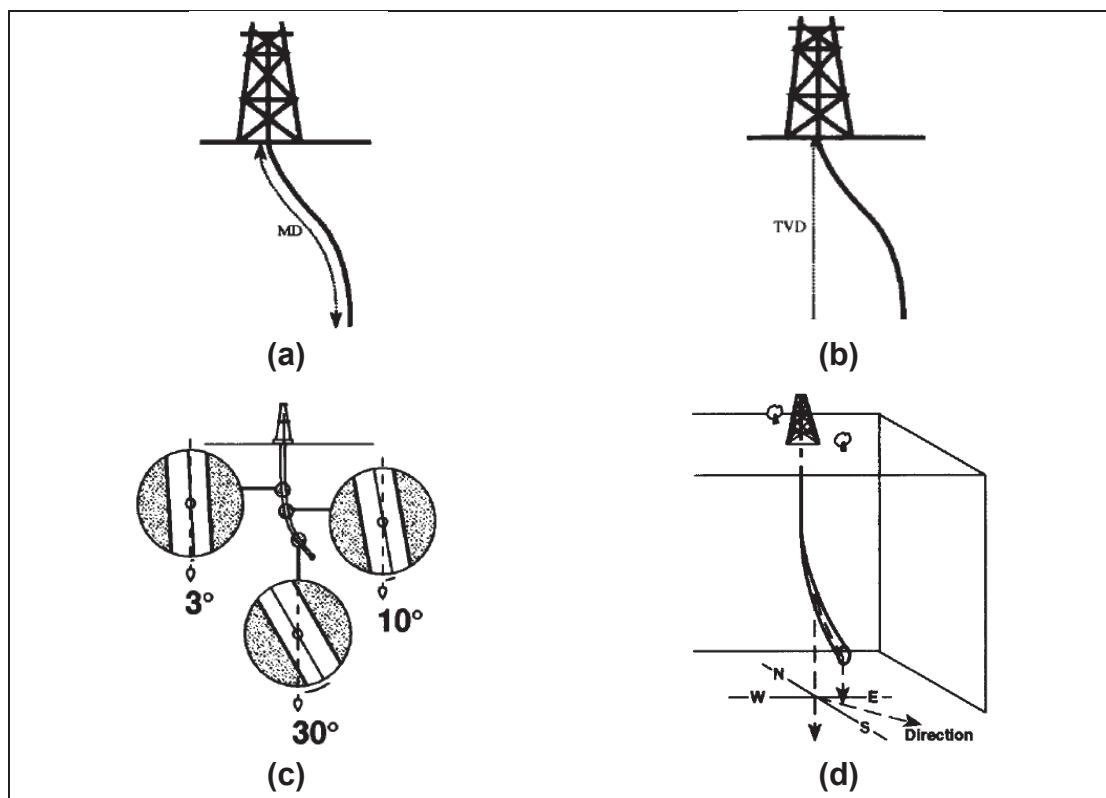


Figura 5. (a) Profundidad Medida, (b) Profundidad Vertical Verdadera, (c) Inclinación, (d) Azimut.

FUENTE: (Directional Surveying, 1998)

- **Sección Vertical:** Es la desviación horizontal total del pozo, desde el punto de referencia en la superficie hasta la profundidad final.

- **Pata de Perro (DL):** Es la curvatura total del pozo (la combinación de cambios de inclinación y dirección) entre dos estaciones de registros direccionales.
- **Severidad de la Pata de Perro (DLS):** Es la magnitud de la pata de perro, normalmente se reporta en grados cada 100 pies.
- **Coordenadas UTM:** Las coordenadas en este sistema son medidas en metros. Las coordenadas Norte empiezan a medirse desde el Ecuador. Para el hemisferio Norte, el Ecuador es tomado como 0.00m N, mientras que para el hemisferio Sur el Ecuador es 10,000,000m N. Las coordenadas Este para cada sector son medidos desde una línea 500,000m oeste del meridiano central.
- **Coordenadas Geográficas:** Las coordenadas geográficas son un sistema de referencia que utiliza las dos coordenadas angulares, latitud (Norte y Sur) y longitud (Este y Oeste).
- **Punto de desvío - Kick Off Point (KOP):** Es la ubicación a una profundidad determinada bajo la superficie donde el pozo es desviado en una inclinación o dirección dada. Ver Figura 6.
- **Tasa de construcción en inclinación - Build up Rate (BUR):** Es la tasa de incremento de ángulo en inclinación. Es expresada en grados por cada 100 pies. Ver Figura 6.
- **Sección Tangente:** Mantiene el ángulo de inclinación máximo alcanzado por la tasa de construcción. Ver Figura 6.
- **Tasa de caída en inclinación (DROP):** Es la tasa a la cual la inclinación decrece. Es expresada en grados por cada 100 pies. Ver Figura 7.

- **Tasa de construcción en dirección - Turn up Rate (TUR):** Es la tasa de incremento de ángulo en dirección. Es expresada en grados por cada 100 pies.

2.2.2 PERFILES DE POZOS DIRECCIONALES

El advenimiento de los sistemas dirigibles se ha traducido en pozos que son planificados y perforados con trayectorias complejas que involucran las tres dimensiones. La mayoría de pozos direccionales todavía siguen siendo planificados usando perfiles tradicionales que han estado en uso durante muchos años. Entre los perfiles de pozos direccionales más comunes que se perforan en la actualidad y que son de interés para el presente estudio tenemos:

2.2.2.1 Pozo Direccional Tipo “J”

Este tipo de perfil muestra una trayectoria en la cual se debe construir y mantener ángulo, el hoyo intercepta el objetivo a un ángulo igual al máximo ángulo de incremento.

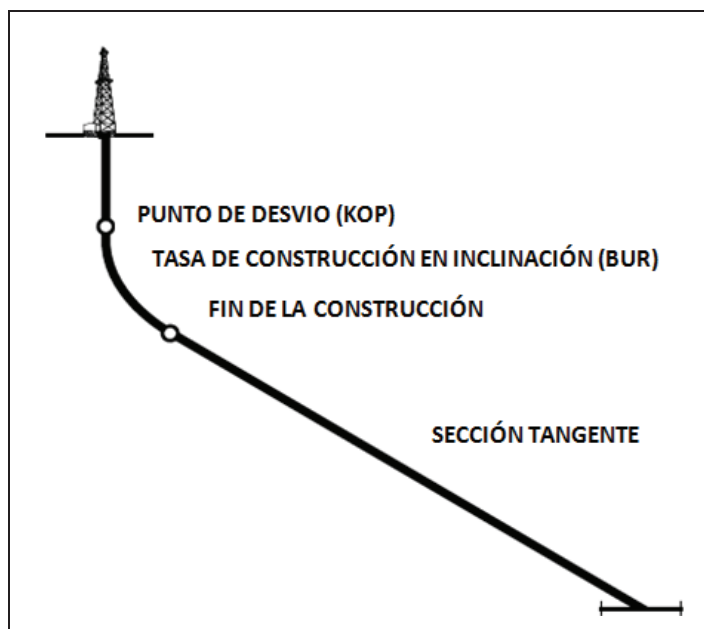


Figura 6. Perfil direccional tipo “J”

FUENTE: (Drilling Engineer Workbook, 1995)

2.2.2.2 Pozo Direccional Tipo “S”

Este tipo de perfil muestra una trayectoria en la cual se debe construir, mantener y tumbar ángulo, el hoyo intercepta el objetivo con un ángulo igual a cero, es decir verticalmente.

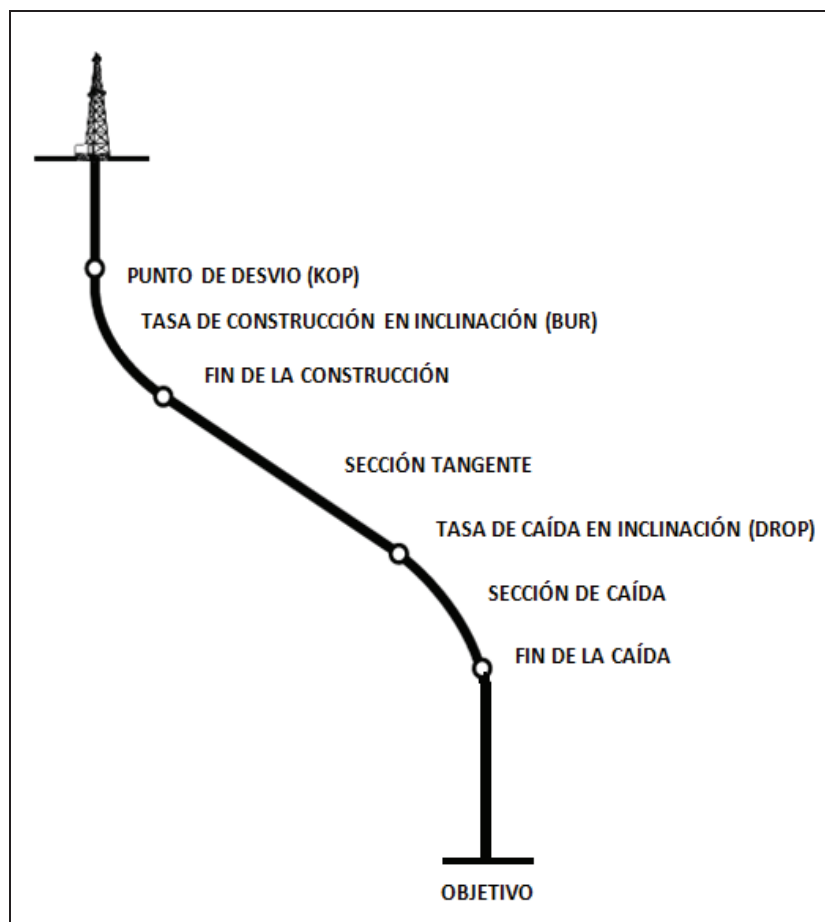


Figura 7. Perfil direccional tipo “S”

FUENTE: (Drilling Engineer Workbook, 1995)

2.2.3 HERRAMIENTAS PARA DIRECCIONAR Y REGISTRAR EL POZO

Entre las principales herramientas usadas para direccionar el pozo están: los motores de fondo y los sistemas rotatorios dirigibles. Así mismo la principal herramienta para registrar el pozo mientras se perfora es el MWD. A continuación se describen cada una de ellas:

2.2.3.1 MOTORES DE FONDO

Cuando se perforan pozos direccionales es necesario contar con un motor de fondo para construir la desviación y dirección del pozo. El interés de este estudio hace referencia al motor de desplazamiento positivo, el cual será descrito con más detalle a continuación.

2.2.3.1.1 Motores de Desplazamiento Positivo (PDM)

El motor de desplazamiento positivo es alimentado por la circulación del fluido de perforación el cual provee rotación y torque a la broca sin necesidad de la rotación de la sarta de perforación. Es una herramienta de perforación simple y robusta.

2.2.3.1.2 Componentes

El PDM consiste de cuatro componentes básicos:

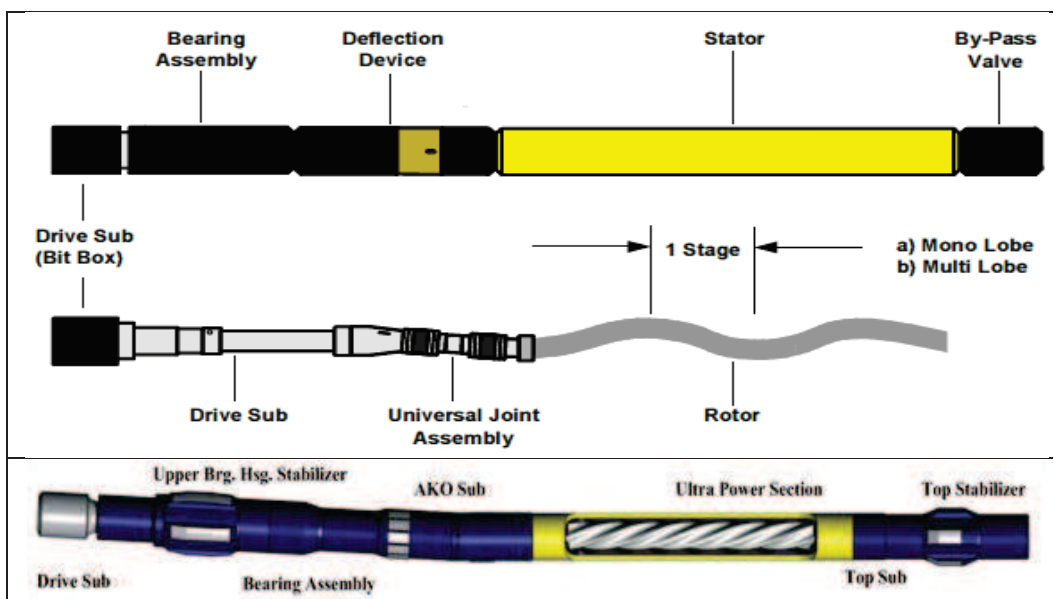


Figura 8. Componentes de un PDM

FUENTE: (Navigator, 1996)

- **Válvula By-Pass:** Permite a la sarta de perforación llenarse o vaciarse cuando es puesta en movimiento. Ver Figura 8.

- **Módulo de Potencia:** Se compone de un estator elastómero moldeado con una cámara en forma de espiral y un rotor de perfil de acero helicoidal recubierto con material especial para reducir el desgaste y evitar la corrosión. Ver Figura 9.

Un sello continuo se forma entre el elastómero del estator y la superficie recubierta del rotor.

A medida que el fluido de perforación se bombea a través del motor, este llena las cavidades entre las formas desiguales del rotor y el estator, desplazando el rotor. El movimiento resultante se transfiere a través del ensamblaje a los rodamientos, entregando rotación y torque a la broca.

La velocidad de rotación (RPM) del rotor es **proporcionalmente** al flujo del fluido de perforación (GPM) a través de la cavidad del motor.

El torque generado es proporcional a la **caída de presión** del fluido de perforación a través del módulo de potencia y es típicamente una función del peso sobre la broca (WOB).

El aumento de WOB causa más torque y con ello incrementa la presión diferencial a través del módulo de potencia hasta que el motor se bloquea, por tanto un incremento en WOB usualmente causa incremento en la presión de bombeo. Al ajustar la velocidad de la broca y el torque a las condiciones cambiantes del fondo del pozo, el perforador podrá mejorar la vida de la broca y optimizar la rata de penetración (ROP).

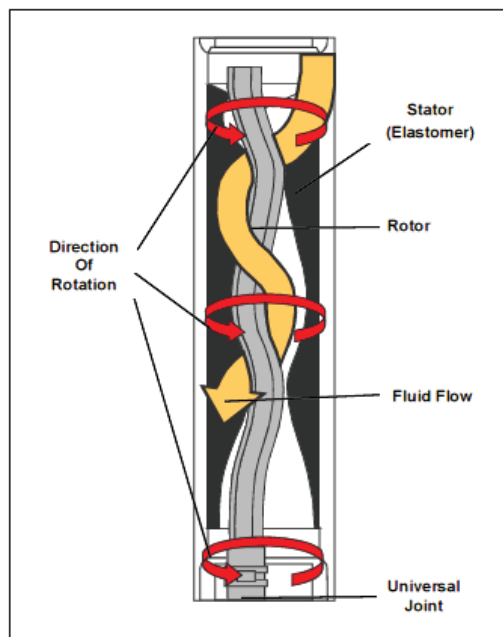


Figura 9. Módulo de Potencia

FUENTE: (Navigator, 1996)

- **Junta Universal de Montaje:** Conecta el extremo inferior del rotor y el extremo superior de la sección giratoria (drive sub) para transmitir la energía generada por el módulo de potencia a la broca. Ver Figura 10.

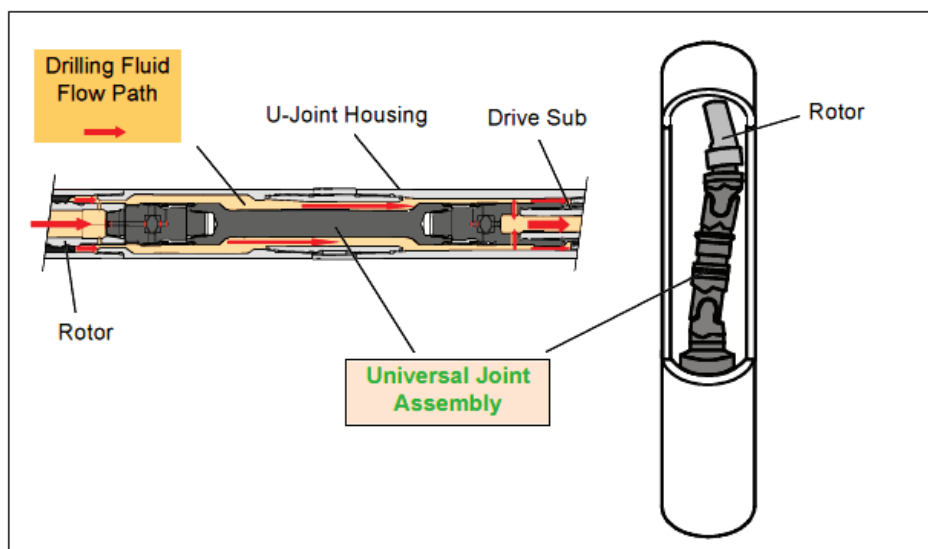


Figura 10. Junta Universal de Montaje

FUENTE: (Navigator, 1996)

- **Ensamble de Rodamientos y Sección Giratoria (Drive Sub):** Transmiten la rotación y el torque desarrollado por el módulo de potencia a la broca.

Las cargas axiales (típicamente peso sobre la broca) de la sección giratoria son soportadas por un diseño especial de rodamientos de empuje, mientras que los rodamientos radiales proveen un soporte lateral por encima y por debajo de los rodamientos axiales.

Los rodamientos radiales están diseñados para restringir el flujo del fluido de perforación de tal manera que sólo un pequeño porcentaje de la circulación total entra a los rodamientos (para refrescar y lubricar) antes de salir por el espacio anular. Ver Figura 11.

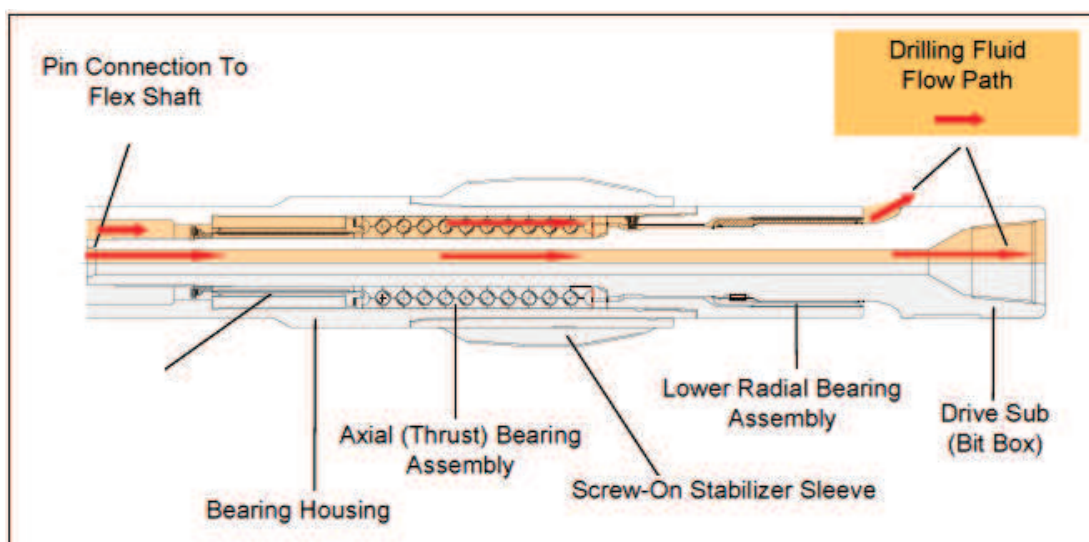


Figura 11. Ensamble de Rodamientos y Sección Giratoria (Drive Sub)

FUENTE: (Navigator, 1996)

2.2.3.1.3 Características

Las características de un PDM están en función del diseño de la geometría del rotor/estator.

La disposición de torque y velocidad de rotación dependen del ángulo de campo y el número de lóbulos en el estator y rotor (Ver Figura 13). El diseño original del PDM fue de un lóbulo de 1/2, el cual trabajaba bien con brocas de diamante natural y sintético pero giraban demasiado rápido para las brocas tricónicas.

Como resultado, fueron desarrollados PDM con configuraciones multi-lóbulos. Con este sistema, la relación entre la velocidad y el torque se cambia con el número de lóbulos.

La geometría del rotor/estator dicta que un rotor de acero helicoidal con uno o más lóbulos es puesto dentro de un estator elastómero que tiene un lóbulo más que el rotor. La configuración rotor/estator está escrita con un slash entre los dos números: 1/2, 3/4, 5/6, 7/8 o 9/10. Ver Figura 12.

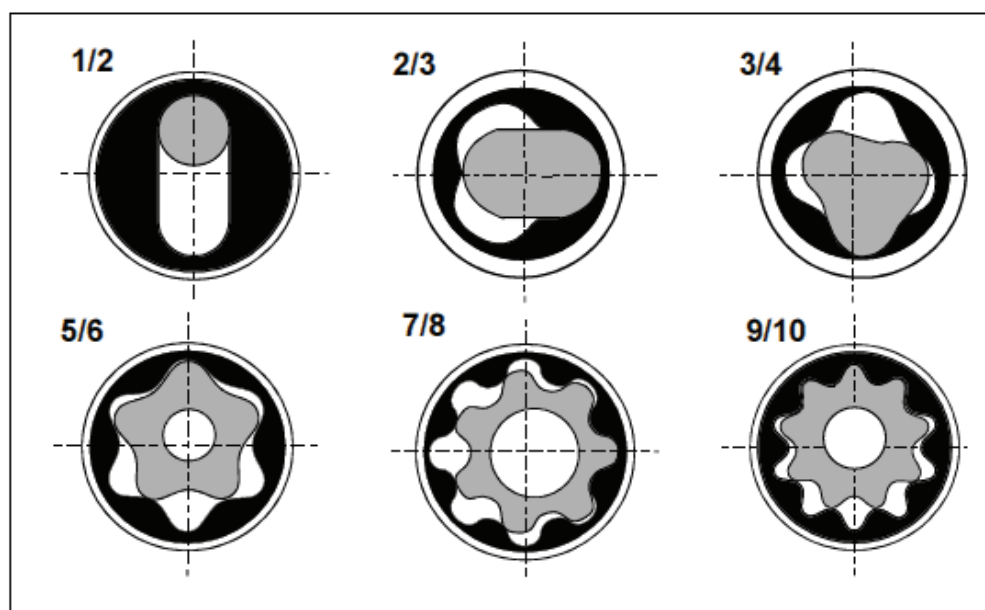


Figura 12. Configuración rotor/estator

FUENTE: (Navigator, 1996)

De pruebas anteriores y experiencias, el sistema de lóbulo 1/2 opera con una mejor eficiencia. La eficiencia del motor disminuye con el aumento de las configuraciones del lóbulo rotor/estator.

$$\text{HP sale} = \frac{T \times N}{5252}$$

$$\text{HHP entra} = \frac{P \times Q}{1714}$$

$$\text{EFICIENCIA (\%)} = \frac{\text{HP sale}}{\text{HHP entra}} \times 100$$

Donde:

HP = caballos de fuerza

T = torque en ft-lbs

N = velocidad de la broca en rpm

P = caída de presión en psi

Q = flujo del fluido en gpm

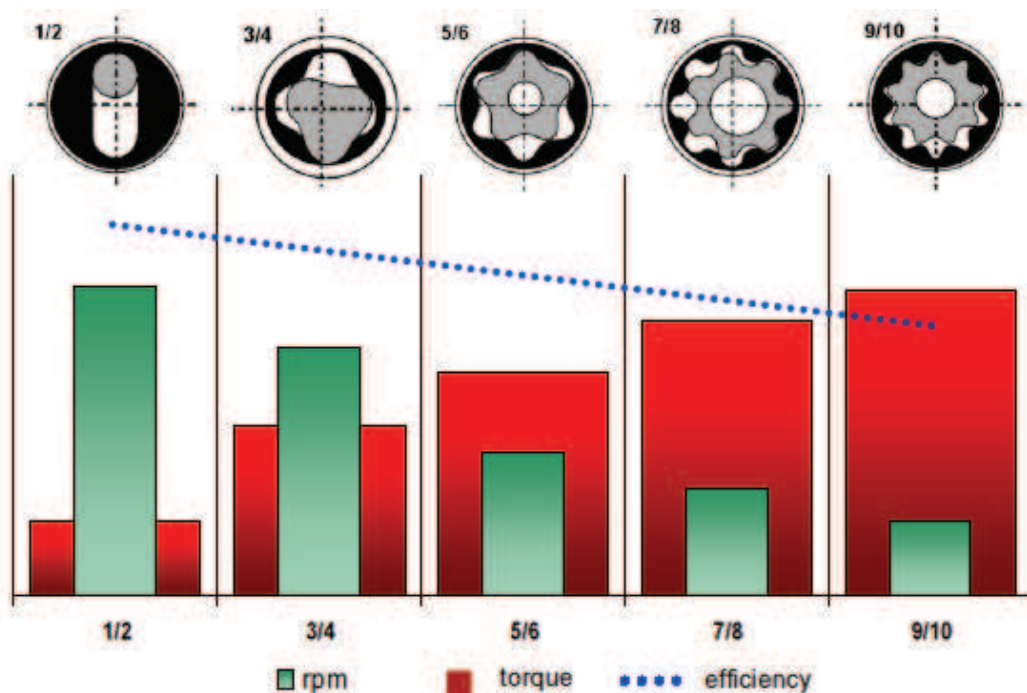


Figura 13. Configuración de Lóbulos vs Torque/RPM/Eficiencia

FUENTE: (INTEQ Navi-Drill Motor Handbook, 2009)

Esta disminución es causada principalmente por la pérdida de la eficiencia volumétrica a causa de una línea de cierre más larga entre el rotor y estator. El PDM multi-lóbulos opera a su máxima eficiencia a velocidades relativamente bajas (entre 60 y 200 RPM).

2.2.3.1.4 Aplicaciones y Configuraciones

La Figura 14 muestra una configuración de tres puntos de estabilización para generar el radio de curvatura del pozo (DLS). Los puntos de estabilización son el calibre de la broca, la camisa del motor (estabilizador) y el estabilizador tope

respectivamente. Para ocasionar el desvío del pozo y como consecuencia su curvatura, es necesario que el PDM tenga una determinada deflexión que corresponde al AKO y una determinada distancia entre el calibre de la broca y el estabilizador tope ($L_1 + L_2$).

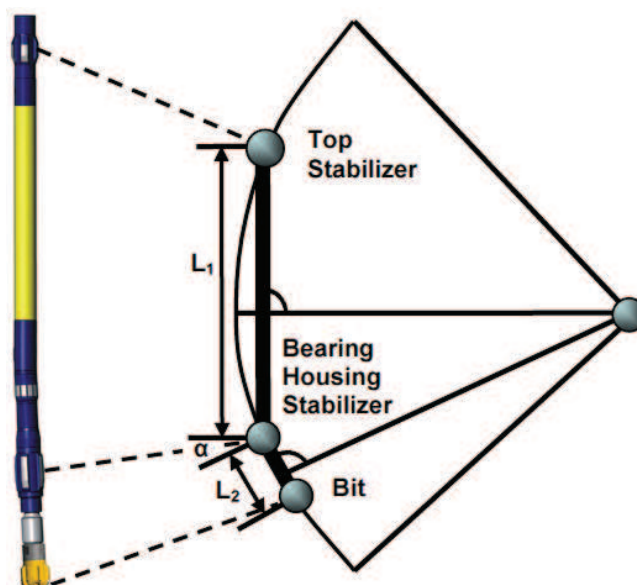


Figura 14. Ejemplo de 3 Puntos Geométricos

FUENTE: (INTEQ Navi-Drill Motor Handbook, 2009)

El adjustable Kick-off (AKO) es un dispositivo de deflexión estándar para motores. Este está posicionado entre el módulo de potencia y el ensamble de rodamientos. El ángulo de inclinación del AKO puede ser ajustado de acuerdo a los requerimientos del plan direccional.

El ajuste del AKO seleccionado, deberá ser capaz de generar un DLS ligeramente superior a lo indicado en el plan del pozo. Esto permitirá que el direccional pueda cumplir con los requerimientos del plan direccional si la curvatura del pozo real es menor que lo que se predijo.

Un PDM puede alternarse en dos modos, orientado o rotario sin tener la necesidad de hacer un viaje a superficie. En el **modo orientado**, sin rotar la sarta de perforación, el sistema induce una curvatura predeterminada en el pozo. En el **modo rotario**, rota la sarta de perforación, el ensamblaje puede ser configurado

tanto para mantener ángulo, o para construir o disminuir de acuerdo a las necesidades del plan direccional. Ver Figura 15.

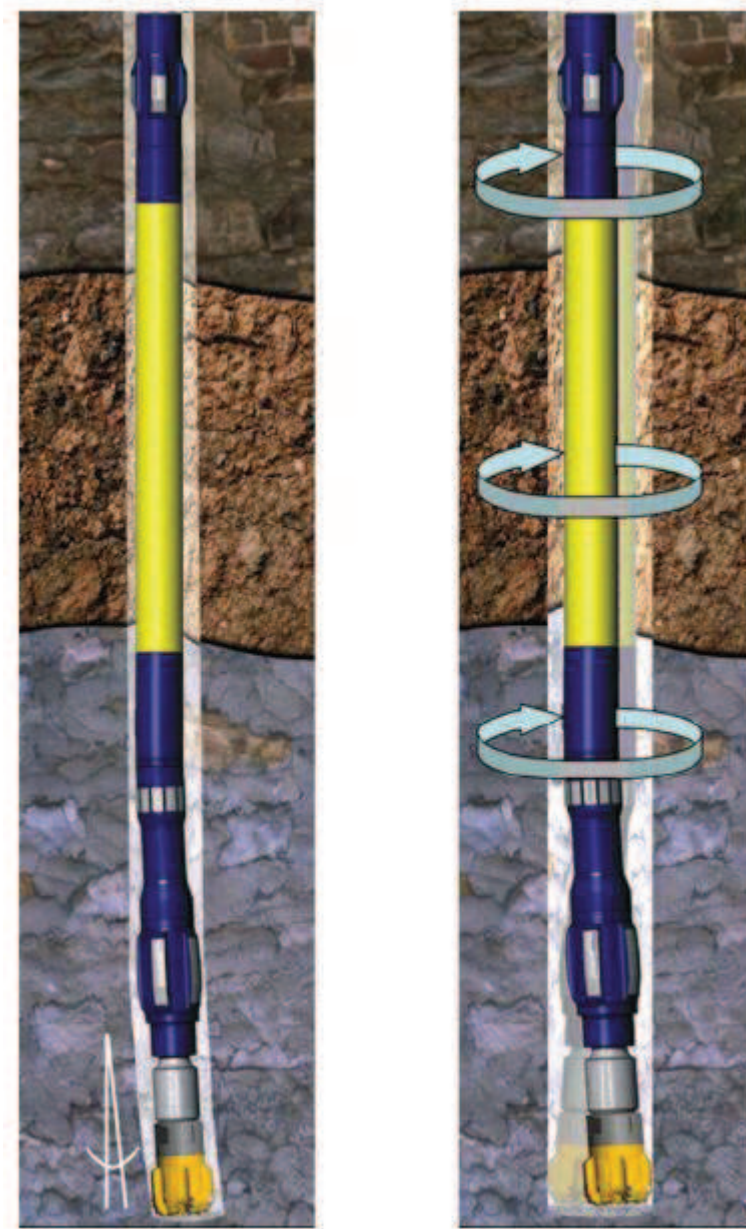


Figura 15. Perforación Orientada vs Rotatoria

FUENTE: (INTEQ Navi-Drill Motor Handbook, 2009)

Los diámetros externos y la ubicación de los estabilizadores ayudan a determinar las características de perforación rotatoria. Los ensamblajes pueden ser diseñados para lograr construir, mantener, o disminuir tendencias leves en modo rotario.

Los PDM con determinadas configuraciones de AKO también son requeridos donde una sección del pozo pasa a través de una variedad de tipos de formaciones que exhiben diferentes tendencias a construir o disminuir ángulo. Con la perforación en modo orientado se puede corregir secciones cortas para mantener la trayectoria del pozo en curso.

2.2.3.2 SISTEMAS ROTATORIOS DIRIGIBLES (RSS)

Una nueva generación de herramientas para perforación direccional se están usando actualmente y corresponden en el caso de la compañía Baker Hughes al AutoTrak. Son sistemas de perforación y MWD integrados. Estas herramientas pueden ser auto dirigibles durante rotación continua. Mientras se perfora los cambios de trayectoria son comunicados a la herramienta desde superficie. La Figura 16 muestra un modelo de AutoTrak usado por la compañía Baker Hughes.



Figura 16. AutoTrak

FUENTE: (AutoTrak Xpress BHA Configurations, 2008)

2.2.3.3 HERRAMIENTA MWD

La herramienta MWD cumple la función de proporcionar los valores de inclinación y azimut del pozo con el fin de mantener el control direccional en tiempo real.

La herramienta MWD forma parte de la sarta de perforación y es normalmente ubicada lo más cercano a la broca como sea posible, es un dispositivo electromecánico que transmite los datos hacia la superficie por medio de la creación de ondas de presión en la columna del fluido de perforación que se encuentra dentro de la sarta. Estas ondas de presión o pulsos son detectados en la superficie por dispositivos muy sensibles para luego ser transmitidos a los más sofisticados equipos de decodificación, de los cuales se obtienen los valores de profundidad, inclinación y azimut.

2.2.4 SARTA DE PERFORACIÓN

La sarta de perforación es el enlace mecánico que conecta a la broca de perforación que está en el fondo con el sistema de impulsión rotatorio que se encuentra en superficie. Cumple con las siguientes funciones:

- Transmite rotación a la broca.
- Ejerce peso sobre la broca; la fuerza compresiva necesaria para romper la roca.
- Guía y controla la trayectoria del pozo.
- Permite la circulación del fluido requerido para refrescar la broca y limpiar el pozo.

La sarta de perforación se compone de tubería de Perforación (Drill Pipe) y el ensamblaje de fondo (BHA). A continuación se describen las herramientas que normalmente forman parte de una sarta de perforación.

2.2.4.1 Equipo de Control Direccional

Lo conforman el motor de fondo y el MWD, o a su vez el sistema rotatorio dirigible que fueron tratados con más detalle anteriormente.

2.2.4.2 Bit Sub

Es una herramienta de fondo que permite conectar la broca con los drill collars, mide un poco más de 1 pie y sus conexiones son caja – caja. La caja inferior permite conectar la broca y la caja superior conecta al drill collar.

2.2.4.3 Cross Over

Es una herramienta de fondo que permite conectar tuberías o herramientas de diferentes tipos de conexiones. Mide entre 2 y 4 pies de longitud y sus conexiones pueden ser (pin – pin), (pin – caja), (caja – caja).

2.2.4.4 Float Sub

Es una herramienta de fondo que permite receptor una válvula flotadora ubicada encima de la broca y que tiene la finalidad de impedir el ingreso de fluido desde el espacio anular hacia el interior de la sarta de perforación, evitando así el taponamiento de la broca y mal funcionamiento del equipo de control direccional.

2.2.4.5 Estabilizador

Es una herramienta ubicada por encima de la broca y en intervalos apropiados a lo largo del BHA, cumple la función de controlar mecánicamente la desviación del pozo, severidad de la pata de perro y prevenir pegas diferenciales. Hay varios tipos de estabilizadores y su uso depende de la aplicación a implementar.

2.2.4.6 Drill Collar (DC)

Los Drill Collars son el componente predominante en el ensamblaje de fondo (BHA). Tanto los drill collars lisos como espiralados son utilizados para suministrar peso a la sarta de perforación. En zonas donde el riesgo de pega diferencial es alto, los drill collars espiralados deberían ser utilizados para minimizar el contacto con las paredes del pozo. La Tabla 1 ilustra los diámetros típicos de drill collars que son corridos en cada sección del hoyo:

Sección del hoyo	Drill Collars Recomendados
36"	9 ½" ; 8"
26"	9 ½" ; 8"
16"	9 ½" ; 8"
12 ¼"	8"
8 ½"	6 ¼"

Tabla 1. Diámetros del Drill Collar en función de las Secciones del Hoyo

FUENTE: (Well Engineering & Construction, 2005)

2.2.4.7 Heavy Weight Drill Pipe (HWDP)

Es tubería pesante pero más fácil de manipular que los drill collars. Normalmente, son del mismo diámetro externo que los drill pipe pero con un diámetro interno mucho más reducido (usualmente 3 pulgadas). Los HWDP lisos disponen en su parte intermedia de nudos de diámetro externo igual al diámetro externo del tool joint (junta) que evita que la tubería se pegue completamente a las paredes del pozo evitando el desgaste y el problema de pega de tubería, así mismo también tenemos los tipo espiralados.

2.2.4.8 Martillo

En toda sarta de perforación debe estar instalado un martillo hidráulico o mecánico. El martillo hidráulico es cargado desde superficie mediante tensión pero dispone de un sistema hidráulico interno que le permite dispararse a una determinada carga. El martilleo puede ser producido hacia arriba o hacia abajo dependiendo del problema específico del pozo.

2.2.4.9 Drill Pipe

Es el elemento usado para llevar a cabo los trabajos durante la operación de la perforación. Generalmente constituye más del 90% de la sarta de perforación. Existe una gran variedad de drill pipe si se toma en cuenta su longitud, diámetro, peso y grado de acero. Para decidir cuáles son las propiedades anteriormente nombradas requeridas para perforar un pozo, es necesario realizar un diseño y entre los parámetros a ser considerados se tienen: Profundidad del pozo, diámetro del hueco, peso del lodo a ser usado, factores de seguridad, peso sobre la broca, etc.

2.2.5 PRINCIPIOS BÁSICOS DEL CONTROL DIRECCIONAL

El BHA es la porción de la sarta de perforación que afecta la trayectoria de la broca y, consecuentemente, del borde del pozo. Puede ser simple o compuesto. Todos los BHA causan una fuerza lateral que construye, mantiene o tumba ángulo y gira a la izquierda o derecha. En formaciones suaves la desviación de la broca

controla la trayectoria del pozo. En formaciones duras, la fuerza lateral sobre la broca predomina.

2.2.5.1 Principio Fulcrum

Un ensamblaje de fondo (BHA) con un calibre completo cerca del estabilizador de la broca, seguido por 40 a 120 pies de drill collars, puede construir ángulo cuando se aplica peso sobre la broca.

Como ilustra la Figura 17, los drill collars ubicados por encima del estabilizador que se encuentra cerca de la broca se doblan, en parte debido a su propio peso y en parte debido al peso aplicado sobre la broca. El estabilizador cerca de la broca actúa como un pivote o fulcrum de un pedal y la broca es empujada al lado alto del hueco. Por lo tanto la broca perfora un camino que es curvado gradualmente hacia arriba (el ensamblaje construye ángulo).

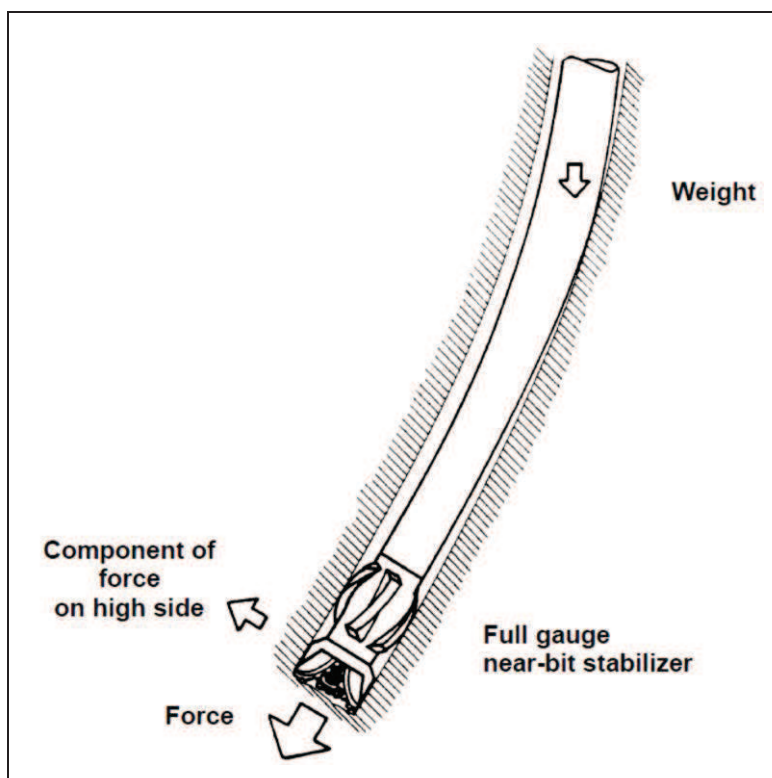


Figura 17. BHA usando el Principio Fulcrum

FUENTE: (Drilling Engineer Workbook, 1995)

La distancia desde el estabilizador cerca de la broca al primer estabilizador es la característica principal de diseño en el ensamblaje fulcrum. La tasa de construcción incrementa con el aumento en la distancia entre los estabilizadores, debido a que una sección larga de punto de apoyo (fulcrum) podría construir más ángulo.

En la Figura 18 se puede observar un ejemplo de BHA para construir ángulo de $0.5^\circ - 1.5^\circ/100'$, esto depende de la inclinación y parámetros de perforación:

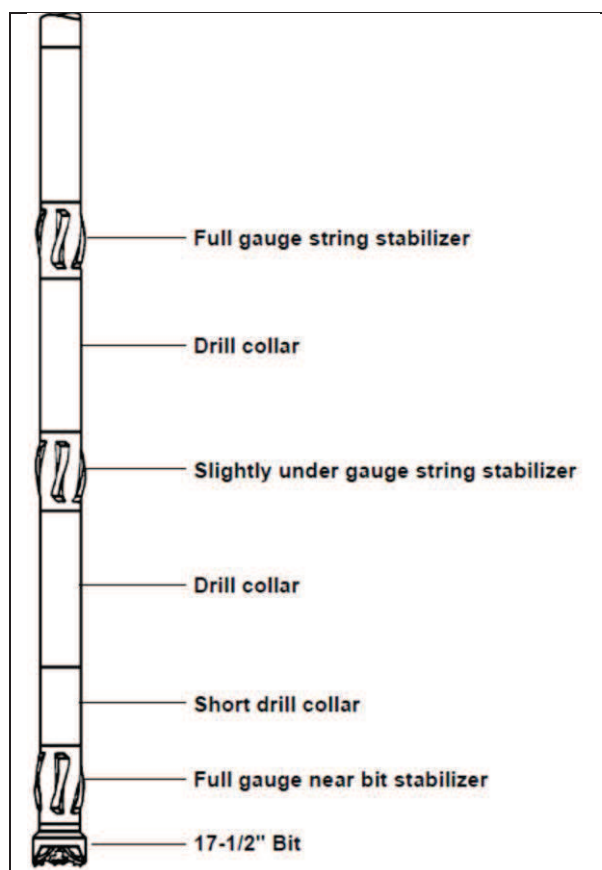


Figura 18. Ensamblaje para construir ángulo gradualmente $0.5^\circ - 1.5^\circ/100'$

FUENTE: (Drilling Engineer Workbook, 1995)

2.2.5.2 Principio de Estabilización

Este principio establece que si hay tres estabilizadores en sucesión rápida separados por tramos cortos detrás de la broca, las secciones de los drill collars perforaran rígidamente, por consiguiente los tres estabilizadores se resistirán a formar una curva y forzarán a la broca para perforar un camino bastante recto. El

primer de los tres estabilizadores debe estar ubicado inmediatamente detrás de la broca y debe ser de calibre completo. Ver Figura 19.

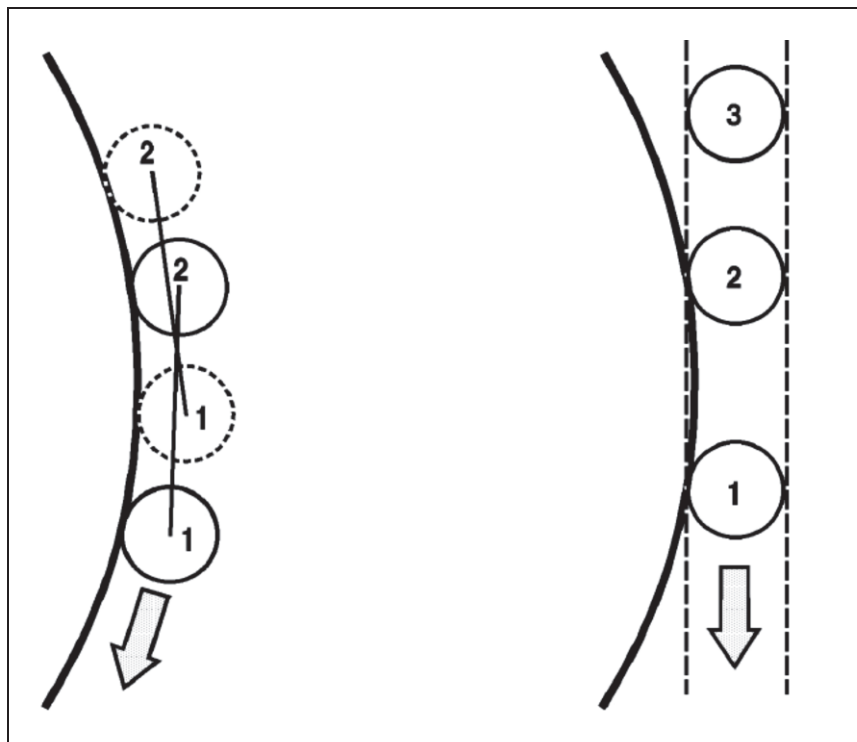


Figura 19. Principio de Estabilización (BHA Empacado)

FUENTE: (Drilling Engineer Workbook, 1995)

Los ensamblajes que utilizan este principio son llamados ensamblajes de hueco empacado y son usados para perforar la sección tangente de los pozos direccionales, mantienen ángulo y dirección.

En la Figura 20 se puede observar un ejemplo de BHA para mantener ángulo, esto depende de varios factores como las características de formación, RPM, WOB, tipo de broca, etc.

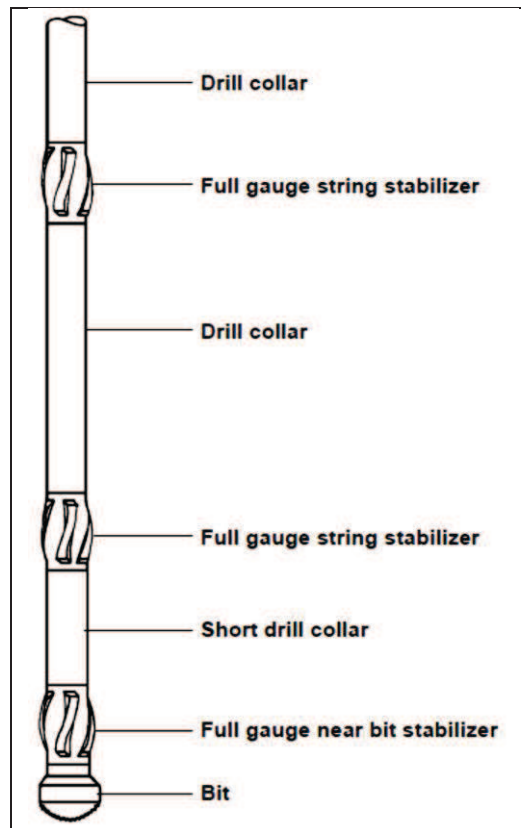


Figura 20. Ensamblaje para mantener ángulo

FUENTE: (Drilling Engineer Workbook, 1995)

2.2.5.3 Principio Pendular

El ensamblaje pendular hace uso de los efectos de la gravedad que actúan sobre la broca y la porción inferior del BHA para mantener el hoyo vertical o para tumbar ángulo (Figura 21). Esto se consigue mediante la colocación de la primera cadena de los estabilizadores aproximadamente a 30, 40 o 60 pies por encima de la broca. El ensamblaje es comúnmente usado para reducir ángulo en pozos direccionales. Los problemas con este tipo de ensamblajes ocurren en formaciones inmersas y también cuando mayores pesos sobre la broca se utilizan tendiendo a desviar la broca y pueden, debido a la falta de rigidez del ensamblaje, resultar en la construcción de ángulo.

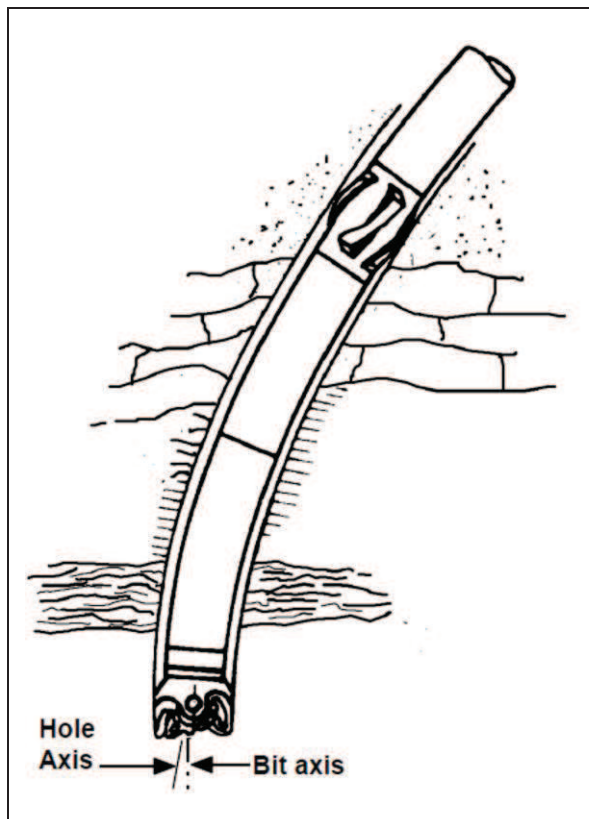


Figura 21. Interpretación del efecto pendular

FUENTE: (Drilling Engineer Workbook, 1995)

La tasa de tumbado depende de la inclinación del hueco y el diámetro y peso de los drill collars, así como los parámetros de perforación. A una inclinación de 45° , el ensamblaje mostrado en la Figura 22 podría tumbar ángulo a $1.5^\circ - 2.0^\circ/100'$.

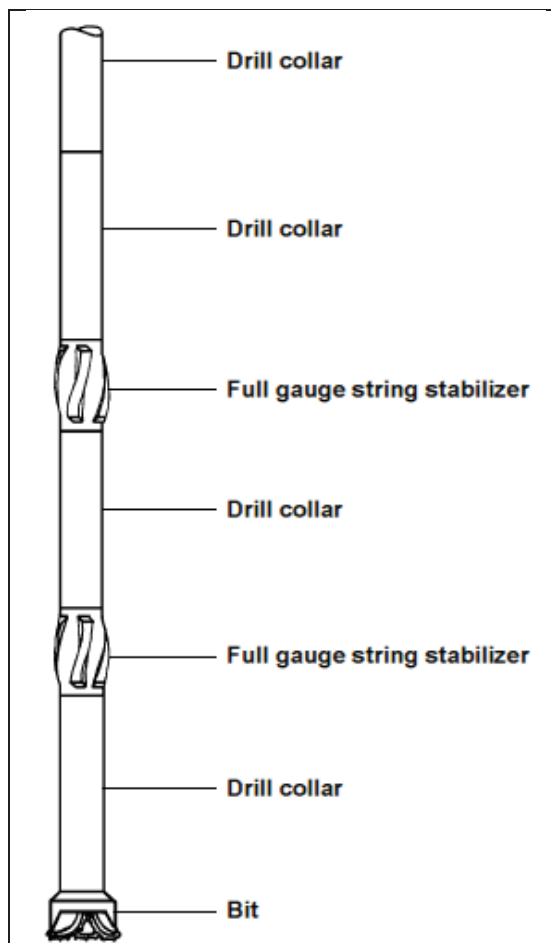


Figura 22. Ensamblaje Pendular

FUENTE: (Drilling Engineer Workbook, 1995)

2.3 FLUIDOS DE PERFORACIÓN

El fluido de perforación, o lodo, es uno de los elementos más importantes durante las operaciones de perforación. La selección más adecuada del tipo de lodo y de las propiedades, así como el eficiente soporte de ingeniería, podrían ayudar a asegurar una operación exitosa.

2.3.1 FUNCIONES

Las funciones del fluido de perforación describen las tareas que el fluido es capaz de desempeñar, aunque el orden de importancia sea determinado por las condiciones del pozo y las operaciones en curso, las funciones más comunes del fluido de perforación son las siguientes:

- Remover los recortes perforados desde el fondo del pozo hacia la superficie. La remoción de los recortes depende de una propiedad llamada punto cedente, la cual ayuda a mantener los cortes en suspensión mientras son acarreados por la circulación del lodo.
- Controlar las presiones de la formación (proveer una presión hidrostática mayor que la presión de formación).
- Enfriar y lubricar la broca y la tubería de perforación.
- Mantener la estabilidad del hoyo.
- Prevenir o minimizar el daño de la formación.
- Suspender los recortes y material pesante cuando se interrumpe la circulación.
- Transmitir potencia hidráulica a la broca.
- Facilitar a obtener la máxima información de las formaciones perforadas.

2.3.2 PROPIEDADES

Durante la perforación de un pozo de petróleo es de suma importancia el control de las propiedades de los fluidos de perforación. Estas propiedades deben ser controladas de tal forma que el lodo proporcione un trabajo eficiente.

2.3.2.1 Densidad

Una de las principales propiedades del lodo es la densidad, cuya función es mantener los fluidos contenidos dentro de la formación durante la perforación. Se expresa en libras por cada galón (lpg).

2.3.2.2 Viscosidad de Embudo

La viscosidad de embudo se utiliza como indicador relativo de la condición del fluido. Se expresa en segundos por cada cuarto de galón (seg/qt).

2.3.2.3 Viscosidad Plástica

Es aquella parte de la resistencia a fluir causada por fricción mecánica. Esta fricción se produce:

- Entre los sólidos contenidos en el lodo.
- Entre los sólidos y el líquido que lo rodea.
- Debido al esfuerzo cortante del propio líquido.

En general, al aumentar el porcentaje de sólidos en el sistema, aumentará la viscosidad plástica. Se calcula a partir de los datos del reómetro.

$$VP = \theta 600 - \theta 300$$

Donde:

VP = viscosidad plástica en cp

$\theta 600$ = lectura a 600 rpm

$\theta 300$ = lectura a 300 rpm

2.3.2.4 Punto Cedente

Se define como la resistencia a fluir causada por las fuerzas de atracción electroquímicas entre las partículas sólidas. Estas fuerzas son el resultado de las cargas negativas y positivas localizadas cerca de la superficie de las partículas. El punto cedente, bajo condiciones de flujo depende de:

- Las propiedades de la superficie de los sólidos del lodo.
- La concentración de los sólidos en el volumen de lodo.
- La concentración y tipos de iones en la fase líquida del lodo.

Generalmente, el punto cedente alto es causado por los contaminantes solubles como el calcio, carbonatos, etc., y por los sólidos arcillosos de formación. Altos valores del punto cedente causan la floculación del lodo, que debe controlarse con dispersantes. Se calcula a partir de la siguiente ecuación.

$$PC = \theta 300 - VP$$

Donde:

PC = punto cedente en lb/100 pies²

2.3.2.5 Esfuerzos de Gel

La fuerza de gel, como su nombre lo indica, es una medida del esfuerzo de ruptura o resistencia de la consistencia del gel formado, después de un período de reposo. Un lodo que presenta esta propiedad se denomina tixotrópico. El conocimiento de esta propiedad es importante para saber si se presentarán dificultades en la circulación.

El grado de tixotropía se determina midiendo la fuerza de gel al principio de un período de reposo de 10 segundos, después de agitarlo y 10 minutos después. Esto se reporta como fuerza de gel inicial a los 10 segundos y fuerza de gel final a los 10 minutos.

La resistencia a la gelatinización debe ser suficientemente baja para:

- Permitir que los ripios sean depositados en el tanque de decantación.
- Permitir un buen funcionamiento de las bombas y una adecuada velocidad de circulación.

2.3.2.6 Filtrado

El control del filtrado es una de las propiedades del lodo con importancia fundamental en las operaciones de perforación. La pérdida de fluido depende de: la permeabilidad de la formación, el diferencial de presión existente, y la composición y temperatura del lodo. Se expresa en milímetros por cada 30 minutos.

2.3.2.7 Prueba de azul de metileno (MBT)

La prueba de azul de metileno o capacidad de intercambio catiónico es usada para determinar la cantidad de arcilla reactiva (o materiales similares a la arcilla) presente en un lodo base agua. Típicamente la prueba se reporta en términos de la concentración de arcilla reactiva en libras por barril (lb/bl). Un incremento en el

valor de MBT es un indicativo de que la concentración de sólidos de perforación en el lodo aumenta. Para una operación de perforación óptima el valor de MBT debe ser 15 lb/bl o menos.

2.3.2.8 Concentración iónica de hidrógeno (pH)

El pH es una medida del carácter ácido o básico relativo de una solución. Es un valor representativo de la concentración de iones hidrógeno presentes en un líquido. Se usa para indicar la acidez o basicidad de un fluido de perforación especialmente de los fluidos base agua. El pH se presenta como un valor numérico comprendido entre 0-14. Fluidos con un pH arriba de 7 son considerados alcalinos y menores que 7 son ácidos.

2.3.3 SISTEMAS DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Un fluido de perforación puede estar clasificado por la naturaleza de su fase continua. Existen tres tipos de sistemas de fluido: base agua, base aceite y base gas, para el interés de este estudio se describirá el sistema de fluido base agua:

2.3.3.1 Sistemas de Fluido Base Agua

Estos son fluidos donde la fase continua es agua. El agua puede ser dulce, salobre o agua de mar, el que sea más conveniente y adecuada para el sistema.

Las denominaciones siguientes se utilizan normalmente para definir las clasificaciones de los fluidos de perforación base agua.

2.3.3.1.1 Fluidos no Dispersos

El término no disperso indica que no se utilizan dispersantes y las arcillas comerciales agregadas al lodo, al igual que las que se incorporan de la formación, van a encontrar su propia condición de equilibrio de una forma natural.

2.3.3.1.2 Fluidos Dispersos

Este tipo de fluido es usado comúnmente para perforar la primera sección, se utiliza dispersantes (diluyentes) que permiten que la bentonita (arcilla) y los sólidos reactivos perforados sean dispersados químicamente (cancelan las fuerzas de atracción) para prevenir el incremento de la viscosidad.

2.3.3.1.3 Fluidos Base Calcio

Con frecuencia, los fluidos base calcio se utilizan en áreas donde la hidratación y el hinchamiento de las lutitas causan una significativa inestabilidad del hoyo (es decir derrumbe y desmoronamiento). En estos fluidos se utiliza una fuente de calcio (yeso o cal) para asegurar un constante suministro de iones de calcio que es efectivo para desacelerar el proceso de hidratación de las lutitas.

2.3.3.1.4 Fluidos Poliméricos

Estos lodos utilizan polímeros de largas cadenas con alto peso molecular, los cuales pueden encapsular los sólidos perforados para prevenir la dispersión o cubrirlos para la inhibición. También proveen viscosidad y propiedades para el control de pérdidas de fluido.

2.3.3.1.5 Fluidos Base Carbonato de Calcio

Este tipo de fluido se utiliza para la operación final de la perforación, es decir para perforar la zona productora. El mecanismo de control de la pérdida de fluido, es el resultado directo del puenteo mecánico de partículas de carbonato de calcio apropiadamente micronizadas, que se encuentran en las gargantas del poro, formando un revoque que puede ser removido de manera fácil y eficaz.

2.3.4 ANÁLISIS DE HIDRÁULICA

En relación con los fluidos de perforación, el término “hidráulica” se refiere a la operación donde el fluido se utiliza para transferir presión desde la superficie hacia la broca, y la caída de presión a través de la misma.

Para que el fluido realice algunas de sus otras funciones (como la de arrastrar los ripios a la superficie), la bomba del fluido deberá ser capaz de vencer las pérdidas acumuladas de presión asociadas con el equipo superficial, la sarta de perforación, la broca y el anular. La bomba también deberá ser capaz de enviar un caudal, a esa presión antes mencionada, que sea suficiente como para transportar los ripios hacia arriba y fuera del pozo.

El propósito de esta sección y de interés para mi estudio es de dar a conocer las ecuaciones y procedimientos básicos para realizar un análisis de las capacidades hidráulicas del sistema de circulación.

2.3.4.1 Modelos Reológicos

Debido a que la reología del fluido de perforación afecta directamente las pérdidas de presión del sistema de circulación, cuanto más precisos sean los modelos reológicos utilizados para describir el fluido, más preciso podrá ser el análisis hidráulico. A continuación se describen los modelos reológicos más comunes empleados para describir los fluidos de perforación.

2.3.4.1.1 Modelo Newtoniano

Para un fluido Newtoniano, la relación del esfuerzo de corte a la tasa de corte es constante. Esta constante es la viscosidad (μ) del fluido. Así, la ecuación que describe la reología de un fluido Newtoniano se puede expresar como:

$$\mu = \frac{\tau}{\gamma}$$

Donde:

μ = viscosidad en poise (dina-seg/cm²)

τ = esfuerzo de corte (fuerza/área) en dinas/cm²

γ = tasa de corte en seg⁻¹

2.3.4.1.2 *Modelo Plástico de Bingham*

Este modelo es el más utilizado, supone que el esfuerzo de corte es una función lineal de la tasa de corte, y se expresa como:

$$\tau = PC + VP(\dot{\gamma})$$

Donde:

PC = punto cedente en $\text{lb}_f/100^2$

VP = viscosidad plástica en cp

La tasa de corte en rpm, multiplicada por 1702, nos da la tasa de corte en seg^{-1} .

2.3.4.1.3 *Ley de Potencia*

El modelo de la ley de potencia describe un fluido en el cual el esfuerzo de corte graficado en función de la tasa de corte es una línea recta, cuando se utiliza papel de coordenadas doblemente logarítmicas. Debido a que se aproxima más al comportamiento de un fluido de perforación a bajas tasa de corte, con frecuencia se emplea para monitorear las características de suspensión y calcular la pérdida de presión del fluido de perforación en el anular. El modelo de la ley de potencia es:

$$\tau = K\dot{\gamma}^n$$

Donde:

K = índice de consistencia del fluido en poise

n = exponente de la ley de potencia, adimensional

$$n = 3.3 \log \left[\frac{\theta 600}{\theta 300} \right]$$

$$K = \frac{300}{511^n}$$

2.3.4.1.4 *Modelo Herschel-Buckley*

Este modelo combina las características de los modelos Newtoniano, plástico de Bingham y de la Ley de Potencia. Es un modelo de tres parámetros que reproduce los resultados de los tres modelos anteriores cuando se han medido los parámetros apropiados. Desafortunadamente, los tres parámetros son difíciles de derivar en base a las lecturas del reómetro. En la práctica, se supone que el PC es igual a la lectura de 3 rpm. En base a este supuesto, tenemos:

$$\tau = PC + K\gamma^n$$

$$n = 3.32 \log \left[\frac{\theta 600 - PC}{\theta 300 - PC} \right]$$

$$K = \frac{\theta 300}{511^n}$$

2.3.4.2 **Presiones**

2.3.4.2.1 *Presión Hidrostática*

La presión hidrostática se define como la presión ejercida por una columna de fluido. La presión hidrostática es una función de la densidad del fluido y la profundidad vertical o profundidad de la columna de fluido. En terminología de campo petrolero, la presión hidrostática se determina utilizando:

$$PH = 0,0519 \times MW \times TVD$$

Donde:

PH = presión hidrostática en psi

MW = peso del lodo en lb/gal

TVD = profundidad vertical verdadera en pies

2.3.4.2.2 *Presión Hidráulica*

Es la presión creada (o necesaria) para mover el fluido de perforación a través de la tubería. En terminología de campo petrolero, es la presión generada por la

bomba de lodo con el fin de mover el fluido de perforación en todo el sistema y de vuelta a la línea de flujo (flowline). Matemáticamente se expresa como:

$$P_{sistema} = P_{surf.equi} + P_{DP} + P_{HWDP} + P_{DC} + P_{DHT} + P_{BIT} + P_{anular}$$

2.3.4.2.3 Presión de Poro

La presión de poro se define como la presión actuando sobre los fluidos que se encuentran contenidos en los espacios porosos de la roca. Dependiendo de la magnitud de la presión de poro, esta puede estar descrita como presión normal, subnormal y anormal.

- Normal = Hidrostática
- Subnormal < Hidrostática
- Anormal > Hidrostática

2.3.4.2.4 Presión de Fractura

Es la presión necesaria para iniciar el desarrollo de una fractura en una formación a una profundidad específica.

Los cálculos de la presión de fractura se basan en la integridad de la estructura de las rocas. Cuando se excede la presión de fractura de una formación, hay pérdida de circulación.

2.3.4.3 Términos Empleados en los Cálculos de Hidráulica

2.3.4.3.1 Velocidad Anular (V_a)

Es la velocidad que tiene el fluido a través del espacio anular. Su condición va a depender de la tasa de flujo, diámetro del hoyo y diámetro externo de la sarta de perforación y ensamblaje de fondo.

2.3.4.3.2 *Número de Reynolds (Re)*

Un término numérico adimensional decide si un fluido circulante estará en flujo laminar o turbulento.

2.3.4.3.3 *Viscosidad Efectiva (μ_e)*

Este término describe la viscosidad del fluido que fluye a través de una geometría particular.

2.3.4.3.4 *Densidad Equivalente de Circulación (ECD)*

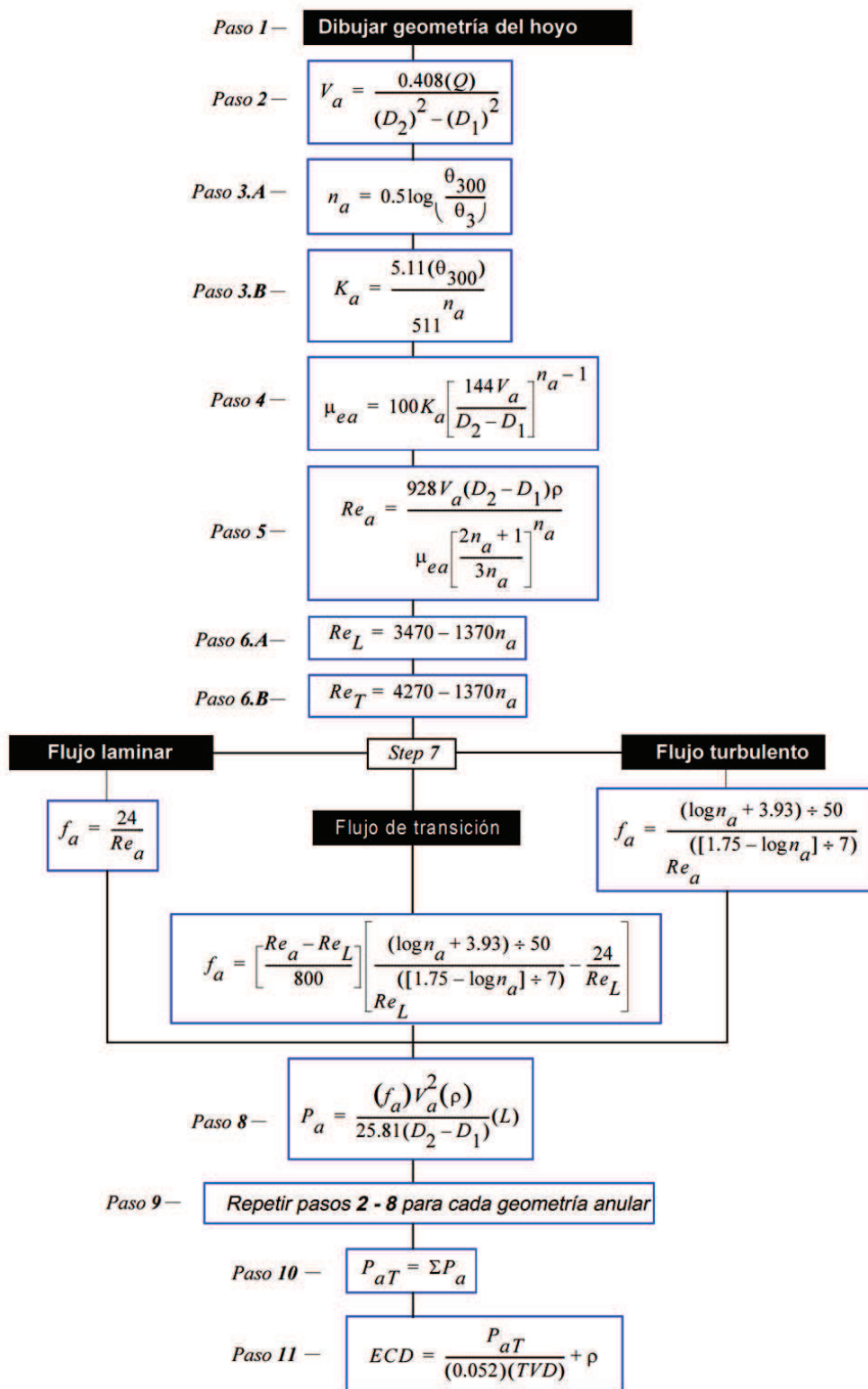
El ECD es la densidad aparente del fluido de perforación mientras está circulando, incluye la pérdida de presión en el anular. La pérdida de presión en el anular está afectada por:

- Viscosidad Plástica y Punto Cedente
- Tamaño del Hueco y Geometría de la sarta de perforación
- Caudal/Velocidad Anular

En el Flujograma 1 se puede apreciar los pasos para poderlo calcular.

2.3.4.4 *Flujogramas para el Análisis de Hidráulicas*

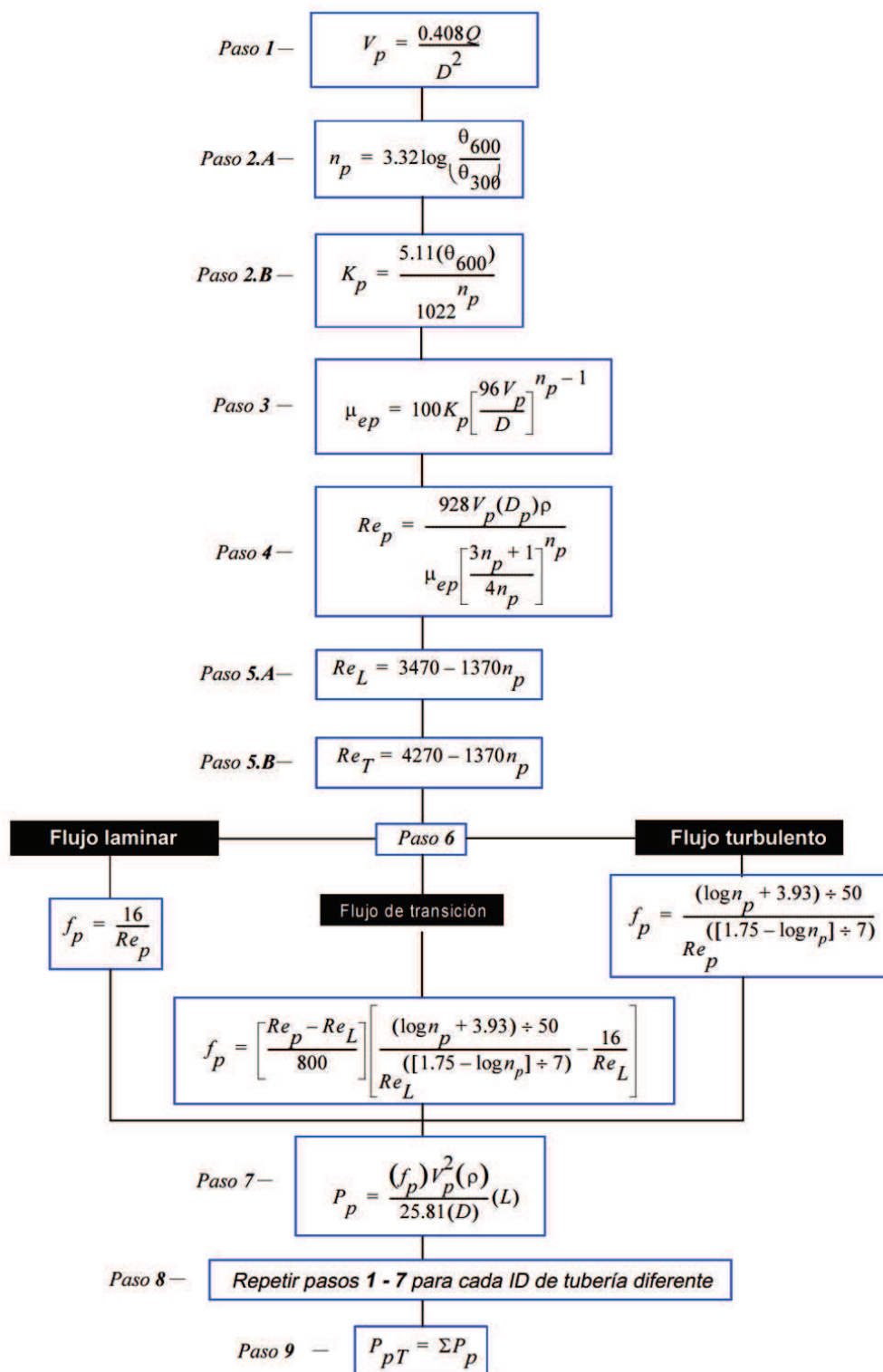
2.3.4.4.1 *Caída de Presión anular y ECD*



Flujograma 1. Caída de presión anular y ECD

FUENTE: (Manual de Ingeniería – Fluidos de Perforación y Completación, 2005)

2.3.4.4.2 Caída de Presión en la Sarta de Perforación



Flujograma 2. Caída de presión de la sarta de perforación

FUENTE: (Manual de Ingeniería – Fluidos de Perforación y Completación, 2005)

2.4 BROCAS DE PERFORACIÓN

2.4.1 FUNCIÓN

Para perforar un pozo, una broca debe transmitir la suficiente energía a la formación para quebrar la roca y remover los recortes. La función principal de una broca de perforación es cortar la roca tan eficientemente como sea posible y al menor costo por pie.

2.4.2 TIPOS DE BROCAS

En la actualidad existen diversos tipos de broca para la perforación de pozos que se diferencian entre sí, ya sea en su estructura de corte o por su sistema de rodamiento, para este estudio vamos a considerar dos tipos de brocas, las brocas tricónicas y las brocas de diamante policristalino (PDC).

2.4.2.1 Brocas Tricónicas

2.4.2.1.1 Componentes

Como se muestra en la Figura 23 las brocas tricónicas poseen tres componentes principales: La estructura de corte, los cojinetes y sellos y el cuerpo de la broca (también denominado “pata de la broca”). La estructura de corte cuenta con los elementos de corte, ya sean dientes de acero revestidos de metal duro o bien insertos de carburo de tungsteno, ubicados en los conos rotativos. Los conos se montan sobre cojinetes, ya sean a rodillo o journal, y pueden ser sellados o no, utilizando sellos de elastómero o de metal. El cuerpo de la broca contiene los soportes de las boquillas y el sistema de compresión de presión.

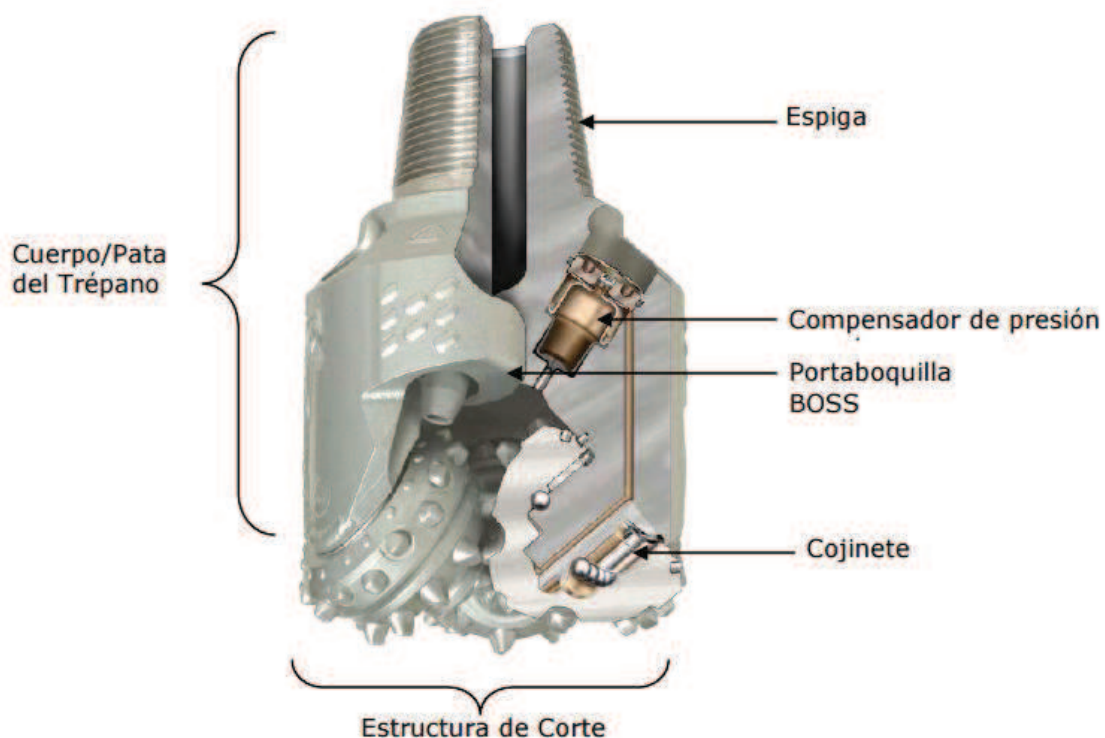


Figura 23. Componentes principales de la broca tricónica

FUENTE: (Tecnología de brocas tricónicas, 2004)

Todas las brocas tricónicas tienen los mismos componentes básicos, con diferentes elementos de corte, cojinetes, tipos de sellos y configuraciones de las boquillas.

2.4.2.1.1.1 Estructura de Corte

En la actualidad se utilizan dos tipos de elementos de corte distintos en las brocas tricónicas: Dientes de Acero e Insertos de Carburo de Tungsteno (TCI). Los componentes principales de los dos tipos de estructuras de corte se muestran en la Figura 24.

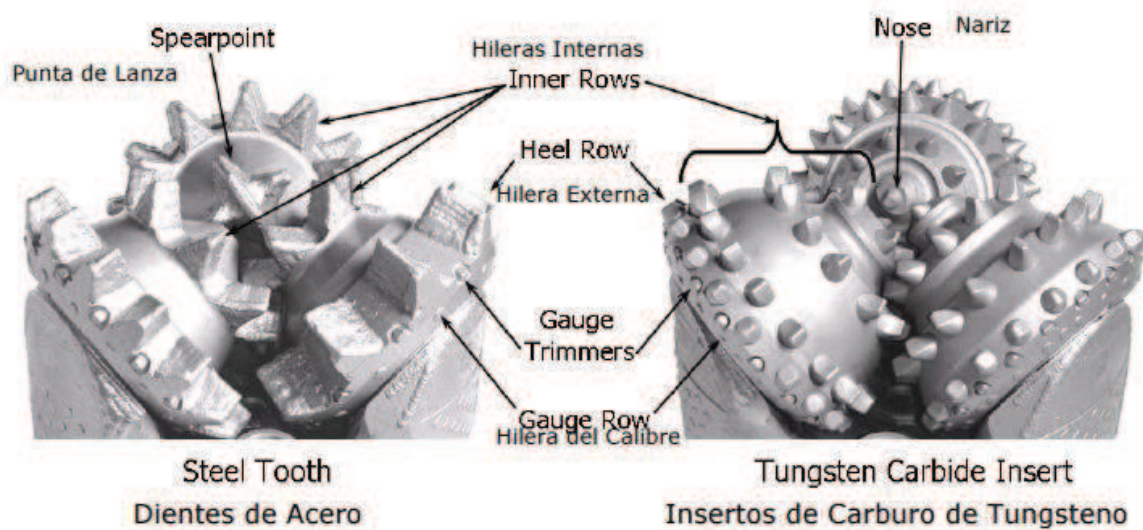


Figura 24. Componentes de la Estructura de Corte

FUENTE: (Tecnología de brocas tricónicas, 2004)

Los conos se enumeran comenzando por el cono que contiene la nariz/punta. Ese es el cono número uno. Los otros conos se numeran dos y tres siguiendo el sentido de las agujas del reloj si se mira a la broca desde arriba (Figura 25).

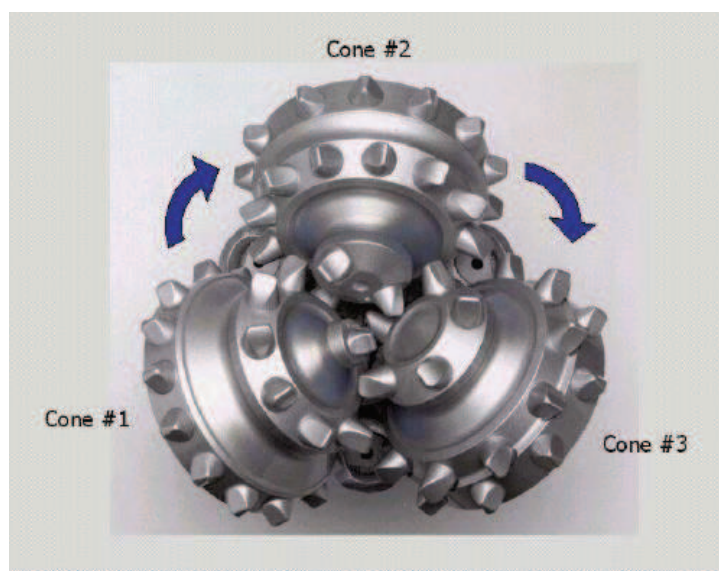


Figura 25. Numeración de los Conos

FUENTE: (Tecnología de brocas tricónicas, 2004)

- **Dientes de Acero:** Los elementos de corte de los dientes de acero se fresan en el cono de acero básico y luego se suelda el metal duro de carburo de tungsteno sobre dichos dientes. Un diseño común de dientes es el de forma de cuña, con la dimensión larga de la cresta del mismo centrada en el eje del cono. Ver Figura 26.

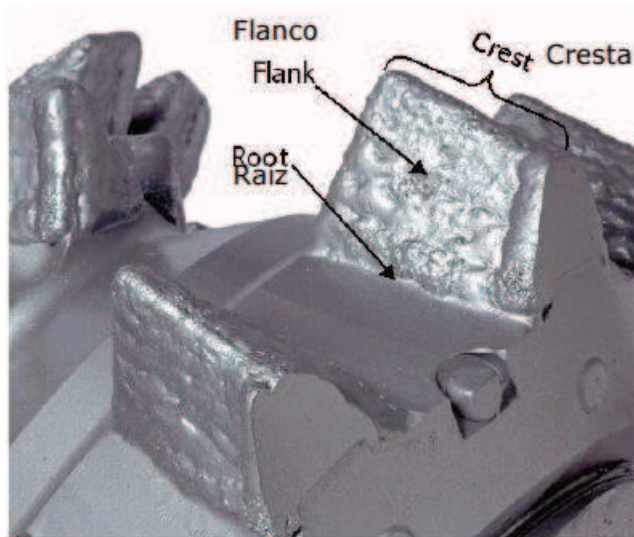


Figura 26. Detalle de los Dientes de Acero

FUENTE: (Tecnología de brocas tricónicas, 2004)

El espacio correcto entre dientes es un factor crítico en el diseño de los dientes de acero. Las brocas utilizadas para formaciones suaves requieren de un espacio de separación ancho entre dientes para producir grandes cortes, logra una perforación más rápida y ayuda así a remover los recortes. Las brocas utilizadas en formaciones medias requieren de mayor cantidad de dientes con menor proyección para poder perforar formaciones más duras (Ver Figura 27). Por lo tanto, este tipo de brocas requiere, en general, un mayor peso sobre la broca (WOB) para perforar este tipo de formaciones.

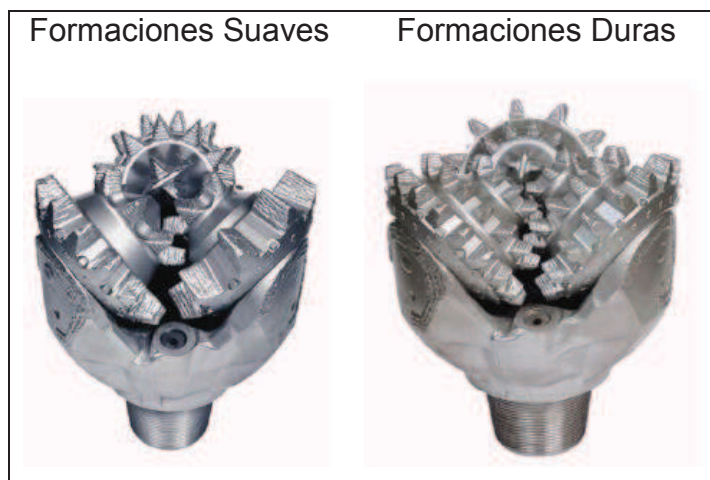


Figura 27. Estructuras de corte de dientes de acero para formaciones blandas y duras

FUENTE: (Tecnología de brocas tricónicas, 2004)

- **Insertos de Carburo de Tungsteno (TCI):** Los insertos de carburo de tungsteno (también llamados compactos) son dientes de carburo de tungsteno sintetizado que se insertan a presión en los orificios perforados en la superficie de los conos.

Para cada sección de la estructura de corte existe una gama de compactos que pueden utilizarse, dependiendo de la dureza de la formación que se deba perforar y de los objetivos de la aplicación. La Figura 28 muestra los compactos de calibre y los recortadores de calibre.



Figura 28. Compactos de calibre

FUENTE: (Tecnología de brocas tricónicas, 2004)

En la Figura 29 se muestran los compactos utilizados en la hilera externa. Los compactos acuñados en la hilera externa de la izquierda muestran la diferencia entre las brocas utilizadas en formaciones blandas y la estructura de corte para formaciones más duras.

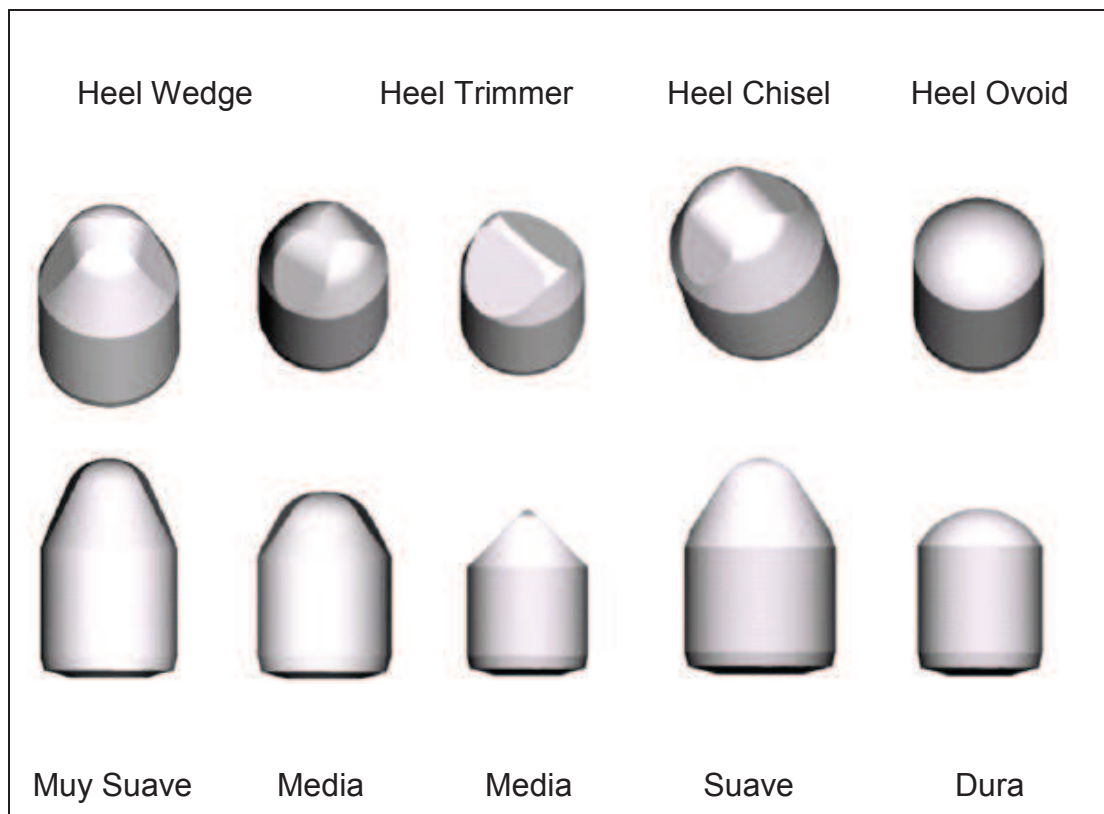


Figura 29. Compactos de la Hilera Externa

FUENTE: (Tecnología de brocas tricónicas, 2004)

La Figura 30 muestra la gama de formas de compactos utilizados en las hileras internas de la estructura de corte. Se diferencian por la aplicación en formaciones de distinta dureza.

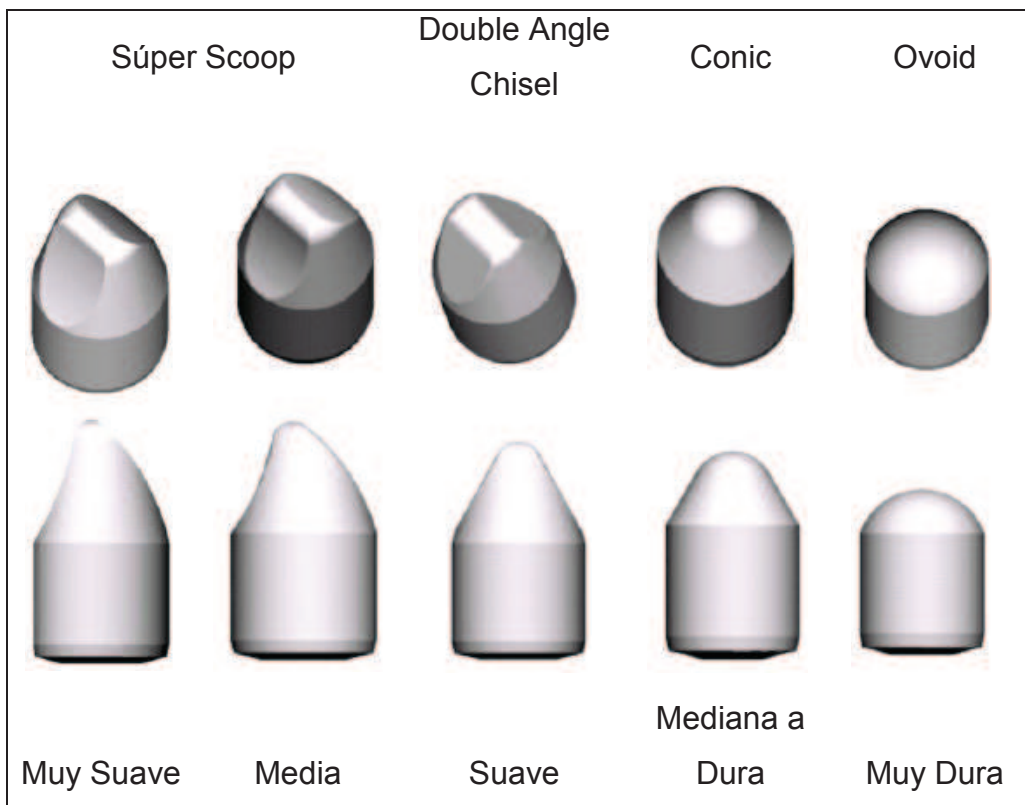


Figura 30. Compactos de la Hilera Interna

FUENTE: (Tecnología de brocas tricónicas, 2004)

2.4.2.1.1.2 Cojinetes y Sellos

Existen dos clasificaciones principales de diseños de cojinetes radiales en las brocas tricónicas: los cojinetes de rodillo anti-fricción y los cojinetes journal de fricción. Todas las clases de cojinetes cuentan con una sola hilera de bolas que se utilizan como mecanismo para la retención de los conos.

- **Cojinete de Rodillo:** Los cojinetes de rodillo siempre cuentan con una o más hileras de rodillos. Como se muestra en la Figura 31 se tiene un cojinete con dos hileras de rodillos. Los rodillos están ubicados para soportar la carga radial. Tolera altas RPM.

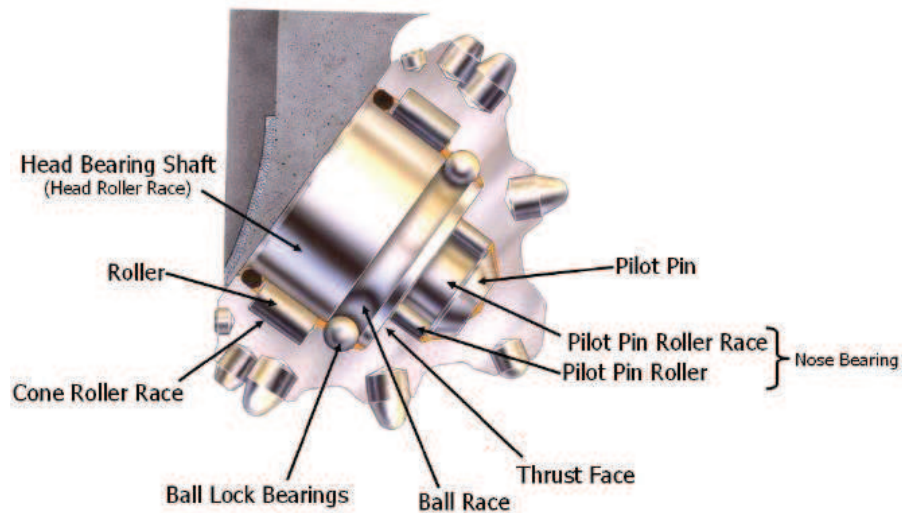


Figura 31. Componentes del cojinete de rodillo

FUENTE: (Tecnología de brocas tricónicas, 2004)

- **Cojinete de Fricción (Journal):** Es un perno sólido journal insertado en la superficie interior del cono, como se muestra en la Figura 32. El journal se convierte en el elemento primario de carga radial del cojinete. A este tipo de cojinete se le puede aplicar un mayor peso sobre la broca.

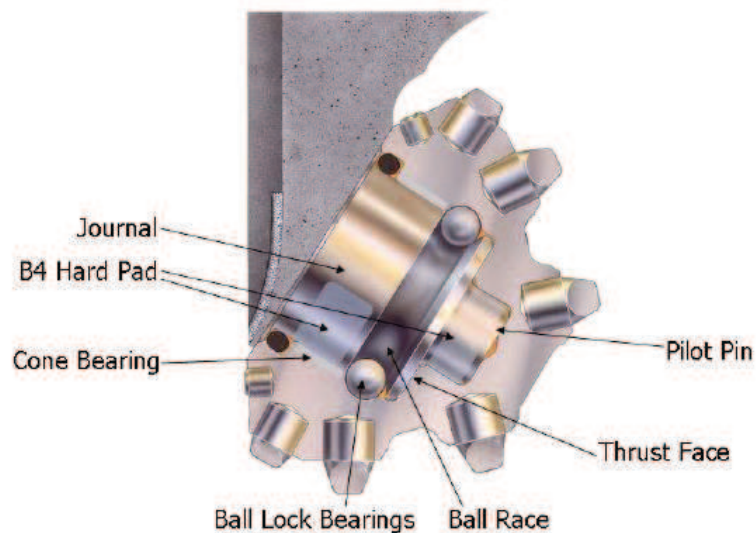


Figura 32. Componentes del Cojinete Journal

FUENTE: (Tecnología de brocas tricónicas, 2004)

- **Sellos:** La función del sello es mantener el lodo fuera de los cojinetes y el lubricante dentro de los mismos en forma eficaz. El sello elastómero O-Ring y el sello de cara metálica son los sistemas de sellos más comunes utilizados en las brocas de la actualidad.

2.4.2.1.1.3 Cuerpo de la Broca

Uno de los propósitos del cuerpo de la broca es dirigir el fluido de perforación para lograr una limpieza más efectiva en el fondo del pozo. El cuerpo de la broca tricónica consiste de:

- Una conexión roscada (espiga) que une la broca con la tubería de perforación.
- Tres ejes para los cojinetes en donde van montados los conos.
- Los depósitos que contienen el lubricante para los cojinetes.
- Las boquillas (TFA) a través de las cuales el fluido de perforación limpia y transporta del fondo los recortes.

2.4.2.1.2 Mecánica de Corte

La trituración es el mecanismo de falla de roca predominante para las brocas tricónicas (Figura 33). Junto con la acción de trituración, las brocas tricónicas cortan o excavan la formación según los factores de diseño de la broca que se han descrito en las secciones anteriores.

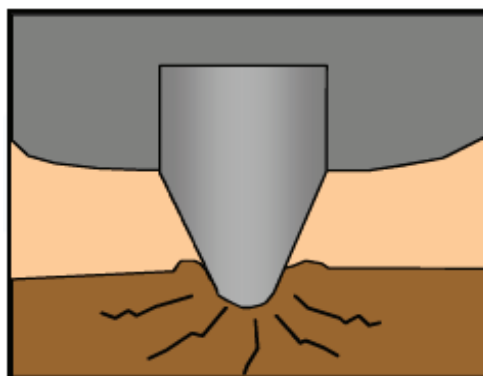
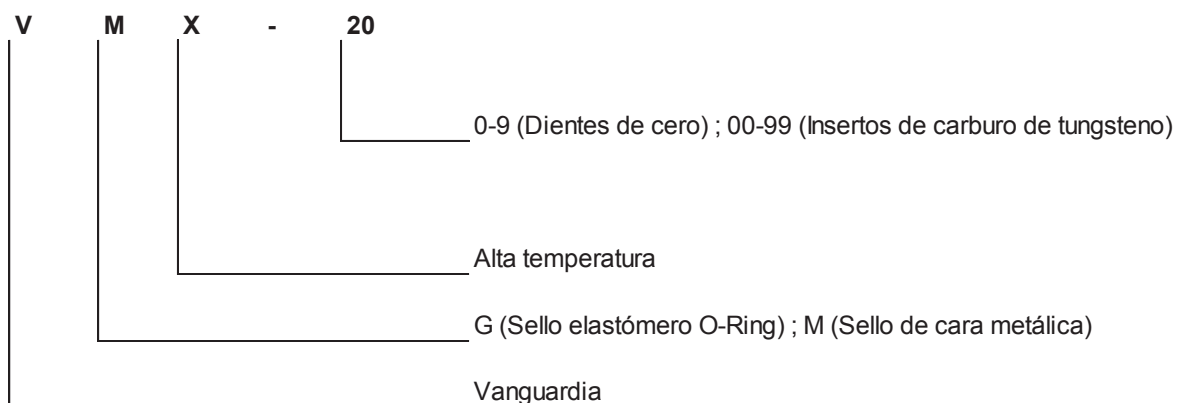


Figura 33. Fractura de la roca por trituración

FUENTE: (Tecnología de brocas tricónicas, 2004)

2.4.2.1.3 Nomenclatura

Dependiendo de la generación de las brocas, la nomenclatura puede variar, para el caso del presente estudio y por tratarse de brocas Tricónicas de última generación hasta el momento del desarrollo de este proyecto, se tomara en cuenta la siguiente nomenclatura:



2.4.2.2 Brocas PDC

Las brocas PDC pertenecen al conjunto de brocas de diamante con cuerpo sólido y cortadores fijos, que utilizan diamantes sintéticos. Por su diseño hidráulico y el de sus cortadores, actualmente este tipo de broca es la más usada para la perforación de pozos petroleros. También presenta ventajas económicas por ser reutilizables.

2.4.2.2.1 Componentes

La estructura de una broca PDC puede ser desglosada en tres partes principales:

- Estructura de Corte
- Cuerpo de la Broca
- Shank

La estructura de corte es una parte integral de la corona y es tratada como entidad única, debido a su importante papel en la aplicación de las brocas PDC. Todas las brocas PDC tienen básicamente los mismos componentes principales, solamente con diferentes cortadores y sistemas de entrega hidráulica.

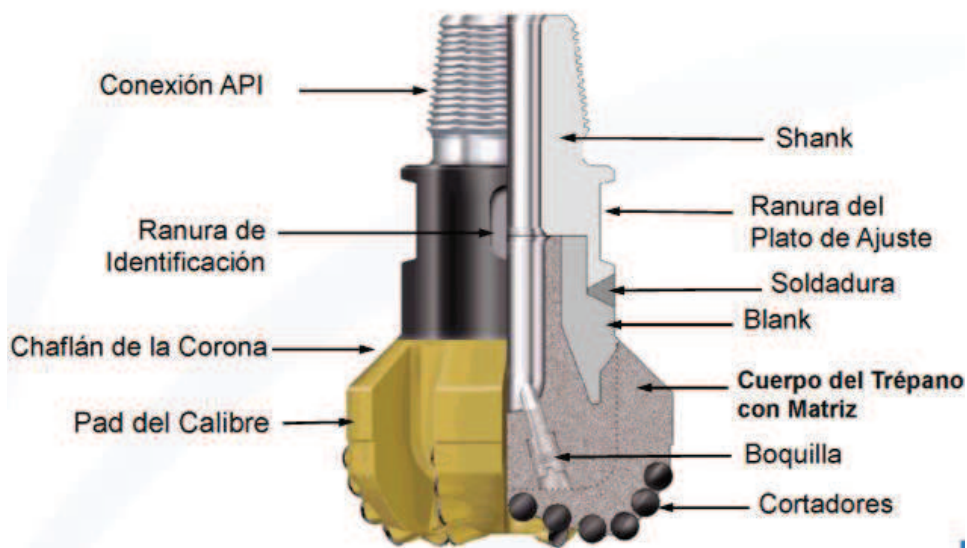


Figura 34. Sección transversal de una Broca PDC

FUENTE: (Diamond Tech Pre-Reading Guide, 2008)

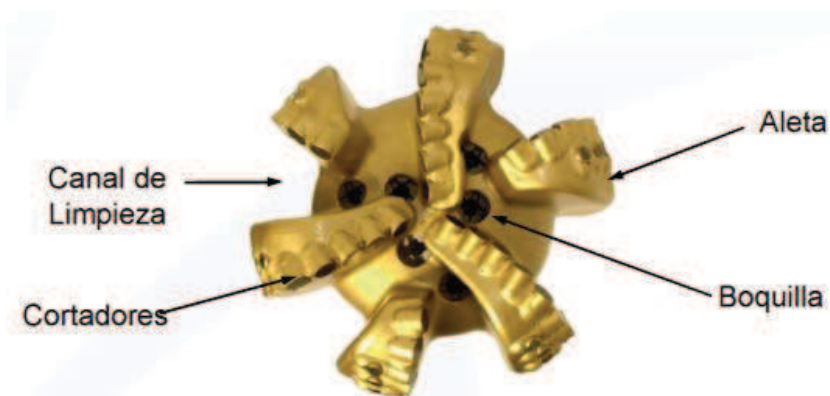


Figura 35. Vista Frontal de una Broca PDC

FUENTE: (HUGHES CHRISTENSEN, 2004)

2.4.2.2.1.1 Cortadores PDC

Un cortador PDC consiste de una serie de diamantes policristalinos sintéticos (tabla de diamante) unida a un sustrato de carburo de tungsteno cementado (soporte). La tabla de diamante tiene un borde biselado a 45° para mejorar la durabilidad.

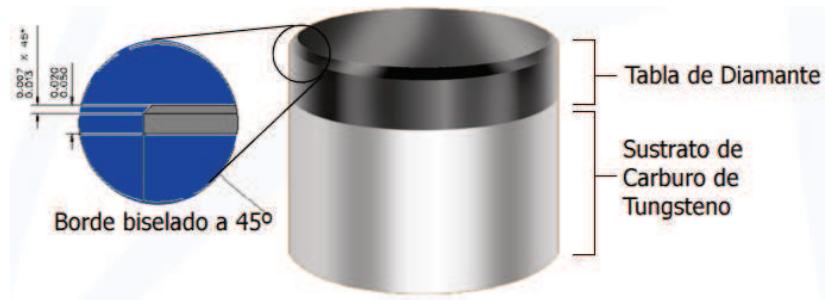


Figura 36. Componentes de un Cortador PDC

FUENTE: (Diamond Tech Pre-Reading Guide, 2008)

Los cortadores PDC más pequeños no son más resistentes que los cortadores más grandes. Una broca con cortadores pequeños inevitablemente tendrá más cortadores para una aleta dada. La Figura 37 muestra los tamaños de cortadores que se tiene dentro de la industria:

0.866" (22 mm)	●	Smith
0.750" (19 mm)	●	HCC, Smith, SecDBS, Hycalog
0.625" (16 mm)	●	HCC, Smith, SecDBS, Hycalog
0.529" (13.3 mm)	●	HCC, Smith, SecDBS, Hycalog
0.323" (8.2 mm)	●	HCC, Smith, SecDBS, Hycalog
0.25" (6 mm)	●	Smith

Figura 37. Tamaño de los cortadores PDC

FUENTE: (Diamond Tech Pre-Reading Guide, 2008)

La elección de un tamaño de cortador para una aplicación dada no es un proceso sencillo. Existe una tabla de rangos de aplicación de los tamaños de cortadores PDC como lo muestra la Figura 38.

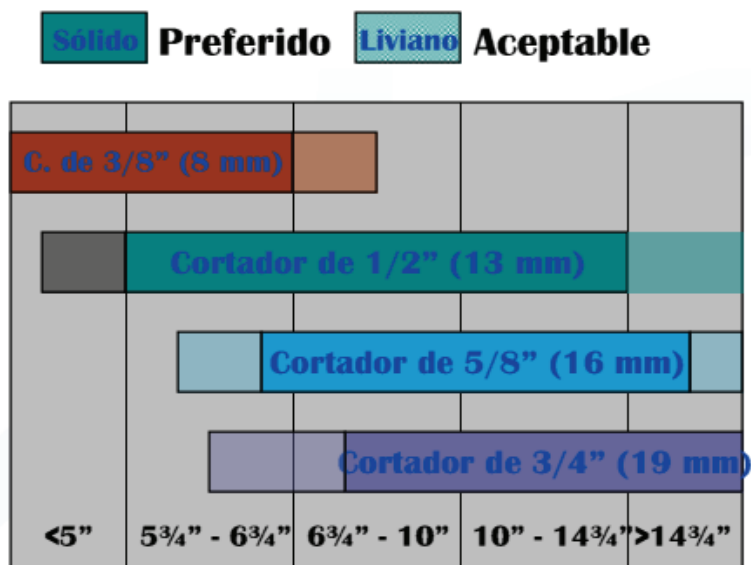


Figura 38. Tamaño de los cortadores PDC vs Tamaño de la Broca

FUENTE: (Diamond Tech Pre-Reading Guide, 2008)

2.4.2.2.2 *Mecánica de Corte*

El cortador PDC fractura la roca por corte. Durante esta acción de corte, la dirección de la carga y la fractura resultante son aproximadamente paralelas. A medida que el cortador penetra en la formación, la punta del cortador corta y elimina el material en capas, como lo muestra la Figura 39.

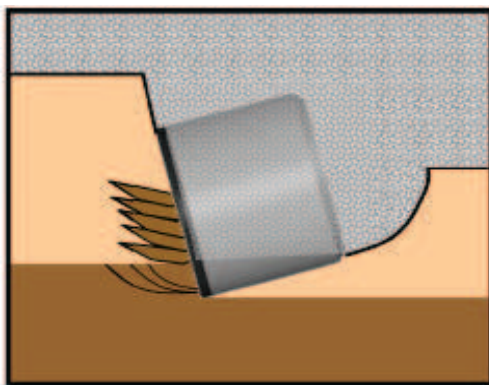


Figura 39. Fractura de la roca por corte

FUENTE: (Diamond Tech Pre-Reading Guide, 2008)

2.4.2.2.1 Profundidad de Corte

Un concepto importante cuando se habla sobre la mecánica de corte lo comprende la profundidad de corte. Esta es la distancia que el cortador se entierra en la formación, como lo ilustra la Figura 40.

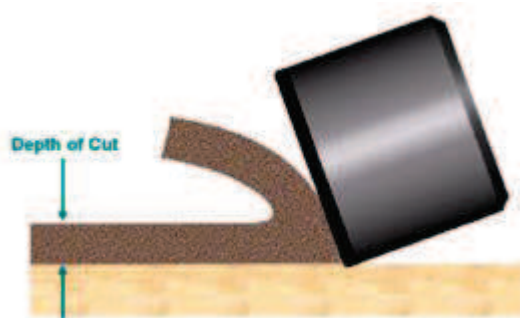


Figura 40. Profundidad de Corte

FUENTE: (Diamond Tech Pre-Reading Guide, 2008)

Cuando se conocen la tasa de penetración (ROP) y el régimen de rotación (RPM), se puede calcular la profundidad de corte por medio de la siguiente ecuación:

$$\text{Profundidad de corte} = \frac{\text{ROP} \left(\frac{\text{pie}}{\text{hora}} \right)}{\text{RPM} \times 5}$$

2.4.2.2.2 Eficiencia Mecánica

La energía específica (Es) es aquella que se necesita para remover una unidad de volumen de roca. Es una medida de la eficiencia mecánica de una broca. Es mejor contar con un valor bajo de energía específica. La energía por unidad de volumen aporta unidades de fuerza por área, que equivale al esfuerzo. La Energía Específica aborda la resistencia a la compresión de la roca en una broca eficiente. La eficiencia mecánica es de suma importancia cuando se perforan formaciones competentes como carbonatos y calizas. En estas rocas “duras”, una de las mejores formas para maximizar la ROP es contar con una estructura de corte eficiente. La definición matemática de la Energía específica (Es):

$$E_s = \frac{WOB}{A} + \frac{120\pi T(RPM)}{A(ROP)}$$

Donde:

A = área del pozo en pulg²

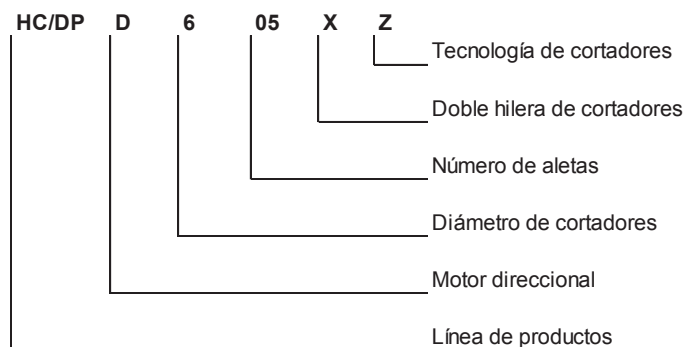
WOB = peso sobre la broca en libras

T = torque en ft-lb

ROP = rata de penetración en pie/hora

2.4.2.2.3 Nomenclatura

Dependiendo de la generación de las brocas, la nomenclatura puede variar, para el caso del presente estudio y por tratarse de brocas PDC de última generación hasta el momento del desarrollo de este proyecto, se tomara en cuenta la siguiente nomenclatura:



2.4.3 DINÁMICA DE LA PERFORACIÓN RELACIONADA CON LA BROCA

Durante el curso de las operaciones de perforación, el movimiento de la sarta de perforación dentro del pozo y la interacción de la broca con la formación generan vibraciones no deseadas y potencialmente dañinas en el fondo del pozo. Dado que la perforación de un pozo es un proceso dinámico, las vibraciones son inevitables. En muchos casos se puede tolerar y hacer frente a lo que se denomina vibraciones de “nivel bajo”. Sin embargo, la severidad de las vibraciones dentro del pozo pueden ser destructivas.

Se considera que la vibración es una de las principales causas de rotura prematura de las brocas PDC. Existen tres grandes mecanismos de vibración que pueden causar la rotura de la broca: vibración axial, vibración torsional y vibración lateral, como se aprecia en la Figura 41.

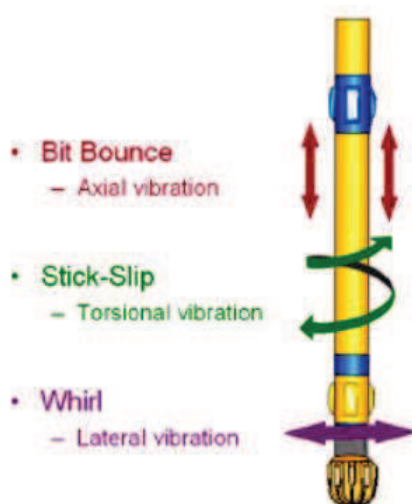


Figura 41. Tipos de Vibración

FIGURA: (Diamond Tech Pre-Reading Guide, 2008)

2.4.3.1 Vibraciones Axiales

Las vibraciones axiales ocurren en un plano vertical, paralelo a la dirección en la que la broca está perforando. La vibración axial de las brocas tricónicas es muy conocida. La armónica de la sarta de perforación establece un patrón de perforación de tres lóbulos que generan problemas considerables en la sarta, como muestra la Figura 42.

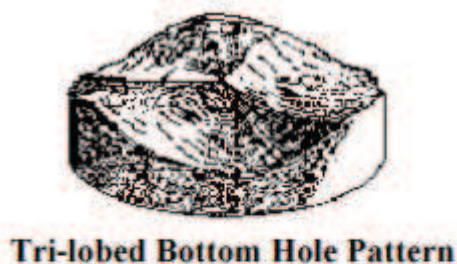


Figura 42. Tres lóbulos generados en el fondo del Pozo
FIGURA: (Vibration Stick-Slip, 1999)

En las brocas PDC puede haber cierta vibración axial producida por la interacción de la broca con la formación, pero es menos común que en las brocas tricónicas.

La severidad de las vibraciones pueden ser mostradas en rangos de niveles y colores para su rápida apreciación y corrección. A continuación la Tabla 2 indica el código de colores con los niveles de vibración axial que se presentan durante las operaciones de perforación, diferenciando el tipo de broca.

Broca	Color	Nivel	Broca	Color	Nivel
Tricónica	Verde	0, 1, 2	PDC	Verde	0, 1
	Amarillo	3, 4		Amarillo	2, 3
	Rojo	5, 6, 7		Rojo	4, 5, 6, 7

Tabla 2. Código de Colores y Nivel de Vibraciones

FUENTE: (Vibration Stick-Slip, 1999)

2.4.3.2 Vibraciones de Torsión

La vibración torsional, caracterizada en su condición extrema como stick-slip (torsional), es la rotación no uniforme de la broca. Desde el punto de vista de la broca, la vibración torsional se basa en la interacción del cortador y de la formación y en la fricción que genera el calibre. No obstante, cabe destacar que la fricción de los componentes de la sarta de perforación, en especial de los estabilizadores, podrían dar lugar a vibraciones torsionales independientes de la broca.

La tubería de perforación y BHA se pueden considerar como un resorte de torsión y una masa concentrada, respectivamente. Cuando comienza la rotación en la superficie, la masa concentrada tiende a quedarse atrás hasta que se genera el torque suficiente para superar la inercia de la masa y las fuerzas de fricción que están presentes. La velocidad de rotación de la masa entonces oscila sobre la velocidad rotatoria de la superficie. Estas oscilaciones se extinguen con el tiempo hasta que la velocidad de rotación de la broca coincide con la velocidad de rotación de la superficie. El período de una oscilación de torsión depende de las longitudes de la tubería de perforación y BHA, y sus diámetros respectivos, pero es generalmente entre 2 a 15 segundos. Ver Figura 43.

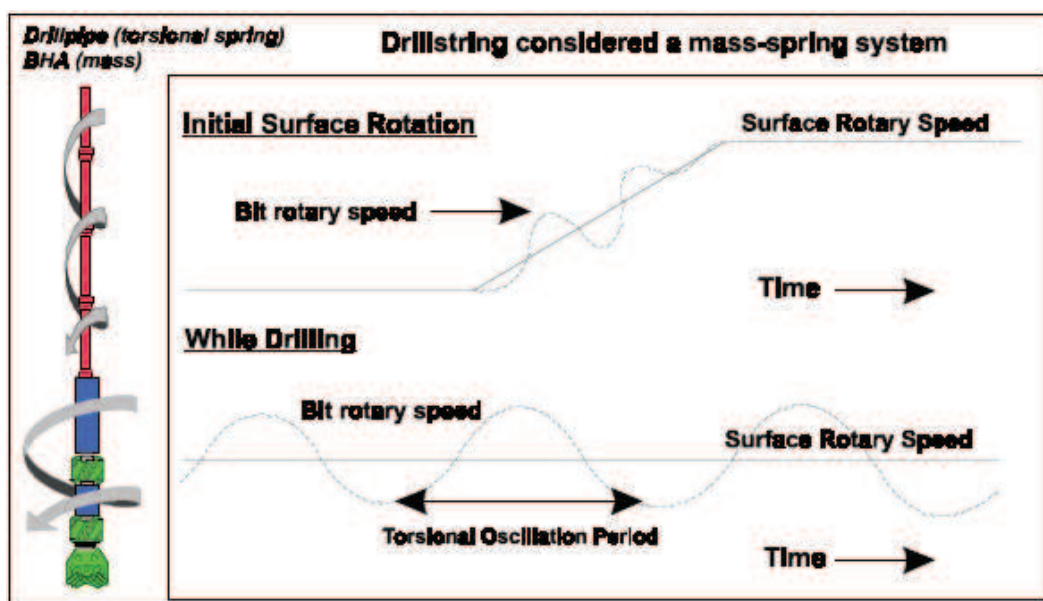


Figura 43. Oscilaciones Torsionales

FUENTE: (Vibration Stick-Slip, 1999)

Stick-Slip es un caso extremadamente grave y persistente de la oscilación de torsión, en el que la broca momentáneamente se haya detenida por completo y luego se libera. El Stick Slip se debe a los altos niveles de fricción que impiden la rotación del BHA y la broca. Un alto nivel de fricción se puede dar por varias causas, incluyendo pandeo o remolino (whirling) del BHA, o acción de corte agresivo en una broca PDC.

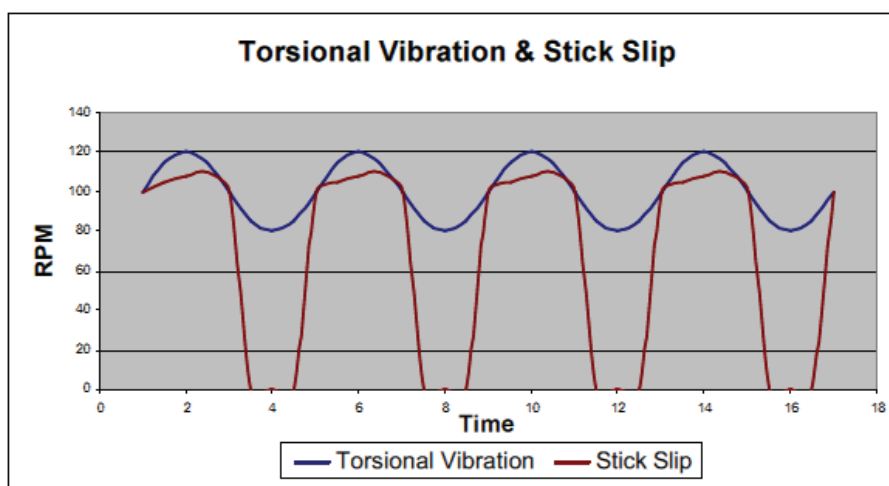


Figura 44. Comparación entre Vibración Torsional y Stick Slip

FUENTE: (Diamond Tech Pre-Reading Guide, 2008)

Cuanto más larga sea la sarta peor será la vibración torsional, así mismo el diámetro de la sarta también influye, por ejemplo, el potencial de vibración torsional es mayor para una broca de 12 ¼" con drill pipe de 4 ½" que para uno con tubería de 5 ½".

A continuación la Tabla 3 indica el código de colores con los niveles de vibración torsional que se presentan durante las operaciones de perforación.

Color	Nivel	Descripción
Verde	0	Normal
Rojo	1	Rotación hacia atrás

Amarillo	2	Oscilación Torsional
Rojo	3	Stick-Slip

Tabla 3. Código de Colores y Nivel de Vibraciones

FUENTE: (Vibration Stick-Slip, 1999)

2.4.3.3 Vibraciones Laterales

La vibración lateral de la broca es lo que comúnmente se denomina remolino de la broca (bit whirl). Al igual que la vibración torsional, el BHA puede presentar un movimiento de remolino. Un diseño de broca estable no brindará beneficio alguno si el problema de vibración está relacionado con remolino. Tal como su nombre lo indica, se trata de un tipo de vibración que causa movimiento lateral. El resultado de la vibración lateral es que la broca no rota alrededor de su centro geométrico, sino que pivota alrededor de un punto en el calibre que se desplaza permanentemente alrededor de la broca.

La inestabilidad lateral se hace más evidente en patrones de fondo de pozo, como se aprecia en la Figura 45. Los cortadores realizarán instantáneamente un movimiento lateral e incluso hacia atrás, y quedarán sujetos a altas aceleraciones. Esto trae como resultado cargas de alto impacto que fracturan los cortadores.

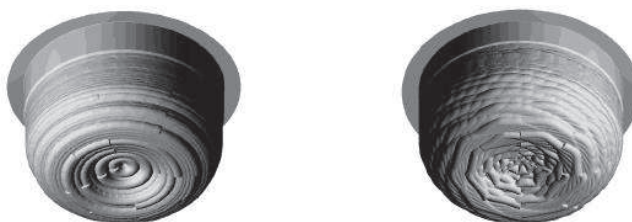


Figura 45. Patrones de fondo de pozo estable y con remolino

FUENTE: (Diamond Tech Pre-Reading Guide, 2008)

A continuación la Tabla 4 indica el código de colores con los niveles de vibración lateral que se presentan durante las operaciones de perforación.

Color	Nivel
Verde	0, 1, 2
Amarillo	3, 4
Rojo	5, 6, 7

Tabla 4. Código de Colores y Nivel de Vibraciones

FUENTE: (Vibration Stick-Slip, 1999)

2.4.4 EVALUACIÓN DE BROCAS DESGASTADAS EMPLEANDO LA CLASIFICACIÓN IADC

La Tabla 5 de clasificación IADC para brocas desgastadas permite registrar ocho factores o criterios de evaluación del desgaste. La tabla aplica tanto para brocas tricónicas como para brocas PDC, a pesar de que existen diferentes códigos de desgaste para cada una.

ESTRUCTURA CORTADORA				COJINETE	CALIBRE	OBSERVACIONES	
HILERA INTERIOR	HILERA EXTERIOR	CARACT. DESGASTE	UBICACION	COJINETE SELLO	GAUGE CALIBRE	OTRAS CARACTERIST.	RAZON DE SALIDA

Tabla 5. Evaluación de Brocas desgastadas empleando la Clasificación IADC

FUENTE: (IADC Dull Grading System)

2.4.4.1 Estructura cortadora interior y exterior

En las columnas 1 y 2 se emplea una escala lineal de 0 a 8 para describir la condición de la estructura de corte, para cada tipo de broca se tiene:

- **Brocas de Dientes de Acero:** Se mide el desgaste de la altura del diente. Ver Figura 46.
0: El diente no perdió altura.

8: El diente perdió toda su altura.

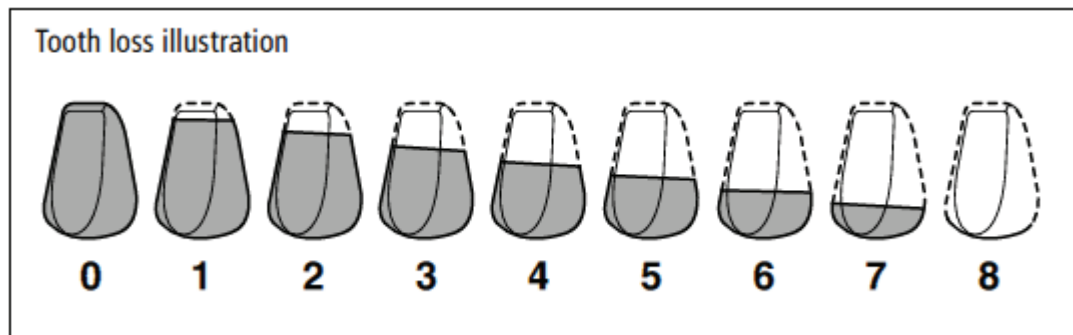


Figura 46. Ilustración de pérdida de los dientes

FUENTE: (IADC Dull Grading System for Roller Cone Bits)

- **Brocas de Insertos:** Se mide el desgaste de la altura del inserto más rotura.
 - 0: Sin pérdida de la estructura de corte.
 - 8: Pérdida total de la estructura de corte.
- **Brocas PDC:** Se mide el desgaste del cortador más rotura. Ver Figura 47.
 - 0: Sin pérdida de la estructura de corte.
 - 8: Pérdida total de la estructura de corte.

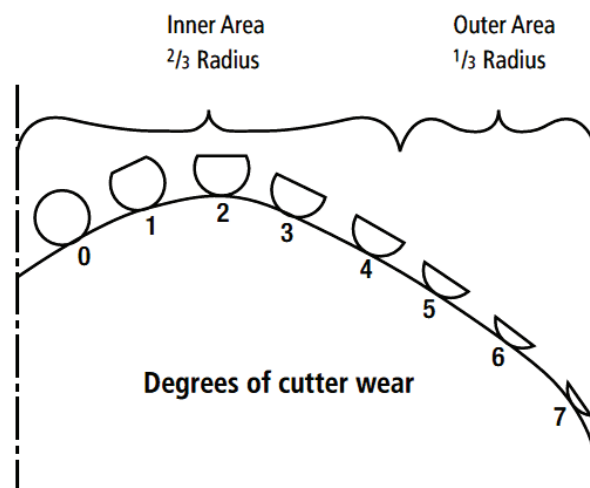


Figura 47. Ilustración del desgaste de un Cortador PDC

FUENTE: (IADC Dull Grading System for Fixed Cutter Bits)

2.4.4.2 Características del desgaste

En la columna 3 se evalúa el desgaste que sufrió la broca durante su trabajo de perforación, se emplean los siguientes códigos que describen su característica.

*BC	Cono Roto	*LC	Cono perdido
BF	Falla en la soldadura	LN	Boquilla perdida
BT	Diente/Cortador roto	LT	Diente perdido
BU	Broca Embolada	OC	Desgaste excéntrico
*CC	Cono fisurado	PB	Broca comprimida
CD	Cono arrastrado	PN	Boquilla tapada
CI	Interferencia de conos	RG	Calibre redondeado
CR	Coroneado	RO	Anillamiento
CT	Cortadores astillados	SD	Daño en extremo de pata
ER	Erosión	SS	Autoafilado
FC	Crestas achatadas	WO	Wash Out (Lavado)
HC	Sobrecalentamiento	WT	Desgaste normal
JD	Daño por Chatarra	NO	Sin desgaste

*Muestra el número de conos.

2.4.4.3 Ubicación

En la columna 4 se especifica la ubicación de la característica del desgaste, para ello se emplean los siguientes códigos.

Brocas Tricónicas		Brocas PDC	
N	Nariz	N	Nariz
M	Intermedia	C	Cono
G	Calibre	G	Calibre
A	Todas	A	Todas
		S	Hombro
		T	Taper

2.4.4.4 Sellos/Cojinetes

- **Cojinetes no Sellados:** Escala lineal estimando la vida utilizada (0 – 8).
- **Cojinetes Sellados:** Escala lineal estimando la vida utilizada (0 – 8).

E	Efectivos
F	Fallados
N	Imposible Graduar
X	Brocas PDC

2.4.4.5 Calibre

En la columna 6 se reporta el diámetro de la broca y si ha ocurrido alguna reducción. El anillo de calibre que tiene un tamaño nominal debe ser usado para esta medida. La distancia entre el cono de bajo calibre y el anillo de calibre se multiplica por 2/3 y redondeado el valor más cercano de 1/16 pulgadas da el valor exacto de la reducción del diámetro. En la Tabla 6 se puede ver los códigos empleados para la evaluación.

Condición del Calibre	
Código	Explicación
I	En Calibre
1/16	Bajo Calibre hasta 1/16"
2/16	Bajo Calibre de 1/16" a 1/8"
3/16	Bajo Calibre de 1/8" a 3/16"
4/16	Bajo Calibre de 3/16" a 1/4"

Tabla 6. Condición del Calibre

FUENTE: (IADC Dull Grading System for Fixed Cutter Bits)

2.4.4.6 Otra Característica del Desgaste

La columna 7 indica una característica secundaria de la broca que no se limita con la estructura de corte. Se utiliza los mismos códigos empleados en la columna 3 de la Tabla 5.

2.4.4.7 Razón de Salida

En la columna 8 se reporta la razón de por qué fue sacada la broca a superficie, para ello se emplean los siguientes códigos.

BHA	Cambio de ensamblaje de fondo
DMF	Falla de motor de fondo
DSF	Falla de sarta de perforación
DST	Prueba de producción
DTF	Falla de herramienta de fondo
LOG	Corrida de registros
RIG	Reparación del equipo
CM	Condiciones del lodo
FM	Cambio de Formación
HP	Problemas en el hoyo
HR	Horas perforando
PR	Rata de penetración

2.4.5 ANÁLISIS DE HIDRÁULICA

Para el análisis de la hidráulica se presenta una secuencia de conceptos y cálculos con el fin de analizar con rapidez y exactitud los diversos parámetros de la hidráulica de la broca. Se proporcionan ciertas reglas básicas como lineamientos para que los lectores interpreten los datos resultantes. Debe recordarse que dichas “reglas” no son absolutas y tampoco se aplican a todos los casos. Cada vez que se excedan los valores máximos, existe la posibilidad de reducir la vida útil de la broca.

2.4.5.1 Parámetros Empleados en los Cálculos de Hidráulica

2.4.5.1.1 *Pérdida de Presión en la Broca (ΔP_b)*

Es la presión de circulación que consume la broca. En general cuando se utiliza entre el 50% y el 65% de la presión superficial en la broca, se obtiene normalmente una hidráulica adecuada.

$$\Delta P_b = \frac{156.5(Q^2)(MW)}{[(J_1)^2 + (J_2)^2 + (J_3)^2 + \dots (J_n)^2]^2} \text{ (psi)}$$

Donde:

Q = tasa de flujo en galones

MW = peso del lodo en lb/gal

J = tamaño de las boquillas en 1/32 de pulgada

2.4.5.1.2 *Caballaje de Fuerza Hidráulica (HHP_b)*

Calcula el total de caballos de fuerza hidráulica disponibles a lo largo de la cara de la broca. Los caballos de fuerza hidráulica son una medida del trabajo que se realiza al moverse el fluido.

$$HHP_b = \frac{Q \times \Delta P_b}{1714} \text{ (HP)}$$

2.4.5.1.3 *Caballaje Hidráulico por Pulgada Cuadrada (HSI)*

Convierte el total de los caballos de fuerza hidráulica en la broca a caballos de fuerza hidráulica disponibles por pulgada cuadrada de la cara de la broca. Un intervalo general de HSI para la perforación optimizada es 2.5 a 5.

$$HSI = \frac{HHP_b \times 1.27}{(\text{Diámetro broca})^2} \text{ (HP/pulg}^2\text{)}$$

2.4.5.1.4 *Velocidad de las Boquillas (V_n)*

Calcula la velocidad a la cual se mueve el fluido a través de las boquillas de la broca a la tasa existente de flujo. La velocidad de las boquillas varía entre 250 y 450 pies/seg para la mayoría de las operaciones de perforación.

$$V_n = \frac{417.2 \times Q}{(J_1)^2 + (J_2)^2 + (J_3)^2 + \dots (J_n)^2} \text{ (ft/seg)}$$

2.4.5.1.5 *Fuerza de Impacto (I.F.)*

Proporciona el total de la fuerza en libras que se ejerce en la cara de la formación al hacer circular el fluido a través de las boquillas de la broca. En la mayoría de las operaciones de perforación se maximiza la Fuerza de impacto cuando el 50% de la presión superficial se consume en la broca.

$$I.F. = \frac{V_n(Q)(MW)}{1930} \text{ (libras)}$$

2.4.5.1.6 *Fuerza de Impacto por Pulgada Cuadrada (I.F./pulg²)*

Convierte la Fuerza total de impacto en la fuerza disponible por pulgada cuadrada del área de la cara de la broca.

$$I.F./\text{pulg}^2 = \frac{I.F. \times 1.27}{(\text{Diámetro broca})^2} \text{ (libras/pulg}^2\text{)}$$

2.4.5.1.7 *Porcentaje de la Pérdida de Presión en la Broca (%PSI_b)*

Proporciona el porcentaje de la presión total de superficie (stand pipe) que se consume en la broca. Este es el parámetro complementario en ΔP_b .

$$\%PSI_b = \frac{\Delta P_b}{SPP} \times 100 \text{ (\%)}$$

Donde:

SPP = presión en la tubería vertical (stand pipe) en psi

2.4.5.1.8 *Caballaje Hidráulico Total del Sistema de Circulación (HHP_{SISTEMA})*

Permite calcular el caballaje hidráulico total que se consume en todo el sistema de circulación. Se utiliza como criterio de comparación de la eficiencia del programa hidráulico.

$$HHP_{SISTEMA} = \frac{SPP \times Q}{1714} (HP)$$

2.4.5.2 Optimización de la Hidráulica

Después de establecer la hidráulica de la broca, es necesario optimizarla para cada situación de perforación específica. Esta optimización de la hidráulica se inicia estableciendo la caída máxima de presión a través de la broca y que se puede lograr con los equipos y fluidos de perforación utilizados.

Los pasos que se verán a continuación se utilizan para dimensionar las boquillas de la broca y lograr un caballaje hidráulico máximo en la misma, para una limpieza óptima de esta y del hoyo, maximizando la fuerza de impacto del fluido sobre la formación, con el fin de obtener una mayor ROP, o logrando una solución intermedia entre las anteriores.

Paso 1.- Compare el equipo superficial del taladro con los tipos de equipos descritos en la Tabla 7. Seleccione el número del tipo que se acerca más al equipo del taladro.

Tipo	Tubo Vertical		Manguera		Unión Giratoria		Kelly	
	Long. (pies)	I.D. (pulg)	Long. (pies)	I.D. (pulg)	Long. (pies)	I.D. (pulg)	Long. (pies)	I.D. (pulg)
1	40	3	45	2	4	2	40	2 ¼
2	40	3 ½	55	2 ½	5	2 ¼	40	3 ¼
3	45	4	55	3	5	2 ¼	40	3 ¼
4	45	4	55	3	6	3	40	4

Tabla 7. Tipos de Equipos Superficiales

FUENTE: (Manual de Ingeniería – Fluidos de Perforación y Completación, 2005)

Paso 2.- Utilizando el número del tipo de equipo y la tasa de flujo, determine la pérdida de presión a través del equipo de superficie (P_s), a partir del Anexo 6.

Paso 3.- Establezca la presión disponible para la selección de la boquilla. Esta presión es:

$$P_B = P_{sistema\ max} - P_{aT} - P_{pT} - P_s \text{ (psi)}$$

Donde:

$P_{sistema\ max}$ = presión máxima de la bomba en psi

P_{aT} = pérdida de presión en el anular en psi

P_{pT} = pérdida de presión en la sarta de perforación en psi

Paso 4.- Calcule el área total óptima de las boquillas:

$$TFA_t = \frac{Q}{2.96 \left[\frac{1238.5 \times C \times P_B}{\rho} \right]} \text{ (pulg}^2\text{)}$$

Donde:

C = constante:

0.65 para HSI máximo

0.48 para fuerza de impacto máxima

0.59 para la solución intermedia HSI-Fuerza de impacto

Paso 5.- Utilice los algoritmos que se presentan a continuación para determinar el tamaño de los Jets:

$$J_1 = \left[\frac{1303.797}{N} TFA_t \right]^{1/2}$$

$$J_3 = \left[\frac{1303.797}{N-2} \left(TFA_t - \frac{J_1^2 + J_2^2}{1303.797} \right) \right]^{1/2}$$

$$J_4 = \left[\frac{1303.797}{N-3} \left(TFA_t - \frac{J_1^2 + J_2^2}{1303.797} \right) \right]^{1/2}$$

$$J_{N-3} = \left[\frac{1303.797}{4} \left(TFA_t - \frac{J_1^2 + \dots + J_{N-4}^2}{1303.797} \right) \right]^{1/2}$$

$$J_{N-1} = \left[\frac{1303.797}{2} \left(TFA_t - \frac{J_1^2 + \dots + J_{N-2}^2}{1303.797} \right) \right]^{1/2}$$

$$J_N = \left[\frac{1303.797}{1} \left(TFA_t - \frac{J_1^2 + \dots + J_{N-1}^2}{1303.797} \right) \right]^{1/2}$$

Donde:

J = tamaño de la boquillas en 1/32 de pulgada, lo cual debe redondearse al número entero más cercano

N = número total de boquillas que tiene la broca

El caudal afecta todo el programa de hidráulica. Con frecuencia, el aumento de caudal produce un efecto mayor en la hidráulica que la optimización a un caudal específico. El cambio de caudal depende de las capacidades de las bombas de fluido en uso, las presiones nominales de los equipos superficiales y el efecto de la tasa de bombeo mayor sobre la estabilidad del hoyo y el ECD. Estos factores deben considerarse como un grupo cuando se esperen cambios en la hidráulica.

2.5 PROBLEMAS COMUNES PRESENTADOS DURANTE LA PERFORACIÓN

2.5.1 PEGA DE TUBERÍA

Las operaciones planeadas se suspenden cuando las fuerzas del hueco abajo no permiten que se mueva la sarta fuera del mismo. Los mecanismos de pega de tubería son: pega mecánica o empaquetamiento, pega diferencial y pega geométrica.

2.5.1.1 Pega Mecánica o Empaquetamiento

El empaquetamiento se da cuando los sólidos de formación (recortes, derrumbes) se asientan alrededor de la sarta de perforación.

2.5.1.1.1 Causas de Empaquetamiento

2.5.1.1.1.1 Recortes Asentados

Los recortes de perforación no son transportados fuera del hueco debido a la baja velocidad anular y/o malas propiedades reológicas del lodo. Cuando se deja de circular los recortes caen y empaquetan la sarta de perforación. Ver Figura 48.

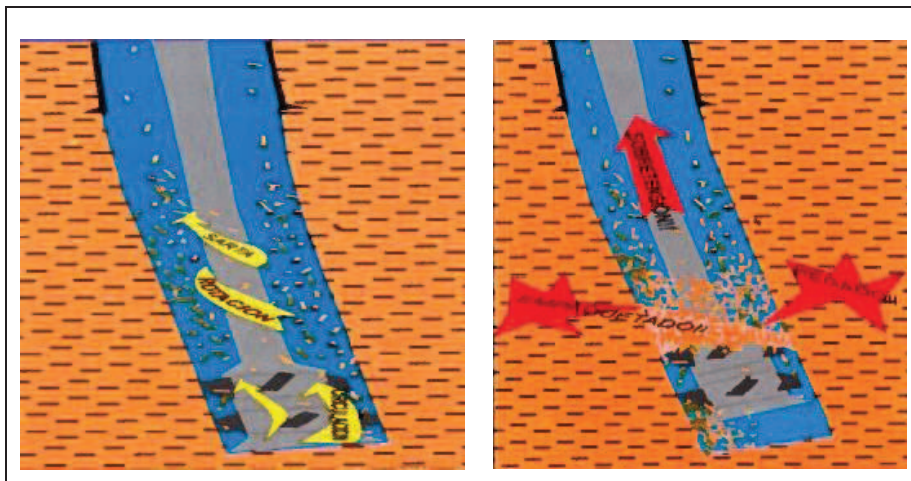


Figura 48. Recortes Asentados en Pozos con ángulo de 0 a 35°

FUENTE: (Training to Reduce Unscheduled Events, 1998)

En pozos con ángulos mayores a 35°, los recortes de perforación se asientan en el lado bajo del hueco y forman lo que comúnmente se llama cama de recortes. Ver Figura 49.

Mientras se saca la tubería del hueco, la cama de recortes es arrastrada hacia arriba cerca al ensamblaje de fondo (BHA) empaquetando la sarta.

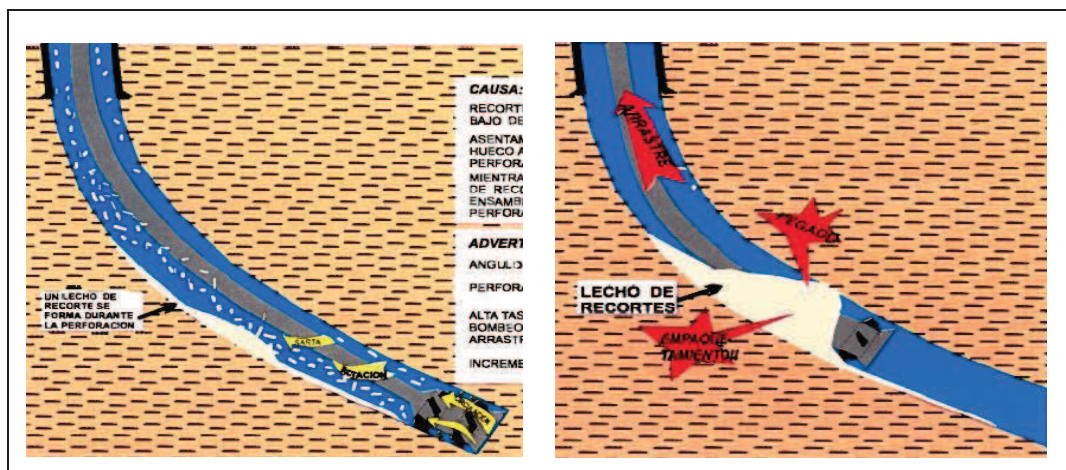


Figura 49. Recortes Asentados en Pozos con ángulo mayores a 35°

FUENTE: (Training to Reduce Unscheduled Events, 1998)

La limpieza del hueco es afectada básicamente por 6 factores:

- **Rata de Penetración (ROP):** Determina el volumen de recortes en los retornos del lodo.
- **Estabilidad del Hueco:** La carga de derrumbes se adiciona a los recortes del lodo.
- **Velocidad Anular:** Levantamiento de los recortes.
- **Reología del lodo:** Transporta y mantiene en suspensión los recortes.
- **Tiempo de Circulación:** Transporta los recortes a la superficie.
- **Ángulo del Hueco:** Reduce la habilidad para limpiar el hueco.

2.5.1.1.1.2 Inestabilidad de Lutitas

Las lutitas se caracterizan por poseer una alta sensibilidad al agua, al ser perforadas por un fluido con poca concentración de inhibidores, las lutitas absorben el agua y se hinchan dentro de las paredes del hueco. Esta reacción depende del tiempo de exposición como se muestra en la Figura 50.

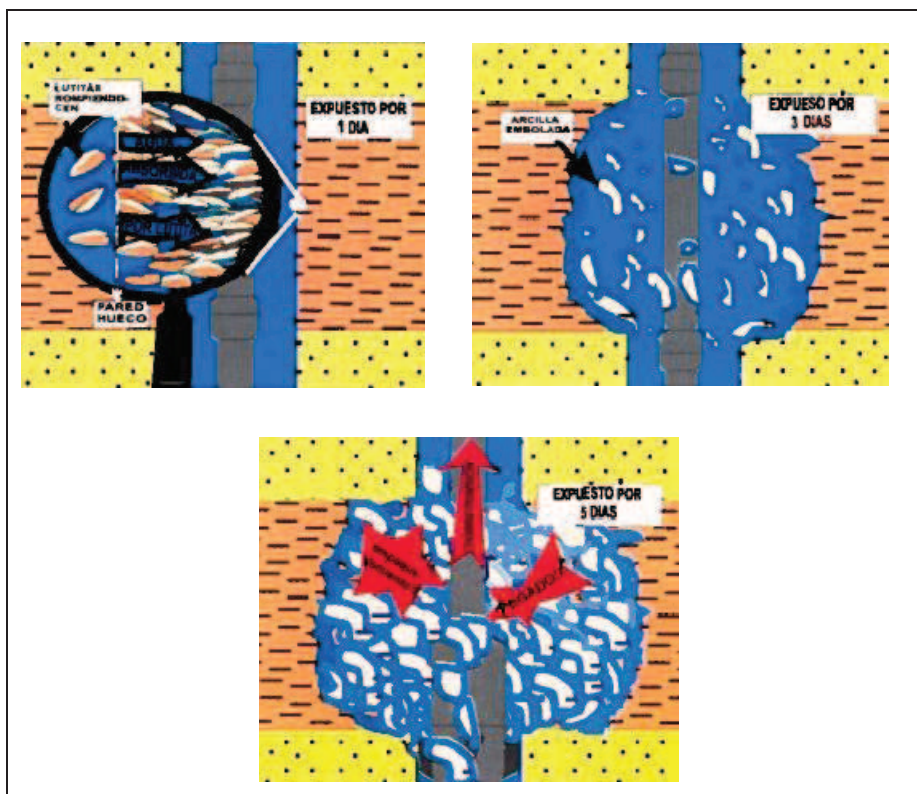


Figura 50. Tiempo de Exposición de la Lutita frente al Fluido de Perforación

FUENTE: (Training to Reduce Unscheduled Events, 1998)

2.5.1.1.1.3 Formaciones no Consolidadas

Las formaciones no consolidadas son formaciones sin cemento como la arena y gravilla, las cuales al no tener una costra de lodo adecuada, no se apoyan sobre el balance hidrostático y caen dentro del hueco empaquetando la sarta de perforación, en la Figura 51 se muestra este tipo de empaquetamiento.

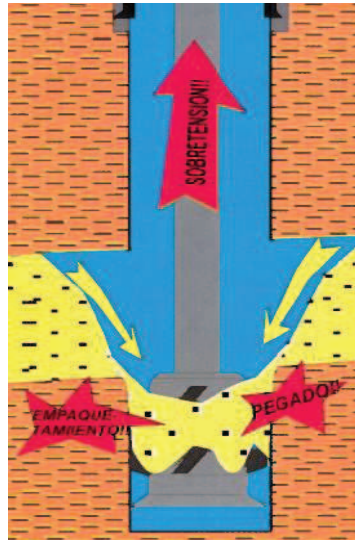


Figura 51. Empaquetamiento a Causa de Formaciones no Consolidadas

FUENTE: (Training to Reduce Unscheduled Events, 1998)

2.5.1.1.4 Formaciones Fracturadas

Cuando se tiene formaciones fracturadas, el mantener una buena costra de lodo puede ayudar a sostener la formación en algunos casos. Generalmente formaciones fracturadas naturalmente requieren de tiempo para su estabilización. En la Figura 52 se muestra que pedazos de formaciones fracturadas caen al hueco atascando la sarta de perforación.

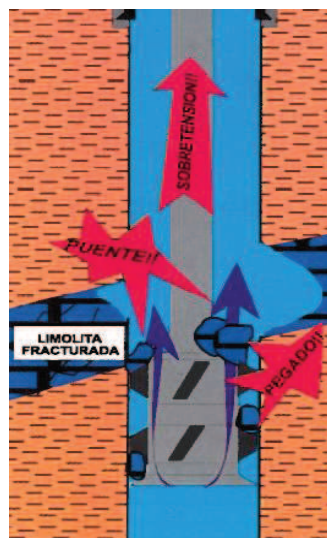


Figura 52. Empaquetamiento a Causa de Formaciones Fracturadas

FUENTE: (Training to Reduce Unscheduled Events, 1998)

2.5.1.1.1.5 Cemento Blando

Cuando bajamos la sarta en cemento no fraguado e intentamos circular, la presión de bomba sobre el cemento “verde” actúa como un catalizador para endurecer el cemento, ocasionando que la sarta quede sin rotación y sin circulación, es decir pegada. La Figura 53 muestra la secuencia de este tipo de pega de tubería.

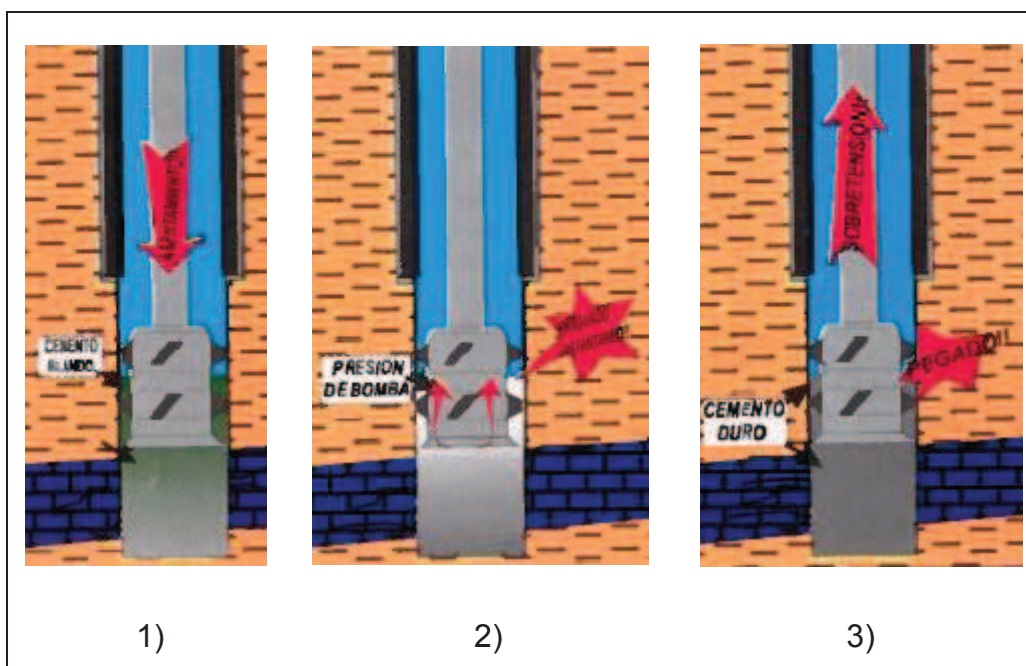


Figura 53. Secuencia de Empaquetamiento a Causa del Cemento Blando

FUENTE: (Training to Reduce Unscheduled Events, 1998)

2.5.1.1.1.6 Chatarra

La causa de empaquetamiento por chatarra es común durante las operaciones de perforación, normalmente ocurre por el pobre mantenimiento de la caseta de la mesa, cubierta del hueco no instalada y fallas en el equipo de fondo. La Figura 54 muestra un ejemplo de este tipo de pega.

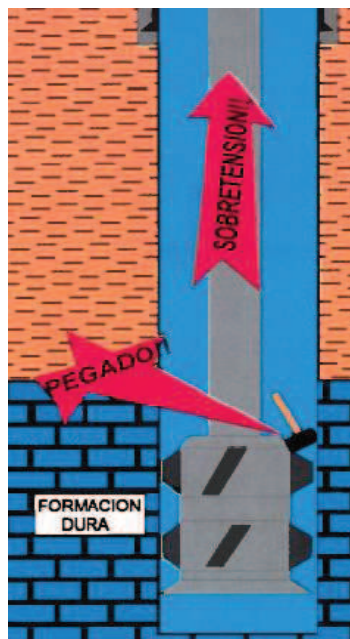


Figura 54. Empaquetamiento a Causa de Chatarra

FUENTE: (Training to Reduce Unscheduled Events, 1998)

2.5.1.2 Pega Diferencial

La pega de tubería es una de las causas más comunes de pega de tubería. Las condiciones claves para que se dé la pega diferencial son:

- **Formación permeable:** Puede ser arenisca o caliza fracturada. En este tipo de formación una costra de lodo se forma en la pared debido a la pérdida de fluido. Una costra gruesa incrementa el potencial de pega. Ver Figura 55.
- **Sobre balance:** Presión del fluido en el pozo mayor que la presión de formación.

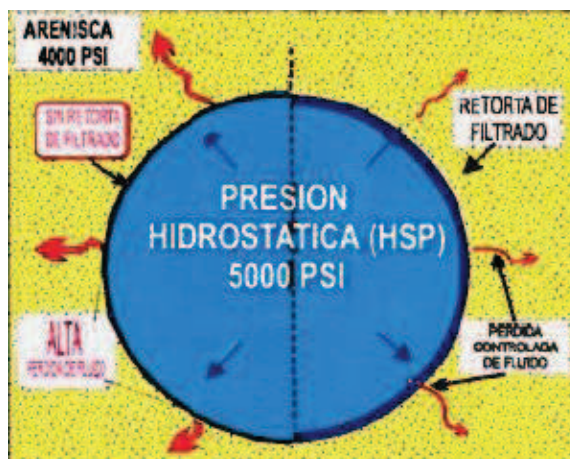


Figura 55. Formación de Costra de lodo dinámica en la Fm. Permeable

FUENTE: (Training to Reduce Unscheduled Events, 1998)

- **Sarta de perforación hace contacto con la costra de lodo:** Las paredes hueco con ángulo y/o ensamblajes de fondo inestables incrementan el potencial de pega.
- **Paro en el movimiento de la sarta:** Desarrolla una costra de lodo estática y consecuentemente incrementa el grosor de la costra. Esta costra estática sella la presión hidrostática de la parte trasera de la tubería y comienza a desarrollarse una fuerza diferencial. Ver Figura 56.

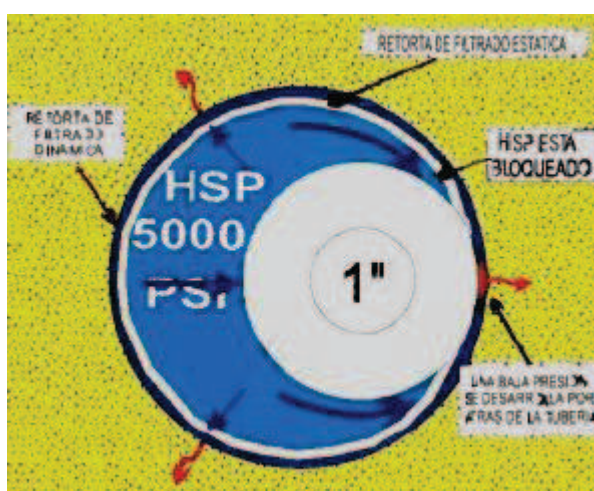


Figura 56. Formación de Costra de lodo estática en la Fm. Permeable

FUENTE: (Training to Reduce Unscheduled Events, 1998)

A través del tiempo, el área de la tubería sellada con la costra de lodo se incrementa. Un alto sobre balance aplica una fuerza de pega diferencial hacia el área de contacto de la sarta de perforación como muestra la Figura 57. Se requiere acción inmediata para liberar la sarta de perforación.

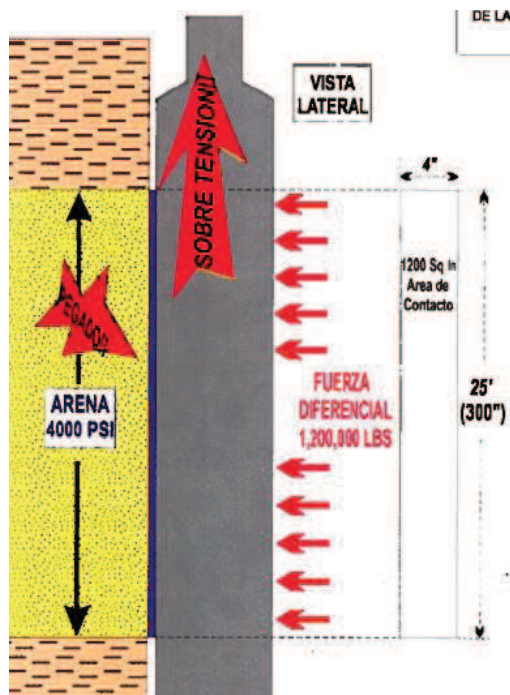


Figura 57. Vista Lateral de una Pega Diferencial

FIGURA: (Training to Reduce Unscheduled Events, 1998)

La fuerza requerida para vencer una pega diferencial está descrita por la siguiente ecuación:

$$FUEZA = \Delta P \times A \times C$$

Donde:

ΔP = presión diferencial entre la formación y la columna de lodo en psi

A = área de contacto simplificada (pulg²)

C = coeficiente de fricción (depende de la zona permeable y el tipo de lodo en uso)

2.5.1.3 Geometría del Pozo

Las indicaciones de los problemas de la geometría del hueco solamente se pueden observar cuando el ensamblaje de fondo se está moviendo dentro de la sección del hueco.

2.5.1.3.1 Causas

2.5.1.3.1.1 Ensamblaje Rígido

No hacer cambios dramáticos del ensamblaje de fondo (BHA) después de haber sacado un ensamblaje flexible, puesto que el nuevo ensamblaje no podrá manejar el ángulo y dirección del hueco previamente perforado. Ver Figura 58.

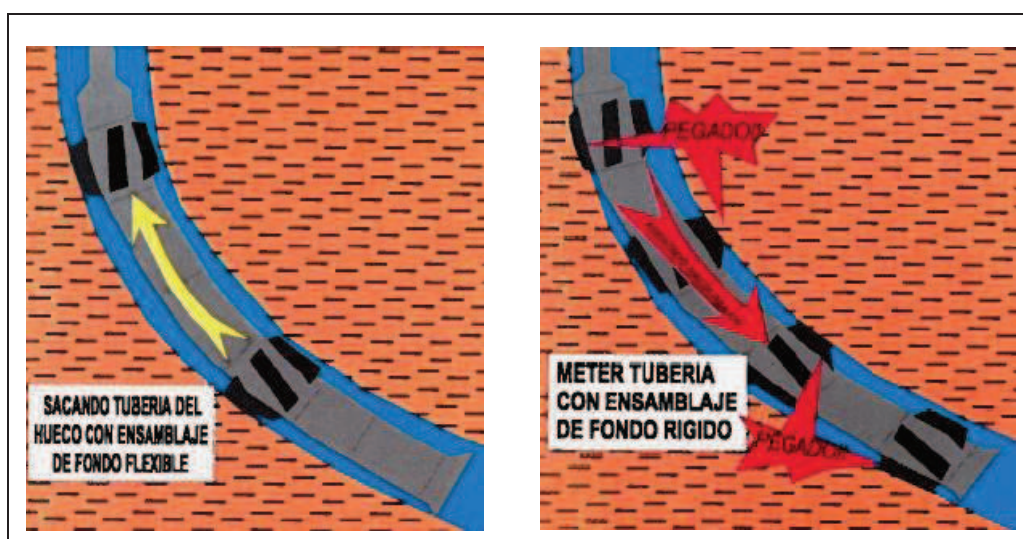


Figura 58. Cambios del Ensamblaje de Fondo

FUENTE: (Training to Reduce Unscheduled Events, 1998)

2.5.1.3.1.2 Ojo de Llave

Se produce cuando tenemos cambio abrupto en el ángulo o en la dirección en formaciones de medianas a duras. La alta tensión de la sarta y rotación de la tubería desgastan la formación creando una ranura. Mientras se está sacando la tubería del hueco los drill collars se atascan en la ranura como se muestra en la Figura 59.

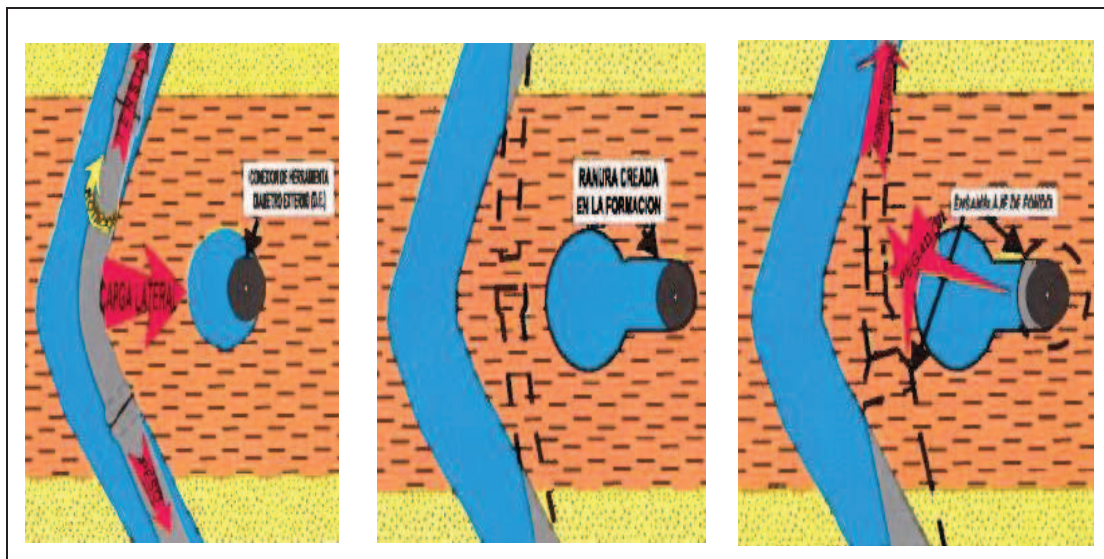


Figura 59. Atascamiento de Tubería por Ojo de Llave.

FUENTE: (Training to Reduce Unscheduled Events, 1998)

2.5.1.3.1.3 Micro Patas de Perro

Normalmente ocurren cuando tenemos intercalaciones de formaciones de textura dura a blanda. También puede suceder cuando se hacen correcciones frecuentes de ángulo o dirección del hueco. La consecuencia es que el ensamblaje de fondo en las sucesivas patas de perro como se muestra en la Figura 60.

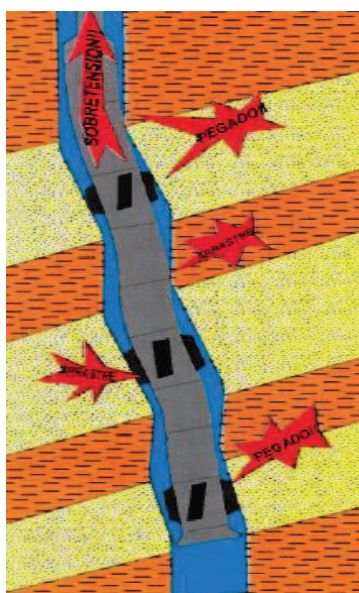


Figura 60. Pega de Tubería por Micro Patas de Perro

FUENTE: (Training to Reduce Unscheduled Events, 1998)

2.5.1.3.1.4 Hueco por debajo del Calibre

Este tipo de problema se tiene cuando la perforación de roca dura y abrasiva desgasta la protección del calibre de la roca. Si no se tiene cuidado entrando al pozo con broca nueva, la tubería se encajará en la sección de bajo calibre, produciendo se pega de tubería como se aprecia en la Figura 61.

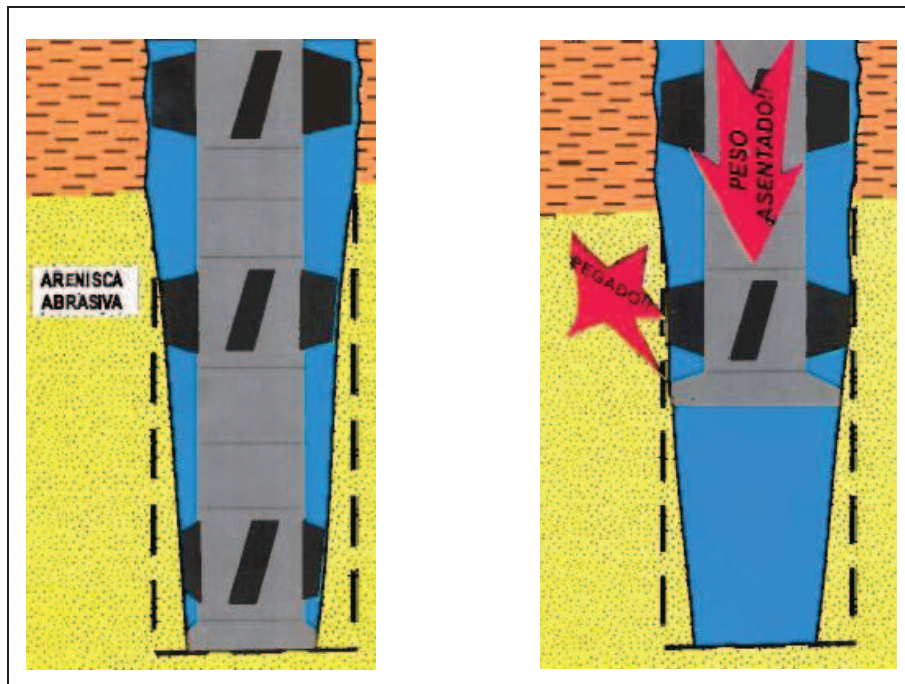


Figura 61. Pega de Tubería a causa de Hueco por debajo del Calibre

FUENTE: (Training to Reduce Unscheduled Events, 1998)

2.5.2 PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN

La pérdida de circulación puede ocurrir a cualquier profundidad y durante cualquier operación. Existen dos mecanismos de pérdida de circulación que a continuación se describen.

2.5.2.1 Fracturas Inducidas por Presión

La presión del hueco excede la presión de fractura de la formación haciendo que la roca se agriete (fractura). Ver Figura 62.

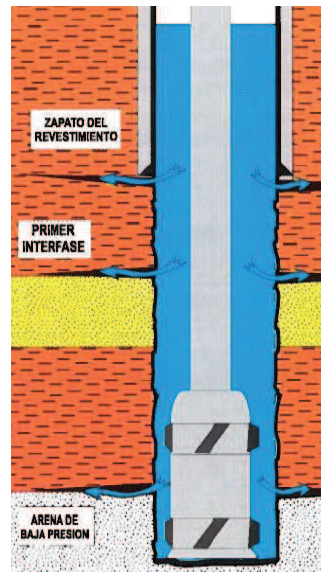


Figura 62. Pérdida de Circulación a causa de Fracturas Inducidas por Presión

FUENTE: (Training to Reduce Unscheduled Events, 1998)

2.5.2.2 Fracturas Naturales/Alta Permeabilidad

La presión de sobrebalance del hueco está expuesta a una formación con fracturas sin sellar o de alta permeabilidad. Ver Figura 63.

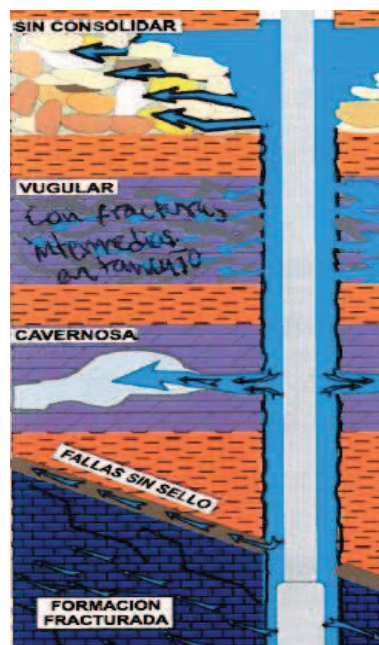


Figura 63. Pérdida de Circulación a causa de Fracturas Naturales/Alta Permeabilidad

FUENTE: (Training to Reduce Unscheduled Events, 1998)

2.5.3 INFLUJO

Durante la perforación normal, la presión hidrostática debe ser ligeramente mayor a la presión de poro (formación) que se está perforando (diferencial de presión). Cuando la presión de formación incrementa repentinamente y excede la presión hidrostática del lodo un influjo puede ocurrir. Un influjo es normalmente una entrada de burbujas de gas o fluido de formación al pozo que luego salen a la superficie. En estas condiciones el golpe debe ser controlado o un reventón podría ocurrir. Durante un reventón, los fluidos de la formación desplazan al lodo y el petróleo o gas fluyen libremente.

CAPÍTULO 3

ANÁLISIS TÉCNICO DE LAS VARIABLES Y PARÁMETROS DE PERFORACIÓN APLICADOS A LA SECCIÓN DE 12 ¼”

3.1 INTRODUCCIÓN

El aumento de los eventos no planificados en las operaciones de perforación, específicamente al perforar la sección de 12 ¼”, han causado que los tiempos de perforación varíen significativamente en relación a los planeados en los programas de perforación, por tal razón BAKER HUGHES requiere un análisis técnico de las variables y parámetros de perforación que han incurrido en los tiempos productivos, con el propósito de optimizar esas variables e implementar mejores prácticas de perforación para la planificación de próximos pozos a perforarse en las formaciones de estudio.

El rendimiento en la perforación de la sección de 12 ¼” en todos los pozos donde presentan las Formaciones Orteguaza, Tiyuyacu, Tena y Napo, se ha visto afectado por la litología presente en cada formación.

El diseño de los BHA's, selección de la broca, fluido de perforación a emplearse y parámetros de perforación, están estrictamente ligados para permitir la optimización de la perforación en esta sección.

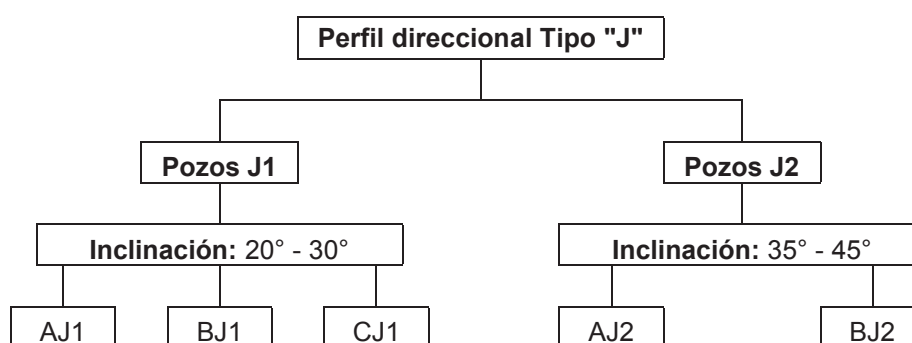
3.2 POZOS DE ESTUDIO

Para el presente análisis, se seleccionó el perfil direccional tipo “J” de los pozos perforados por Baker Hughes y se los dividió en dos grupos: J1 y J2 de acuerdo a la inclinación del pozo.

Los pozos J1 tienen una inclinación entre 20° y 30°, en tanto que los pozos J2 tienen una inclinación entre 35° y 45°.

Cada grupo se encuentra conformado por tres pozos identificados con la letra A, B, C y los cuales fueron elegidos guardando similitud en las siguientes características:

- Inclinación
- Formaciones atravesadas



De cada pozo de estudio se describirá lo siguiente:

- Información del perfil del pozo
- Estado mecánico y Columna geológica
- Ensamblajes de Fondo - BHA's
- Propiedades del Fluido de Perforación
- Tipos de Brocas
- Parámetros de Perforación e Hidráulica de la Broca
- Sumario y problemas encontrados durante la perforación en la sección de 12 ¼"
- Indicadores de comportamiento de los BHA's en las formaciones de estudio
- Indicadores de rendimiento de los BHA's y brocas en las formaciones de estudio

3.2.1 POZOS TIPO J1

Los rangos manejados para el perfil tipo J1 se describen a continuación:

Inclinación	20° - 30°
Formaciones Atravesadas	Orteguaza, Tiyuyacu, Tena y Napo

3.2.1.1 Información del perfil del Pozo

3.2.1.1.1 Pozo AJI

Tipo de Pozo	Direccional "J" modificado
Profundidad Total	10396 pies MD / 9967 pies TVD
Sección Vertical	2534 pies
Intervalo Perforado Sección 12 ¼"	3836 pies
Inclinación según plan	21.9° hasta 9196 pies MD
Inclinación según plan	19.3° hasta 9436 pies MD
Mínima Inclinación	12.19° @ 9470 pies MD
Máxima Inclinación	24.63° @ 7847 pies MD
Máximo DLS	2.11° @ 700 pies MD
Azimut	36°

3.2.1.1.2 Pozo BJI

Tipo de Pozo	Direccional "J" modificado
Profundidad Total	10050 pies MD / 9610 pies TVD
Sección Vertical	2213 pies
Intervalo Perforado Sección 12 ¼"	3825 pies
Inclinación según plan	24.39° hasta 8829 pies MD
Inclinación según plan	22.09° hasta 9036 pies MD

Mínima Inclinación	21.4° @ 9080 pies MD
Máxima Inclinación	28° @ 7738 pies MD
Máximo DLS	3.05° @ 5058 pies MD
Azimut	291°

3.2.1.1.3 Pozo CJI

Tipo de Pozo	Direccional "J" modificado
Profundidad Total	10614 pies MD / 10220 pies TVD
Sección Vertical	2355 pies
Intervalo Perforado Sección 12 ¼"	5151 pies
Inclinación según plan	20.2°
Mínima Inclinación	17.6° @ 5786 pies MD
Máxima Inclinación	22° @ 7331 pies MD
Máximo DLS	2.84° @ 9846 pies MD
Azimut	79°

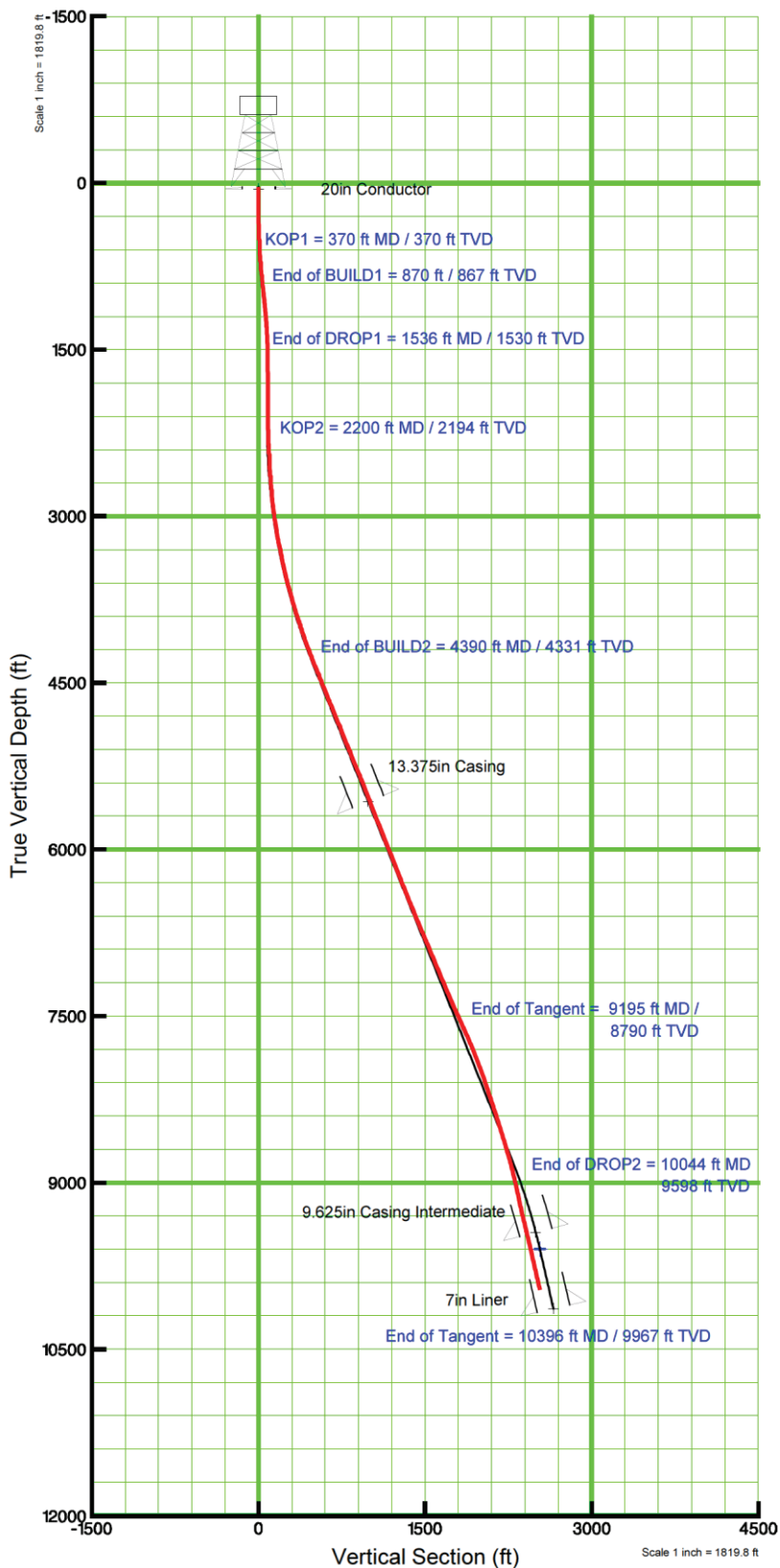


Figura 64. Perfil Direccional Tipo “J” modificado del Pozo AJ1

FUENTE: (Baker Hughes)

MODIFICADO POR: Jayro Lenin Gutiérrez Romero

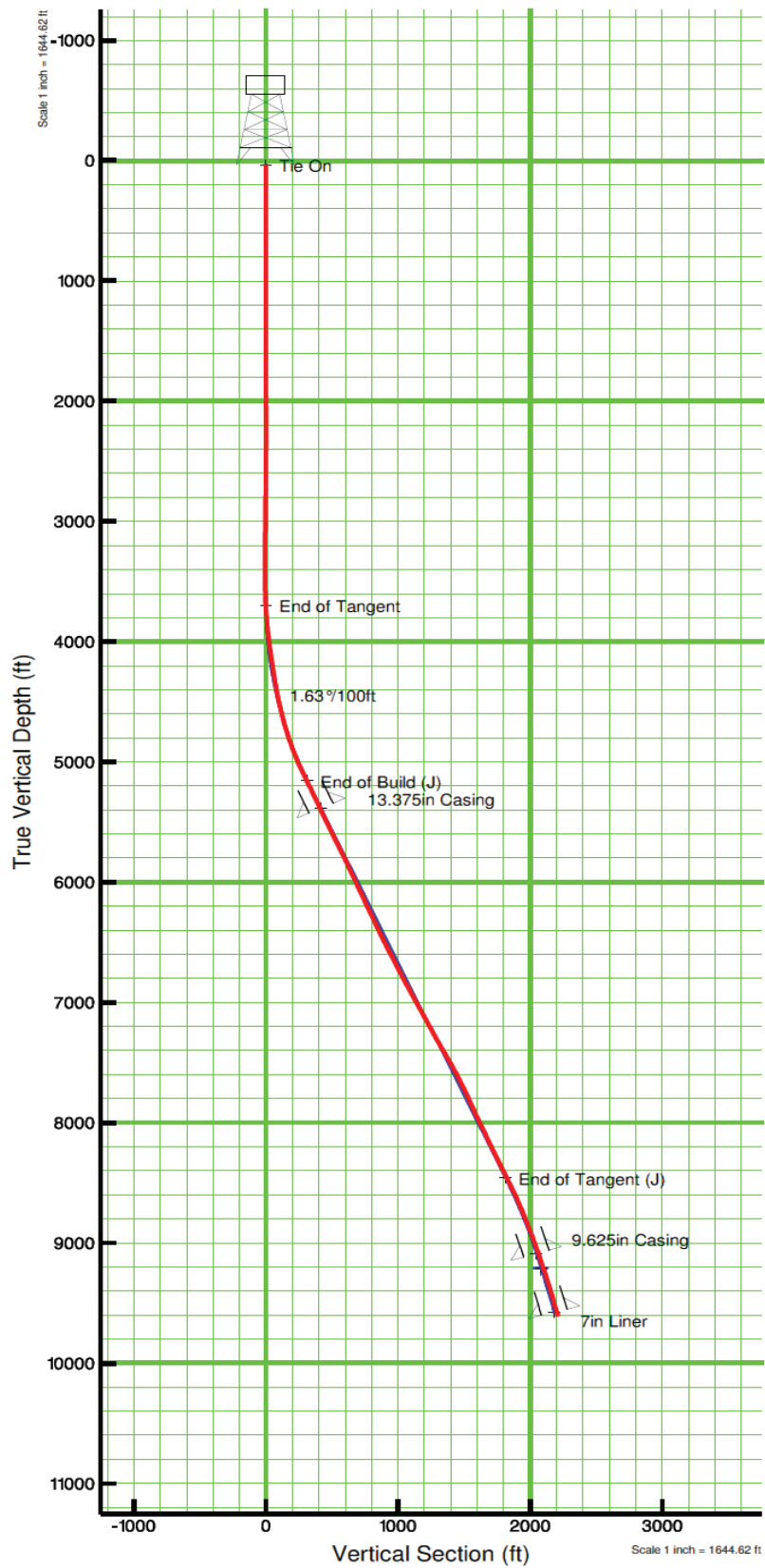


Figura 65. Perfil Direccional Tipo “J” modificado del Pozo BJ1

FUENTE: (Baker Hughes)

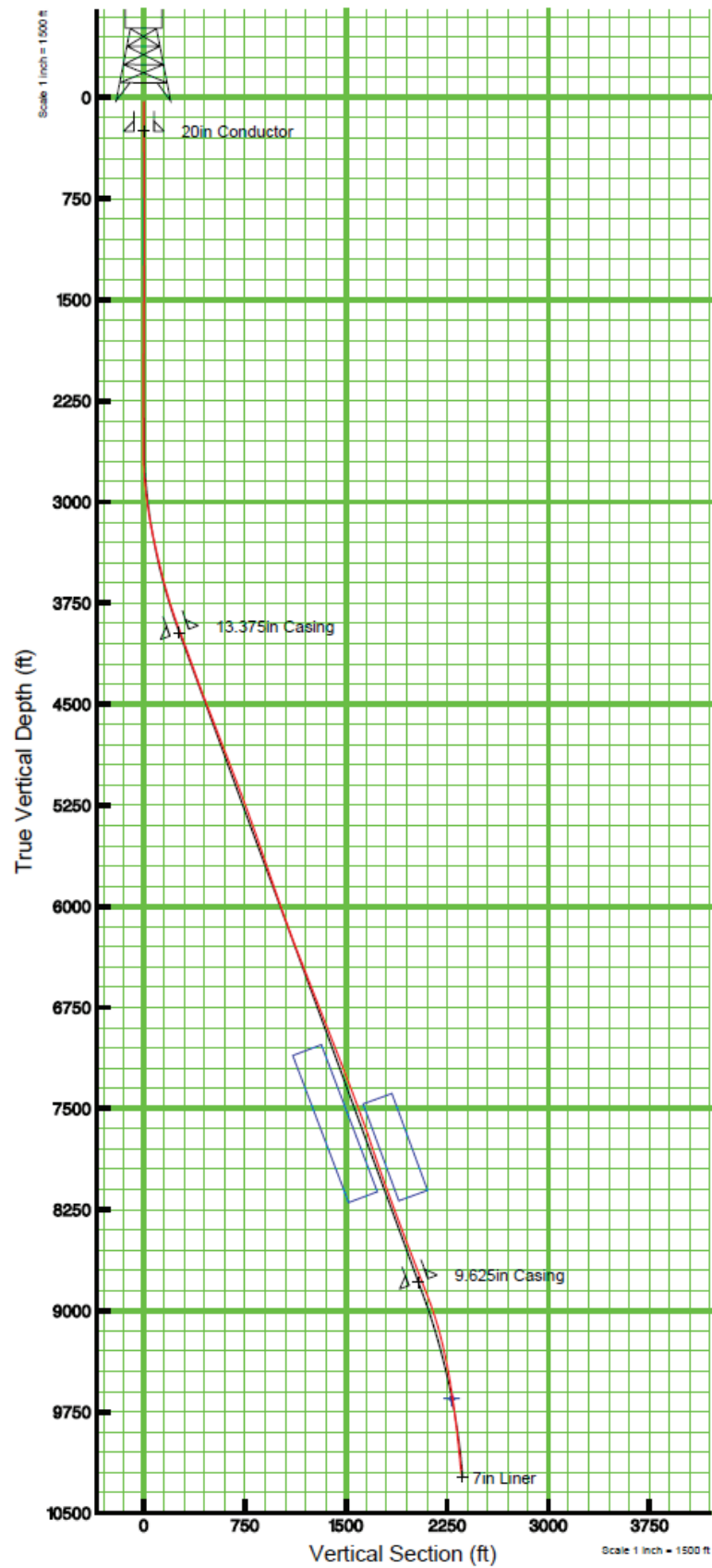


Figura 66. Perfil Direccional Tipo "J" modificado del Pozo CJ1

FUENTE: (Baker Hughes)

3.2.1.2 Estado Mecánico y Columna Geológica

3.2.1.2.1 Pozo AJ1

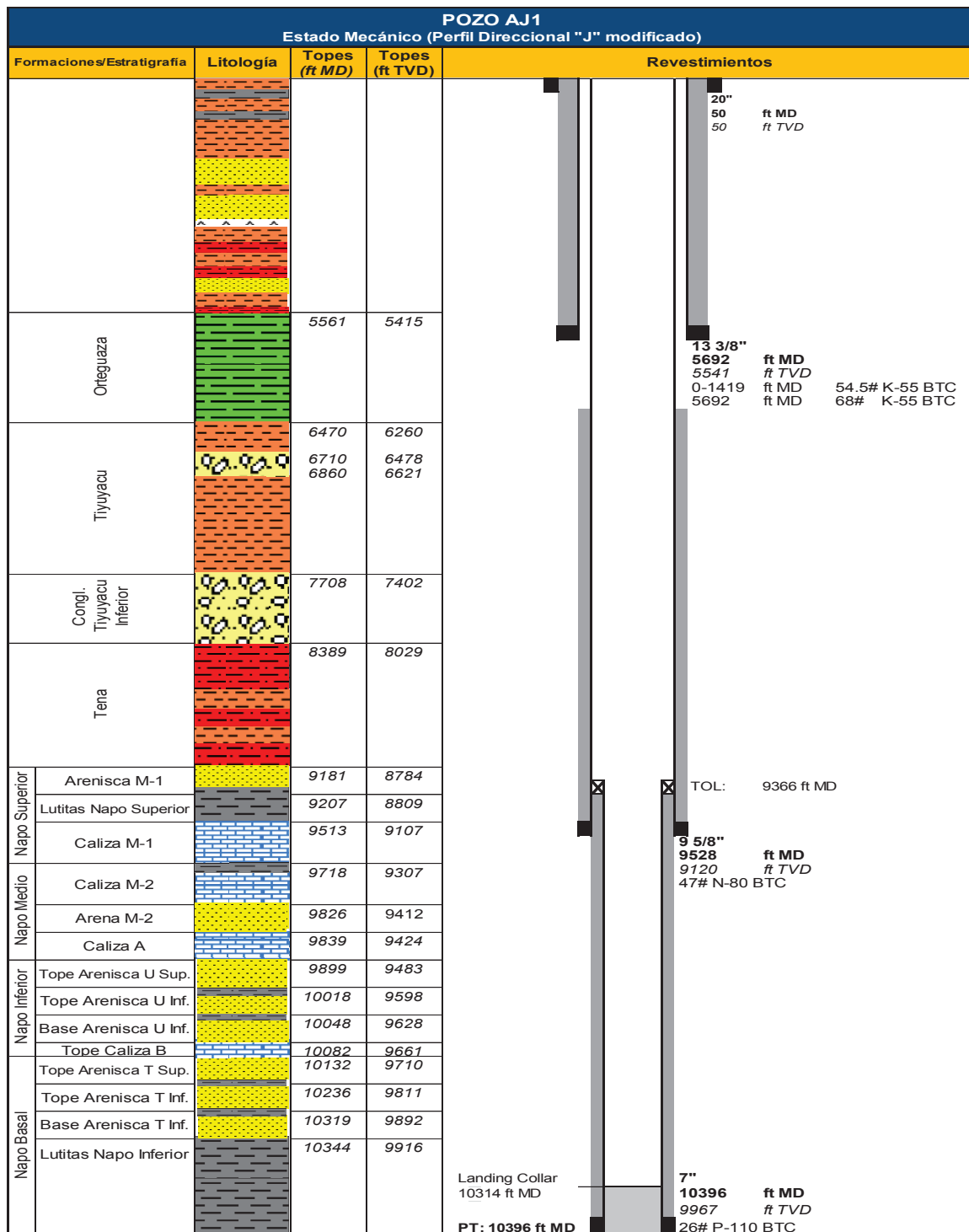


Figura 67. Estado Mecánico del Pozo AJ1

FUENTE: (Baker Hughes)

MODIFICADO POR: Jayro Lenin Gutiérrez Romero

3.2.1.2.2 Pozo BJI

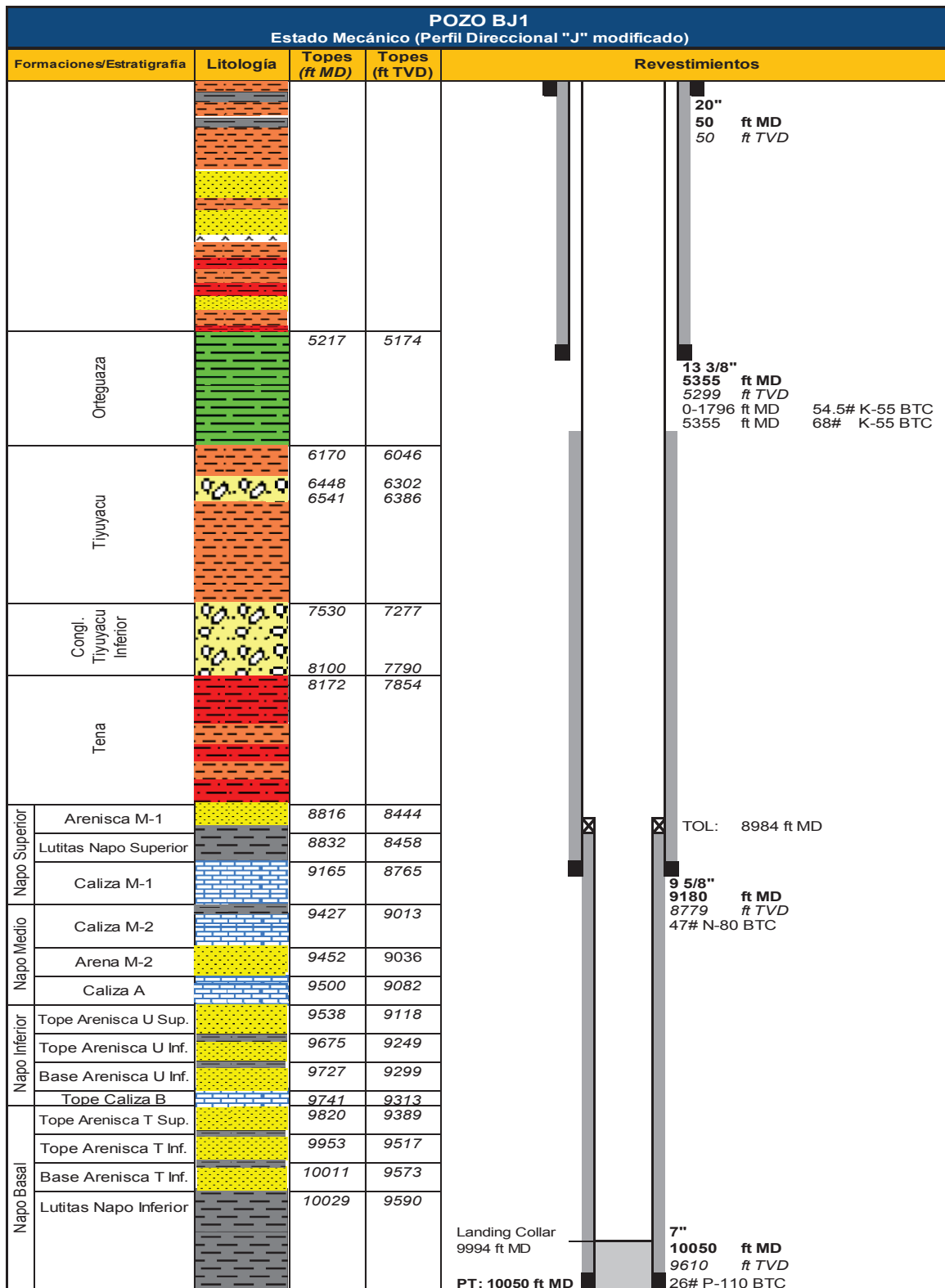


Figura 68. Estado Mecánico del Pozo BJI

FUENTE: (Baker Hughes)

MODIFICADO POR: Jayro Lenin Gutiérrez Romero

3.2.1.2.3 Pozo CJ1

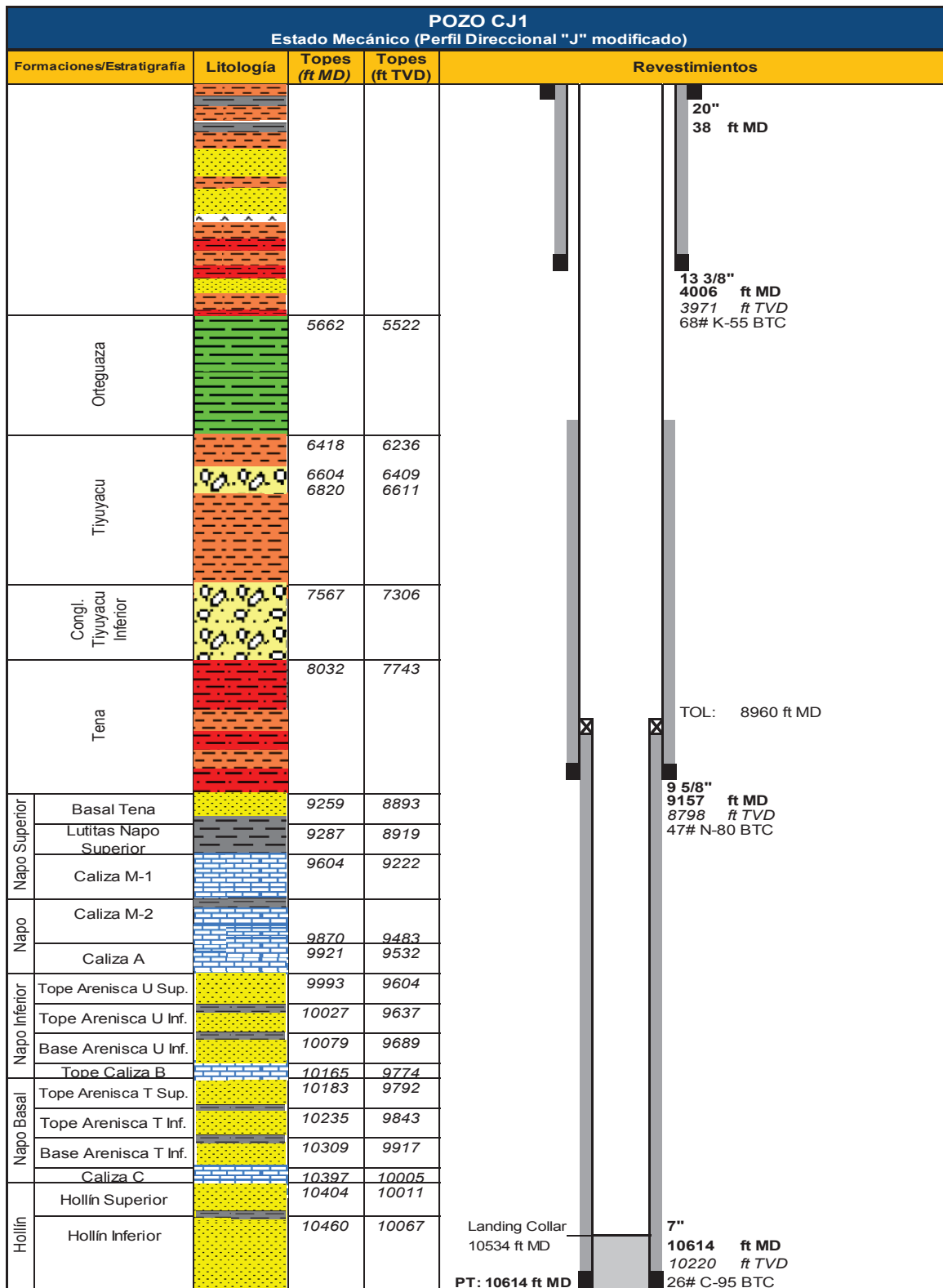


Figura 69. Estado Mecánico del Pozo CJ1

FUENTE: (Baker Hughes)

MODIFICADO POR: Jayro Lenin Gutiérrez Romero

3.2.1.3 Ensamblajes de Fondo (BHA)

3.2.1.3.1 Pozo AJI

- **BHA # 1**

Objetivo: Mantener inclinación de 21.9° y dirección de 36° hasta llegar al masivo del conglomerado inferior (100% conglomerado).

Comportamiento:

Orteguaza: Perforó en modo rotario y mostró una tendencia a tumbar ángulo con un BUR de -0.2°/100 pies y girar a la izquierda con un TUR de -0.4°/100 pies.

Tiyuyacu y Conglomerado Superior: Perforó en modo rotario y mostró una tendencia a construir ángulo con un BUR de 0.5°/100 pies y giró a la derecha con un TUR de 0.4°/100 pies. Realizó trabajo de orientación para contrarrestar la construcción a -0.1°/100 pies y giró a -0.13°/100 pies.

Conglomerado Inferior: Perforó controlando parámetros y en modo rotario, mostró una tendencia a tumbar ángulo con un BUR de -0.7°/100 pies y girar a la izquierda con un TUR de -0.08°/100 pies.

El BHA # 1 terminó con 23.99° de inclinación y 38.24° de dirección. En la Tabla 8 se presenta los componentes del BHA # 1:

BHA Direccional	BHA # 1	Prof. entró	5692 pies			
Hoyo	12 1/4"	Prof. salió	7948 pies			
Razón de Entrada	Perforar hasta el tope del Conglomerado masivo					
Razón de Salida	Cambio de broca PDC por Tricónica					
No.	Componentes	Manufactura	OD (in)	Max OD (in)	Long. (pies)	Long. Acum. (pies)
1	12 1/4" PDC HCD605X - IADC: M323	B. Hughes		12.250	1.28	1.28
2	Motor, 12 1/8" Estabilizador, AKO: 1.2°, 0.22 rev/gal	B. Hughes	8.000	12.125	34.91	36.19
			3.500			
3	Estabilizador Espiralado	B. Hughes	8.000	11.500	5.34	41.53
			2.875			

No.	Componentes	Manufactura	OD (in)	Max OD (in)	Long. (pies)	Long. Acum. (pies)
			ID (in)			
4	MWD - NaviTrak	B. Hughes	8.400	8.400	35.98	77.51
			3.250			
5	Sub - Filter	Taladro	7.700	7.700	5.33	82.84
			2.750			
6	Sub - X-Over	Taladro	7.750	7.750	2.02	84.86
			2.875			
7	21 x 5" HWDP	Taladro	5.000	5.000	637.85	722.71
			3.000			
8	Martillo		6.500	6.500	32.63	755.34
			2.750			
9	2 x 5" HWDP	Taladro	5.000	5.000	62.47	817.81
			3.000			
10	Sub - X-Over	Taladro	6.938	6.938	2.63	820.44
			3.000			
11	DP	Taladro	5.500	5.500		
			4.778			

Tabla 8. BHA # 1 del Pozo AJ1

FUENTE: (Baker Hughes)

MODIFICADO POR: Jayro Lenin Gutiérrez Romero

- **BHA # 2**

Objetivo: Mantener inclinación de 21.9° y dirección de 36° hasta pasar el masivo del conglomerado inferior.

Comportamiento:

Conglomerado Inferior: Perforó en modo rotario la primera parada mostrando una tendencia a tumbar ángulo con un BUR de -0.7°/100 pies, se perforó la segunda parada y se observó una tendencia a construir ángulo con un BUR de 0.27°/100 pies, forzando a realizar 3 orientaciones posteriores para tumbar inclinación y ajustarse al plan.

El BHA # 2 terminó con 21.4° de inclinación y 34.08° de dirección. En la Tabla 9 se presenta los componentes del BHA # 2:

BHA Direccional	BHA # 2	Prof. entró	7948 pies
Hoyo	12 1/4"	Prof. salió	8309 pies
Razón de Entrada	Perforar hasta la base del Conglomerado Inferior		
Razón de Salida	Cambio de broca Tricónica por PDC		

No.	Componentes	Manufactura	OD (in)	Max OD (in)	Long. (pies)	Long. Acum. (pies)
			ID (in)			
1	12 1/4" Tricónica Insertos MXL-20 - IADC: 517	B. Hughes		12.250	0.96	0.96
2	Motor, 12 1/8" Estabilizador, AKO: 1.2°, 0.22 rev/gal	B. Hughes	8.000 3.500	12.125	34.85	35.81
3	Estabilizador Espiralado	B. Hughes	8.060 2.844	11.250	7.97	43.78
4	MWD - NaviTrak	B. Hughes	8.400 3.250	8.400	35.98	79.76
5	Sub - X-Over	Taladro	7.750 2.875	7.750	2.02	81.78
6	21 x 5" HWDP	Taladro	5.000 3.000	5.000	637.85	719.63
7	Martillo	Taladro	6.500 2.750	6.500	32.63	752.26
8	2 x 5" HWDP		5.000 3.000	5.000	62.47	814.73
9	Sub - X-Over	Taladro	6.938 3.000	6.938	2.63	817.36
10	DP	Taladro	5.500 4.778	5.500		

Tabla 9. BHA # 2 del Pozo AJ1

FUENTE: (Baker Hughes)

MODIFICADO POR: Jayro Lenin Gutiérrez Romero

- **BHA # 3**

Objetivo: Mantener inclinación de 21.9° y dirección de 36° hasta la base de la Arenisca M-1, posterior tumbar inclinación con un BUR de -1.07°/100 pies hasta alcanzar 14.7° y mantener dirección de 36° hasta el tope de la Caliza A.

Comportamiento:

Tena: Perforó en modo rotario 167 pies donde observó falla en la herramienta MWD, por tanto no se puede evaluar el comportamiento.

El BHA # 3 terminó con 19.27° de inclinación y 34.11° de dirección. En la Tabla 10 se presenta los componentes del BHA # 3:

BHA Direccional		BHA # 3	Prof. entró	8309 pies		
Hoyo		12 1/4"	Prof. salió	8476 pies		
Razón de Entrada		Continuar perforando la sección de 12 1/4"				
Razón de Salida		Falla herramienta MWD				
No.	Componentes	Manufactura	OD (in) ID (in)	Max OD (in)	Long. (pies)	Long. Acum. (pies)
1	12 1/4" PDC HCD605X - IADC: M323	B. Hughes		12.250	1.28	1.28
2	Motor, 12 1/8" Estabilizador, AKO: 1.2°, 0.22 rev/gal	B. Hughes	8.000 3.500	12.125	34.85	36.13
3	Estabilizador Espiralado	B. Hughes	8.060 2.875	11.500	5.34	41.47
4	MWD - NaviTrak	B. Hughes	8.250 3.250	8.250	36.14	77.61
5	Sub - X-Over	Taladro	7.750 2.875	7.750	2.02	79.63
6	21 x 5" HWDP	Taladro	5.000 3.000	5.000	637.85	717.48
7	Martillo	Taladro	6.500 2.750	6.500	32.01	749.49
8	2 x 5" HWDP		5.000 3.000	5.000	62.47	811.96
9	Sub - X-Over	Taladro	6.938 3.000	6.938	2.63	814.59
10	DP	Taladro	5.500 4.778	5.500		

Tabla 10. BHA # 3 del Pozo AJ1

FUENTE: (Baker Hughes)

MODIFICADO POR: Jayro Lenin Gutiérrez Romero

- **BHA # 4**

Objetivo: Mantener inclinación de 21.9° y dirección de 36° hasta la base de la Arenisca M-1, posterior tumbar inclinación con un BUR de -1.07°/100 pies hasta alcanzar 14.7° y mantener dirección de 36° hasta el tope de la Caliza A.

Comportamiento:

Tena y Napo Superior (Arenisca M-1 y Lutitas): Perforó cada parada en modo rotario y orientó de entre 20 pies a 60 pies para contrarrestar el tumbado continuo del BHA sin conseguir resultados positivos. El BUR promedio fue de -0.65°/100 pies y TUR de -0.17°/100 pies.

El BHA # 4 terminó con 15.93° de inclinación y 33.71° de dirección. En la Tabla 11 se presenta los componentes del BHA # 4:

BHA Direccional		BHA # 4	Prof. entró	8476 pies		
Hoyo		12 1/4"	Prof. salió	9240 pies		
Razón de Entrada		Continuar perforando la sección de 12 ¼"				
Razón de Salida		Cambio de BHA por uno más agresivo				
No.	Componentes	Manufactura	OD (in) ID (in)	Max OD (in)	Long. (pies)	Long. Acum. (pies)
1	12 1/4" PDC HCD605X - IADC: M323	B. Hughes		12.250	1.28	1.28
2	Motor, 12 1/8" Estabilizador, AKO: 1.2°, 0.22 rev/gal	B. Hughes	8.000 3.500	12.125	34.85	36.13
3	Estabilizador Espiralado	B. Hughes	8.060 2.875	11.500	5.34	41.47
4	MWD – NaviTrak	B. Hughes	8.250 3.250	8.250	33.65	75.12
5	Sub - X-Over	Taladro	7.750 2.875	7.750	2.02	77.14
6	21 x 5" HWDP	Taladro	5.000 3.000	5.000	637.85	714.99
7	Martillo	Taladro	6.500 2.750	6.500	32.01	747.00
8	2 x 5" HWDP		5.000 3.000	5.000	62.47	809.47

No.	Componentes	Manufactura	OD (in)	Max OD (in)	Long. (pies)	Long. Acum. (pies)
			ID (in)			
9	Sub - X-Over	Taladro	6.938	6.938	2.63	812.10
			3.000			
10	DP	Taladro	5.500	5.500		
			4.778			

Tabla 11. BHA # 4 del Pozo AJ1

FUENTE: (Baker Hughes)

MODIFICADO POR: Jayro Lenin Gutiérrez Romero

- **BHA # 5**

Objetivo: Incrementar inclinación a 20° y dirección a 36°, posterior tumbar inclinación con un BUR de -1.07°/100 pies y mantener dirección de 36° hasta el tope de la Caliza A. Este BHA utilizó el principio Fulcrum.

Comportamiento:

Lutitas Napo Superior y Caliza M-1: Perforó cada parada en modo rotario y orientó de entre 15 pies a 40 pies para incrementar inclinación y girar a la derecha, pero solamente se consiguió minimizar el tumbado, por tal razón se anticipó el punto de casing a 9528 pies (15 pies dentro de la Caliza M-1). El BUR promedio fue de -1.01°/100 pies y TUR de 1.34°/100 pies.

El BHA # 5 terminó con 12.19° de inclinación (6° por abajo) y 36.81° de dirección (0.81° a la derecha). En la Tabla 12 se presenta los componentes del BHA # 5:

BHA Direccional	BHA # 5	Prof. entró	9240 pies
Hoyo	12 1/4"	Prof. salió	9528 pies
Razón de Entrada	Continuar perforando la sección de 12 1/4"		
Razón de Salida	Punto de Casing anticipado		

No.	Componentes	Manufactura	OD (in)	Max OD (in)	Long. (pies)	Long. Acum. (pies)
			ID (in)			
1	12 1/4" PDC HCR506Z - IADC: M323	B. Hughes		12.250	1.28	1.28

No.	Componentes	Manufactura	OD (in)	Max OD (in)	Long. (pies)	Long. Acum. (pies)
			ID (in)			
2	Motor, 12 1/8" Estabilizador, AKO: 1.2°, 0.22 rev/gal	B. Hughes	8.000	12.125	34.85	36.13
			3.500			
3	MWD - NaviTrak	B. Hughes	8.250	8.250	33.65	69.75
			3.250			
4	Sub - X-Over	Taladro	7.750	7.750	2.02	71.77
			2.875			
5	21 x 5" HWDP	Taladro	5.000	5.000	637.85	709.62
			3.000			
6	Martillo	Taladro	6.500	6.500	32.01	741.63
			2.750			
7	2 x 5" HWDP		5.000	5.000	62.47	804.10
			3.000			
8	Sub - X-Over	Taladro	6.938	6.938	2.63	806.73
			3.000			
9	DP	Taladro	5.500	5.500		
			4.778			

Tabla 12. BHA # 5 del Pozo AJ1

FUENTE: (Baker Hughes)

MODIFICADO POR: Jayro Lenin Gutiérrez Romero

3.2.1.3.2 Pozo BJI

- **BHA # 1**

Objetivo: Mantener inclinación de 24.39° y dirección de 286.15° hasta llegar al masivo del conglomerado inferior.

Comportamiento:

Orteguaza: Perforó en modo rotario y mostró una tendencia a tumbar ángulo con un BUR de -1.18°/100 pies y giró a la derecha con un TUR de 0.45°/100 pies. Para contrarrestar el tumbado de ángulo se decidió realizar una orientación de 39 pies el mismo que levantó inclinación con un BUR de 1.6°/100 pies y girar a la izquierda con un TUR de -0.88°/100 pies, continuó perforando en modo rotario y observó que influenciado por la orientación anterior levantó inclinación con un BUR de 0.66°/100 pies y giró a la derecha con un

TUR de $0.08^{\circ}/100$ pies. Aumentó parámetros a 850 GPM, 70 RPM y continuó perforando en modo rotario observando que en esta formación el BHA tumbó inclinación con un BUR promedio de $-0.25^{\circ}/100$ pies, en tanto que en dirección se observó un giro a la derecha con un TUR promedio de $0.05^{\circ}/100$ pies.

Tiyuyacu y Conglomerado Superior: Perforó en modo rotario y mostró una tendencia a construir ángulo con un BUR promedio de $0.4^{\circ}/100$ pies y giró a la izquierda con un TUR promedio de $-0.19^{\circ}/100$ pies. Realizó trabajo de orientación y deslizó 12 pies para contrarrestar la construcción, observó que tumbó inclinación con un BUR de $-0.28^{\circ}/100$ pies y giró a la derecha con un TUR de $1.06^{\circ}/100$ pies. Continuó perforando en modo rotario y se notó que influenciado por la orientación anterior tumbó inclinación con un BUR de $-0.14^{\circ}/100$ pies y giró a la derecha con un TUR de $0.12^{\circ}/100$ pies.

Conglomerado Inferior: Perforó controlando parámetros y en modo rotario, mostró una tendencia a construir ángulo con un BUR promedio de $0.58^{\circ}/100$ pies y giró a la izquierda con un TUR de $-0.56^{\circ}/100$ pies.

El BHA # 1 terminó con 27.6° de inclinación y 285.38° de dirección. En la Tabla 13 se presenta los componentes del BHA # 1:

BHA Direccional		BHA#1	Prof. entró	5355 pies		
Hoyo		12 1/4"	Prof. salió	7703 pies		
Razón de Corrida		Perforar hasta el tope del conglomerado masivo				
Razón de Salida		Cambio de broca PDC por Tricónica				
No.	Componentes	Manufactura	OD (in)	Max OD (in)	Long. (pies)	Long. Acum. (pies)
1	12 1/4" PDC DP605X - IADC: M223	B. Hughes		12.250	1.28	1.28
2	Motor, 12 1/8" Estabilizador, AKO: 1.4° , 0.22 rev/gal	B. Hughes	8.000 6.400	12.125	34.80	36.08
3	Estabilizador Espiralado	B. Hughes	8.000 2.813	11.500	4.97	41.05

No.	Componentes	Manufactura	OD (in)	Max OD (in)	Long. (pies)	Long. Acum. (pies)
			ID (in)			
4	MWD – NaviTrak	B. Hughes	8.400	8.400	35.94	76.99
			3.063			
5	Sub – Filter	B. Hughes	8.000	8.000	5.57	82.56
			2.813			
6	Sub - X-Over	Taladro	8.000	8.000	2.05	84.61
			2.938			
7	21 x 5" HWDP	Taladro	5.000	5.000	643.64	728.25
			3.000			
8	Martillo		6.500	6.500	31.10	759.35
			2.875			
9	2 x 5" HWDP	Taladro	5.000	5.000	60.11	819.46
			3.000			
10	Sub - X-Over	Taladro	6.938	6.938	2.63	822.09
			3.000			
11	DP	Taladro	5.500	5.500		
			4.778			

Tabla 13. BHA # 1 del Pozo BJ1

FUENTE: (Baker Hughes)

MODIFICADO POR: Jayro Lenin Gutiérrez Romero

- **BHA # 2**

Objetivo: Mantener inclinación de 24.39° y dirección de 286.15° hasta pasar el masivo del conglomerado inferior.

Comportamiento:

Conglomerado Inferior: Perforó en modo rotario y en la primera parada mostró una tendencia a construir ángulo con un BUR de 0.46°/100 pies y giró a la derecha con un TUR de 0.07°/100 pies. Se continuó rotando la siguiente parada y se observó que tumbó ángulo con un BUR de -1.29°/100 pies y giró a la derecha con un TUR de 0.05°/100 pies, así mismo rotó la siguiente parada y observó que tumbó ángulo con un BUR de -1.51°/100 pies y giró a la izquierda con un TUR de -0.55°/100 pies. Para contrarrestar el giro a la izquierda se decidió realizar una orientación de 18 pies el mismo que direccionó el pozo hacia la derecha con un TUR de 0.73°/100 pies,

mientras que respecto a la inclinación se observó la tendencia que se venía teniendo con un BUR de $-1.45^{\circ}/100$.

El BHA # 2 terminó con 22.41° de inclinación y 286.4° de dirección. En la Tabla 14 se presenta los componentes del BHA # 2:

BHA Direccional		BHA # 2	Prof. entró	7703 pies		
Hoyo		12 1/4"	Prof. salió	8112 pies		
Razón de Entrada		Perforar hasta la base del Conglomerado Inferior				
Razón de Salida		Cambio de broca Tricónica por PDC				
No.	Componentes	Manufactura	OD (in) ID (in)	Max OD (in)	Long. (pies)	Long. Acum. (pies)
1	12 1/4" Tricónica Insertos MXL-20 - IADC: 517	B. Hughes		12.250	0.96	0.96
2	Motor, 12 1/8" Estabilizador, AKO: 1.4°, 0.22 rev/gal	B. Hughes	8.000 6.400	12.125	34.80	35.76
3	Estabilizador Espiralado	B. Hughes	8.000 2.813	11.500	4.97	40.73
4	MWD - NaviTrak	B. Hughes	8.000 3.063	8.000	35.94	76.67
5	Sub Filter	B. Hughes	8.000 2.813	8.000	5.57	82.24
6	Sub - X-Over	Taladro	8.000 2.938	8.000	2.05	84.29
7	21 x 5" HWDP	Taladro	5.000 3.000	5.000	643.64	727.93
8	Martillo	Taladro	6.500 2.875	6.500	31.10	759.03
9	2 x 5" HWDP		5.000 3.000	5.000	60.11	819.14
10	Sub - X-Over	Taladro	6.938 3.000	6.938	2.63	821.77
11	DP	Taladro	5.500 4.778	5.500		

Tabla 14. BHA # 2 del Pozo BJ1

FUENTE: (Baker Hughes)

MODIFICADO POR: Jayro Lenin Gutiérrez Romero

- **BHA # 3**

Objetivo: Mantener inclinación de 24.39° y dirección de 286.15° hasta la base de la Arenisca M-1, posterior tumbar inclinación con un BUR de $-1.15^\circ/100$ pies hasta alcanzar 16.9° y mantener dirección de 286.15° hasta el tope de la Caliza A.

Comportamiento:

Tena: Perforó en modo rotario y en la primera parada mostró una tendencia a tumbar ángulo con un BUR de $-1.62^\circ/100$ pies y giró a la derecha con un TUR de $0.74^\circ/100$ pies. Se decidió realizar una orientación de 15 pies y se observó que incrementó ángulo con un BUR de $0.23^\circ/100$ pies y giró a la izquierda con un TUR de $-0.53^\circ/100$ pies, así mismo orientó y realizó una orientación de 20 pies en la siguiente parada y observó que incrementó ángulo con un BUR de $1.02^\circ/100$ pies. Se continuó perforando tres paradas más en modo rotario observando que la inclinación y dirección permanecieron estables. Para incrementar la inclinación se decidió realizar una orientación de 25 pies el mismo que levantó el pozo con un BUR de $0.75^\circ/100$ pies.

Napo Superior (Arenisca M-1 y Lutitas): Perforó en modo rotario y se observó un ligero aumento en la inclinación con un BUR de $0.29^\circ/100$ pies y giró a la izquierda con un TUR de $-0.22^\circ/100$ pies.

Se decidió sacar BHA a superficie por baja ROP.

El BHA # 3 terminó con 24.68° de inclinación y 285.19° de dirección. En la Tabla 15 se presenta los componentes del BHA # 3:

BHA Direccional	BHA # 3	Prof. entró	8112 pies			
Hoyo	12 1/4"	Prof. salió	8855 pies			
Razón de Entrada	Continuar perforando la sección de 12 1/4"					
Razón de Salida	Baja ROP / Cambio de broca					
No.	Componentes	Manufactura	OD (in)	Max OD (in)	Long. (pies)	Long. Acum. (pies)
			ID (in)			
1	12 1/4" PDC HC604 - IADC: M123	B. Hughes		12.250	1.24	1.24

No.	Componentes	Manufactura	OD (in)	Max OD (in)	Long. (pies)	Long. Acum. (pies)
			ID (in)			
2	Motor, 12 1/8" Estabilizador, AKO: 1.4°, 0.22 rev/gal	B. Hughes	8.000	12.125	34.80	36.04
			6.400			
3	Estabilizador Espiralado	B. Hughes	8.000	11.750	7.93	43.97
			2.813			
4	MWD - NaviTrak	B. Hughes	8.000	8.000	35.94	79.91
			3.063			
5	Sub Filter	B. Hughes	8.000	8.000	5.57	85.48
			2.813			
6	Sub - X-Over	Taladro	8.000	8.000	2.05	87.53
			2.938			
7	21 x 5" HWDP	Taladro	5.000	5.000	643.64	731.17
			3.000			
8	Martillo	Taladro	6.500	6.500	31.80	762.97
			2.875			
9	2 x 5" HWDP		5.000	5.000	60.11	823.08
			3.000			
10	Sub - X-Over	Taladro	6.938	6.938	2.63	825.71
			3.000			
11	DP	Taladro	5.500	5.500		
			4.778			

Tabla 15. BHA # 3 del Pozo BJ1

FUENTE: (Baker Hughes)

MODIFICADO POR: Jayro Lenin Gutiérrez Romero

- **BHA # 4**

Objetivo: Tumar inclinación con un BUR de $-1.15^{\circ}/100$ pies hasta alcanzar 16.9° y mantener dirección de 286.15° hasta el tope de la Caliza A.

Comportamiento:

Lutitas Napo Superior y Caliza M-1: Perforó en modo rotario tres paradas mostrando una tendencia a tumbar ángulo con un BUR promedio de $-1.12^{\circ}/100$ pies y giró a la derecha con un TUR promedio de $1.06^{\circ}/100$ pies. Se decidió sacar BHA a superficie por baja ROP.

El BHA # 4 terminó con 21.4° de inclinación y 288.24° de dirección. En la Tabla 16 se presenta los componentes del BHA # 4:

BHA Direccional		BHA # 4	Prof. entró	8855 pies		
Hoyo		12 1/4"	Prof. salió	9180 pies		
Razón de Entrada		Continuar perforando la sección de 12 1/4"				
Razón de Salida		Baja ROP / Punto de Casing anticipado				
No.	Componentes	Manufactura	OD (in) ID (in)	Max OD (in)	Long. (pies)	Long. Acum. (pies)
1	12 1/4" PDC HCM606 - IADC: M223	B. Hughes		12.250	1.25	1.25
2	Motor, 12 1/8" Estabilizador, AKO: 1.4°, 0.22 rev/gal	B. Hughes	8.000 6.400	12.125	34.97	36.22
3	Estabilizador Espiralado	B. Hughes	8.000 2.813	11.750	7.93	44.15
4	MWD - NaviGamma	B. Hughes	8.000 3.063	8.000	35.86	80.01
5	Sub Filter	B. Hughes	8.000 2.813	8.000	5.57	85.58
6	Sub - X-Over	Taladro	8.000 2.938	8.000	2.05	87.63
7	21 x 5" HWDP	Taladro	5.000 3.000	5.000	643.64	731.27
8	Martillo	Taladro	6.500 2.875	6.500	31.80	763.07
9	2 x 5" HWDP		5.000 3.000	5.000	60.11	823.18
10	Sub - X-Over	Taladro	6.938 3.000	6.938	2.63	825.81
11	DP	Taladro	5.500 4.778	5.500		

Tabla 16. BHA # 4 del Pozo BJ1

FUENTE: (Baker Hughes)

MODIFICADO POR: Jayro Lenin Gutiérrez Romero

3.2.1.3.3 Pozo CJI

- **BHA # 1**

Objetivo: Mantener inclinación de 20.2° y dirección de 60.19° hasta llegar al masivo del conglomerado inferior.

Comportamiento:

Chalcana: Perforó en modo rotario y mostró una tendencia a tumbar ángulo con un BUR promedio de -0.26°/100 pies y giró a la izquierda con un TUR promedio de -0.11°/100 pies. Para contrarrestar el tumbado de ángulo se decidió realizar una orientación de 15 pies el mismo que levantó inclinación con un BUR de 0.4°/100 pies y giró a la derecha con un TUR de 0.88°/100 pies.

Orteguaza: Perforó en modo rotario y mostró una tendencia a tumbar ángulo con un BUR promedio de -0.9°/100 pies y giró a la derecha con un TUR promedio de 0.56°/100 pies. Para contrarrestar el tumbado de ángulo se decidió realizar una orientación de 35 pies el mismo que levantó inclinación con un BUR de 1.06°/100 pies y giró a la izquierda con un TUR de -0.16°/100 pies.

Tiyuyacu y Conglomerado Superior: Perforó en modo rotario y mostró una tendencia a mantener ángulo y giró a la izquierda con un TUR promedio de -0.25°/100 pies.

Este BHA perforó hasta 7106 pies debido a la baja ROP resultado del desgaste prematuro de la broca

El BHA # 1 terminó con 21.34° de inclinación y 60.58° de dirección. En la Tabla 17 se presenta los componentes del BHA # 1:

BHA Direccional		BHA # 1	Prof. entró	4006 pies		
Hoyo		12 1/4"	Prof. salió	7106 pies		
Razón de Entrada		Perforar hasta el masivo del Conglomerado inferior				
Razón de Salida		Cambio de broca por baja ROP				
No.	Componentes	Manufactura	OD (in) ID (in)	Max OD (in)	Long. (pies)	Long. Acum. (pies)
1	12 1/4" PDC HCD605X - IADC: M323	B. Hughes		12.250	1.10	1.10

No.	Componentes	Manufactura	OD (in)	Max OD (in)	Long. (pies)	Long. Acum. (pies)
			ID (in)			
2	Motor, 12 1/8" Camisa, AKO: 1.3°, 0.22 rev/gal	B. Hughes	8.000	12.125	35.08	36.18
			6.400			
3	Estabilizador Espiralado	B. Hughes	8.350	11.750	8.13	44.31
			2.938			
4	MWD - NaviTrak	B. Hughes	8.050	8.050	39.30	83.61
			3.000			
5	Sub - Filter	B. Hughes	7.840	7.840	5.65	89.26
			2.875			
6	Sub - X-Over	Taladro	7.750	7.750	1.68	90.94
			3.000			
7	21 x 5" HWDP	Taladro	5.000	5.000	641.32	732.26
			3.000			
8	Martillo		6.500	6.500	32.56	764.82
			2.750			
9	5 x 5" HWDP	Taladro	5.000	5.000	153.03	917.85
			3.000			
10	DP	Taladro	5.000	5.000		
			4.276			

Tabla 17. BHA # 1 del Pozo CJ1

FUENTE: (Baker Hughes)

MODIFICADO POR: Jayro Lenin Gutiérrez Romero

- **BHA # 2**

Objetivo: Mantener inclinación de 20.2° y dirección de 60.19° hasta llegar al masivo del conglomerado inferior.

Comportamiento:

Tiyuyacu: Perforó en modo rotario y mostró una tendencia a construir ángulo con un BUR promedio de 0.5°/100 pies y giró a la izquierda con un TUR promedio de -1.18°/100 pies. Para contrarrestar el aumento de ángulo y dirección se decidió realizar una orientación de 20 pies el mismo que tumbó inclinación con un BUR de -0.54°/100 pies y giró a la derecha con un TUR de 0.65°/100 pies, pero sin observar giro continuo, al contrario se direccionaba el pozo hacia la izquierda.

Conglomerado Inferior: Perforó controlando parámetros y en modo rotario, mostró una tendencia a mantener ángulo y la última parada a tumbar con un BUR de $-1.67^{\circ}/100$ pies y giró a la izquierda con un TUR de $-0.5^{\circ}/100$ pies.

El BHA # 2 terminó con 20.81° de inclinación y 56.02° de dirección En la Tabla 18 se presenta los componentes del BHA # 2:

BHA Direccional		BHA # 2	Prof. entró	7106 pies		
Hoyo		12 1/4"	Prof. salió	7859 pies		
Razón de Entrada		Perforar hasta el tope del Conglomerado masivo				
Razón de Salida		Cambio de broca PDC por Tricónica				
No.	Componentes	Manufactura	OD (in) ID (in)	Max OD (in)	Long. (pies)	Long. Acum. (pies)
1	12 1/4" PDC HCD605 - IADC: M323	B. Hughes		12.250	1.10	1.10
2	Motor, 12 1/8" Camisa, AKO: 1.3°, 0.22 rev/gal	B. Hughes	8.000 6.400	12.125	35.17	36.27
3	Estabilizador Espiralado	B. Hughes	7.930 3.063	11.750	5.21	41.48
4	MWD - NaviTrak	B. Hughes	8.400 3.250	8.400	35.54	77.02
5	Sub - Filter	B. Hughes	7.840 2.875	7.840	5.65	82.67
6	Sub - X-Over	Taladro	7.750 3.000	7.750	1.68	84.35
7	21 x 5" HWDP	Taladro	5.000 3.000	5.000	641.32	725.67
8	Martillo		6.500 2.750	6.500	32.56	758.23
9	5 x 5" HWDP	Taladro	5.000 3.000	5.000	153.03	911.26
10	DP	Taladro	5.000 4.276	5.000		

Tabla 18. BHA # 2 del Pozo CJ1

FUENTE: (Baker Hughes)

MODIFICADO POR: Jayro Lenin Gutiérrez Romero

- **BHA # 3**

Objetivo: Mantener inclinación de 20.2° y dirección de 60.19° hasta pasar el masivo del conglomerado inferior.

Comportamiento:

Conglomerado Inferior: Perforó en modo rotario y mostró una tendencia a tumbar ángulo con un BUR de -0.87°/100 pies y giró a la derecha con un TUR de 2°/100 pies. Para contrarrestar el tumbado se deslizó 30 pies, pero solamente minimizó la caída de ángulo.

El estabilizador de 11 ¾" salió con un daño significativo de aproximadamente 75% de su superficie.

El BHA # 3 terminó con 18.57° de inclinación y 59.27° de dirección. En la Tabla 19 se presenta los componentes del BHA # 3:

BHA Direccional	BHA # 3	Prof. entró	7859 pies
Hoyo	12 1/4"	Prof. salió	8067 pies
Razón de Entrada	Perforar hasta la base del Conglomerado inferior		
Razón de Salida	Cambio de broca Tricónica por PDC		

No.	Componentes	Manufactura	OD (in)	Max OD (in)	Long. (pies)	Long. Acum. (pies)
			ID (in)			
1	12 1/4" Tricónica Insertos MXL-20 - IADC: 517	B. Hughes		12.250	1.10	1.10
2	Motor, 12 1/8" Camisa, AKO: 1.3°, 0.22 rev/gal	B. Hughes	8.000 6.400	12.125	35.17	36.27
3	Estabilizador Espiralado	B. Hughes	7.930 3.063	11.750	5.21	41.48
4	MWD - NaviTrak	B. Hughes	8.400 3.250	8.400	35.54	77.02
5	Sub - Filter	B. Hughes	7.840 2.875	7.840	5.65	82.67
6	Sub - X-Over	Taladro	7.750 3.000	7.750	1.68	84.35
7	21 x 5" HWDP	Taladro	5.000 3.000	5.000	641.32	725.67
8	Martillo		6.500 2.750	6.500	32.56	758.23
9	5 x 5" HWDP	Taladro	5.000 3.000	5.000	153.03	911.26

No.	Componentes	Manufactura	OD (in)	Max OD (in)	Long. (pies)	Long. Acum. (pies)
			ID (in)			
10	DP	Taladro	5.000	5.000		
			4.276			

Tabla 19. BHA # 3 del Pozo CJ1

FUENTE: (Baker Hughes)

MODIFICADO POR: Jayro Lenin Gutiérrez Romero

- **BHA # 4**

Objetivo: Mantener inclinación de 20.2° y dirección de 60.19° hasta la base de la Fm. Tena.

Comportamiento:

Tena: Perforó en modo rotario y mostró una tendencia a construir ángulo con un BUR de 0.32°/100 pies y giró a la izquierda con un TUR de -0.27°/100 pies. A 8650 pies se decidió realizar un slide de 22 pies para mitigar el incremento de ángulo y giro a la izquierda, posterior se continuó perforando en modo rotario y observó las mismas condiciones del inicio.

El BHA # 4 terminó con 21.89° de inclinación y 58.82° de dirección. En la Tabla 20 se presenta los componentes del BHA # 4:

BHA Direccional	BHA # 4	Prof. entró	8067 pies
Hoyo	12 1/4"	Prof. salió	9167 pies
Razón de Entrada	Continuar perforando la sección de 12 1/4"		
Razón de Salida	Punto de Casing en la Fm. Tena		

No.	Componentes	Manufactura	OD (in)	Max OD (in)	Long. (pies)	Long. Acum. (pies)
			ID (in)			
1	12 1/4" PDC QD604X - IADC: M123	B. Hughes		12.250	1.10	1.10
2	Motor, 12 1/8" Camisa, AKO: 1.3°, 0.22 rev/gal	B. Hughes	8.000	12.125	35.19	36.29
			6.400			
3	Estabilizador Espiralado	B. Hughes	8.000	11.500	5.54	41.83
			2.875			

No.	Componentes	Manufactura	OD (in)	Max OD (in)	Long. (pies)	Long. Acum. (pies)
			ID (in)			
4	MWD - NaviTrak	B. Hughes	8.400	8.400	35.54	77.37
			3.250			
5	Sub - Filter	B. Hughes	7.840	7.840	5.65	83.02
			2.875			
6	Sub - X-Over	Taladro	7.750	7.750	1.68	84.70
			3.000			
7	21 x 5" HWDP	Taladro	5.000	5.000	641.32	726.02
			3.000			
8	Martillo		6.500	6.500	32.56	758.58
			2.750			
9	5 x 5" HWDP	Taladro	5.000	5.000	153.03	911.61
			3.000			
10	DP	Taladro	5.000	5.000		
			4.276			

Tabla 20. BHA # 4 del Pozo CJ1

FUENTE: (Baker Hughes)

MODIFICADO POR: Jayro Lenin Gutiérrez Romero

3.2.1.4 Fluido de Perforación

3.2.1.4.1 Pozo AJ1

Tipo de Fluido:	Polimérico
Estrategia de Limpieza	
Píldoras viscosas:	Bombeó cada tres paradas perforadas
Píldoras dispersas:	Bombeó a 7226 y 7272 pies por baja ROP Bombeó a 8314 pies por perder señal en MWD Bombeó previo a iniciar la perforación con mismo BHA o distinto
Estrategia de Sellado	
Píldoras sellantes:	Bombeó previo y durante la perforación del Conglomerado Superior e Inferior de Tiyuyacu
Observaciones	
Trabajó con centrifugas en modo dewatering para control de la densidad y MBT	

3.2.1.4.2 Pozo BJ1

Tipo de Fluido:	Polimérico
Estrategia de Limpieza	
Píldoras viscosas:	Bombeó cada tres paradas perforadas
Píldoras dispersas:	Bombeó a 8000 pies por baja ROP Bombeó previo a iniciar la perforación con mismo BHA o distinto
Estrategia de Sellado	
Píldoras sellantes:	Bombeó previo y durante la perforación del Conglomerado Superior e Inferior de Tiyuyacu

3.2.1.4.3 Pozo CJ1

Tipo de Fluido:	Disperso hasta 5662 pies (Tope de Orteguzza) Polimérico hasta punto de casing (Fm. Tena)
Estrategia de Limpieza	
Píldoras viscosas:	Bombeó 40 BLS cada dos paradas perforadas y previo a iniciar la perforación
Píldoras dispersas:	Bombeó 30 BLS cada parada perforada y previo a iniciar la perforación
Estrategia de Sellado	
Píldoras sellantes:	Bombeó previo a perforar el Conglomerado Superior e Inferior de Tiyuyacu
Observaciones	
Trabajó con centrifugas en modo dewatering para control de la densidad y MBT	

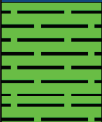






Estratigrafía		Litología	Densidad	Viscosidad de Embudo	pH	Lectura 600 RPM	Lectura 300 RPM	Lectura 6 RPM	Lectura 3 RPM	Gel 10 seg	Gel 10 min	Gel 30 min	Viscosidad Plástica	Punto Cedente	Filtrado	% de Arena	MBT
			lpg	seg/qt						lb/100ft2	lb/100ft2	lb/100ft2	cP	lb/100 pies2	mL/30 min	%	lb/bl
Orteguaza			9.2 - 9.4	44	9	48 - 50	35 - 37	7	6	4 - 6	8 - 9	12 - 13	11 - 13	24	8	0	0 - 5
Tiyuyacu			9.4 - 9.7	49 - 52	9.1 - 9.3	57 - 64	41 - 45	7 - 8	6 - 7	6 - 7	9 - 11	12 - 18	16 - 19	24 - 26	7 - 7.2	0.2 - 0.3	7.5 - 12.5
Congl. Tiyuyacu Inf.			9.7 - 9.8	50	9.1 - 9.2	63 - 66	44 - 46	8	7	6 - 7	11 - 12	17 - 19	19 - 20	25 - 26	6.2 - 6.4	0.3 - 0.4	12.5
Tena			9.8 - 9.9	49	9.0	67	46	7	6	6 - 7	11 - 12	18 - 20	21	25	6	0.8	15
Napo Superior	Arenisca M-1		9.9	49	9.1	65	45	7	6	6 - 7	12 - 13	17 - 18	20	25	6	0.3	15
	Lutitas Napo Superior		9.9 - 10	50 - 54	9.1	67 - 69	47 - 48	8	7	6 - 7	12 - 13	18 - 19	20 - 21	27	6	0.3	15
	Caliza M-1		10 10.2 Casing	48 - 52	9.1	59 - 64	39 - 44	7	6	6 - 7	12 - 13	18 - 19	20	19 - 24	6	0.3	15

Tabla 21. Propiedades del lodo utilizadas por cada formación atravesada en la Sección de 12 ¼" del Pozo AJ1.

ELABORADO POR: Jayro Lenin Gutiérrez Romero


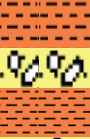


Estratigrafía	Litología	Densidad	Viscosidad de Embudo	pH	Lectura 600 RPM	Lectura 300 RPM	Lectura 6 RPM	Lectura 3 RPM	Gel 10 seg	Gel 10 min	Gel 30 min	Viscosidad Plástica	Punto Cedente	Filtrado	% de Arena	MBT
		lpg	seg/qt						lb/100ft2	lb/100ft2	lb/100ft2	cP	lb/100 pies2	mL/30 min	%	lb/bl
Orteguaza		9.2 - 9.4	46 - 47	9	43 - 46	32 - 34	6 - 7	5 - 6	3 - 5	5 - 8	7 - 10	11 - 12	21 - 22	8	0.1	0 - 5
Tiyuyacu		9.5 - 9.7	46 - 48	9	49 - 52	34 - 38	6 - 7	5 - 6	5	8 - 9	10 - 13	14 - 16	19 - 24	7 - 8	0.2	5 - 9
Congl. Tiyuyacu Inf.		9.7 - 9.8	47 - 48	9	53 - 56	38 - 40	6 - 7	5 - 6	5	8 - 9	13 - 14	14 - 17	21 - 25	6.8 - 7.6	0.2 - 0.3	10 - 12.5
Tena		9.9 - 10	47 - 53	9	56 - 58	39 - 41	6 - 7	5 - 6	5 - 6	9 - 12	14 - 16	16 - 17	22 - 25	7	0.3	12.5 - 15
Napó Superior	Arenisca M-1	10	53	9	62	43	6	5	6	9	15	19	24	6.8	0.3	17.5
	Lutitas Napó Superior	10	54	9	65 - 67	45 - 46	6 - 7	5 - 6	5 - 6	9 - 11	14 - 16	20 - 21	25	6.4 - 6.6	0.25	17.5
	Caliza M-1	10 10.2 Casing	54 - 56	9	67	46	7	6	6	11	16	21	25	7	0.25	17.5

Tabla 22. Propiedades del lodo utilizadas por cada formación atravesada en la Sección de 12 ¼" del Pozo BJ1.

ELABORADO POR: Jayro Lenin Gutiérrez Romero


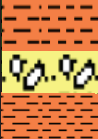


Estratigrafía	Litología	Densidad	Viscosidad de Embudo	pH	Lectura 600 RPM	Lectura 300 RPM	Lectura 6 RPM	Lectura 3 RPM	Gel 10 seg	Gel 10 min	Gel 30 min	Viscosidad Plástica	Punto Cedente	Filtrado	% de Arena	MBT
		lpg	seg/qt						lb/100ft2	lb/100ft2	lb/100ft2	cP	lb/100 pies2	mL/30 min	%	lb/bl
Orteguaza		9.8 - 9.9	38 - 44	10 - 10.6	44 - 46	31	5 - 6	4 - 5	5	7	8	13 - 15	16 - 18	6 - 6.5	0.15 - 0.2	2.5 - 5
Tiyuyacu		9.9 - 10.3	42 - 44	10 - 10.5	45 - 53	31 - 34	6 - 7	5 - 6	5 - 6	8 - 10	9 - 14	14 - 19	15 - 18	6	0.15 - 0.25	5 - 12.5
Congl. Tiyuyacu Inf.		10.3 - 10.5	44 - 46	10.6 - 10.7	47 - 53	32 - 36	6 - 8	5 - 7	6 - 7	10 - 12	13 - 15	15 - 17	17 - 19	6 - 6.3	0.15 - 0.25	15
Tena		10.6 11.2 Casing	45 - 48	10.5 - 10.6	51 - 59	34 - 39	6 - 10	5 - 9	6 - 9	12 - 16	13 - 20	17 - 20	17 - 20	6	0.2 - 0.25	17.5 - 22.5

Tabla 23. Propiedades del lodo utilizadas por cada formación atravesada en la Sección de 12 ¼" del Pozo CJ1.

ELABORADO POR: Jayro Lenin Gutiérrez Romero

3.2.1.5 Tipos de Brocas

3.2.1.5.1 Pozo AJ1

Estratigrafía	Litología	No.	Tamaño	Nombre	Código IADC	Tipo	Cortadores	Boquillas/ TFA	Profundidad Salió	Intervalo Perforado	Horas Netas	ROP neta	CALIFICACIÓN							
			pulg				mm	1/32 pulg/pulg ²	pies	pies	horas	pie/hr	I	E	C.D.	U	C/S	C.	O.C.	R.S.
Orteguaza		1	12.25	HCD605X	M323	PDC	19	7 x 13 / 0.907	7948	778	5.7	137.5	0	2	CT	S	X	I	WT	FM
		Tiyuyacu								240	4.3	56.3								
		Conglomerado Sup								150	6.2	24.4								
		Tiyuyacu								848	39.9	21.2								
		Congl. Tiyuyacu Inf								240	12.3	19.5								
MXL-20	517	TCI		N/A	3 x 20 / 0.92	8309	361	14.2	25.4	0	1	WT	S	E	1/16	NO	FM			
Tena	3	HCD605X		M323	PDC	19	7 x 13 / 0.907	9240	8476	167	3.11	53.6	0	0	NO	A	X	I	NO	DTF
3R	705								19.7	35.8	0	1	WT	S	X	I	NO	BHA		
Arenisca M-1	59								4.5	13.1										
Napo Superior	Lutitas Napo Superior	3R																		
	Caliza M-1	4		HCR506ZX	M223		16	6 x 16 / 1.178	9528	288	20.6	14.0	1	4	WT	S	X	I	CT	TD

Tabla 24. Sumario de Brocas por cada formación atravesada en la Sección de 12 ¼" del Pozo AJ1.

ELABORADO POR: Jayro Lenin Gutiérrez Romero

3.2.1.5.2 Pozo BJI

Estratigrafía	Litología	No.	Tamaño	Nombre	Código IADC	Tipo	Cortadores	Boquillas/ TFA	Profundidad Salió	Intervalo Perforado	Horas Netas	ROP neta	CALIFICACIÓN							
			pulg				mm	1/32 pulg/pulg ²	pies	pies	horas	pie/hr	I	E	C.D.	U	C/S	C.	O.C.	R.S.
Orteguaza		1	12.25	DP605X	M323	PDC	19	7 x 13 / 0.907	7703	815	11.2	72.8	1	2	BT	A	X	I	WT	FM
Tiyuyacu										278	4.4	63.8								
Conglomerado Sup										93	3.3	27.9								
Tiyuyacu										989	13.5	73.3								
Congl. Tiyuyacu Inf										173	9.6	18.0								
Tena		2		MXL-20	517	TCI	N/A	3 x 20 / 0.92	8112	409	19.09	21.4	0	0	WT	A	X	I	NO	FM
Napó Superior	Arenisca M-1	3		HC604	M123	PDC	19	4 x 12 + 4 x 13 / 0.9603	8855	704	19.65	35.8	3	2	BT	A	X	I	WT	PR
	Lutitas Napo Superior										39	3.47								
	Caliza M-1		4		HCM606	M223		19	6 x 16 / 1.178	9180	325	29.84	10.9	2	6	RO	A	X	1/16	LT

Tabla 25. Sumario de Brocas por cada formación atravesada en la Sección de 12 ¼” del Pozo BJI.

ELABORADO POR: Jayro Lenin Gutiérrez Romero

3.2.1.5.3 Pozo CJ1





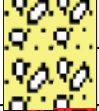
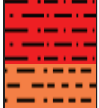
Estratigrafía	Litología	No.	Tamaño	Nombre	Código IADC	Tipo	Cortadores	Boquillas/ TFA	Profundidad Salió	Intervalo Perforado	Horas Netas	ROP neta	CALIFICACIÓN							
			pulg				mm	1/32 pulg/pulg ²	pies	pies	horas	pie/hr	I	E	C.D.	U	C/S	C.	O.C.	R.S.
Orteguaza		1	12.25	HCD605X	M323	PDC	19	5 x 13 + 2 X 14 / 0.9488	7106	756	14.0	54.0	2	3	WT	A	X	I	BT	PR
Tiyuyacu										186	7.2	25.8								
Conglomerado Sup										216	10.6	20.4								
Tiyuyacu										286	12.4	23.1								
Congl. Tiyuyacu Inf		2	12.25	HCD605	517	TCI	N/A	5 x 13 + 2 X 14 / 0.9488	7859	461	9.5	48.4	0	1	WT	S	X	I	NO	BHA
		3		MXL-20						517	TCI	N/A								
Tena		4	12.25	QD604X	M123	PDC	19	7 x 12 + 1 x 13 / 0.9027	9167	1100	24.9	44.2	0	1	WT	G	X	I	NO	TD

Tabla 26. Sumario de Brocas por cada formación atravesada en la Sección de 12 ¼" del Pozo CJ1

ELABORADO POR: Jayro Lenin Gutiérrez Romero

3.2.1.6 Parámetros de Perforación e Hidráulica de la Broca

Los parámetros de perforación juegan un rol muy importante dentro de las prácticas de perforación, entre ellos tenemos WOB, RPM, TORQUE, SPP, GPM. La manipulación de estos parámetros en cada tipo de formación, acompañados con un buen diseño del BHA, buena selección de la broca, adecuadas propiedades del fluido y pocas limitaciones del taladro, permiten optimizar tiempos de perforación.

En el Anexo 2 se presentan las curvas graficadas pie a pie de los parámetros arriba mencionados, y adicional el caballaje hidráulico por pulgada cuadrada (HSI) y la fuerza de impacto por pulgada cuadrada (IF) que fueron calculados utilizando las ecuaciones descritas en las páginas 87 y 88 del presente estudio. Estas gráficas están visualizadas de acuerdo a cada formación atravesada para poder identificar el comportamiento de las variables y parámetros de perforación más óptimos de los Pozos AJ1, BJ1 y CJ1.

3.2.1.6.1 Formación Ortegaza

- **Pozo AJ1:** Tiene el mejor rendimiento en cuanto a ROP neta rotando y orientando, puesto que no se perforó en modo de orientación sino que por el contrario perforó todo el intervalo en modo rotario y mantiene los parámetros e hidráulica apropiados. Ver Tabla 27.
- **Pozo BJ1:** Tiene el segundo mejor rendimiento en cuanto a ROP neta rotando y orientando, realizó orientación con una ROP baja y el resto perforó en modo rotario. Ver Tabla 27.
- **Pozo CJ1:** Tiene el tercer mejor rendimiento en cuanto a ROP neta rotando y orientando, realizó 4 orientaciones con ROP's bajas y perforó el resto en modo rotario. Ver Tabla 27.

Referirse al Anexo 7 para visualizar los parámetros e hidráulica de la broca pie a pie.

Parámetros	Unidades	Pozo AJ1	Pozo BJ1	Pozo CJ1
		Broca #1	Broca #1	Broca #1
ROP neta (R + O)	pie/hora	137.5	72.8	54
Perfora en modo Rotario				

Parámetros	Unidades	Pozo AJ1	Pozo BJ1	Pozo CJ1
		Broca #1	Broca #1	Broca #1
ROP neta (R)	pie/hora	137.5	105.4	105.7
WOB	Klbs	16-20	15-20	18-28
GPM	gpm	900	850-900	850
RPM superficie	rpm	45-60	70	80
RPM motor	rpm	198	187-198	187
TORQUE	Klbs-pie	12-15	8-10	10-14
SPP	psi	2000-2800	2000-2500	3000-3800
Hidráulica				
HSI	HP/pulg ²	3.7	3.6	2.7
IF	Lb/pulg ²	12	11	10
Perfora en modo Orientado				
ROP neta (O)	pie/hora	N/A	9.9	15.3
WOB	Klbs	N/A	10	8-10
GPM	gpm	N/A	800	850
RPM motor	rpm	N/A	176	187
SPP	psi	N/A	1800	2400
Hidráulica				
HSI	HP/pulg ²	N/A	2.7	2.7
IF	Lb/pulg ²	N/A	11	10
# de Orientaciones		0	1	4

Tabla 27. Parámetros de Perforación e Hidráulica de la Broca en la Formación Orteguzza de los Pozos Tipo J1.

ELABORADO POR: Jayro Lenin Gutiérrez Romero

Vemos que las 4 orientaciones realizadas en el pozo CJ1, causaron una disminución bastante significativa a la ROP neta rotando y orientando con respecto a los pozos AJ1 y BJ1.

Adicional se puede apreciar que la presión en los pozos AJ1 y BJ1 es baja en comparación al CJ1, esto se debe a que el OD de la tubería de perforación utilizada en los dos primeros pozos es mayor (5.5 pulgadas) forjando a que existan menores pérdidas de presión. En el pozo CJ1 se evidencia una presión del stand pipe máxima de 3800 psi, la cual le limita en aplicar mayor caudal puesto que la presión nominal del taladro de perforación es 4000 psi.

3.2.1.6.2 Formación Tiyuyacu

- **Pozo AJ1:** Tiene el segundo mejor rendimiento en cuanto a ROP neta rotando y orientando, realizó dos orientaciones con una ROP baja y perforó rotando con la mejor ROP de los tres pozos. Ver Tabla 28.

- **Pozo BJ1:** Tiene el mejor rendimiento en cuanto a ROP neta rotando y orientando, perforó todo el intervalo en modo rotario. Ver Tabla 28.
- **Pozo CJ1:** Tiene el tercer mejor rendimiento en cuanto a ROP neta rotando y orientando, realizó una orientación con una ROP baja y perforó rotando con la ROP más baja de los tres pozos. Ver Tabla 28.

Referirse al Anexo 7 para visualizar los parámetros e hidráulica de la broca pie a pie.

Parámetros	Unidades	Pozo AJ1	Pozo BJ1	Pozo CJ1
		Broca #1	Broca #1	Broca #1
ROP neta (R + O)	pie/hora	56.3	63.8	25.8
Perfora en modo Rotario				
ROP neta (R)	pie/hora	96.2	63.8	40
WOB	Klbs	20-25	20	18-35
GPM	gpm	950	900	850
RPM superficie	rpm	50-60	70-80	60
RPM motor	rpm	209	198	187
TORQUE	Klbs-pie	14	8-12	10-15
SPP	psi	3000	2600-3000	3500-3800
Hidráulica				
HSI	HP/pulg ²	3.7	3.2-3.6	3.0
IF	Lb/pulg ²	12	11	10
Perfora en modo Orientado				
ROP neta (O)	pie/hora	17.6	N/A	13.2
WOB	Klbs	20	N/A	18
GPM	gpm	950	N/A	800
RPM motor	rpm	209	N/A	176
SPP	psi	2800	N/A	3000
Hidráulica				
HSI	HP/pulg ²	3.5	N/A	2.8
IF	Lb/pulg ²	12	N/A	10
# de Orientaciones		2	0	1

Tabla 28. Parámetros de Perforación e Hidráulica de la Broca en la Formación Tiyuyacu de los Pozos Tipo J1.

ELABORADO POR: Jayro Lenin Gutiérrez Romero

Los tres pozos controlaron parámetros previo a llegar al tope del miembro Conglomerado Superior, básicamente se controló WOB, RPM en superficie y GPM, con esto se asegura la integridad de los cortadores en la broca PDC por tratarse de una roca dura.

3.2.1.6.3 Conglomerado Superior de Tiyuyacu

- **Pozo AJ1:** Tiene el segundo mejor rendimiento en cuanto a ROP neta rotando, perforó todo el intervalo en modo rotario y controló parámetros. Ver Tabla 29.
- **Pozo BJ1:** Tiene el mejor rendimiento en cuanto a ROP neta rotando, perforó todo el intervalo en modo rotario y controló parámetros. Ver Tabla 29.
- **Pozo CJ1:** Tiene el tercer mejor rendimiento en cuanto a ROP neta rotando, perforó todo el intervalo en modo rotario y controló parámetros. Ver Tabla 29.

Referirse al Anexo 7 para visualizar los parámetros e hidráulica de la broca pie a pie.

Parámetros	Unidades	Pozo AJ1	Pozo BJ1	Pozo CJ1
		Broca #1	Broca #1	Broca #1
Perfora en modo Rotario				
ROP neta (R)	pie/hora	24.4	27.9	20.4
WOB	Klbs	15-25	2-12	12-35
GPM	gpm	550	550	500-850
RPM superficie	rpm	40	40	30-60
RPM motor	rpm	121	121	110-187
TORQUE	Klbs-pie	12	8-9	8-14
SPP	psi	1500	1500	2000-3800
Hidráulica				
HSI	HP/pulg ²	1.1	1.0	1-3
IF	Lb/pulg ²	5	4.5	4-11
# de Orientaciones		0	0	0

Tabla 29. Parámetros de Perforación e Hidráulica de la Broca en el miembro Conglomerado Superior de Tiyuyacu de los Pozos Tipo J1.

ELABORADO POR: Jayro Lenin Gutiérrez Romero

En el Anexo 7 se visualiza que el Pozo CJ1 aplica un WOB máximo de 35 Klbs durante el control de parámetros, y que no respeta el control en todo el intervalo, por el contrario aplica parámetros normales en los últimos 45 pies. Las consecuencias de esta acción se hablan más adelante.

3.2.1.6.4 Formación Tiyuyacu

- **Pozo AJ1:** Tiene el tercer mejor rendimiento en cuanto a ROP neta rotando y orientando, realizó cuatro orientaciones con la más baja ROP de los tres pozos. Ver Tabla 30.
- **Pozo BJ1:** Tiene el mejor rendimiento en cuanto a ROP neta rotando y orientando, realizó una orientación con la mejor ROP de los tres pozos. Ver Tabla 30.
- **Pozo CJ1:** Tiene el segundo mejor rendimiento en cuanto a ROP neta rotando y orientando, perforó con dos brocas y realizó una orientación con una ROP baja. Ver Tabla 30.

Referirse al Anexo 7 para visualizar los parámetros e hidráulica de la broca pie a pie.

Parámetros	Unidades	Pozo AJ1	Pozo BJ1	Pozo CJ1	
		Broca #1	Broca #1	Broca #1	Broca #2
ROP neta (R + O)	pie/hora	21.2	73.3	23.1	48.4
Perfora en modo Rotario					
ROP neta (R)	pie/hora	23.9	77	23.1	88.5
WOB	Klbs	20-27	24-26	35-38	17-25
GPM	gpm	950	950	950	750
RPM superficie	rpm	80	80	60-70	80
RPM motor	rpm	209	209	209	165
TORQUE	Klbs-pie	10-15	10-12	10-12	11-15
SPP	psi	3400	3400	3800	3900
Hidráulica					
HSI	HP/pulg ²	3.7	3.5-3.7	3.0	2.4
IF	Lb/pulg ²	12	11-12	10	8
Perfora en modo Orientado					
ROP neta (O)	pie/hora	7.4	19.5	N/A	12
WOB	Klbs	12	12	N/A	12
GPM	gpm	950	950	N/A	750
RPM motor	rpm	209	209	N/A	165
SPP	psi	3400	3400	N/A	3600
Hidráulica					
HSI	HP/pulg ²	3.7	3.5-3.7	N/A	2.4
IF	Lb/pulg ²	12	11-12	N/A	8
# de Orientaciones		4	1	1	3

Tabla 30. Parámetros de Perforación e Hidráulica de la Broca en la Formación Tiyuyacu de los Pozos Tipo J1.

ELABORADO POR: Jayro Lenin Gutiérrez Romero

Por los parámetros aplicados en el Conglomerado Superior a la broca No. 1 del pozo CJ1, se evidenció pobre avance al continuar perforando la formación Tiyuyacu, por tal razón se decidió sacar la broca y cambiarla por una de similares características. En la Tabla 26 se muestra la calificación de la broca PDC No. 1 del pozo CJ1 y se evidencia un notorio desgaste en los cortadores internos y externos.

Sin embargo el rendimiento de la broca No. 2 del pozo CJ1 es afectado por las tres orientaciones que se realizaron.

3.2.1.6.5 Conglomerado Inferior de Tiyuyacu

Broca PDC

- **Pozo AJ1:** Tiene el segundo mejor rendimiento en cuanto a ROP neta rotando, perforó todo el intervalo en modo rotario y controló parámetros. Ver Tabla 31.
- **Pozo BJ1:** Tiene el tercer mejor rendimiento en cuanto a ROP neta rotando, perforó todo el intervalo en modo rotario y controló parámetros. Ver Tabla 31.
- **Pozo CJ1:** Tiene el mejor rendimiento en cuanto a ROP neta rotando, perforó todo el intervalo en modo rotario y controló parámetros. Ver Tabla 31.

Referirse al Anexo 7 para visualizar los parámetros e hidráulica de la broca pie a pie.

Parámetros	Unidades	Pozo AJ1	Pozo BJ1	Pozo CJ1
		Broca #1	Broca #1	Broca #2
Perfora en modo Rotario				
ROP neta (R)	pie/hora	19.5	18	31.5
WOB	Klbs	12	18	12-15
GPM	gpm	550	550	550
RPM superficie	rpm	40	40	40
RPM motor	rpm	121	121	121
TORQUE	Klbs-pie	10	8-9	12-14
SPP	psi	1800	1800	2200
Hidráulica				
HSI	HP/pulg ²	0.9	1	1
IF	Lb/pulg ²	5	5	5

Parámetros	Unidades	Pozo AJ1	Pozo BJ1	Pozo CJ1
		Broca #1	Broca #1	Broca #2
# de Orientaciones		0	0	0

Tabla 31. Parámetros de Perforación e Hidráulica de la Broca PDC en el miembro Conglomerado Inferior de Tiyuyacu de los Pozos Tipo J1.

ELABORADO POR: Jayro Lenin Gutiérrez Romero

Una particularidad de la broca PDC # 2 del pozo CJ1 es que se le aplica menor WOB y tiene mejor rendimiento en comparación al resto, esto se debe a que la broca es nueva. En cambio vemos en la Tabla 31 que el WOB en la broca # 1 del pozo BJ1 es mayor y genera menor rendimiento que las demás brocas, la explicación se muestra en la Tabla 25, en la cual se evidencia que el desgaste de los cortadores internos es mucho mayor que el de la broca # 1 del pozo AJ1 y broca # 2 del pozo CJ1.

Broca Tricónica de Insertos

- **Pozo AJ1:** Tiene el mejor rendimiento en cuanto a ROP neta rotando y orientando, realizó cuatro orientaciones con la mejor ROP de los tres pozos y perforó en modo rotario con parámetros normales obteniendo la segunda mejor ROP. Ver Tabla 32.
- **Pozo BJ1:** Tiene el segundo mejor rendimiento en cuanto a ROP neta rotando y orientando, realizó una orientación con la segunda mejor ROP de los tres pozos y perforó en modo rotario con parámetros normales obteniendo la segunda mejor ROP. Ver Tabla 32.
- **Pozo CJ1:** Tiene el tercer mejor rendimiento en cuanto a ROP neta rotando y orientando, realizó una orientación con la tercer mejor ROP de los tres pozos y perforó en modo rotario con parámetros normales obteniendo la mejor ROP. Ver Tabla 32.

Referirse al Anexo 7 para visualizar los parámetros e hidráulica de la broca pie a pie.

Parámetros	Unidades	Pozo AJ1	Pozo BJ1	Pozo CJ1
		Broca #2	Broca #2	Broca #3
ROP neta (R + O)	pie/hora	25.4	21.4	20.2
Perfora en modo Rotario				
ROP neta (R)	pie/hora	24.7	21.2	33.3
WOB	Klbs	25	25	25-35
GPM	gpm	850	850	850
RPM superficie	rpm	50-80	70	80
RPM motor	rpm	187	187	187
TORQUE	Klbs-pie	10-15	10-12	11-15
SPP	psi	2800	2800	3800
Hidráulica				
HSI	HP/pulg ²	3.0	3.2	2.5
IF	Lb/pulg ²	10	11	9
Perfora en modo Orientado				
ROP neta (O)	pie/hora	25.7	21.4	18.9
WOB	Klbs	20	14	28
GPM	gpm	850	850	750
RPM motor	rpm	187	187	165
SPP	psi	2800	2800	3500
Hidráulica				
HSI	HP/pulg ²	3.0	3.2	2.0
IF	Lb/pulg ²	10	11	7
# de Orientaciones		4	1	1

Tabla 32. Parámetros de Perforación e Hidráulica de la Broca TCI en el miembro Conglomerado Inferior de Tiyuyacu de los Pozos Tipo J1.

ELABORADO POR: Jayro Lenin Gutiérrez Romero

Si comparamos el HSI de los pozos AJ1 y BJ1, podemos distinguir fácilmente que el del pozo BJ1 es mayor que el del pozo AJ1, pero este valor no se refleja en el rendimiento de su broca, puesto que no depende del WOB y RPM en superficie, en el Anexo 7 se puede visualizar que al momento de subir las RPM's en superficie a 80, induce un aumento de la ROP sin variar los demás parámetros. Así mismo vemos que el HSI del pozo CJ1 es el menor de los tres, pero al perforar en modo rotario aplica WOB y RPM en superficie mayores, causando que la ROP aumente significativamente.

3.2.1.6.6 *Formación Tena*

- **Pozo AJ1:** Perforó con dos brocas, en la primera broca tiene el mejor rendimiento en cuanto a ROP neta rotando, en la segunda broca tiene el segundo mejor rendimiento en cuanto a ROP neta rotando y orientando,

realizó seis orientaciones con la mejor ROP de los tres pozos y perforó en modo rotario obteniendo la mejor ROP. Ver Tabla 33.

- **Pozo BJ1:** Tiene el segundo mejor rendimiento en cuanto a ROP neta rotando y orientando, realizó tres orientaciones con la peor ROP de los tres pozos y perforó en modo rotario obteniendo la segunda mejor ROP. Ver Tabla 33.
- **Pozo CJ1:** Tiene el mejor rendimiento en cuanto a ROP neta rotando y orientando, realizó una orientación con la segunda mejor ROP de los tres pozos y perforó en modo rotario obteniendo la segunda mejor ROP. Ver Tabla 33.

Referirse al Anexo 7 para visualizar los parámetros e hidráulica de la broca pie a pie.

Parámetros	Unidades	Pozo AJ1		Pozo BJ1	Pozo CJ1
		Broca #3	Broca #3R	Broca #3	Broca #4
ROP neta (R + O)	pie/hora	53.6	35.8	35.8	44.2
Perfora en modo Rotario					
ROP neta (R)	pie/hora	53.6	91.3	52.4	48.3
WOB	Klbs	25	15-35	25	14-20
GPM	gpm	950	900	950	750
RPM superficie	rpm	80	40-60	60-70	60-80
RPM motor	rpm	209	198	209	165
TORQUE	Klbs-pie	14	14	12	12-16
SPP	psi	3500	3800	3300	3900
Hidráulica					
HSI	HP/pulg ²	3.8	2-3.5	4.0	2.5
IF	Lb/pulg ²	12.5	7-10	13	8
Perfora en modo Orientado					
ROP neta (O)	pie/hora	N/A	14.3	8.2	8.5
WOB	Klbs	N/A	8-12	8	18
GPM	gpm	N/A	800	850	750
RPM motor	rpm	N/A	176	187	165
SPP	psi	N/A	3400	3200	3800
Hidráulica					
HSI	HP/pulg ²	N/A	2.7	4	2.4
IF	Lb/pulg ²	N/A	9	13.5	8
# de Orientaciones		0	6	3	1

Tabla 33. Parámetros de Perforación e Hidráulica de la Broca en la Formación Tena de los Pozos Tipo J1.

ELABORADO POR: Jayro Lenin Gutiérrez Romero

El TFA del pozo CJ1 permitió que solamente se utilice 750 GPM para evitar que la presión del stand pipe no sobrepase los 3900 psi, tanto que en el pozo AJ1 lo que permitió un buen rendimiento rotando fue el aplicar valores altos de WOB, caso que en el pozo BJ1 no se dio.

3.2.1.6.7 Formación Napo Superior

- **Pozo AJ1:** Perforó con dos brocas, en la primera broca tiene pobre rendimiento en cuanto a ROP neta rotando, puesto que controló parámetros previo a entrar a las Lutitas, en la segunda broca tiene el mejor rendimiento en cuanto a ROP neta rotando y orientando, realizó tres orientaciones con una baja ROP. Ver Tabla 34.
- **Pozo BJ1:** Perforó con dos brocas, en la primera broca tiene pobre rendimiento en cuanto a ROP neta rotando, puesto que controló parámetros previo a entrar a las Lutitas, en la segunda broca tiene el peor rendimiento en cuanto a ROP neta rotando. Ver Tabla 34.

Referirse al Anexo 7 para visualizar los parámetros e hidráulica de la broca pie a pie.

Parámetros	Unidades	Pozo AJ1		Pozo BJ1	
		Broca #3R	Broca #4	Broca #3	Broca #4
ROP neta (R + O)	pie/hora	13.1	14	11.2	10.9
Perfora en modo Rotario					
ROP neta (R)	pie/hora	13.1	19.6	11.2	10.9
WOB	Klbs	15-18	25-30	25	27-35
GPM	gpm	550	850	550	900
RPM superficie	rpm	40	50	40	60-70
RPM motor	rpm	121	187	121	198
TORQUE	Klbs-pie	14	15-17	12	12-15
SPP	psi	2000	3000	1800	3000
Hidráulica					
HSI	HP/pulg ²	1.1	2.0	1.1	2.4
IF	Lb/pulg ²	4.5	8	4.5	10
Perfora en modo Orientado					
ROP neta (O)	pie/hora	N/A	7.9	N/A	N/A
WOB	Klbs	N/A	5-20	N/A	N/A
GPM	gpm	N/A	850	N/A	N/A
RPM motor	rpm	N/A	187	N/A	N/A
SPP	psi	N/A	2800	N/A	N/A
Hidráulica					

Parámetros	Unidades	Pozo AJ1		Pozo BJ1	
		Broca #3R	Broca #4	Broca #3	Broca #4
HSI	HP/pulg ²	N/A	2.0	N/A	N/A
IF	Lb/pulg ²	N/A	8	N/A	N/A
# de Orientaciones		0	3	0	0

Tabla 34. Parámetros de Perforación e Hidráulica de la Broca en la Formación Napo Superior de los Pozos Tipo J1.

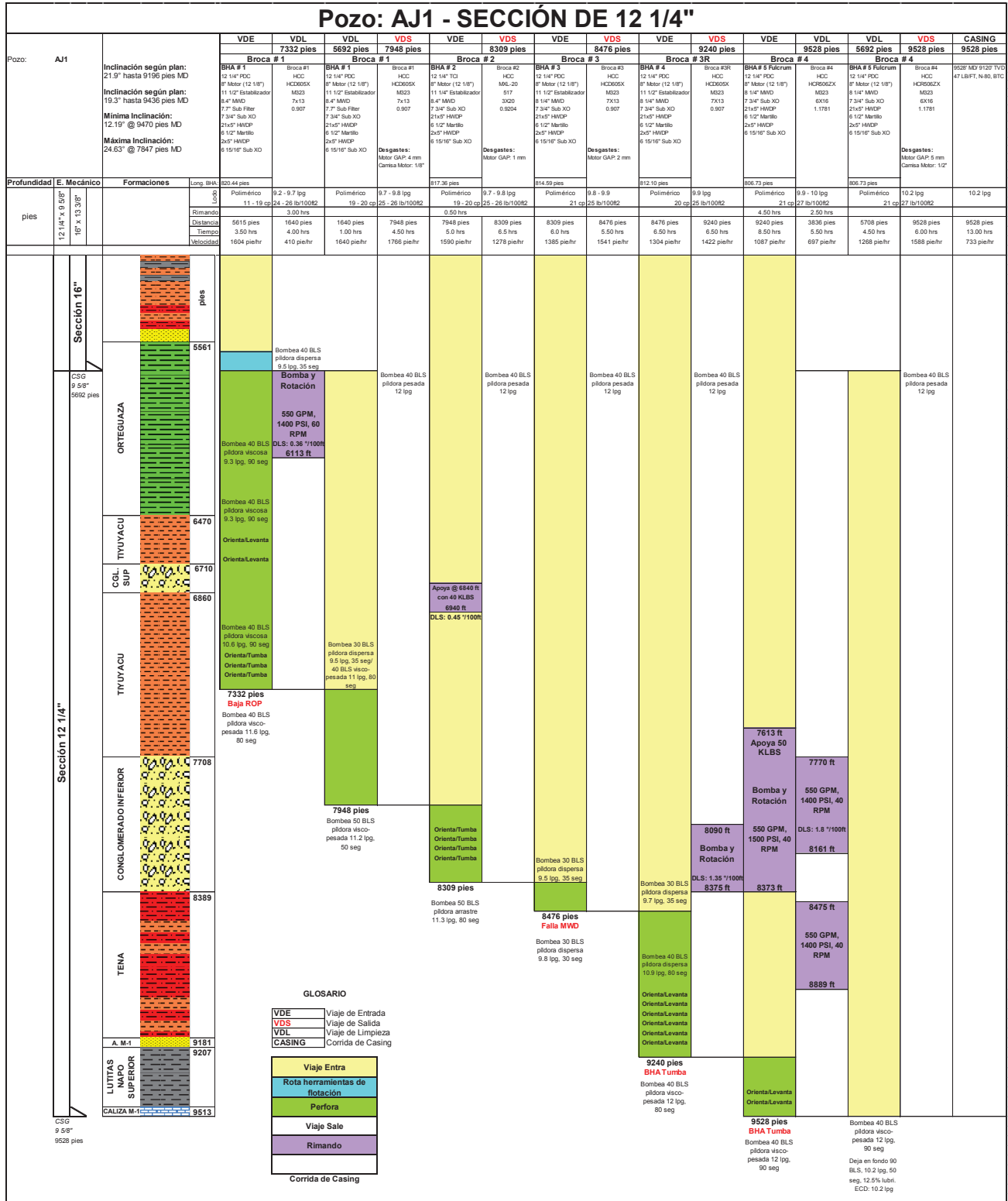
ELABORADO POR: Jayro Lenin Gutiérrez Romero

En la Tabla 24 y Tabla 25 se puede apreciar que los cortadores externos de la broca son los más afectados al perforar la Formación Napo Superior, y el resultado se traduce en baja ROP. Como conocemos, las Calizas son formaciones duras que necesitan ser perforadas con brocas cuyos códigos IADC sean mínimo M323, pero en este caso las dos brocas empleadas eran M223.

3.2.1.7 Sumario y Problemas encontrados durante la Perforación en la Sección de 12 ¼”

El resumen operacional se ha representado en una hoja denominada Hoja de Viajes, en la cual se puede apreciar visualmente las operaciones ejecutadas durante la perforación en la Sección de 12 ¼” y los problemas que se presentaron en los tres pozos de estudio.

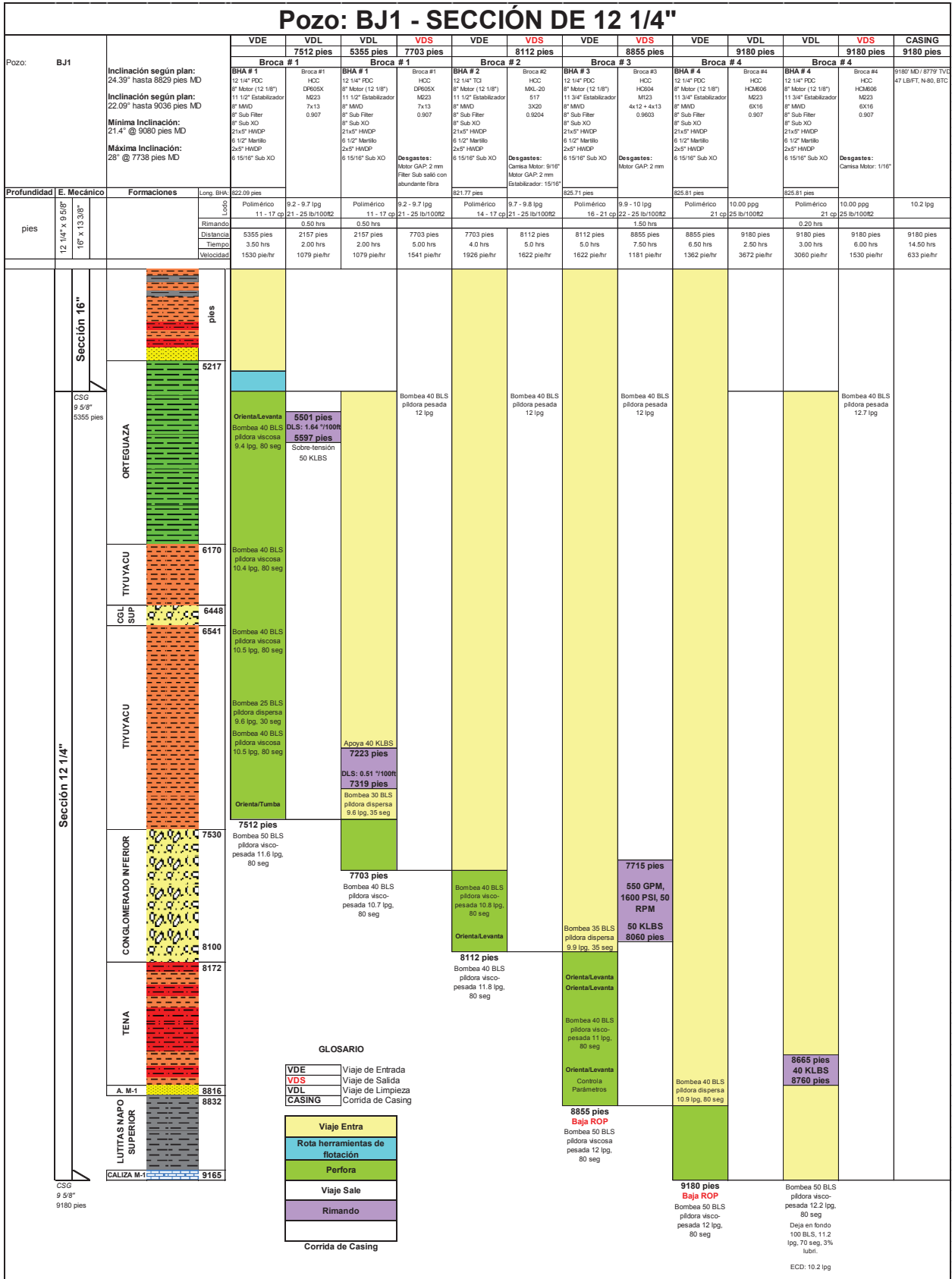
3.2.1.7.1 Pozo AJ1



Gráfica 1. Hoja de Viajes del Pozo AJ1

ELABORADO POR: Jayro Lenin Gutiérrez Romero

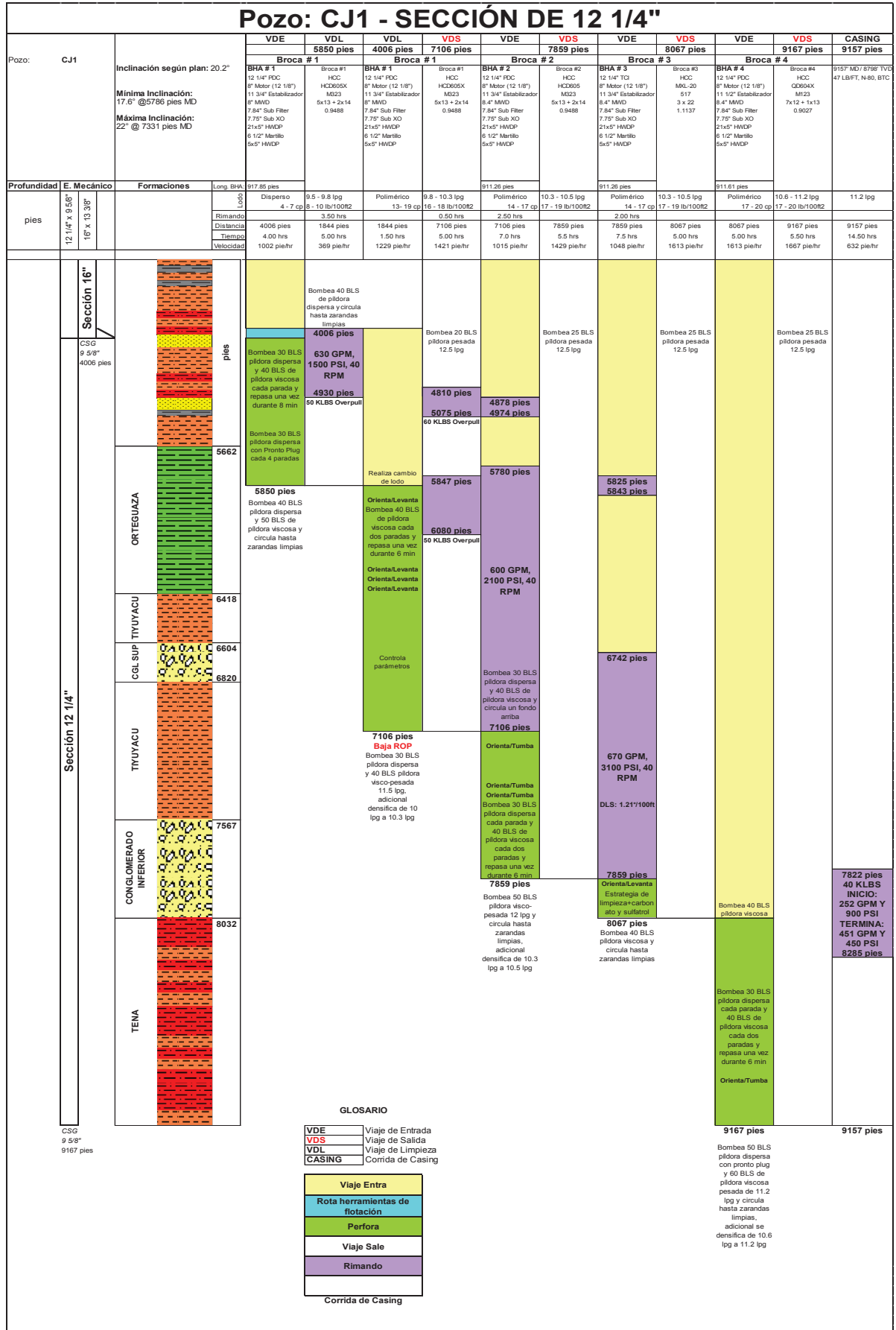
3.2.1.7.2 Pozo BJI



Gráfica 2. Hoja de Viajes del Pozo BJI

ELABORADO POR: Jayro Lenin Gutiérrez Romero

3.2.1.7.3 Pozo CJ1



Gráfica 3. Hoja de Viajes del Pozo CJ1

ELABORADO POR: Jayro Lenin Gutiérrez Romero

- **Pozo AJ1**

Formaciones	Problema
Orteguaza	Sobretensión
Conglomerado Superior e Inferior de Tiyuyacu	Sobretensión y puntos de apoyo
Tena	Sobretensión

- **Pozo BJ1**

Formaciones	Problema
Orteguaza	Sobretensión
Tiyuyacu	Puntos de apoyo
Conglomerado Inferior de Tiyuyacu	Sobretensión
Tena	Puntos de apoyo

- **Pozo CJ1**

Formaciones	Problema
Orteguaza	Sobretensión y puntos de apoyo
Tiyuyacu	Puntos de apoyo
Conglomerado Superior e Inferior de Tiyuyacu	Puntos de apoyo
Tena	Punto de apoyo

3.2.1.8 Indicadores de Comportamiento de los BHA's en las formaciones de estudio

Todos los BHA's utilizados para perforar la sección de 12 ¼" de los Pozos AJ1, BJ1 y CJ1, fueron diseñados para tratar de mantener la dirección e inclinación del pozo y llevarlo de acuerdo al plan direccional, pero como se observa en la Gráfica 4 y Gráfica 5, la mayoría de los BHA's en los tres pozos se desvían del plan, teniendo que recurrir al modo de orientar el BHA para corregir inclinación y dirección. Es importante tener en cuenta que el comportamiento tanto en inclinación como en dirección del BHA se ve incurrido por la formación atravesada.

A continuación se describe el mejor comportamiento del BHA en cada formación de estudio.

3.2.1.8.1 Comportamiento en Inclinación y Dirección

La Gráfica 4 y Gráfica 5 indican el comportamiento en inclinación y dirección respectivamente de los BHA's de los tres pozos arriba mencionados de acuerdo a cada formación atravesada. A continuación se describe el comportamiento de cada BHA por formación:

- **Formación Orteguzza**

AJ1: El BHA # 1 mantiene inclinación y termina respecto al plan. Con respecto a la dirección tiende a girar a la izquierda.

BJ1: El BHA # 1 tiene una tendencia ligera a tumbar inclinación y termina por debajo del plan. Con respecto a la dirección tiende a mantener.

CJ1: El BHA # 1 tiene una tendencia ligera a tumbar inclinación y termina de acuerdo al plan. Con respecto a la dirección tiende a girar a la derecha.

Conclusión: La Fm. Orteguzza incide en el BHA una tendencia natural a tumbar inclinación y la dirección depende del buzamiento de los estratos.

- **Formación Tiyuyacu**

AJ1: El BHA # 1 empieza de acuerdo al plan y tiende a levantar inclinación. Con respecto a la dirección tiende a girar a la derecha.

BJ1: El BHA # 1 empieza 1° por debajo del plan, tiende a levantar ligeramente inclinación y termina por arriba del plan. Con respecto a la dirección tiende a mantener.

CJ1: El BHA # 1 empieza de acuerdo al plan y tiende a levantar ligeramente inclinación, se anticipa su salida por presentar baja ROP, termina por arriba del plan. El BHA # 2 es un BHA que presenta el principio Fulcrum y es igual al BHA # 1, tiende a construir inclinación en modo rotario, por lo que se realiza varias orientaciones para llevarlo de acuerdo al plan. Con respecto a la dirección tiende a girar a la izquierda.

Conclusión: La Fm. Tiyuyacu incide en el BHA una tendencia natural a construir inclinación y la dirección depende del buzamiento de los estratos.

- **Conglomerado Superior**

AJ1: El BHA # 1 empieza de acuerdo al plan y tiende a mantener inclinación. Con respecto a la dirección tiende a mantener.

BJ1: El BHA # 1 empieza de acuerdo al plan y tiende a levantar inclinación. Con respecto a la dirección tiende a girar a la izquierda.

CJ1: El BHA # 1 empieza de acuerdo al plan y tiende a mantener inclinación. Con respecto a la dirección tiende a girar a la izquierda.

Conclusión: El miembro Conglomerado Superior incide en el BHA una tendencia natural a mantener inclinación y la dirección depende del buzamiento de los estratos.

- **Conglomerado Inferior**

AJ1: El BHA # 1 (PDC) y BHA # 2 (TCI) empiezan por arriba del plan y tienden a tumbar inclinación en modo rotario, el BHA # 2 orienta para contrarrestar el tumbado. Con respecto a la dirección tienden a girar a la izquierda.

BJ1: El BHA # 1 (PDC) empieza por arriba del plan y tiende a levantar inclinación en los pocos pies perforados, el BHA # 2 (TCI) empieza por arriba del plan y tiende a tumbar inclinación en modo rotario. Con respecto a la dirección tienden a girar a la izquierda.

CJ1: El BHA # 2 (PDC) empieza por arriba de acuerdo al plan y tiende a mantener inclinación, el BHA # 3 (TCI) empieza de acuerdo al plan y tiende a tumbar inclinación en modo rotario. Con respecto a la dirección tienden a girar a la derecha.

Conclusión: El miembro Conglomerado Inferior incide en el BHA una tendencia natural a tumbar inclinación y la dirección depende del buzamiento de los estratos.

- **Formación Tena**

AJ1: El BHA # 3 y # 4 empiezan por debajo del plan y tienden a tumbar inclinación por lo que se orienta continuamente para contrarrestar el tumbado sin éxito. Con respecto a la dirección tienden a mantener.

BJ1: El BHA # 3 empieza por debajo del plan y tiende a levantar ligeramente inclinación, termina de acuerdo al plan. Con respecto a la dirección tiende a mantener.

CJ1: El BHA # 4 empieza por debajo del plan y tiende a levantar levemente inclinación, por lo que no se necesita orientar, termina por arriba del plan. Con respecto a la dirección tiende a mantener.

Conclusión: La Fm. Tena incide en el BHA una tendencia natural a construir inclinación y la dirección depende del buzamiento de los estratos.

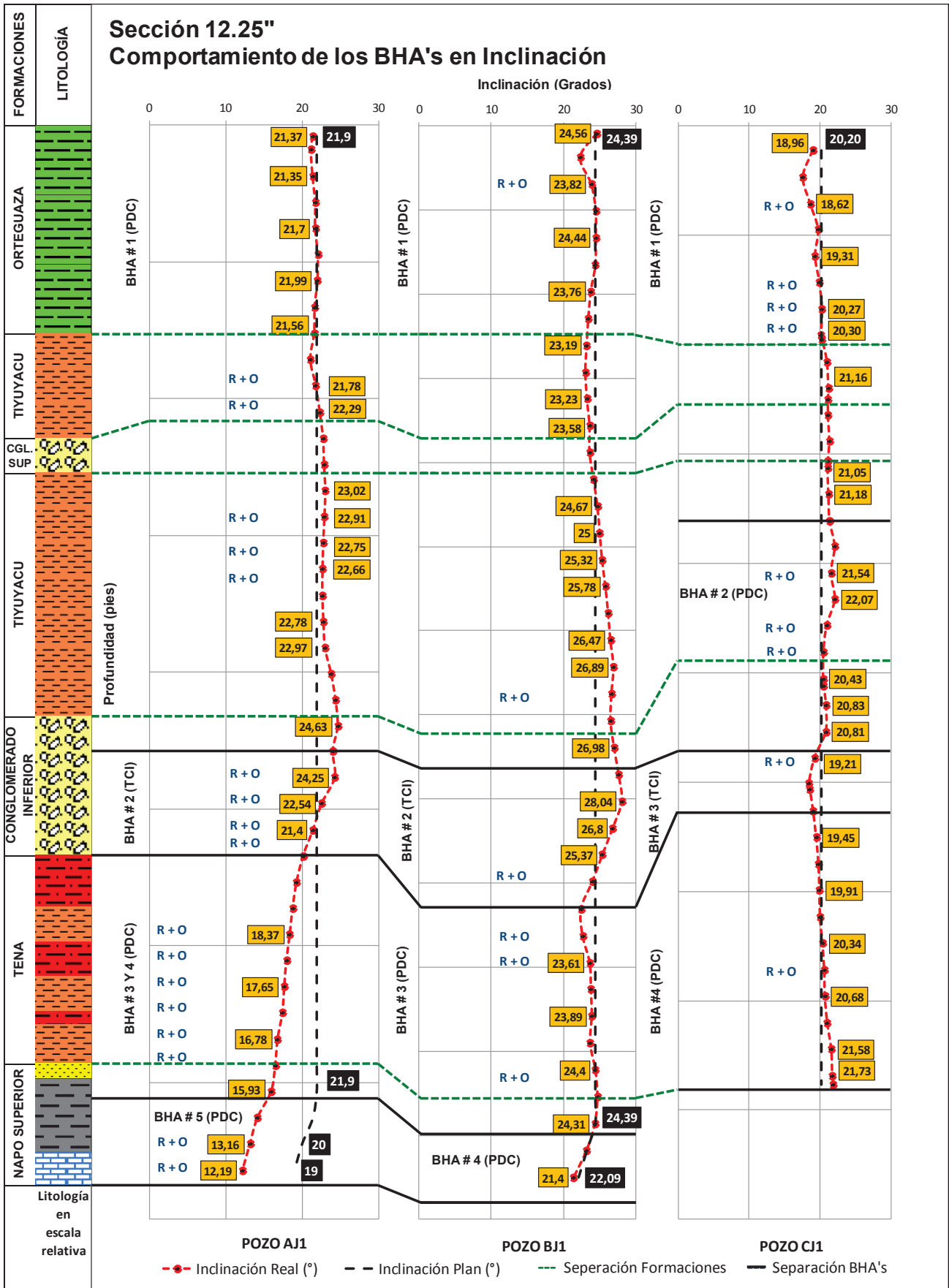
- **Formación Napo Superior**

AJ1: El BHA # 5 empieza muy por debajo del plan, utiliza el principio Fulcrum y sin embargo tiende a tumbar inclinación, por lo que se orienta continuamente sin éxito, se anticipa el punto de llegada. Con respecto a la dirección tiende a girar a la derecha.

BJ1: El BHA # 4 empieza de acuerdo al plan y tiende a tumbar inclinación de acuerdo al plan, se anticipa el punto de llegada por baja ROP. Con respecto a la dirección tiende a girar a la derecha.

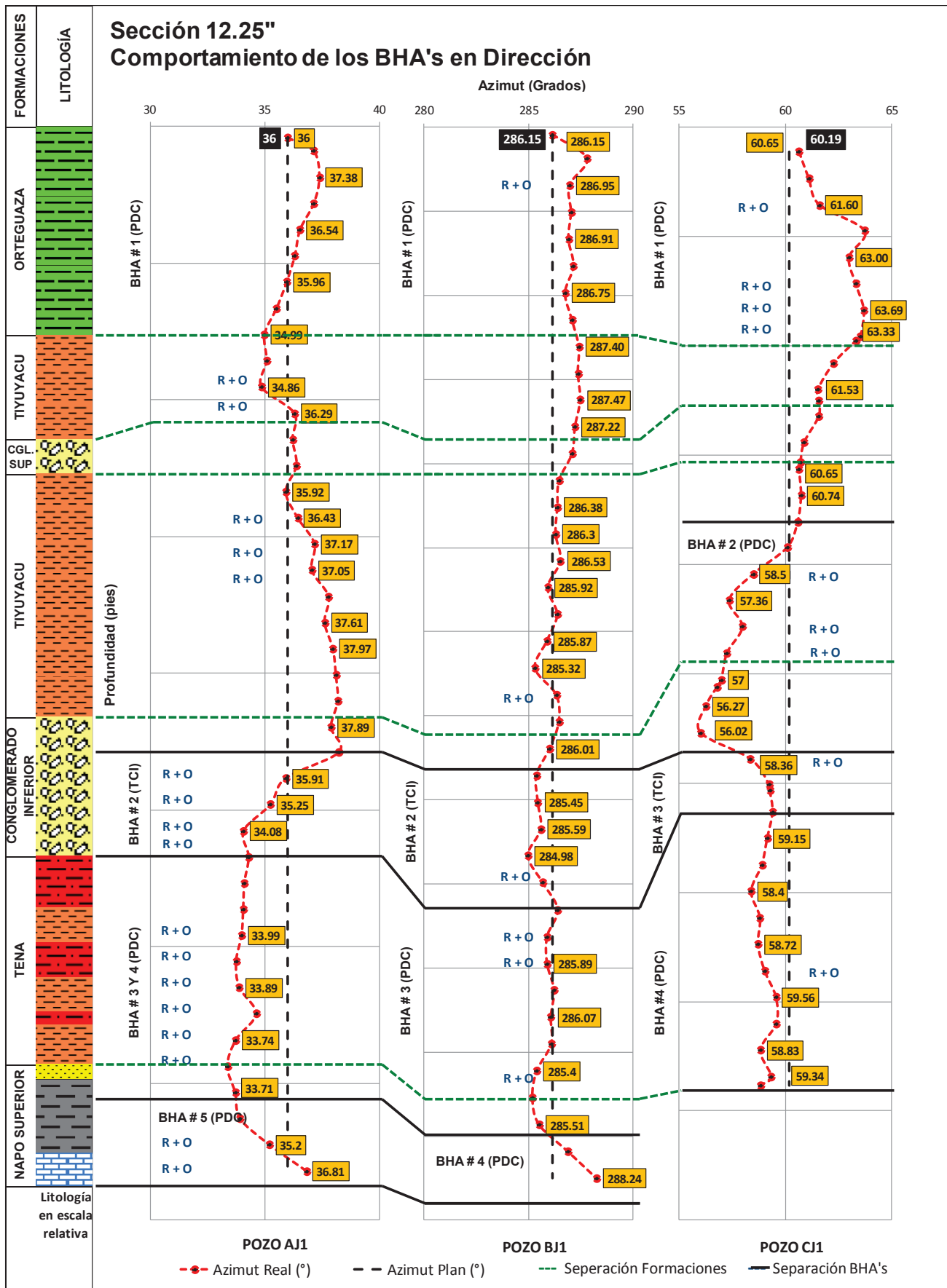
Conclusión: La Fm. Napo Superior incide en el BHA una tendencia natural a tumbar inclinación y la dirección depende del buzamiento de los estratos.

Vale recalcar que el comportamiento de los BHA's se ve muy influenciado por los parámetros de perforación que estemos utilizando, por ello como se dijo anteriormente, la buena combinación de las variables y parámetros de perforación conllevan a las mejores prácticas de perforación.



Gráfica 4. Comportamiento de los BHA's en Inclinación de los Pozos Tipo J1

ELABORADO POR: Jayro Lenin Gutiérrez Romero



Gráfica 5. Comportamiento de los BHA's en Dirección de los Pozos Tipo J1

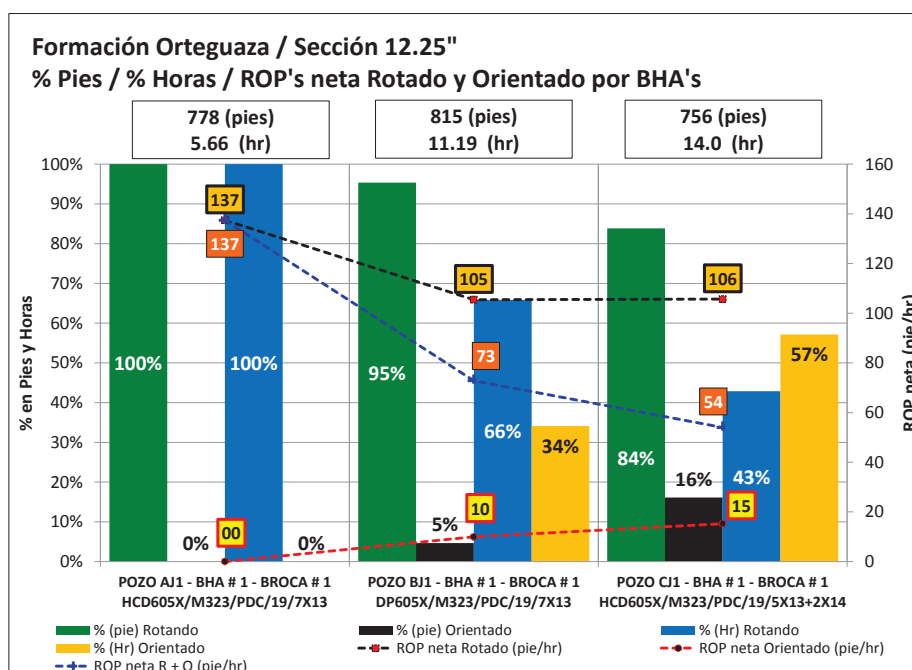
ELABORADO POR: Jayro Lenin Gutiérrez Romero

3.2.1.9 Indicadores de Rendimiento de los BHA's y Brocas en las formaciones de estudio

Una de las principales causas que afectan al rendimiento en la perforación, es orientar el BHA para corregir cualquier desviación, sea esta en inclinación o dirección, puesto que al orientar, la ROP disminuye ocasionando pérdidas de tiempo que son difíciles de recuperar.

En las gráficas que se presentan a continuación, se puede apreciar el rendimiento de los BHA's y Brocas con respecto a cada formación de estudio y una gráfica final en donde se visualiza toda la sección de 12.25".

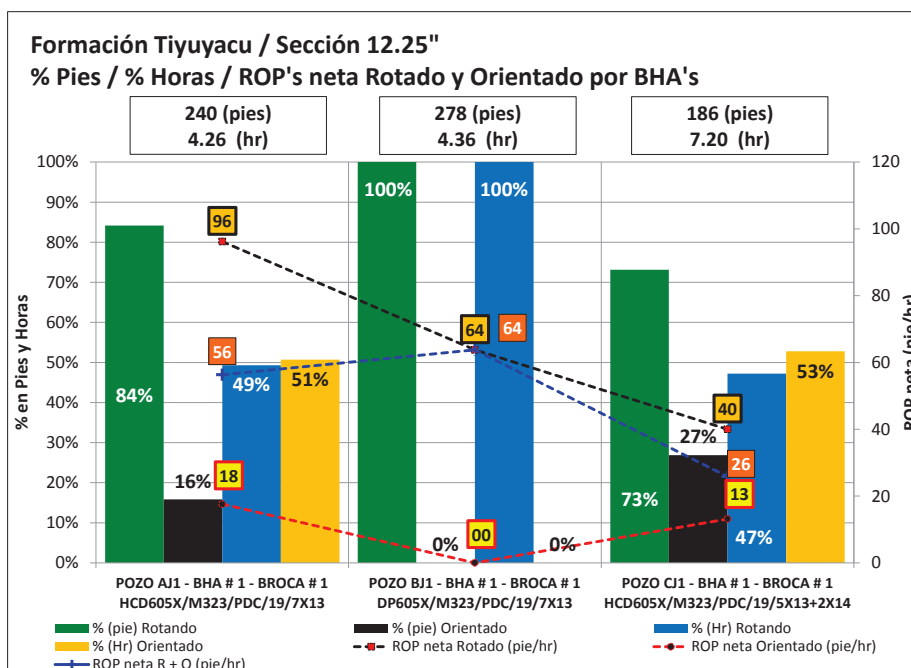
3.2.1.9.1 Formación Ortegaza



Gráfica 6. Rendimiento de los BHA's y Brocas en la Formación Ortegaza de los Pozos Tipo J1

ELABORADO POR: Jayro Lenin Gutiérrez Romero

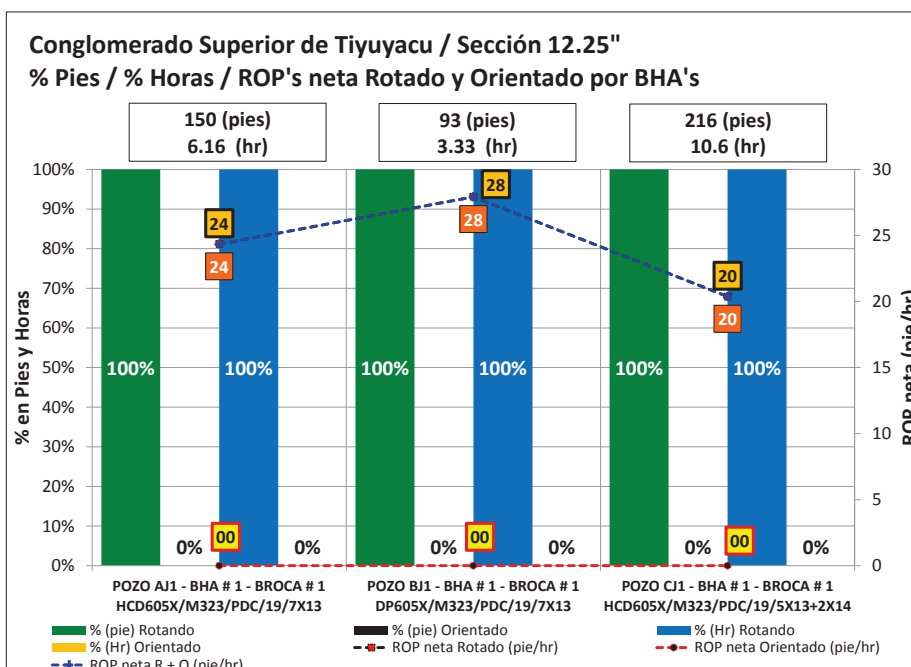
3.2.1.9.2 Formación Tiyuyacu



Gráfica 7. Rendimiento de los BHA's y Brocas en la Formación Tiyuyacu de los Pozos Tipo J1

ELABORADO POR: Jayro Lenin Gutiérrez Romero

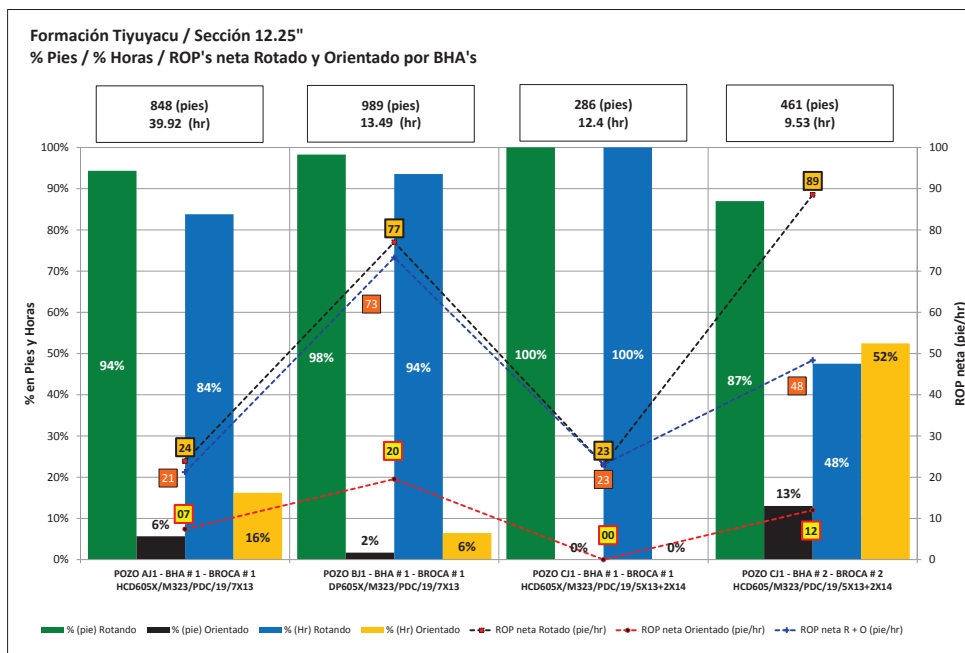
3.2.1.9.3 Conglomerado Superior de Tiyuyacu



Gráfica 8. Rendimiento de los BHA's y Brocas en el Conglomerado Superior de Tiyuyacu de los Pozos Tipo J1

ELABORADO POR: Jayro Lenin Gutiérrez Romero

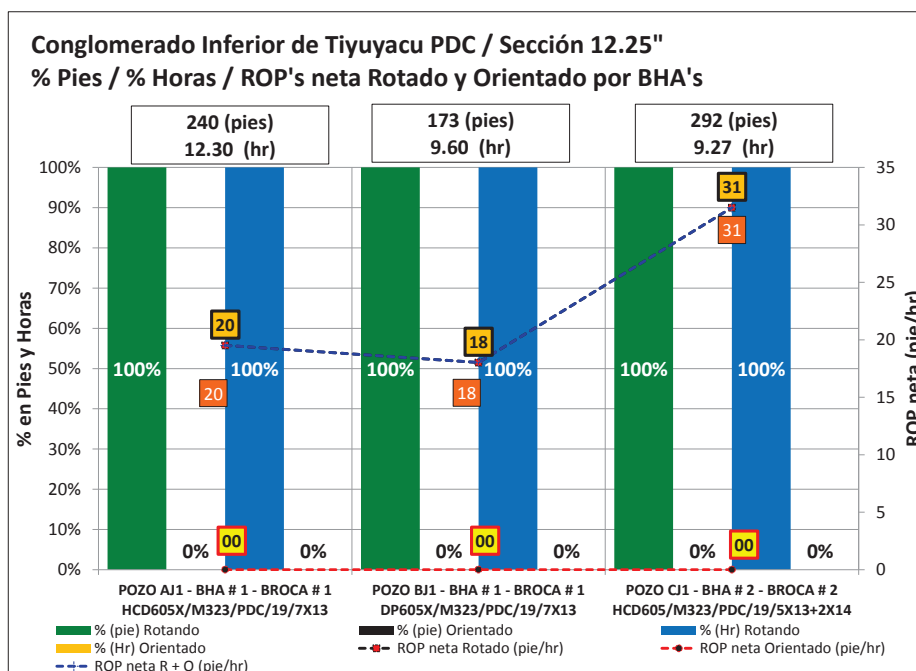
3.2.1.9.4 Tiyuyacu



Gráfica 9. Rendimiento de los BHA's y Brocas en la Formación Tiyuyacu (continua) de los Pozos Tipo J1

ELABORADO POR: Jayro Lenin Gutiérrez Romero

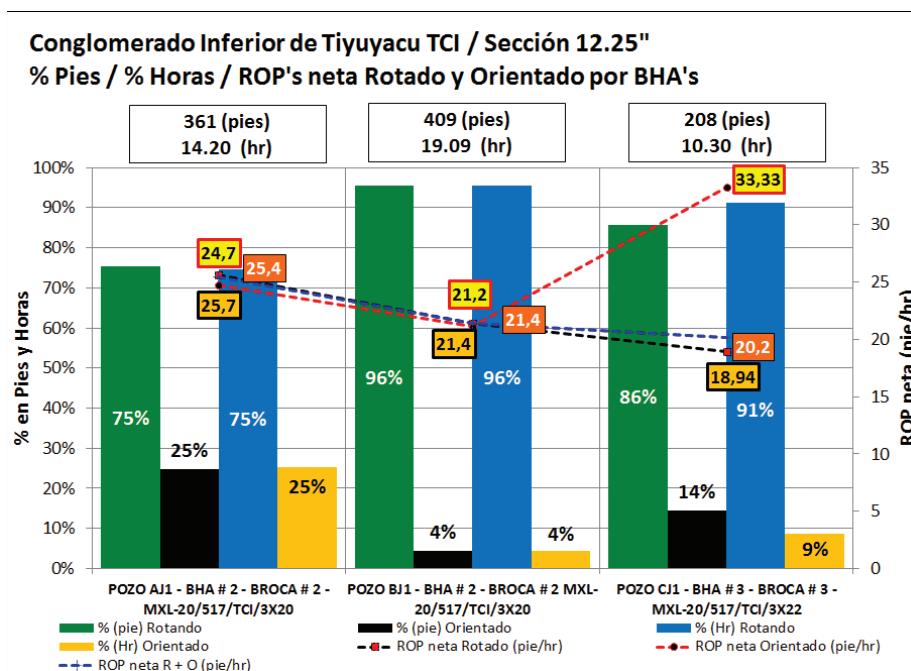
3.2.1.9.5 Conglomerado Inferior de Tiyuyacu (PDC)



Gráfica 10. Rendimiento de los BHA's y Brocas en el Conglomerado Inferior de Tiyuyacu PDC de los Pozos Tipo J1

ELABORADO POR: Jayro Lenin Gutiérrez Romero

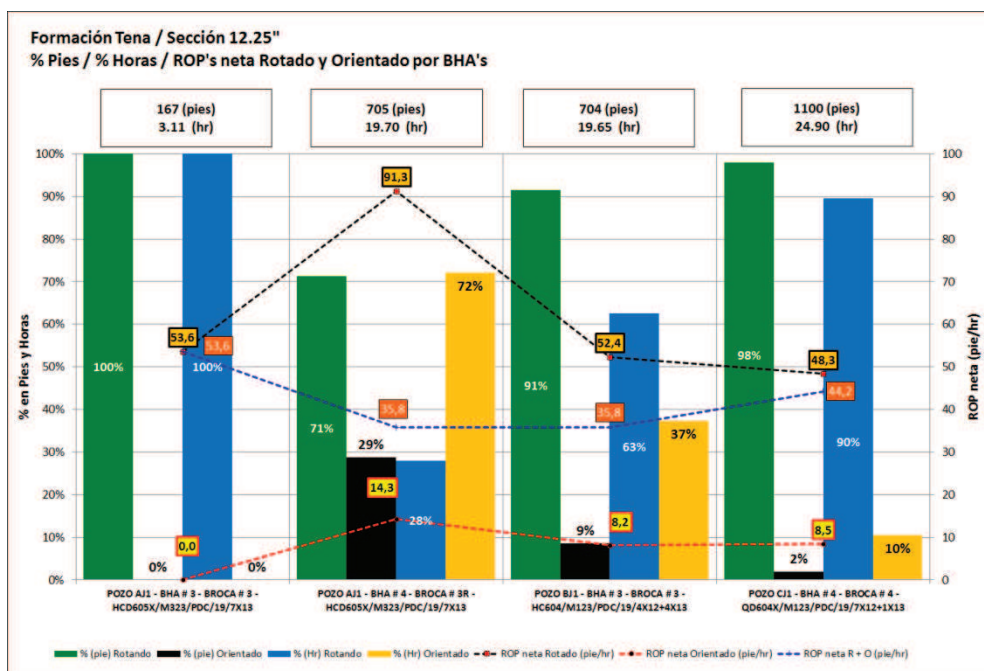
3.2.1.9.6 Conglomerado Inferior de Tiyuyacu (TCI)



Gráfica 11. Rendimiento de los BHA's y Brocas en el Conglomerado Inferior de Tiyuyacu TCI de los Pozos Tipo J1

ELABORADO POR: Jayro Lenin Gutiérrez Romero

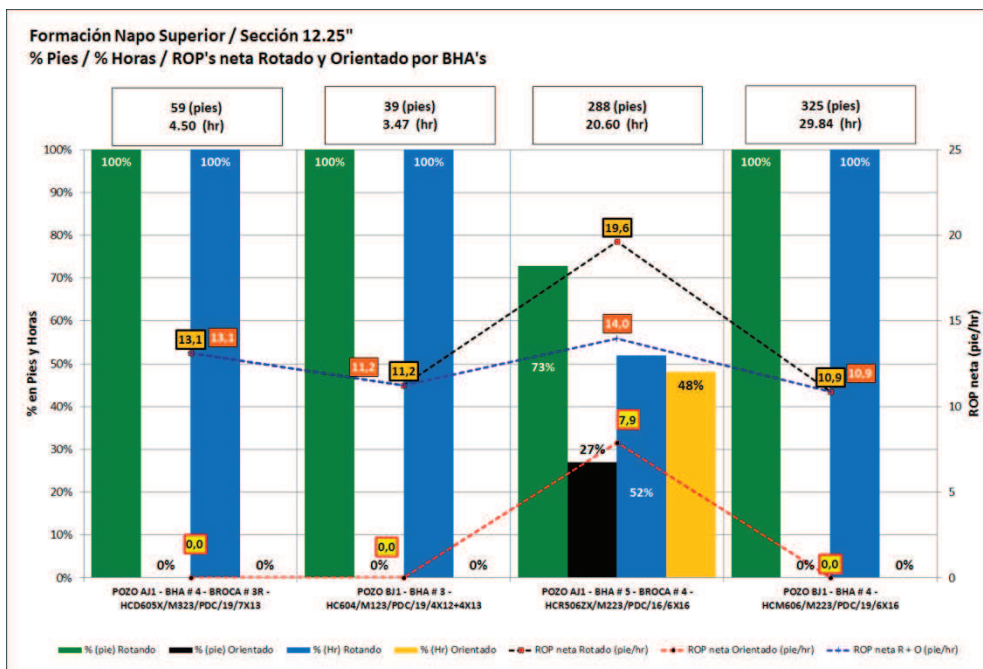
3.2.1.9.7 Formación Tena



Gráfica 12. Rendimiento de los BHA's y Brocas en la Formación Tena de los Pozos Tipo J1

ELABORADO POR: Jayro Lenin Gutiérrez Romero

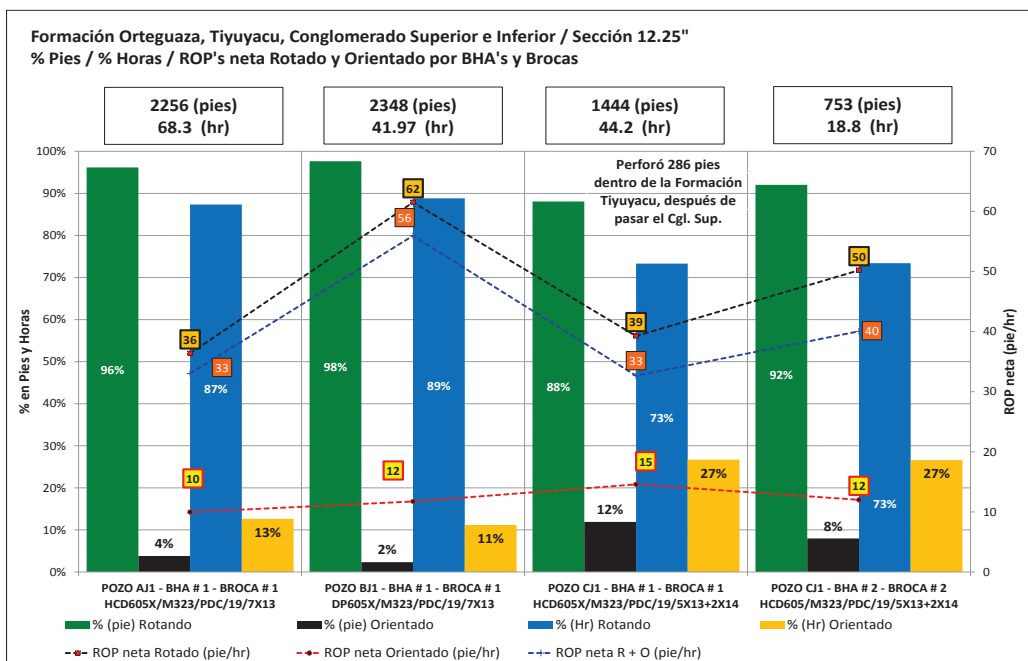
3.2.1.9.8 Formación Napo Superior



Gráfica 13. Rendimiento de los BHA's y Brocas en la Formación Napo Superior de los Pozos Tipo J1

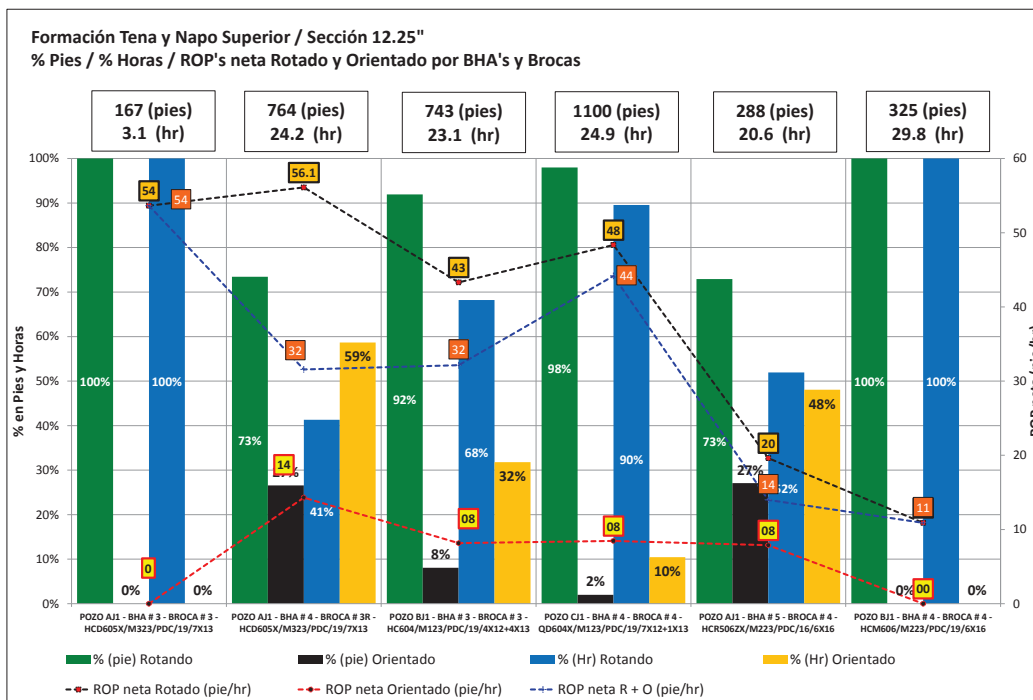
ELABORADO POR: Jayro Lenin Gutiérrez Romero

3.2.1.9.9 Por BHA's y Brocas



Gráfica 14. Rendimiento de los BHA's y Brocas hasta el Conglomerado Inferior de los Pozos Tipo J1

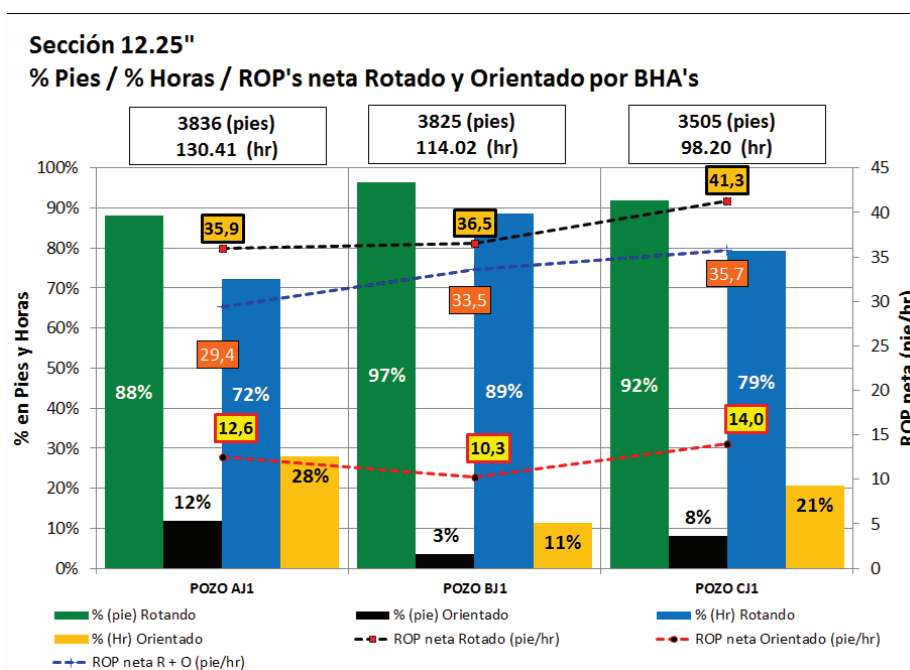
ELABORADO POR: Jayro Lenin Gutiérrez Romero



Gráfica 15. Rendimiento de los BHA's y Brocas hasta la Formación Napo Superior de los Pozos Tipo J1

ELABORADO POR: Jayro Lenin Gutiérrez Romero

3.2.1.9.10 Sección 12.25"



Gráfica 16. Rendimiento de los BHA's y Brocas en toda la Sección de 12.25" de los Pozos Tipo J1

ELABORADO POR: Jayro Lenin Gutiérrez Romero

3.2.1.10 Resultados

Del análisis se obtienen los siguientes resultados:

Las variables y parámetros de perforación que se deberían utilizar para perforar las **Formaciones Orteguaza, Tiyuyacu, Conglomerado Superior e Inferior** previo a entrar al masivo son las siguientes:

- **Ensamblajes de Fondo (BHA's)**

El BHA que presentó mejor comportamiento, es decir, menor porcentaje en pies y horas de orientación es el BHA # 1 del pozo BJ1. Ver Gráfica 14.

- **Brocas de Perforación**

La broca que presentó mejor rendimiento, es decir mayor ROP neta rotando y orientando es la broca # 1 del pozo BJ1. Ver Gráfica 14.

- **Fluido de Perforación y propiedades**

El fluido que minimizó el tiempo en sobretensión y puntos de apoyo durante los viajes y que permitió avanzar en la perforación es el del pozo BJ1. Ver Gráfica 2.

- **Parámetros de Perforación**

Los parámetros idóneos que aportaron al mejor comportamiento del BHA y rendimiento de la broca son los del pozo BJ1.

Las variables y parámetros de perforación que se deberían utilizar para perforar el **Conglomerado Inferior** son las siguientes:

- **Ensamblajes de Fondo (BHA's)**

El BHA que presentó mejor comportamiento, es decir, menor porcentaje en pies y horas de orientación es el BHA # 2 del pozo BJ1. Ver Gráfica 11.

- **Brocas de Perforación**

A pesar de ser la misma broca para los tres pozos, la diferencia en ROP neta rotando y orientando se ve influenciada por los parámetros de

perforación, por tal motivo no se hace referencia a una broca en específico, sino más bien por los parámetros que más adelante se describen. Ver Gráfica 11.

- **Fluido de Perforación y propiedades**

El fluido que minimizó el tiempo en sobretensión y puntos de apoyo durante los viajes y que permitió avanzar en la perforación es el del pozo BJ1. Ver Gráfica 2.

- **Parámetros de Perforación**

Los parámetros idóneos que aportaron al mejor rendimiento de la broca en cuanto a ROP neta rotando son los del pozo CJ1. Ver Gráfica 11.

Las variables y parámetros de perforación que se deberían utilizar para perforar la **Formación Tena y Napo Superior** son las siguientes:

- **Ensamblajes de Fondo (BHA's)**

El BHA que presentó mejor comportamiento, es decir, menor porcentaje en pies y horas de orientación es el BHA # 4 del pozo CJ1. Ver Gráfica 15.

- **Brocas de Perforación**

La broca # 4 del pozo CJ1 presenta mayor ROP neta, debido a la influencia de los pocos pies orientados, sin embargo la mejor ROP neta rotando la presenta la broca # 3 del pozo AJ1, que justifica ubicarla junto con el BHA arriba mencionado que presenta muy pocos pies de orientación. Ver Gráfica 15.

- **Fluido de Perforación y propiedades**

El fluido que minimizó el tiempo en sobretensión y puntos de apoyo durante los viajes y que permitió avanzar en la perforación es el del pozo BJ1. Ver Gráfica 2.

- **Parámetros de Perforación**

Los parámetros idóneos que aportaron al mejor comportamiento del BHA son los del pozo CJ1. Ver Gráfica 15.

3.2.2 POZOS TIPO J2

Los rangos manejados para el perfil tipo J2 se describen a continuación:

Inclinación	35° - 44°
Formaciones Atravesadas	Orteguaza, Tiyuyacu, Tena y Napo

3.2.2.1 Información General y Perfil del Pozo

3.2.2.1.1 Pozo AJ2

Tipo de Pozo	Direccional "J" modificado
Profundidad Total	10900 pies MD / 9601 pies TVD
Sección Vertical	4727 pies
Intervalo Perforado Sección 12 ¼"	4144 pies
Inclinación según plan	33.34° hasta 9653 pies MD
Inclinación según plan	30.05° hasta 9915 pies MD
Mínima Inclinación	29.34° @ 6972 pies MD
Máxima Inclinación	37.88° @ 8313 pies MD
Máximo DLS	2.08° @ 8505 pies MD
Azimut	351.9°

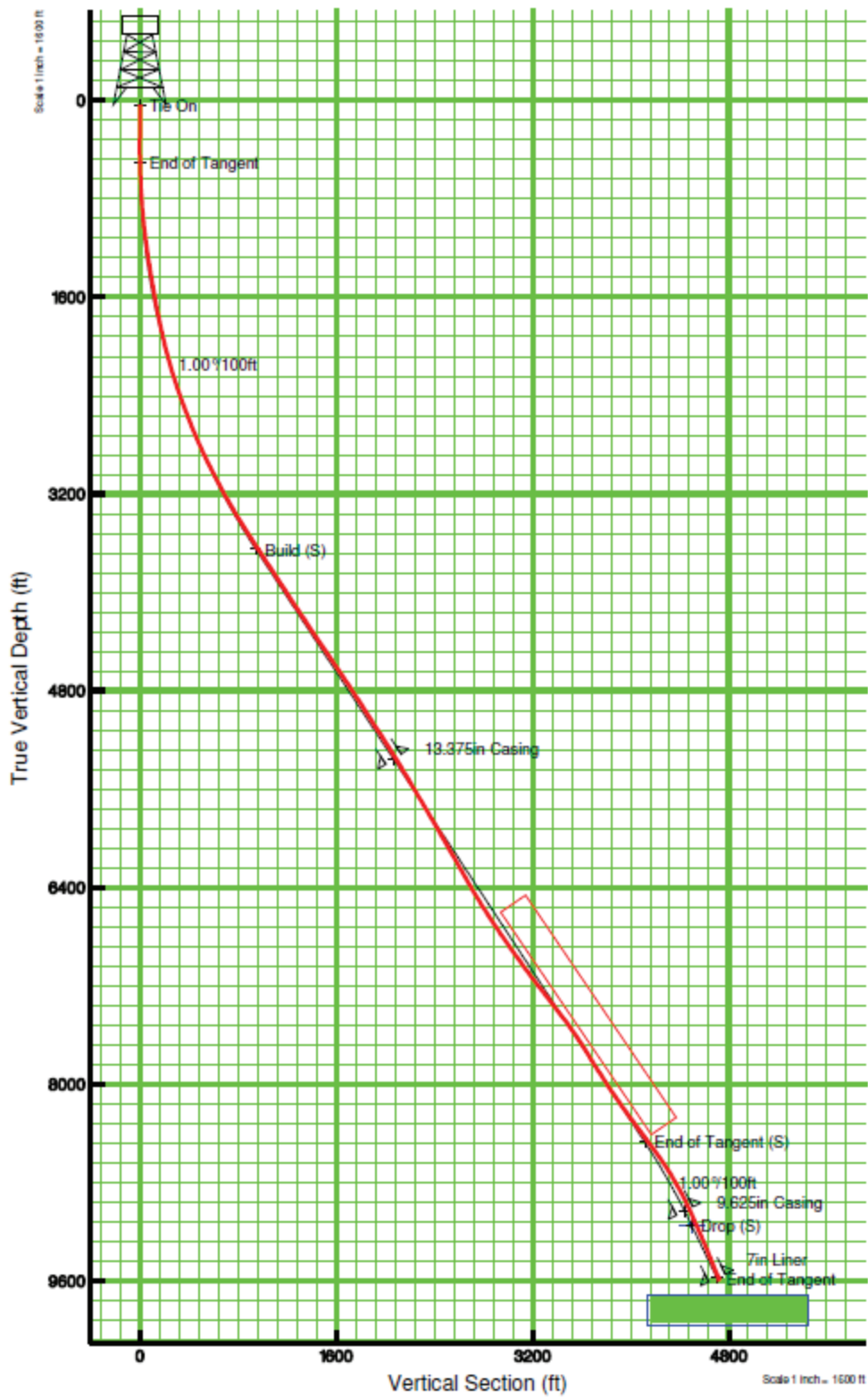


Figura 70. Perfil Direccional Tipo “J” modificado del Pozo AJ2

FUENTE: (Baker Hughes)

3.2.2.1.2 Pozo BJ2

Tipo de Pozo	Direccional "J" modificado
Profundidad Total	11710 pies MD / 10090 pies TVD
Sección Vertical	4796 pies
Intervalo Perforado Sección 12 ¼"	4169 pies
Inclinación según plan	40.5°
Mínima Inclinación	31.69° @ 8882 pies MD
Máxima Inclinación	44.3° @ 7430 pies MD
Máximo DLS	3.25° @ 7527 pies MD
Azimut	154.4°

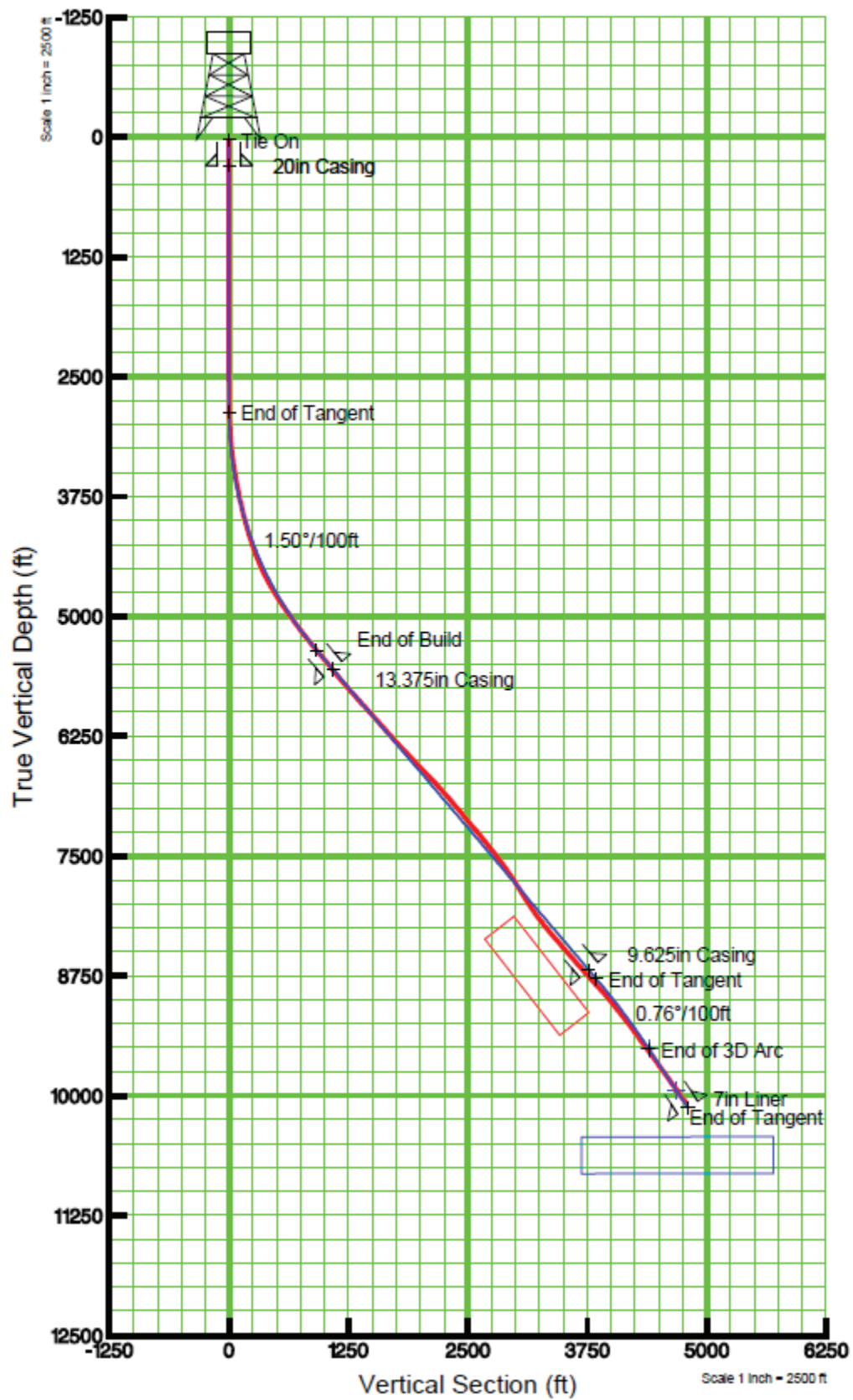


Figura 71. Perfil Direccional Tipo "J" modificado del Pozo BJ2

FUENTE: (Baker Hughes)

3.2.2.2 Estado Mecánico y Columna Geológica

3.2.2.2.1 Pozo AJ2

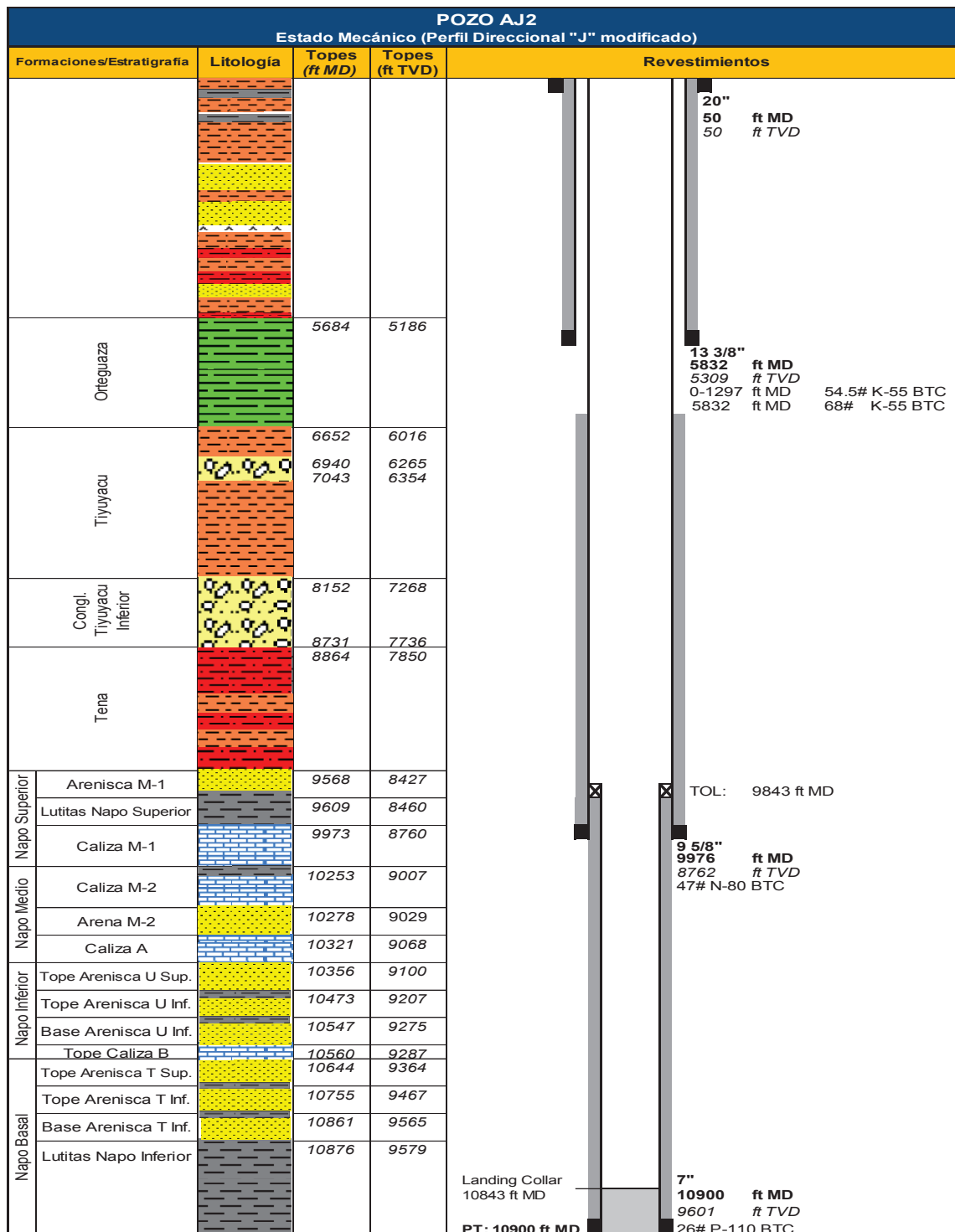


Figura 72. Estado Mecánico del Pozo AJ2

FUENTE: (Baker Hughes)

MODIFICADO POR: Jayro Lenin Gutiérrez Romero

3.2.2.2.2 Pozo BJ2

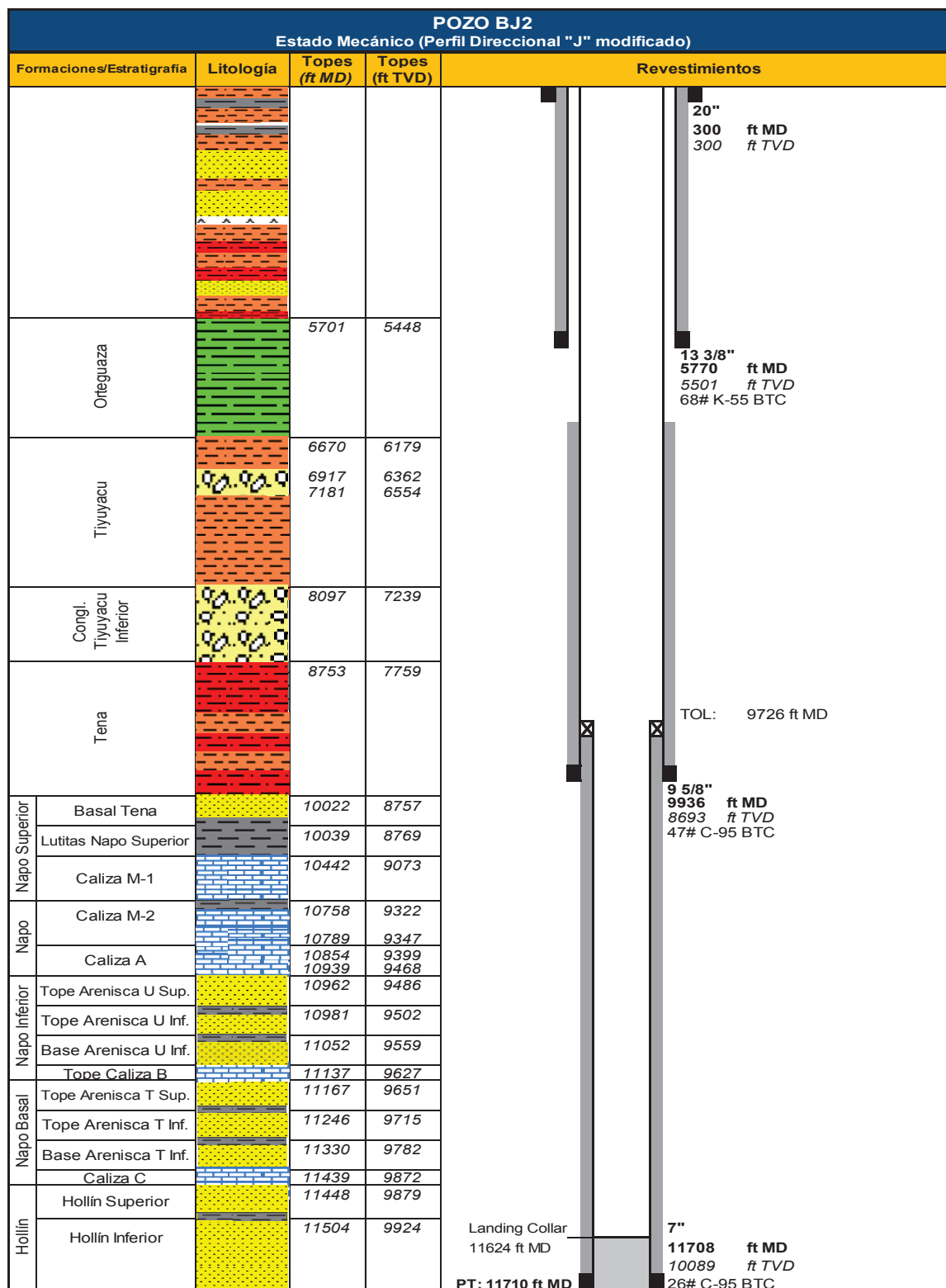


Figura 73. Estado Mecánico del Pozo BJ2

FUENTE: (Baker Hughes)

MODIFICADO POR: Jayro Lenin Gutiérrez Romero

3.2.2.3 Ensamblajes de Fondo - BHA's

3.2.2.3.1 Pozo AJ2

- **BHA # 1**

Objetivo: Mantener inclinación de 33.3° y dirección de 344.8° hasta llegar al masivo del conglomerado inferior (100% conglomerado).

Comportamiento:

Orteguaza: Perforó en modo rotario y mostró una tendencia a tumbar ángulo con un BUR de -0.45°/100 pies y giró a la izquierda con un TUR de -0.36°/100 pies. Realizó trabajo de orientación para contrarrestar la caída constante a 0.56°/100 pies y giró a 0.93°/100 pies.

Tiyuyacu: Perforó en modo rotario y mostró una tendencia a construir ángulo con un BUR de 0.28°/100 pies y giró a la derecha con un TUR de 0.05°/100 pies. Realizó trabajo de orientación para contrarrestar la construcción a -0.1°/100 pies y giró a -0.13°/100 pies.

Conglomerado Superior: Perforó controlando parámetros y en modo rotario, mostró una tendencia a tumbar ángulo con un BUR de -0.66°/100 pies y giró a la derecha con un TUR de 0.16°/100 pies.

Al retornar nuevamente a Tiyuyacu, se observó colgamiento constante de la sarta.

El BHA # 1 terminó con 29.95° de inclinación y 345.4° de dirección. En la Tabla 35 se presenta los componentes del BHA # 1:

BHA Direccional		BHA # 1	Prof. entró	5832 pies		
Hoyo		12 1/4"	Prof. salió	7128 pies		
Razón de Entrada		Perforar hasta el tope del Conglomerado masivo				
Razón de Salida		Cambio de BHA				
No.	Componentes	Manufactura	OD (in)	Max OD (in)	Long. (pies)	Long. Acum. (pies)
1	12 1/4" PDC HCD605Z - IADC: M323	B. Hughes		12.250	1.28	1.28

No.	Componentes	Manufactura	OD (in)	Max OD (in)	Long. (pies)	Long. Acum. (pies)
			ID (in)			
2	Motor, 12 1/8" Estabilizador, AKO: 1.4°, 0.22 rev/gal	B. Hughes	8.000	12.125	35.17	36.45
			6.400			
3	Estabilizador	B. Hughes	8.000	11.750	5.26	41.71
			2.813			
4	MWD - NaviTrak	B. Hughes	8.000	8.000	35.86	77.57
			3.063			
5	Sub - Filter	B. Hughes	8.000	8.000	5.60	83.17
			2.813			
6	Sub - X-Over	Taladro	7.750	7.750	2.20	85.37
			3.000			
7	21 x 5" HWDP	Taladro	5.000	5.000	640.16	725.53
			3.000			
8	Martillo		6.500	6.500	32.52	758.05
			2.750			
9	2 x 5" HWDP	Taladro	5.000	5.000	61.35	819.40
			3.000			
10	Sub - X-Over	Taladro	6.938	6.938	2.63	822.03
			3.000			
11	DP	Taladro	5.500	5.500		
			4.778			

Tabla 35. BHA # 1 del Pozo AJ2

FUENTE: (Baker Hughes)

MODIFICADO POR: Jayro Lenin Gutiérrez Romero

- **BHA # 2**

Objetivo: Mantener inclinación de 33.3° y dirección de 344.8° hasta llegar al masivo del conglomerado inferior.

Comportamiento:

Tiyuyacu: Perforó en modo orientado para incrementar inclinación con un BUR de 1.37°/100 pies y giró a la derecha con un TUR de 0.16°/100 pies, perforó en modo rotario y mostró una tendencia a construir ángulo con un BUR de 1.17°/100 pies y giró a la derecha con un TUR de 0.12°/100 pies. Realizó trabajo de orientación para frenar la construcción el mismo que no produjo ningún efecto.

Conglomerado Inferior: Perforó controlando parámetros y en modo rotario, mostró una tendencia a mantener inclinación y dirección.

El BHA # 2 terminó con 37.85° de inclinación y 344.7° de dirección. En la Tabla 36 se presenta los componentes del BHA # 2:

BHA Direccional		BHA # 2	Prof. entró	7128 pies		
Hoyo		12 1/4"	Prof. salió	8272 pies		
Razón de Entrada		Perforar hasta el tope del Conglomerado masivo				
Razón de Salida		Cambio de broca PDC por Tricónica				
No.	Componentes	Manufactura	OD (in) ID (in)	Max OD (in)	Long. (pies)	Long. Acum. (pies)
1	12 1/4" PDC DP605ZX - IADC: M223	B. Hughes		12.250	1.28	1.28
2	Motor, 12 1/8" Estabilizador, AKO: 1.4°, 0.22 rev/gal	B. Hughes	8.000	12.125	35.17	36.45
			6.400			
3	Estabilizador	B. Hughes	8.000	11.500	6.05	42.50
			2.813			
4	MWD - NaviTrak	B. Hughes	8.000	8.000	35.86	78.36
			3.063			
5	Sub - Filter	B. Hughes	8.000	8.000	5.60	83.96
			2.813			
6	Sub - X-Over	Taladro	7.750	7.750	2.20	86.16
			3.000			
7	21 x 5" HWDP	Taladro	5.000	5.000	640.16	726.32
			3.000			
8	Martillo		6.500	6.500	32.52	758.84
			2.750			
9	2 x 5" HWDP	Taladro	5.000	5.000	61.35	820.19
			3.000			
10	Sub - X-Over	Taladro	6.938	6.938	2.63	822.82
			3.000			
11	DP	Taladro	5.500	5.500		
			4.778			

Tabla 36. BHA # 2 del Pozo AJ2

FUENTE: (Baker Hughes)

MODIFICADO POR: Jayro Lenin Gutiérrez Romero

- **BHA # 3**

Objetivo: Mantener inclinación de 33.3° y dirección de 344.8° hasta pasar el masivo del conglomerado inferior.

Comportamiento:

Conglomerado Inferior: Perforó en modo rotario la primera parada mostrando una tendencia a mantener ángulo y giró a la izquierda con un TUR de -0.22°/100 pies, realizó trabajo de orientación en las próximas dos paradas para tumbar inclinación con un BUR de -2.00°/100 pies y giró a la izquierda con un TUR de -0.19 °/100 pies, continuó perforando en modo rotario y mostró una tendencia a tumbar inclinación con un BUR de -1.69°/100 pies y giró a la izquierda con un TUR de -0.29°/100 pies, posterior realizó trabajo de orientación para frenar la tendencia a tumbar ángulo y girar a la derecha sin éxito.

El BHA # 3 terminó con 32.59° de inclinación y 343.07° de dirección. El estabilizador salió anillado 1 ½”, la camisa del motor salió con un desgaste de 1” y la broca fuera de calibre 1/16”. En la Tabla 37 se presenta los componentes del BHA # 3:

BHA Direccional	BHA # 3	Prof. entró	8272 pies			
Hoyo	12 1/4"	Prof. salió	8745 pies			
Razón de Entrada	Perforar hasta la base del Conglomerado Inferior					
Razón de Salida	Cambio de broca Tricónica por PDC					
No.	Componentes	Manufactura	OD (in)	Max OD (in)	Long. (pies)	Long. Acum. (pies)
1	12 1/4" Tricónica Insertos MXL-20 - IADC: 517	B. Hughes		12.250	0.96	0.96
2	Motor, 12 1/8" Estabilizador, AKO: 1.4°, 0.22 rev/gal	B. Hughes	8.000 6.400	12.125	34.91	35.87
3	Estabilizador	B. Hughes	8.000 2.813	11.500	6.05	41.92
4	MWD - NaviTrak	B. Hughes	8.000 3.063	8.000	35.86	77.78
5	Sub - Filter	B. Hughes	8.000 2.813	8.000	5.60	83.38

No.	Componentes	Manufactura	OD (in)	Max OD (in)	Long. (pies)	Long. Acum. (pies)
			ID (in)			
6	Sub - X-Over	Taladro	7.750	7.750	2.20	85.58
			3.000			
7	21 x 5" HWDP	Taladro	5.000	5.000	640.16	725.74
			3.000			
8	Martillo	Taladro	6.500	6.500	32.52	758.26
			2.750			
9	2 x 5" HWDP		5.000	5.000	61.35	819.61
			3.000			
10	Sub - X-Over	Taladro	6.938	6.938	2.63	822.24
			3.000			
11	DP	Taladro	5.500	5.500		
			4.778			

Tabla 37. BHA # 3 del Pozo AJ2

FUENTE: (Baker Hughes)

MODIFICADO POR: Jayro Lenin Gutiérrez Romero

- **BHA # 4**

Objetivo: Mantener inclinación de 33.3° y dirección de 344.8° hasta 9607 pies, posterior tumbar inclinación con un BUR de -1.0°/100 pies hasta alcanzar 27° y mantener dirección de 344.8° hasta el tope de la Caliza A.

Comportamiento:

Tena: Perforó en modo rotario y mostró una tendencia a construir inclinación con un BUR de 0.12°/100 pies y giró a la izquierda con un TUR de -0.4°/100 pies, realizó varias orientaciones para incrementar inclinación con un BUR de 0.8°/100 pies y giró a la derecha con un TUR de 0.66°/100 pies.

Napo Superior (Arenisca M-1): Perforó en modo rotario y controló parámetros en la Arenisca M-1, mostró una tendencia a construir inclinación con un BUR de 0.68°/100 pies y giró a la izquierda con un TUR de -0.11°/100 pies.

El BHA # 4 terminó con 37.12° de inclinación y 344.14° de dirección. En la Tabla 38 se presenta los componentes del BHA # 4:

BHA Direccional		BHA # 4	Prof. entró	8745 pies		
Hoyo		12 1/4"	Prof. salió	9649 pies		
Razón de Entrada		Continuar perforando la sección de 12 1/4"				
Razón de Salida		Baja ROP				
No.	Componentes	Manufactura	OD (in) ID (in)	Max OD (in)	Long. (pies)	Long. Acum. (pies)
1	12 1/4" PDC HCD605X - IADC: M323	B. Hughes		12.250	1.26	1.26
2	Motor, 12 1/8" Estabilizador, AKO: 1.4°, 0.22 rev/gal	B. Hughes	8.000 6.400	12.125	34.91	36.17
3	Estabilizador	B. Hughes	8.000 2.813	11.750	5.26	41.43
4	MWD - NaviTrak	B. Hughes	8.000 3.063	8.000	35.86	77.29
5	Sub - Filter	B. Hughes	8.000 2.813	8.000	5.60	82.89
6	Sub - X-Over	Taladro	7.750 2.875	7.750	2.20	85.09
7	21 x 5" HWDP	Taladro	5.000 3.000	5.000	640.16	725.25
8	Martillo	Taladro	6.500 2.750	6.500	31.81	757.06
9	2 x 5" HWDP		5.000 3.000	5.000	61.35	818.41
10	Sub - X-Over	Taladro	6.938 3.000	6.938	2.63	821.04
11	DP	Taladro	5.500 4.778	5.500		

Tabla 38. BHA # 4 del Pozo AJ2

FUENTE: (Baker Hughes)

MODIFICADO POR: Jayro Lenin Gutiérrez Romero

- **BHA # 5**

Objetivo: Tumar inclinación con un BUR de -1.0°/100 pies hasta alcanzar 27° y mantener dirección de 344.8° hasta el tope de la Caliza A.

Comportamiento:

Napo Superior (Lutitas): Perforó en modo rotario solamente 64 pies por falla en la herramienta MWD.

No se puede sacar una conclusión del comportamiento de este BHA ya que no se pudo tomar un survey de fondo. En la Tabla 39 se presenta los componentes del BHA # 5:

BHA Direccional		BHA # 5	Prof. entró	9649 pies		
Hoyo		12 1/4"	Prof. salió	9713 pies		
Razón de Entrada		Continuar perforando la sección de 12 1/4"				
Razón de Salida		Falla en la herramienta MWD				
No.	Componentes	Manufactura	OD (in) ID (in)	Max OD (in)	Long. (pies)	Long. Acum. (pies)
1	12 1/4" PDC HCR506ZX - IADC: M223	B. Hughes		12.250	1.25	1.25
2	Motor, 12 1/8" Estabilizador, AKO: 1.4°, 0.22 rev/gal	B. Hughes	8.000 6.400	12.125	34.97	36.22
3	Estabilizador	B. Hughes	8.000 2.813	11.750	5.26	41.48
4	MWD - NaviTrak	B. Hughes	8.000 3.063	8.000	35.58	77.06
5	Sub - Filter	B. Hughes	8.000 2.813	8.000	5.60	82.66
6	Sub - X-Over	Taladro	7.750 2.875	7.750	2.20	84.86
7	21 x 5" HWDP	Taladro	5.000 3.000	5.000	640.16	725.02
8	Martillo	Taladro	6.500 2.750	6.500	31.81	756.83
9	2 x 5" HWDP		5.000 3.000	5.000	61.35	818.18
10	Sub - X-Over	Taladro	6.938 3.000	6.938	2.63	820.81
11	DP	Taladro	5.500 4.778	5.500		

Tabla 39. BHA # 5 del Pozo AJ2

FUENTE: (Baker Hughes)

MODIFICADO POR: Jayro Lenin Gutiérrez Romero

- **BHA # 6**

Tumbar inclinación con un BUR de $-1.0^{\circ}/100$ pies hasta alcanzar 27° y mantener dirección de 344.8° hasta el tope de la Caliza A.

Comportamiento:

Napo Superior (Lutitas): Perforó en modo rotario y mostró una tendencia a tumbar ángulo con un BUR de $-0.73^{\circ}/100$ pies, pero según la proyección se requería mayor tumbado, por lo tanto se orientó por varias ocasiones para inducir una mayor tasa de tumbado, el BUR promedio fue de $-2.20^{\circ}/100$ pies y giró a la derecha con un TUR promedio de $1.87^{\circ}/100$ pies, se anticipó el punto de casing a 9976 pies (3 pies dentro de la Caliza M-1).

El BHA # 6 terminó con 31.9° de inclinación (1.9° por arriba) y 348.07° de dirección (3.27° a la derecha). En la Tabla 40 se presenta los componentes del BHA # 6:

BHA Direccional		BHA # 6	Prof. entró	9713 pies		
Hoyo		12 1/4"	Prof. salió	9976 pies		
Razón de Entrada		Continuar perforando la sección de 12 1/4"				
Razón de Salida		Punto de Casing 9 5/8" anticipado				
No.	Componentes	Manufactura	OD (in) ID (in)	Max OD (in)	Long. (pies)	Long. Acum. (pies)
1	12 1/4" PDC HCR506ZX - IADC: M223	B. Hughes		12.250	1.25	1.25
2	Motor, 12 1/8" Estabilizador, AKO: 1.4° , 0.22 rev/gal	B. Hughes	8.000 6.400	12.125	34.97	36.22
3	Estabilizador	B. Hughes	8.000 2.813	11.750	5.26	41.48
4	MWD - NaviGamma	B. Hughes	8.000 3.063	8.000	35.98	77.46
5	Sub - Filter	B. Hughes	8.000 2.813	8.000	5.33	82.79
6	Sub - X-Over	Taladro	7.750 2.875	7.750	2.05	84.84
7	21 x 5" HWDP	Taladro	5.000 3.000	5.000	640.16	725.00

No.	Componentes	Manufactura	OD (in)	Max OD (in)	Long. (pies)	Long. Acum. (pies)
			ID (in)			
8	Martillo	Taladro	6.500	6.500	31.81	756.81
			2.750			
9	2 x 5" HWDP		5.000	5.000	61.35	818.16
			3.000			
10	Sub - X-Over	Taladro	6.938	6.938	2.63	820.79
			3.000			
11	DP	Taladro	5.500	5.500		
			4.778			

Tabla 40. BHA # 6 del Pozo AJ2

FUENTE: (Baker Hughes)

MODIFICADO POR: Jayro Lenin Gutiérrez Romero

3.2.2.3.2 Pozo BJ2

- **BHA # 1**

Objetivo: Mantener inclinación de 40.5° y dirección de 158.2° hasta llegar al masivo del conglomerado inferior.

Comportamiento:

Orteguaza: Perforó en modo rotario hasta 6090 pies y mostró una tendencia a tumbar ángulo con un BUR promedio de -0.5°/100 pies y giró a la derecha con un TUR promedio de 0.2°/100 pies. Para contrarrestar el tumbado de ángulo se decidió realizar orientaciones los mismos que levantaron inclinación con un BUR de 0.9°/100 pies y giró a la izquierda con un TUR de -0.8°/100 pies. Perforó con control de parámetros un intervalo de 272 pies.

Tiyuyacu: Perforó en modo rotario y mostró una tendencia a aumentar inclinación con un BUR de 0.5°/100 pies y giró a la derecha con un TUR promedio de 0.4°/100 pies.

Conglomerado Superior: Perforó controlando parámetros y en modo rotario, mostró una tendencia a incrementar ángulo con un BUR de 0.3°/100 pies y giró a la derecha con un TUR de 0.08°/100 pies.

Tiyuyacu: Continuó perforando en modo rotario y mostró una tendencia a aumentar inclinación con un BUR de 0.4°/100 pies y giró a la derecha con un TUR promedio de 0.05°/100 pies. Se intentó realizar orientación para corregir la inclinación y dirección, pero se observó continuo colgamiento de la sarta que imposibilitó el trabajo direccional.

El estabilizador salió anillado en su parte inferior y la broca fuera de calibre 1/16".

El BHA # 1 terminó con 44.29° de inclinación y 158.38° de dirección. En la Tabla 41 se presenta los componentes del BHA # 1:

BHA Direccional	BHA # 1	Prof. entró	5770 pies
Hoyo	12 1/4"	Prof. salió	7447 pies
Razón de Entrada	Perforar hasta el masivo del Conglomerado inferior		
Razón de Salida	Colgamiento continuo de la sarta		

No.	Componentes	Manufactura	OD (in)	Max OD (in)	Long. (pies)	Long. Acum. (pies)
			ID (in)			
1	12 1/4" PDC HCD605X - IADC: M323	B. Hughes		12.250	1.18	1.18
2	Motor, 12 1/8" Camisa, AKO: 1.5°, 0.22 rev/gal	B. Hughes	8.000 6.400	12.125	34.98	36.16
3	Estabilizador	B. Hughes	8.000 2.875	11.500	5.28	41.44
4	MWD - NaviTrak	B. Hughes	8.000 3.250	8.000	35.99	77.43
5	Sub - Filter	B. Hughes	8.250 2.938	8.250	5.59	83.02
6	Drill Collar	Taladro	8.000 2.750	8.000	29.50	112.52
7	Sub - X-Over	Taladro	8.000 2.750	8.000	1.65	114.17
8	19 x 5" HWDP	Taladro	5.000 3.000	5.000	581.94	696.11
9	Martillo		6.500 2.875	6.500	32.33	728.44
10	7 x 5" HWDP	Taladro	5.000 3.000	5.000	214.46	942.90

No.	Componentes	Manufactura	OD (in)	Max OD (in)	Long. (pies)	Long. Acum. (pies)
			ID (in)			
11	DP	Taladro	5.000	5.000		
			4.276			

Tabla 41. BHA # 1 del Pozo BJ2

FUENTE: (Baker Hughes)

MODIFICADO POR: Jayro Lenin Gutiérrez Romero

- **BHA # 2**

Objetivo: Mantener inclinación de 40.5° y dirección de 158.2° hasta llegar al masivo del conglomerado inferior.

Comportamiento:

Tiyuyacu: Perforó en modo orientado 30 pies para tumbar inclinación, se observó colgamiento de la sarta, pero menos severo que el anterior BHA, el BUR generado fue de -3.29°/100 pies y giró a la izquierda con un TUR promedio de -0.6°/100 pies. Perforó en modo rotario y mostró una tendencia a construir inclinación con un BUR de 0.2°/100 pies y conservó la dirección del pozo.

Conglomerado Inferior: Perforó controlando parámetros y en modo rotario, mostró una tendencia a tumbar ángulo con un BUR de -0.3°/100 pies y conservó la dirección del pozo. Se orientó para frenar el tumbado.

El estabilizador salió con un anillo formado en la parte inferior de las aletas. El BHA # 2 terminó con 39.02° de inclinación y 154.97° de dirección En la Tabla 42 se presenta los componentes del BHA # 2:

BHA Direccional	BHA # 2	Prof. entró	7447 pies
Hoyo	12 1/4"	Prof. salió	8309 pies
Razón de Entrada	Perforar hasta el masivo del Conglomerado inferior		
Razón de Salida	Cambio de broca PDC por Tricónica		

No.	Componentes	Manufactura	OD (in)	Max OD (in)	Long. (pies)	Long. Acum. (pies)
			ID (in)			
1	12 1/4" PDC HC605SZ - IADC: M323	B. Hughes		12.250	1.21	1.21
2	Motor, 12" Camisa, AKO: 1.5°, 0.22 rev/gal	B. Hughes	8.000 6.400	12.000	35.00	36.21
3	NM Drill Collar short	B. Hughes	8.350 3.250	8.350	9.77	45.98
4	Estabilizador	B. Hughes	8.000 2.813	12.125	7.94	53.92
5	MWD - NaviTrak	B. Hughes	8.000 3.250	8.000	35.99	89.91
6	Sub - Filter	B. Hughes	8.250 2.938	8.250	5.59	95.50
7	Sub - X-Over	Taladro	8.000 2.750	8.000	1.65	97.15
8	22 x 5" HWDP	Taladro	5.000 3.000	5.000	673.80	770.95
9	Martillo		6.500 2.875	6.500	32.33	803.28
10	7 x 5" HWDP	Taladro	5.000 3.000	5.000	214.46	1017.74
11	DP	Taladro	5.000 4.276	5.000		

Tabla 42. BHA # 2 del Pozo BJ2

FUENTE: (Baker Hughes)

MODIFICADO POR: Jayro Lenin Gutiérrez Romero

- **BHA # 3**

Objetivo: Mantener inclinación de 40.5° y dirección de 158.2° hasta pasar el masivo del conglomerado inferior.

Comportamiento:

Conglomerado Inferior: Perforó en modo orientado 60 pies en dos paradas para incrementar la inclinación y girar a la derecha, pero al tomar el survey notó que el pozo había tumbado $-1^{\circ}/100$ pies y giró levemente a la derecha. Se decidió seguir deslizando para corregir inclinación, pero la ROP bajo considerablemente, haciendo que se perforara en modo rotario con un pobre avance y mostrando la tendencia de tumbado.

El estabilizador salió con un anillo en la parte inferior y la broca fuera de calibre 1/16".

El BHA # 3 terminó con 34.46° de inclinación y 156.85° de dirección. En la Tabla 43 se presenta los componentes del BHA # 3:

BHA Direccional		BHA # 3	Prof. entró	8309 pies		
Hoyo		12 1/4"	Prof. salió	8699 pies		
Razón de Entrada		Perforar el masivo del Conglomerado inferior				
Razón de Salida		Cambio de broca Tricónica por PDC				
No.	Componentes	Manufactura	OD (in) ID (in)	Max OD (in)	Long. (pies)	Long. Acum. (pies)
1	12 1/4" MXL-20 - IADC:517	B. Hughes		12.250	1.12	1.12
2	Motor, 12" Camisa, AKO: 1.5°, 0.22 rev/gal	B. Hughes	8.000 6.400	12.000	35.00	36.12
3	Estabilizador	B. Hughes	8.000 2.813	11.250	7.93	44.05
4	MWD - NaviTrak	B. Hughes	8.000 3.250	8.000	35.99	80.04
5	Sub - Filter	B. Hughes	8.250 2.938	8.250	5.59	85.63
6	Sub - X-Over	Taladro	8.000 2.750	8.000	1.65	87.28
7	22 x 5" HWDP	Taladro	5.000 3.000	5.000	673.80	761.08
8	Martillo		6.500 2.875	6.500	32.33	793.41
9	7 x 5" HWDP	Taladro	5.000 3.000	5.000	214.46	1007.87

No.	Componentes	Manufactura	OD (in)	Max OD (in)	Long. (pies)	Long. Acum. (pies)
			ID (in)			
10	DP	Taladro	5.000	5.000		
			4.276			

Tabla 43. BHA # 3 del Pozo BJ2

FUENTE: (Baker Hughes)

MODIFICADO POR: Jayro Lenin Gutiérrez Romero

- **BHA # 4**

Objetivo: Mantener inclinación de 40.5° y dirección de 158.2° hasta la base de la Fm. Tena.

Comportamiento:

Tena: Perforó intercalado en modo rotario y orientado sin observar mejoras en la inclinación, por el contrario mostró una tendencia a tumbar ángulo con un BUR promedio de -1°/100 pies y manteniendo la dirección del pozo.

En la camisa o estabilizador del motor se observó desgaste, de las 5 aletas que posee la camisa, 2 de ellas salieron desgastadas por completo.

El BHA # 4 terminó con 31.69° de inclinación y 157.66° de dirección. En la Tabla 44 se presenta los componentes del BHA # 4:

BHA Direccional	BHA # 4	Prof. entró	8699 pies
Hoyo	12 1/4"	Prof. salió	8934 pies
Razón de Entrada	Continuar perforándola sección de 12 1/4"		
Razón de Salida	Tumbado continuo de inclinación		

No.	Componentes	Manufactura	OD (in)	Max OD (in)	Long. (pies)	Long. Acum. (pies)
			ID (in)			
1	12 1/4" HC604S - IADC: M-123	B. Hughes		12.250	1.14	1.14
2	Motor, 12" Camisa, AKO: 1.5°, 0.22 rev/gal	B. Hughes	8.000	12.000	35.00	36.14
			6.400			
3	Estabilizador	B. Hughes	8.000	11.250	7.93	44.07
			2.813			

No.	Componentes	Manufactura	OD (in)	Max OD (in)	Long. (pies)	Long. Acum. (pies)
			ID (in)			
4	MWD - NaviTrak	B. Hughes	8.000	8.000	35.99	80.06
			3.250			
5	Sub - Filter	B. Hughes	8.250	8.250	5.59	85.65
			2.938			
6	Sub - X-Over	Taladro	8.000	8.000	1.65	87.30
			2.750			
7	22 x 5" HWDP	Taladro	5.000	5.000	673.80	761.10
			3.000			
8	Martillo		6.500	6.500	32.62	793.72
			2.875			
9	7 x 5" HWDP	Taladro	5.000	5.000	214.46	1008.18
			3.000			
10	DP	Taladro	5.000	5.000		
			4.276			

Tabla 44. BHA # 4 del Pozo BJ2

FUENTE: (Baker Hughes)

MODIFICADO POR: Jayro Lenin Gutiérrez Romero

- **BHA # 5**

Objetivo: Mantener inclinación de 40.5° y dirección de 158.2° hasta la base de la Fm. Tena.

Comportamiento:

Tena: Perforó intercalado en modo rotario y orientado para incrementar la inclinación del pozo, de inmediato se observó el comportamiento de la sarta el cual fue subiendo la inclinación con un BUR de 2°/100 pies y giró a la derecha con un TUR de 0.21°/100 pies.

En la camisa o estabilizador del motor se observó desgaste en una de las aletas de apoyo, mientras que la protección de carburo del estabilizador salió desgastada por completo.

El BHA # 5 terminó con 41.17° de inclinación y 158.32° de dirección. En la Tabla 45 se presenta los componentes del BHA # 5:

BHA Direccional	BHA # 5	Prof. entró	8934 pies
Hoyo	12 1/4"	Prof. salió	9939 pies
Razón de Entrada	Continuar perforándola sección de 12 1/4"		
Razón de Salida	Punto de casing		

No.	Componentes	Manufactura	OD (in)	Max OD (in)	Long. (pies)	Long. Acum. (pies)
			ID (in)			
1	12 1/4" HCM605Z - IADC:M-323	B. Hughes		12.250	1.02	1.02
2	Motor, 12 1/8" Camisa, AKO: 1.7°, 0.22 rev/gal	B. Hughes	8.000 6.400	12.125	34.98	36.00
3	NM Drill Collar short	B. Hughes	8.350 3.25	8.350	9.77	45.77
4	Estabilizador	B. Hughes	8.000 2.813	11.250	7.93	53.70
5	MWD - NaviTrak	B. Hughes	8.000 3.250	8.000	35.99	89.69
6	Sub - Filter	B. Hughes	8.250 2.938	8.250	5.59	95.28
7	Sub - X-Over	Taladro	8.000 2.750	8.000	1.65	96.93
8	22 x 5" HWDP	Taladro	5.000 3.000	5.000	673.80	770.73
9	Martillo		6.500 2.875	6.500	32.62	803.35
10	7 x 5" HWDP	Taladro	5.000 3.000	5.000	214.46	1017.81
11	DP	Taladro	5.000 4.276	5.000		

Tabla 45. BHA # 5 del Pozo BJ2

FUENTE: (Baker Hughes)

MODIFICADO POR: Jayro Lenin Gutiérrez Romero

3.2.2.4 Fluido de Perforación

3.2.2.4.1 Pozo AJ2

Tipo de Fluido:	Polimérico
Estrategia de Limpieza	
Píldoras viscosas:	Bombeó cada tres paradas perforadas
Píldoras dispersas:	Bombeó por baja ROP Bombeó a 9713 pies por perder señal en MWD Bombeó previo a iniciar la perforación con mismo BHA o distinto
Estrategia de Sellado	
Píldoras sellantes:	Bombeó previo y durante la perforación del Conglomerado Superior e Inferior de Tiyuyacu
Observaciones	
Trabajó con centrifugas en modo dewatering para control de la densidad y MBT	

3.2.2.4.2 Pozo BJ2

Tipo de Fluido:	Polimérico
Estrategia de Limpieza	
Píldoras viscosas:	Bombeó 40 BLS cada dos paradas perforadas y previo a iniciar la perforación
Píldoras dispersas:	Bombeó 30 BLS cada parada perforada y previo a iniciar la perforación Bombeó a 9162 y 9381 pies por presentar posible embolamiento en la broca
Estrategia de Sellado	
Píldoras sellantes:	Bombeó previo y durante la perforación del Conglomerado Superior e Inferior de Tiyuyacu
Observaciones	
Trabajó con centrifugas en modo dewatering para control de la densidad y MBT	

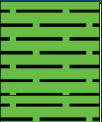


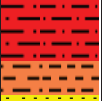
Estratigrafía	Litología	Densidad	Viscosidad de Embudo	pH	Lectura 600 RPM	Lectura 300 RPM	Lectura 6 RPM	Lectura 3 RPM	Gel 10 seg	Gel 10 min	Gel 30 min	Viscosidad Plástica	Punto Cedente	Filtrado	% de Arena	MBT
		lpg	seg/qt						lb/100pie2	lb/100pie2	lb/100pie2	cP	lb/100 pie2	mL/30 min	%	lb/bl
Orteguaza		9.2 - 9.5	44 - 46	9.2 - 9.4	48	35	6 - 7	5 - 6	4 - 5	7 - 8	10 - 12	11 - 13	22 - 24	7 - 8	0.1	0 - 5
Tiyuyacu		9.5 - 9.8	45 - 50	9.2 - 9.4	54 - 58	39 - 42	7 - 8	6 - 7	5 - 7	9 - 11	12 - 15	16 - 18	24 - 27	6.6 - 7.4	0.2 - 0.3	7.5 - 10
Congl. Tiyuyacu Inf.		9.8 - 9.9	50 - 52	9.0 - 9.4	54 - 58	41 - 44	7 - 8	6 - 7	6 - 7	10 - 14	15 - 20	16 - 18	25 - 26	7.0 - 7.4	0.3	11 - 12.5
Tena		9.9 - 10.1	56 - 57	9.1 - 9.2	63 - 64	44 - 45	7 - 8	6 - 7	7	13 - 15	19 - 20	19	25 - 26	7	0.3	13 - 15
Napo Superior	Arenisca M-1	10.1	60	9.1 - 9.2	65	45	7 - 8	6 - 7	7	14	20 - 21	20	26	7	0.3	15
	Lutitas Napo	10.1 - 10.2	55 - 63	9.2 - 9.3	69 - 70	48 - 49	7 - 8	6 - 7	7	13 - 14	19 - 21	21	26 - 28	7	0.4	15
	Caliza M-1	10.2 10.4 Casing	62	9.1	67	47	8	7	7	14	20	20	27	7	0.3	15

Tabla 46. Propiedades del lodo utilizadas por cada formación atravesada en la Sección de 12 ¼" del Pozo AJ2.

ELABORADO POR: Jayro Lenin Gutiérrez Romero





Estratigrafía	Litología	Densidad	Viscosidad de Embudo	pH	Lectura 600 RPM	Lectura 300 RPM	Lectura 6 RPM	Lectura 3 RPM	Gel 10 seg	Gel 10 min	Gel 30 min	Viscosidad Plástica	Punto Cedente	Filtrado	% de Arena	MBT
		lpg	seg/qt						lb/100pie2	lb/100pie2	lb/100pie2	cP	lb/100 pie2	mL/30 min	%	lb/bl
Orteguaza		9.5 - 9.7	42 - 43	10.7	42 - 49	28 - 34	6	5	5 - 6	6 - 7	7 - 8	14 - 15	14 - 19	5.5 - 6.5	0.15 - 0.25	2.5
Tiyuyacu		9.8 - 10	44 - 49	10.7 - 11.1	45 - 54	29 - 35	8 - 9	6 - 8	7 - 8	9 - 12	10 - 13	15 - 19	13 - 16	5.5 - 6.5	0.20 - 0.25	5 - 15
Congl. Tiyuyacu Inf.		10 - 10.2	48 - 52	10.8 - 11	46 - 54	30 - 37	7 - 9	6 - 8	6 - 8	11 - 16	14 - 24	16 - 20	14 - 21	6 - 6.5	0.25	15 - 17.5
Tena		10.2 10.9 Casing	48 - 52	10.7 - 11	51 - 57	34 - 39	8 - 10	7 - 9	7 - 8	16 - 19	24 - 26	16 - 18	17 - 22	6.5	0.25	17.5 - 20

Tabla 47. Propiedades del lodo utilizadas por cada formación atravesada en la Sección de 12 ¼" del Pozo BJ2.

ELABORADO POR: Jayro Lenin Gutiérrez Romero

3.2.2.5 Tipos de Brocas

3.2.2.5.1 Pozo AJ2

Estratigrafía	Litología	No.	Tamaño	Nombre	Código IADC	Tipo	Cortadores	Boquillas/ TFA	Profundidad Salió	Intervalo Perforado	Horas Netas	ROP neta	CALIFICACIÓN							
													pulg	mm	1/32 pulg/pulg ²	pies	pies	horas	pie/hr	I
Orteguaza	Conglomerado Sup	1	12.25	HCD605Z	M323	PDC	19	7 x 13 / 0.907	7128	820	10.1	81.3	0	2	CT	G	X	1/8	WT	BHA
										288	8.5	33.8								
										103	3.1	33.8								
										85	6.7	12.7								
Tiyuyacu	Congl. Tiyuyacu Inf.	2	12.25	DP605ZX	M223	PDC	19	7 x 13 / 0.907	8272	1024	15.7	65.1	0	1	WT	A	X	I	PN	FM
										120	5.8	20.6								
Tena	Arenisca M-1	4	12.25	HCD605X	M323	PDC	19	7 x 13 / 0.907	9649	823	19.7	41.8	0	2	CT	S	X	I	PN	PR
										81	5.5	14.6								
										64	3.4	18.7								
Napó Superior	Lutitas Napó Superior	5	12.25	HCR506ZX	M223	PDC	16	6 x 16 / 1.178	9713	64	3.4	18.7	0	0	NO	A	X	I	NO	DTF
										263	20.8	12.7								
Caliza M-1	Lutitas Napó Superior	5R	12.25	HCR506ZX	M223	PDC	16	6 x 16 / 1.178	9976	263	20.8	12.7	1	3	CT	S	X	I	WT	TD
										1	3	12.7								

Tabla 48. Sumario de Brocas por cada formación atravesada en la Sección de 12 ¼" del Pozo AJ2

ELABORADO POR: Jayro Lenin Gutiérrez Romero

3.2.2.5.2 Pozo BJ2





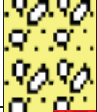
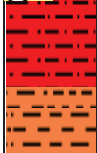
Estratigrafía	Litología	No.	Tamaño	Nombre	Código IADC	Tipo	Cortadores	Boquillas/ TFA	Profundidad Salió	Intervalo Perforado	Horas Netas	ROP neta	CALIFICACIÓN							
			pulg				mm	1/32 pulg/pulg ²	pies	pies	horas	pie/hr	I	E	C.D.	U	C/S	C.	O.C.	R.S.
Orteguaza		1	12.25	HCD605X	M323	PDC	19	5 x 13 + 2 X 14 / 0.9488	7447	900	13.6	66.2	2	2	WT	A	X	1/16	CT	BHA
Tiyuyacu										247	5.9	42.2								
Conglomerado Sup										264	9.6	27.6								
Tiyuyacu										266	13.0	20.5								
Congl. Tiyuyacu Inf		2	12.25	HC605SZ	M323	PDC	19	5 x 13 + 2 X 14 / 0.9488	8309	650	18.7	34.8	1	2	WT	A	X	I	CT	BHA
		3		MXL-20	517	TCI	N/A	3 x 22 / 1.1137	8699	390	14.3	27.3								
Tena		4	12.25	HC604S	M123	PDC	19	4 x 13 + 4 x 14 / 1.1200	8933	234	19.3	12.1	1	1	WT	A	X	I	CT	BHA
		5		HCM605Z	M323	PDC	19	7 x 15 / 1.2080	9939	1006	49.3	20.4								

Tabla 49. Sumario de Brocas por cada formación atravesada en la Sección de 12 ¼” del Pozo BJ2

ELABORADO POR: Jayro Lenin Gutiérrez Romero

3.2.2.6 Parámetros de Perforación e Hidráulica de la Broca

Los parámetros de perforación, como ya se habló anteriormente, son indispensables para avanzar en la perforación. A continuación se presentan los parámetros e hidráulica de la broca tabulados de los dos pozos en estudio. Así mismo se describe el mejor pozo en cuanto a su rendimiento a través de cada formación atravesada.

3.2.2.6.1 Formación Orteguaza

- **Pozo AJ2:** Tiene el mejor rendimiento en cuanto a ROP neta rotando y orientando, realizó tres orientaciones con la segunda mejor ROP de los dos pozos y perforó en modo rotario con parámetros normales obteniendo la mejor ROP. Ver Tabla 50.
- **Pozo BJ2:** Tiene el segundo mejor rendimiento en cuanto a ROP neta rotando y orientando, realizó tres orientaciones con mejor ROP de los dos pozos y perforó en modo rotario con parámetros normales y controlados obteniendo la segunda mejor ROP. Ver Tabla 50.

Referirse Anexo 8 para visualizar los parámetros e hidráulica de la broca pie a pie.

Parámetros	Unidades	Pozo AJ2	Pozo BJ2
		Broca #1	Broca #1
ROP neta (R + O)	pie/hora	81	66
Perfora en modo Rotario			
ROP neta (R)	pie/hora	126	73
WOB	Klbs	15-20	10-15
GPM	gpm	750-850	550-850
RPM superficie	rpm	45-60	50-70
RPM motor	rpm	165-187	121-187
TORQUE	Klbs-pie	8-10	7-11
SPP	psi	1800-2800	1800-3500
Hidráulica			
HSI	HP/pulg ²	2.5-3.0	0.9-2.6
IF	Lb/pulg ²	8-10	1-10
Perfora en modo Orientado			
ROP neta (O)	pie/hora	13	35
WOB	Klbs	5-7	15-18
GPM	gpm	850	750
RPM motor	rpm	187	165
SPP	psi	2500	2200
Hidráulica			
HSI	HP/pulg ²	2.8	2.0

Parámetros	Unidades	Pozo AJ2	Pozo BJ2
		Broca #1	Broca #1
IF	Lb/pulg ²	10	8
# de Orientaciones		3	3

Tabla 50. Parámetros de Perforación e Hidráulica de la Broca en la Formación Orteguzza de los Pozos Tipo J2.

ELABORADO POR: Jayro Lenin Gutiérrez Romero

El pozo BJ2 perforó un intervalo en modo rotario y controlando parámetros, por tal razón se ve afectada su ROP, pero al momento de orientar, aplicó parámetros agresivos dando resultados positivos.

3.2.2.6.2 Formación Tiyuyacu

- **Pozo AJ2:** Tiene el segundo mejor rendimiento en cuanto a ROP neta rotando y orientando, realizó dos orientaciones con la mejor ROP de los dos pozos y perforó en modo rotario con parámetros normales obteniendo la segunda mejor ROP. Ver Tabla 51.
- **Pozo BJ2:** Tiene el mejor rendimiento en cuanto a ROP neta rotando y orientando, realizó tres orientaciones con la segunda mejor ROP de los dos pozos y perforó en modo rotario con parámetros normales obteniendo la mejor ROP. Ver Tabla 51.

Referirse al Anexo 8 para visualizar los parámetros e hidráulica de la broca pie a pie.

Parámetros	Unidades	Pozo AJ2	Pozo BJ2
		Broca #1	Broca #1
ROP neta (R + O)	pie/hora	34	42
Perfora en modo Rotario			
ROP neta (R)	pie/hora	53	72
WOB	Klbs	15-25	15-20
GPM	gpm	850	800
RPM superficie	rpm	60	70
RPM motor	rpm	187	176
TORQUE	Klbs-pie	10	10-12
SPP	psi	2800-3000	3300
Hidráulica			
HSI	HP/pulg ²	3.7	2.7
IF	Lb/pulg ²	12	10
Perfora en modo Orientado			

Parámetros	Unidades	Pozo AJ2	Pozo BJ2
		Broca #1	Broca #1
ROP neta (O)	pie/hora	11	10
WOB	Klbs	10	12-15
GPM	gpm	850	800
RPM motor	rpm	187	176
SPP	psi	3000	3000
Hidráulica			
HSI	HP/pulg ²	3.7	2.6
IF	Lb/pulg ²	12	9.5
# de Orientaciones		2	3

Tabla 51. Parámetros de Perforación e Hidráulica de la Broca en la Formación Tiyuyacu de los Pozos Tipo J2.

ELABORADO POR: Jayro Lenin Gutiérrez Romero

Los dos pozos controlaron parámetros previo a llegar al tope del miembro Conglomerado Superior, se controló WOB, RPM en superficie y GPM, con esto se asegura la integridad de los cortadores en la broca PDC por tratarse de una roca dura.

A pesar de que el pozo AJ2 tiene mayor WOB, GPM, HSI e IF, perfora más lento en modo rotario que el pozo BJ2, la razón se debe a la diferencia entre brocas, la broca del pozo BJ2 es más agresiva debido a que tiene dos hileras de cortadores.

3.2.2.6.3 Conglomerado Superior de Tiyuyacu

- **Pozo AJ2:** Tiene el mejor rendimiento en cuanto a ROP neta rotando, perforó todo el intervalo en modo rotario y controló parámetros. Ver Tabla 52.
- **Pozo BJ2:** Tiene el segundo mejor rendimiento en cuanto a ROP neta rotando, perforó todo el intervalo en modo rotario y controló parámetros. Ver Tabla 52.

Referirse al Anexo 8 para visualizar los parámetros e hidráulica de la broca pie a pie.

Parámetros	Unidades	Pozo AJ2	Pozo BJ2
		Broca #1	Broca #1
ROP neta (R + O)	pie/hora	34	28
Perfora en modo Rotario			

Parámetros	Unidades	Pozo AJ2	Pozo BJ2
		Broca #1	Broca #1
ROP neta (R)	pie/hora	34	28
WOB	Klbs	15	13-20
GPM	gpm	550	500-550
RPM superficie	rpm	40	40-50
RPM motor	rpm	121	110-121
TORQUE	Klbs-pie	10	10
SPP	psi	1800	1800-2000
Hidráulica			
HSI	HP/pulg ²	0.9	0.8-0.9
IF	Lb/pulg ²	4	4-5
# de Orientaciones		0	0

Tabla 52. Parámetros de Perforación e Hidráulica de la Broca en el miembro Conglomerado Superior de Tiyuyacu de los Pozos Tipo J2.

ELABORADO POR: Jayro Lenin Gutiérrez Romero

La diferencia de ROP entre el pozo AJ2 y BJ2, se debe a que el pozo AJ2 no realiza el control de parámetros en todo el intervalo, consiguiendo incrementar la ROP neta rotando.

En el Anexo 8 específicamente en las curvas del pozo BJ2, podemos visualizar que a pesar de bajar el WOB, las RPM's en superficie e incrementar los GPM, la ROP no baja y se mantiene constante.

3.2.2.6.4 *Formación Tiyuyacu*

- **Pozo AJ2:** Perforó con dos brocas, en la primera broca tiene el segundo rendimiento en cuanto a ROP neta rotando y orientando, en la segunda broca consiguió el mejor rendimiento en cuanto a ROP neta rotando y orientando. Ver Tabla 53.
- **Pozo BJ2:** Perforó con dos brocas, en la primera broca tiene el mejor rendimiento en cuanto a ROP neta rotando y orientando en comparación a la broca PDC # 1 del pozo AJ2, en la segunda broca consiguió el segundo mejor rendimiento en cuanto a ROP neta rotando y orientando. Ver Tabla 53.

Referirse al Anexo 8 para visualizar los parámetros e hidráulica de la broca pie a pie.

Parámetros	Unidades	Pozo AJ2		Pozo BJ2	
		Broca #1	Broca #2	Broca #1	Broca #2
ROP neta (R + O)	pie/hora	13	65	20	35
Perfora en modo Rotario					
ROP neta (R)	pie/hora	29	78	38	62
WOB	Klbs	20	13-22	20-23	10-25
GPM	gpm	900	550-900	800-850	750-800
RPM superficie	rpm	60	50-80	70	80
RPM motor	rpm	198	121-198	176-187	165-176
TORQUE	Klbs-pie	18-20	10-12	12	10-13
SPP	psi	3500	1800-3900	3600	3800
Hidráulica					
HSI	HP/pulg ²	3.8	1.0-3.7	2.8	2.5
IF	Lb/pulg ²	12	5-12	10	9
Perfora en modo Orientado					
ROP neta (O)	pie/hora	7	16	6	9
WOB	Klbs	12	12	15-18	12
GPM	gpm	900	900	800	750
RPM motor	rpm	198	198	176	165
SPP	psi	3500	3300	3400	3800
Hidráulica					
HSI	HP/pulg ²	3.8	3.8	2.5	2.5
IF	Lb/pulg ²	12	12	9	9
# de Orientaciones		1	3	1	2

Tabla 53. Parámetros de Perforación e Hidráulica de la Broca en la Formación Tiyuyacu de los Pozos Tipo J2.

ELABORADO POR: Jayro Lenin Gutiérrez Romero

El cambio de las brocas # 1 de los pozos AJ2 y BJ2, se realizó para modificar la configuración de los BHA's empleados, puesto que los dos presentaban problemas con la inclinación del pozo y adicional para mejorar la ROP.

El pobre rendimiento de la broca PDC # 1 del pozo AJ2 y BJ2 se debió a que se encontraban fuera de calibre y desgaste en los cortadores, para mayor información sobre la calificación de la broca, por favor referirse a la Tabla 48 y Tabla 49 respectivamente.

La broca PDC # 2 del pozo AJ2 controló parámetros en un intervalo de 40 pies, y a pesar de esta acción, no se vio perjudicado el global de la ROP neta rotando, por tal razón los parámetros empleados en el pozo AJ2 fueron bien exigidos.

3.2.2.6.5 Conglomerado Inferior de Tiyuyacu

Broca PDC

- **Pozo AJ2:** Tiene el segundo rendimiento en cuanto a ROP neta rotando, perforó todo el intervalo en modo rotario y controló parámetros. Ver Tabla 54.
- **Pozo BJ2:** Tiene el mejor rendimiento en cuanto a ROP neta rotando, realizó una orientación y perforó el resto del intervalo en modo rotario, controló parámetros. Ver Tabla 54.

Referirse al Anexo 8 para visualizar los parámetros e hidráulica de la broca pie a pie.

Parámetros	Unidades	Pozo AJ2	Pozo BJ2
		Broca #2	Broca #2
ROP neta (R + O)	pie/hora	21	27
Perfora en modo Rotario			
ROP neta (R)	pie/hora	21	28
WOB	Klbs	17	12
GPM	gpm	550	550
RPM superficie	rpm	40	40
RPM motor	rpm	121	121
TORQUE	Klbs-pie	12-14	10
SPP	psi	1800	2800
Hidráulica			
HSI	HP/pulg ²	0.8	0.8
IF	Lb/pulg ²	5	5
Perfora en modo Orientado			
ROP neta (O)	pie/hora	N/A	13
WOB	Klbs	N/A	30
GPM	gpm	N/A	750
RPM motor	rpm	N/A	165
SPP	psi	N/A	3500
Hidráulica			
HSI	HP/pulg ²	N/A	2.3

Parámetros	Unidades	Pozo AJ2	Pozo BJ2
IF	Lb/pulg ²	N/A	8
# de Orientaciones		0	1

Tabla 54. Parámetros de Perforación e Hidráulica de la Broca PDC en el miembro Conglomerado Inferior de Tiyuyacu de los Pozos Tipo J2.

ELABORADO POR: Jayro Lenin Gutiérrez Romero

Una particularidad de la broca PDC # 2 del pozo BJ2 es que se le aplica menor WOB y tiene mejor rendimiento en comparación al pozo AJ2, esto se debe a la diferencia entre cortadores, puesto que la broca PDC # 2 del pozo AJ2 es para formaciones blandas y la broca PDC # 2 del pozo BJ2 es para formaciones duras.

Broca Tricónica de Insertos

- **Pozo AJ2:** Tiene el mejor rendimiento en cuanto a ROP neta rotando y orientando, realizó tres orientaciones con la segunda mejor ROP de los dos pozos y perforó en modo rotario con parámetros normales obteniendo la segunda mejor ROP. Ver Tabla 55.
- **Pozo BJ2:** Tiene el mejor rendimiento en cuanto a ROP neta rotando y orientando, realizó cuatro orientaciones con la mejor ROP de los dos pozos y perforó en modo rotario con parámetros normales obteniendo la mejor ROP. Ver Tabla 55.

Referirse Anexo 8 para visualizar los parámetros e hidráulica de la broca pie a pie.

Parámetros	Unidades	Pozo AJ2	Pozo BJ2
		Broca #3	Broca #3
ROP neta (R + O)	pie/hora	21	27
Perfora en modo Rotario			
ROP neta (R)	pie/hora	21	30
WOB	Klbs	25-35	25-30
GPM	gpm	850	750
RPM superficie	rpm	60	80
RPM motor	rpm	187	165
TORQUE	Klbs-pie	12-15	10-14
SPP	psi	2800	3800-3900
Hidráulica			
HSI	HP/pulg ²	3	2
IF	Lb/pulg ²	10	7
Perfora en modo Orientado			

Parámetros	Unidades	Pozo AJ2	Pozo BJ2
		Broca #3	Broca #3
ROP neta (O)	pie/hora	21	22
WOB	Klbs	12-14	10-30
GPM	gpm	800-850	750
RPM motor	rpm	176-187	165
SPP	psi	2700-2800	3800
Hidráulica			
HSI	HP/pulg ²	2.7-3	2
IF	Lb/pulg ²	10-11	7
# de Orientaciones		3	4

Tabla 55. Parámetros de Perforación e Hidráulica de la Broca TCI en el miembro Conglomerado Inferior de Tiyuyacu de los Pozos Tipo J2.

ELABORADO POR: Jayro Lenin Gutiérrez Romero

El HSI de la broca TCI # 3 del pozo BJ2 es menor al de la broca TCI # 3 del pozo AJ2, pero la ROP neta rotando es mayor en el pozo BJ2, la explicación radica en que las RPM's aplicadas en superficie son mayores, dando como resultado un mejor avance en la perforación.

3.2.2.6.6 *Formación Tena*

- **Pozo AJ2:** Tiene el mejor rendimiento en cuanto a ROP neta rotando y orientando, realizó tres orientaciones con la mejor ROP de los dos pozos y perforó en modo rotario obteniendo la mejor ROP. Ver Tabla 56.
- **Pozo BJ2:** Perforó con dos brocas, en la primera se observó bajo rendimiento en cuanto a ROP neta rotando y orientando, puesto que la mayor parte del tiempo se perforó en modo de orientación, la segunda broca mostró un mejor rendimiento, pero no fue mejor a la broca del pozo AJ2. Ver Tabla 56.

Referirse al Anexo 8 para visualizar los parámetros e hidráulica de la broca pie a pie.

Parámetros	Unidades	Pozo AJ2	Pozo BJ2	
		Broca #4	Broca #4	Broca #5
ROP neta (R + O)	pie/hora	42	12	20
Perfora en modo Rotario				
ROP neta (R)	pie/hora	57	29	30
WOB	Klbs	16-22	15-18	20-25

Parámetros	Unidades	Pozo AJ2	Pozo BJ2	
		Broca #4	Broca #4	Broca #5
GPM	gpm	820	750	750
RPM superficie	rpm	60-70	50	60-80
RPM motor	rpm	180	165	165
TORQUE	Klbs-pie	18-21	12	12-15
SPP	psi	2500	3500	3900
Hidráulica				
HSI	HP/pulg ²	3.8	2	2
IF	Lb/pulg ²	12.5	8	8
Perfora en modo Orientado				
ROP neta (O)	pie/hora	12	8	5
WOB	Klbs	20-25	12	15-25
GPM	gpm	820	750	750
RPM motor	rpm	180	165	165
SPP	psi	2500	3500	3500
Hidráulica				
HSI	HP/pulg ²	3.8	2	2
IF	Lb/pulg ²	12.5	8	8
# de Orientaciones		3	4	4

Tabla 56. Parámetros de Perforación e Hidráulica de la Broca en la Formación Tena de los Pozos Tipo J2.

ELABORADO POR: Jayro Lenin Gutiérrez Romero

Los parámetros de perforación e hidráulica de la broca del pozo AJ2 fueron seleccionados de manera adecuada, puesto que se observó un buen avance en la perforación.

La broca PDC # 4 y PDC # 5 del pozo BJ2, no mostraron un buen rendimiento, la razón fundamental se debe al poco caudal aplicado, puesto que al perforar con la inclinación de aproximadamente 40 grados, se forman cama de ripios que con el tiempo ocasionan el embolamiento de la broca y consecuentemente el pobre avance en la perforación.

3.2.2.6.7 Formación Napo Superior

- **Pozo AJ2:** Perforó con dos brocas, en la primera broca tiene pobre rendimiento en cuanto a ROP neta rotando, puesto que controló parámetros previo a entrar a las Lutitas, en la segunda broca tiene el mejor rendimiento en cuanto a ROP neta rotando y orientando, realizó tres orientaciones con una baja ROP. Ver Tabla 57.

Referirse al Anexo 8 para visualizar los parámetros e hidráulica de la broca pie a pie.

Parámetros	Unidades	Pozo AJ2		
		Broca #4	Broca #5	Broca #5R
ROP neta (R + O)	pie/hora	15	19	13
Perfora en modo Rotario				
ROP neta (R)	pie/hora	15	19	14
WOB	Klbs	23-35	25	35-42
GPM	gpm	550-870	850	850
RPM superficie	rpm	45-80	70	60-70
RPM motor	rpm	121-191	187	187
TORQUE	Klbs-pie	18-22	22	22
SPP	psi	1900-3000	2800	2800-3000
Hidráulica				
HSI	HP/pulg ²	1.0-3.0	2.3	2.3
IF	Lb/pulg ²	5-11	9	9
Perfora en modo Orientado				
ROP neta (O)	pie/hora	N/A	N/A	6
WOB	Klbs	N/A	N/A	25
GPM	gpm	N/A	N/A	850
RPM motor	rpm	N/A	N/A	187
SPP	psi	N/A	N/A	2800
Hidráulica				
HSI	HP/pulg ²	N/A	N/A	2.3
IF	Lb/pulg ²	N/A	N/A	9
# de Orientaciones		0	0	2

Tabla 57. Parámetros de Perforación e Hidráulica de la Broca en la Formación Napo Superior de los Pozos Tipo J2.

ELABORADO POR: Jayro Lenin Gutiérrez Romero

La broca PDC # 4 controló parámetros en la Arenisca M-1, al intentar perforar con parámetros normales se observó una disminución en la ROP.

La broca PDC # 5/5R perforó con parámetros normales, pero por no evidenciar un buen avance en la perforación, se decidió adelantar el punto de revestimiento de 9 5/8”.

3.2.2.7 Sumario y Problemas encontrados durante la Perforación en la Sección de 12 1/4”

El resumen operacional se ha representado en una hoja denominada Hoja de Viajes, en la cual se puede apreciar visualmente las operaciones ejecutadas

durante la perforación en la Sección de 12 ¼" y los problemas que se presentaron en los dos pozos de estudio.

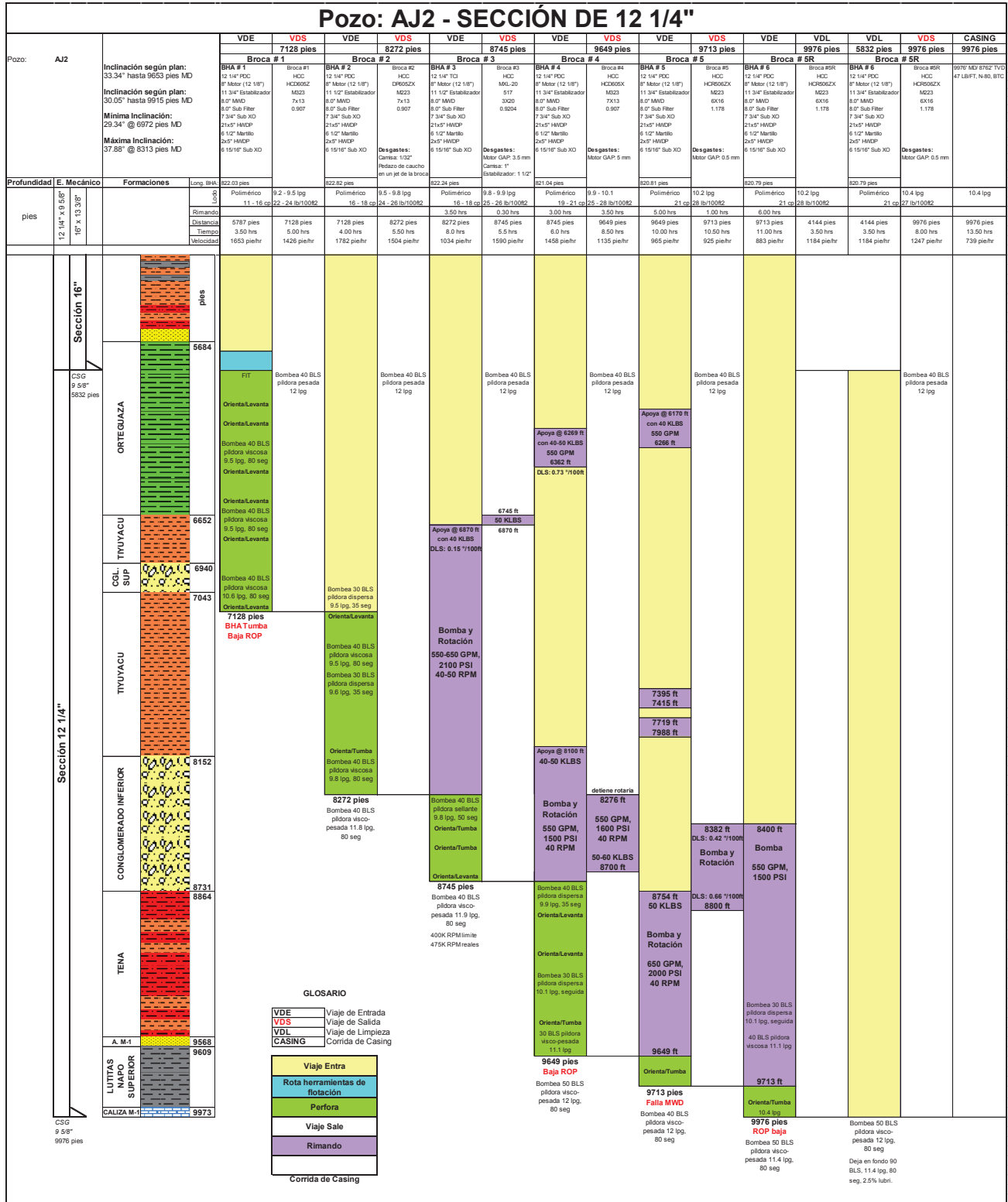
- **Pozo AJ2**

Formaciones	Problema
Orteguaza	Sobretensión
Conglomerado Superior e Inferior de Tiyuyacu	Sobretensión y puntos de apoyo
Tena	Puntos de apoyo

- **Pozo BJ2**

Formaciones	Problema
Orteguaza	Puntos de Apoyo
Tiyuyacu	Sobretensión y puntos de apoyo
Conglomerado Superior e Inferior de Tiyuyacu	Sobretensión y puntos de apoyo
Tena	Puntos de apoyo

3.2.2.7.1 Pozo AJ2



Gráfica 17. Hoja de Viajes del Pozo AJ2
ELABORADO POR: Jayro Lenin Gutiérrez Romero

3.2.2.8 Indicadores de Comportamiento de los BHA's en las formaciones de estudio

Todos los BHA's utilizados para perforar la sección de 12 ¼" de los Pozos AJ2 y BJ2, fueron diseñados para tratar de mantener la dirección e inclinación del pozo y llevarlo de acuerdo al plan direccional, pero como se observa en la Gráfica 19 y Gráfica 20, todos los BHA's en los dos pozos no cumplen el objetivo en específico, teniendo que recurrir al modo de orientar el BHA para cumplir el propósito establecido. El comportamiento tanto en inclinación como en dirección se ve incurrido por la formación atravesada.

A continuación se describe el mejor comportamiento del BHA en cada formación de estudio.

3.2.2.8.1 *Comportamiento en Inclinación y Dirección*

Las Gráfica 19 y Gráfica 20 indican el comportamiento en inclinación y dirección respectivamente de los BHA's de los dos pozos arriba mencionados de acuerdo a cada formación atravesada. A continuación se describe el comportamiento de cada BHA por formación:

- **Formación Orteguaza**

AJ2: Al inicio el BHA # 1 tiende a tumbar, pero se orienta por tres ocasiones logrando levantar ángulo y posterior mantiene y termina por encima del plan. Con respecto a la dirección tiende a girar a la derecha.

BJ2: El BHA # 1 empieza debajo del plan y se orienta para minimizar el tumbado, termina por debajo del plan. Con respecto a la dirección tiende a girar a la izquierda.

Conclusión: La Fm. Orteguaza incide en el BHA una tendencia natural a tumbar inclinación y la dirección depende del buzamiento de los estratos.

- **Formación Tiyuyacu**

AJ2: El BHA # 1 empieza por debajo del plan y tiende a tumbar por lo que se orienta para levantar ángulo, se anticipa su salida por presentar tumbado de ángulo continuo y baja ROP. El BHA # 2 es un BHA que presenta el principio Fulcrum y tiende a levantar inclinación en modo rotario. Con respecto a la dirección tiende a mantener.

BJ2: El BHA # 1 empieza por arriba del plan y tiende a levantar por lo que se orienta para contrarrestar su construcción, se anticipa su salida por presentar colgamiento en la sarta. El BHA # 2 es un BHA que presenta el principio Pendular y tiende a construir inclinación en modo rotario, se realiza varias orientaciones para llevarlo pegado al plan. Con respecto a la dirección tiende a girar a la derecha.

Conclusión: La Fm. Tiyuyacu incide en el BHA una tendencia natural a construir inclinación y la dirección depende del buzamiento de los estratos.

- **Conglomerado Superior**

AJ2: El BHA # 1 empieza por debajo del plan y tiende a levantar en modo rotario. Son muy pocos pies perforados para evaluar su comportamiento. Con respecto a la dirección tiende a girar a la izquierda.

BJ2: El BHA # 1 empieza por arriba del plan y tiende a contrarrestar el aumento de inclinación. Con respecto a la dirección tiende a girar a la derecha.

Conclusión: El miembro Conglomerado Superior incide en el BHA una tendencia natural a tumbar inclinación y la dirección depende del buzamiento de los estratos.

- **Conglomerado Inferior**

AJ2: El BHA # 2 (PDC) empieza por arriba del plan y contrarresta la construcción de inclinación, el BHA # 3 (TCI) empieza por arriba del plan y tiende a tumbar inclinación en modo rotario. Con respecto a la dirección tienden a girar a la izquierda.

BJ2: El BHA # 2 (PDC) empieza por debajo del plan y tiende a tumbar inclinación, el BHA # 3 (TCI) empieza por debajo del plan y tiende a tumbar inclinación en modo rotario, se orienta continuamente para contrarrestar el tumbado sin éxito. Con respecto a la dirección tienden a girar a la derecha.

Conclusión: El miembro Conglomerado Inferior incide en el BHA una tendencia natural a tumbar inclinación y la dirección depende del buzamiento de los estratos.

- **Formación Tena**

AJ2: El BHA # 4 empieza por debajo del plan y tiende a levantar por lo que se orienta para contrarrestar ángulo. Con respecto a la dirección tiende a girar a la izquierda.

BJ2: El BHA # 4 empieza por debajo del plan y tiende a tumbar por lo que se orienta continuamente para contrarrestar su tumbado sin éxito, por tal razón se anticipa su salida. El BHA # 5 es un BHA que presenta el principio Fulcrum y tiende a construir inclinación en modo rotario, cuando se alcanza la inclinación del plan se realiza varias orientaciones para llevarlo pegado al plan. Con respecto a la dirección tiende a mantener.

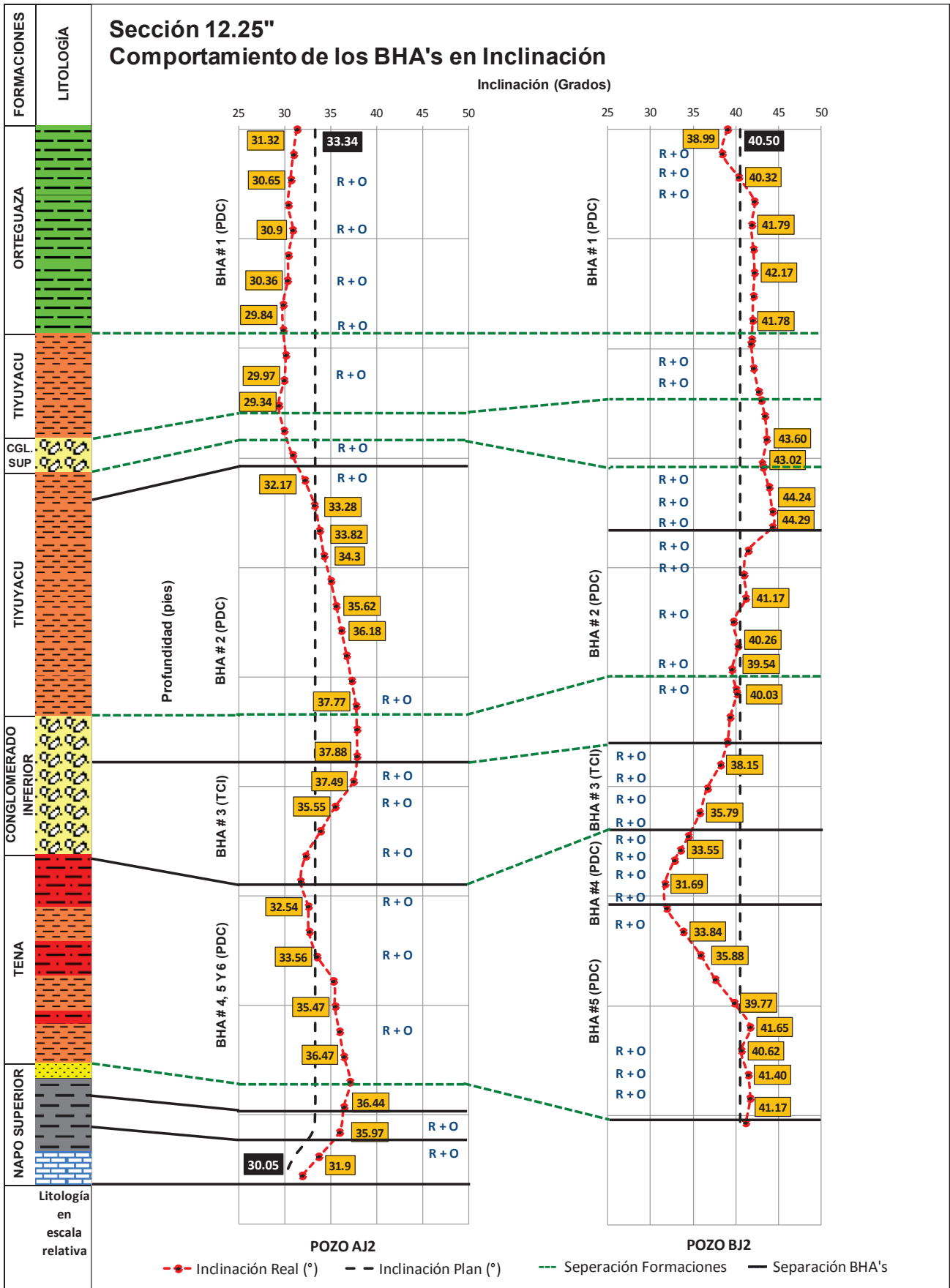
Conclusión: La Fm. Tena incide en el BHA una tendencia natural a construir inclinación y la dirección depende del buzamiento de los estratos.

- **Formación Napo Superior**

BJ2: El BHA # 5 y # 6 empiezan por arriba del plan y tienden a tumbar inclinación de acuerdo al plan. Con respecto a la dirección tienden a girar a la derecha.

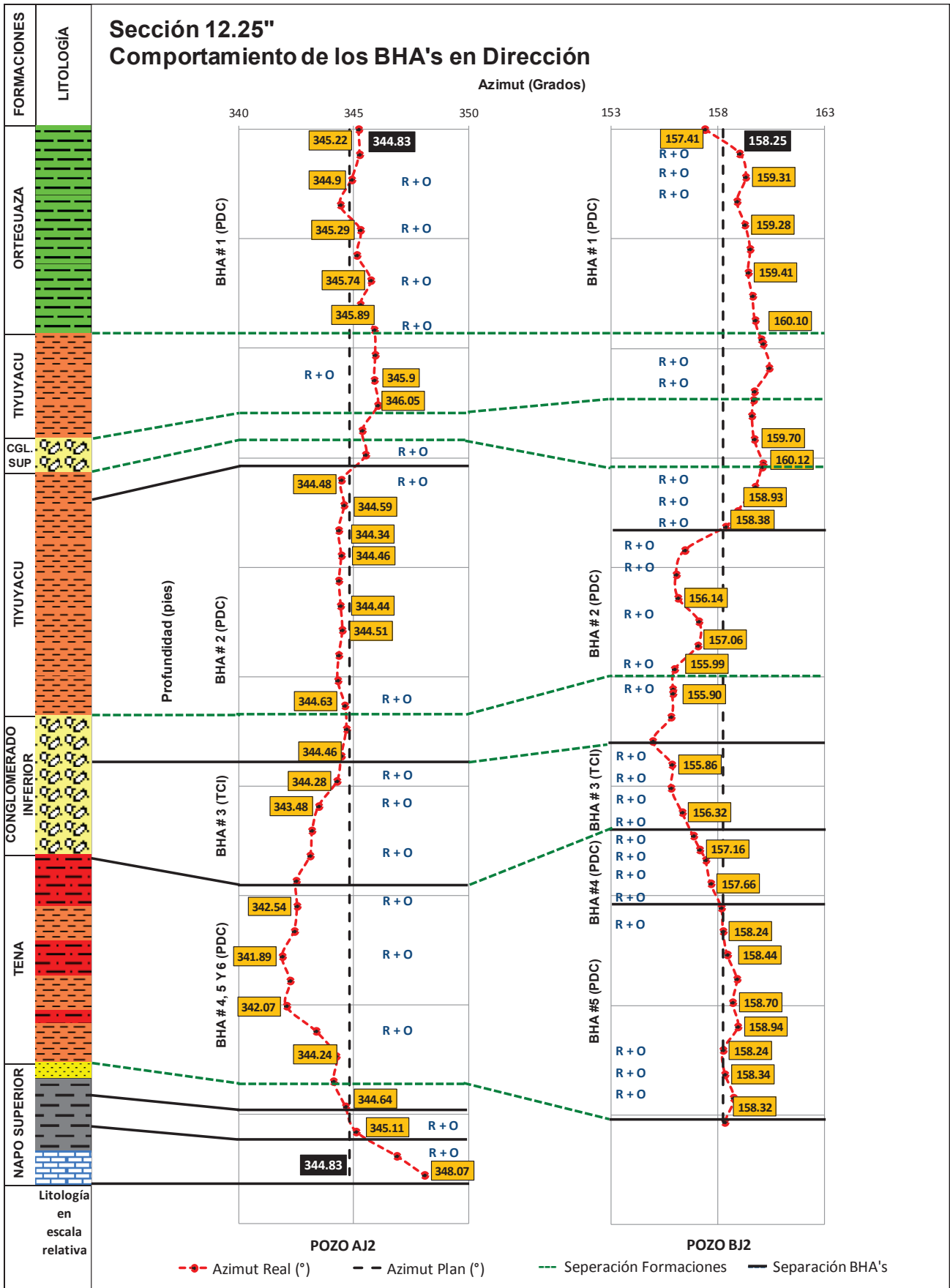
Conclusión: La Fm. Napo Superior incide en el BHA una tendencia natural a tumbar inclinación y la dirección depende del buzamiento de los estratos.

Vale recalcar que el comportamiento de los BHA's se ve muy influenciado por los parámetros de perforación que estemos utilizando, por ello como se dijo anteriormente, la buena combinación de las variables y parámetros de perforación conllevan a las mejores prácticas de perforación.



Gráfica 19. Comportamiento de los BHA's en Inclinación de los Pozos Tipo J2

ELABORADO POR: Jayro Lenin Gutiérrez Romero



Gráfica 20. Comportamiento de los BHA's en Dirección de los Pozos Tipo J2

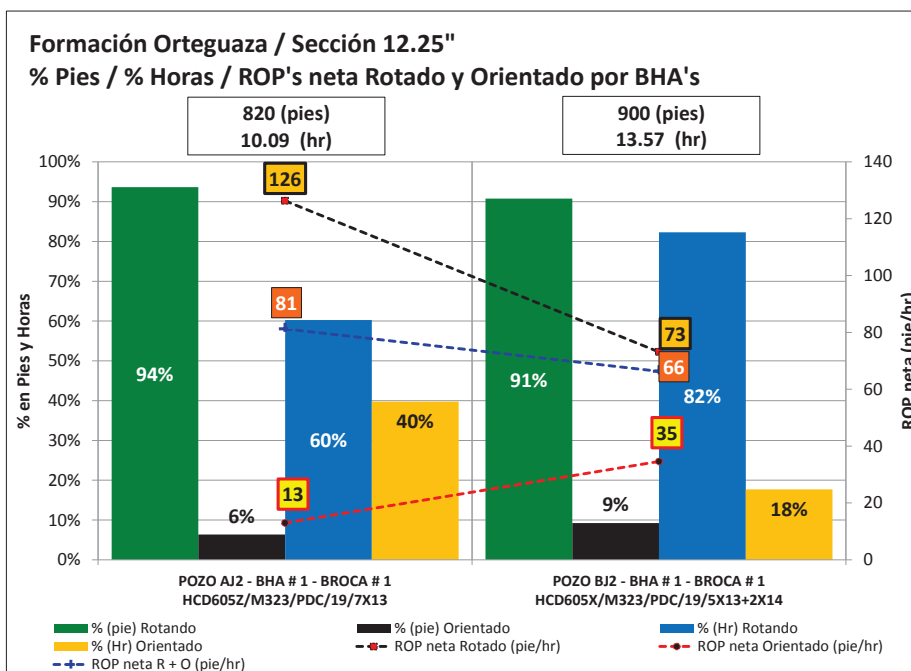
ELABORADO POR: Jayro Lenin Gutiérrez Romero

3.2.2.9 Indicadores de Rendimiento de los BHA's y Brocas en las formaciones de estudio

Una de las principales causas que afectan al rendimiento en la perforación, es orientar el BHA para corregir cualquier desviación, sea esta en inclinación o dirección, puesto que al orientar, la ROP disminuye ocasionando pérdidas de tiempo que son difíciles de recuperar.

En las gráficas que se presentan a continuación, se puede apreciar el rendimiento de los BHA's y Brocas con respecto a cada formación de estudio y de toda la sección de 12.25".

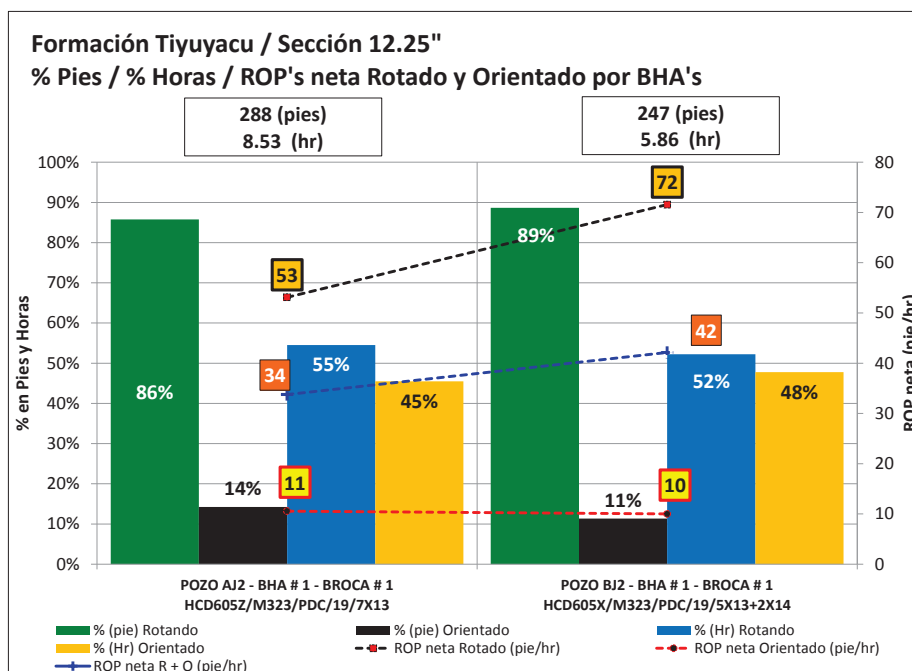
3.2.2.9.1 Formación Ortegaza



Gráfica 21. Rendimiento de los BHA's y Brocas en la Formación Ortegaza de los Pozos Tipo J2

ELABORADO POR: Jayro Lenin Gutiérrez Romero

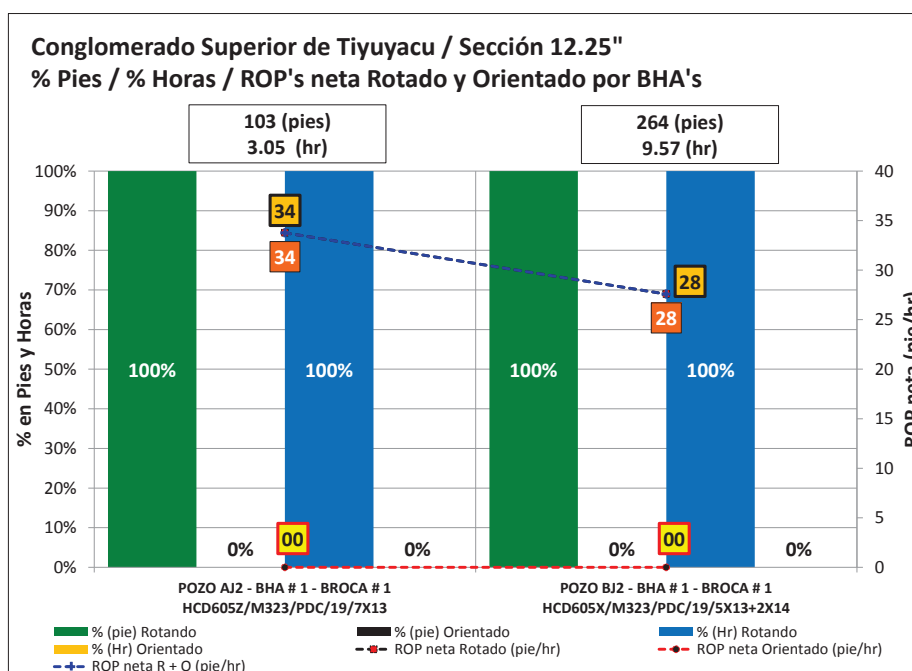
3.2.2.9.2 Formación Tiyuyacu



Gráfica 22. Rendimiento de los BHA's y Brocas en la Formación Tiyuyacu de los Pozos Tipo J2

ELABORADO POR: Jayro Lenin Gutiérrez Romero

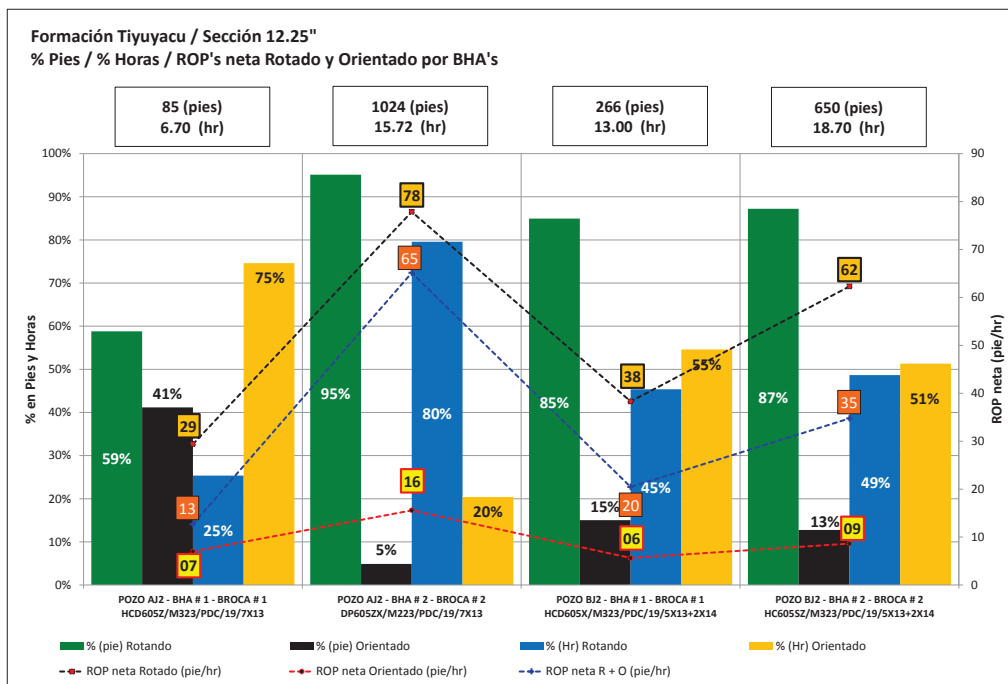
3.2.2.9.3 Conglomerado Superior de Tiyuyacu



Gráfica 23. Rendimiento de los BHA's y Brocas en el Conglomerado Superior de Tiyuyacu de los Pozos Tipo J2

ELABORADO POR: Jayro Lenin Gutiérrez Romero

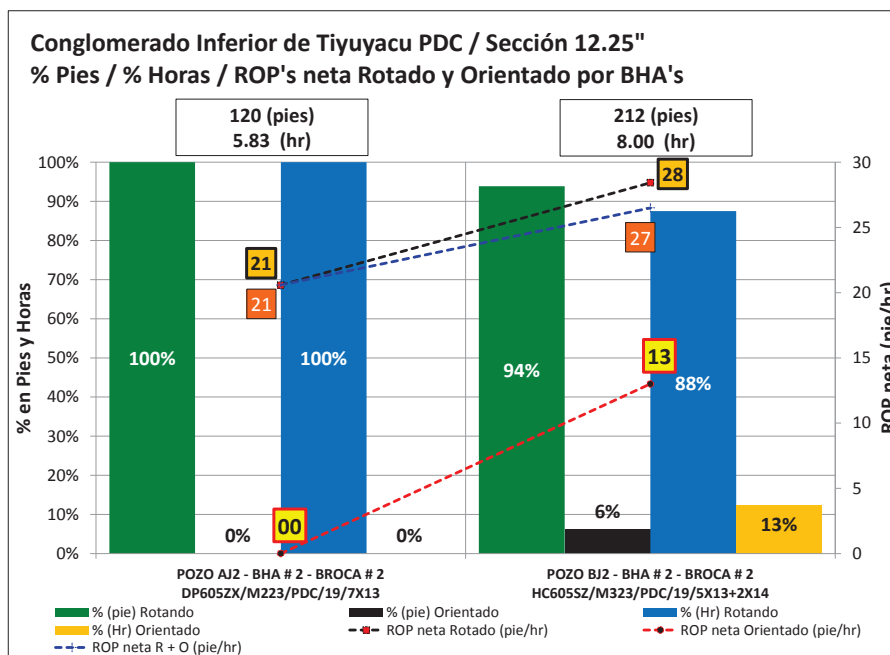
3.2.2.9.4 Tiyuyacu



Gráfica 24. Rendimiento de los BHA's y Brocas en la Formación Tiyuyacu (continua) de los Pozos Tipo J2

ELABORADO POR: Jayro Lenin Gutiérrez Romero

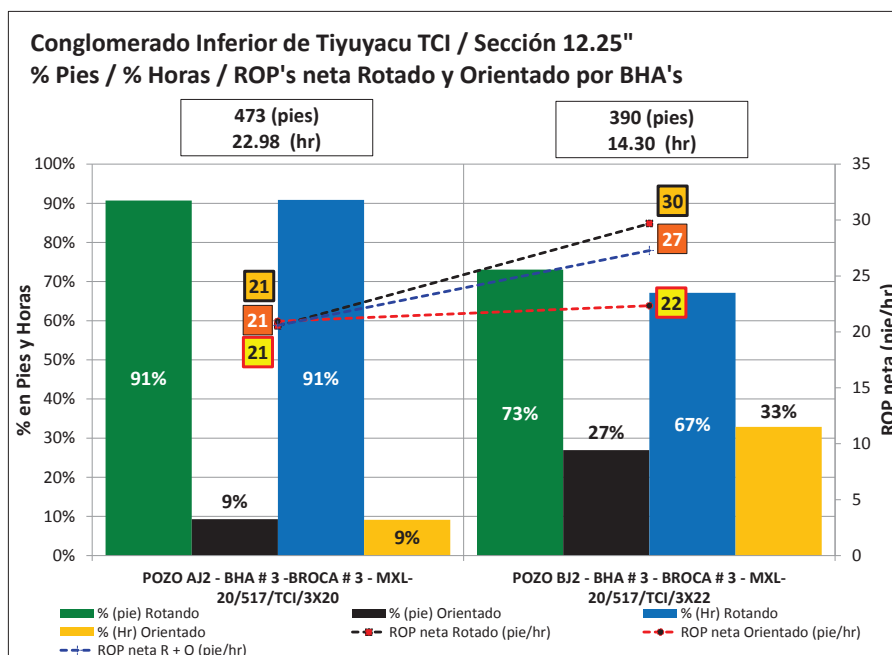
3.2.2.9.5 Conglomerado Inferior de Tiyuyacu (PDC)



Gráfica 25. Rendimiento de los BHA's y Brocas en el Conglomerado Inferior de Tiyuyacu PDC de los Pozos Tipo J2

ELABORADO POR: Jayro Lenin Gutiérrez Romero

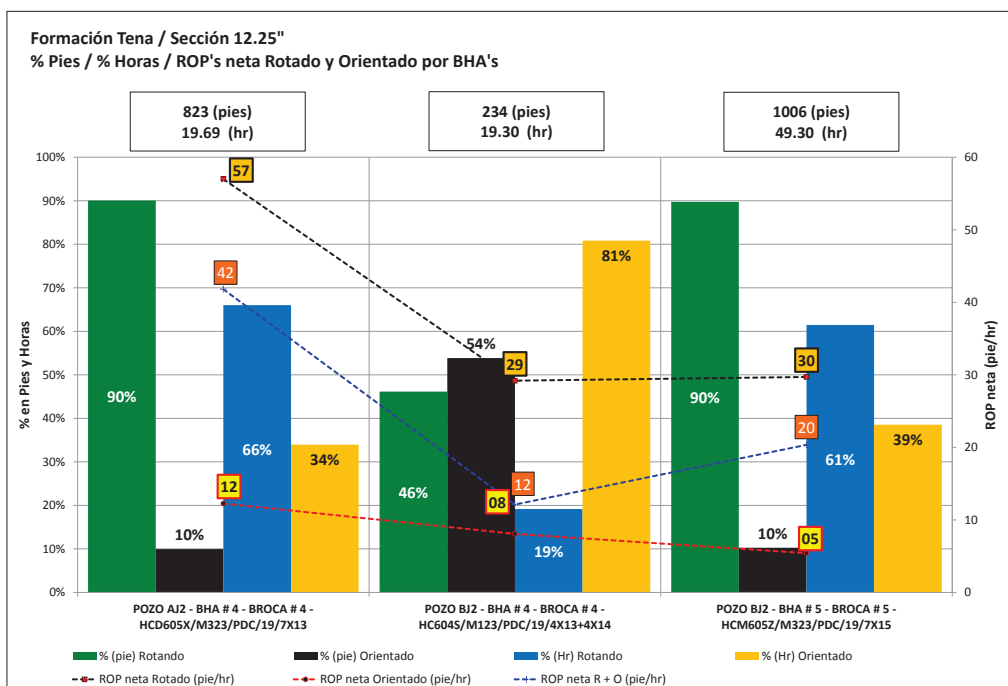
3.2.2.9.6 Conglomerado Inferior de Tiyuyacu (TCI)



Gráfica 26. Rendimiento de los BHA's y Brocas en el Conglomerado Inferior de Tiyuyacu TCI de los Pozos Tipo J2

ELABORADO POR: Jayro Lenin Gutiérrez Romero

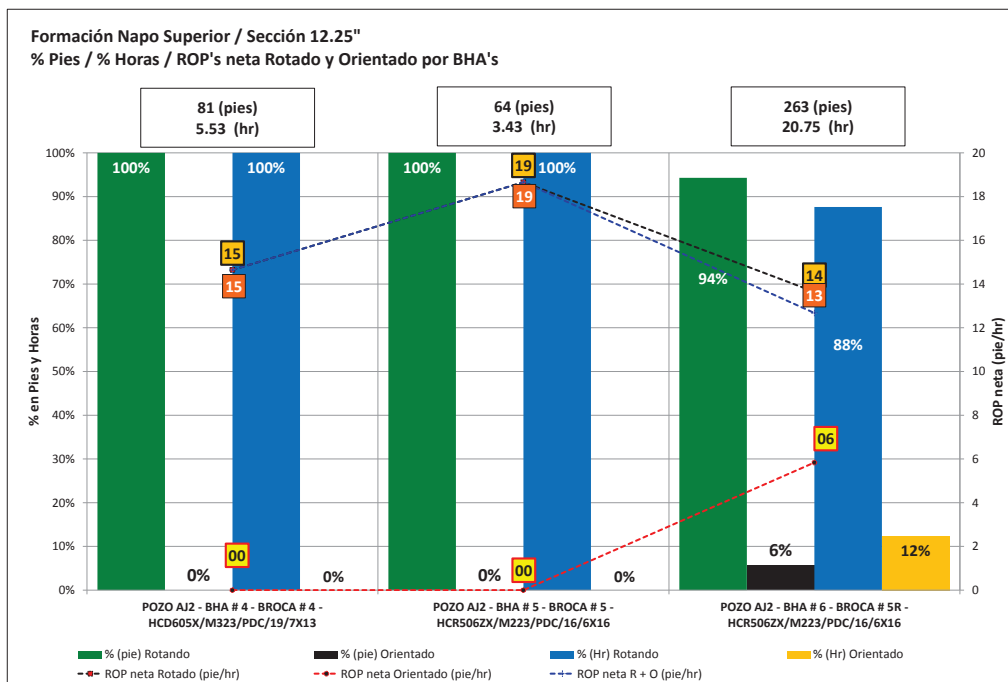
3.2.2.9.7 Formación Tena



Gráfica 27. Rendimiento de los BHA's y Brocas en la Formación Tena de los Pozos Tipo J2

ELABORADO POR: Jayro Lenin Gutiérrez Romero

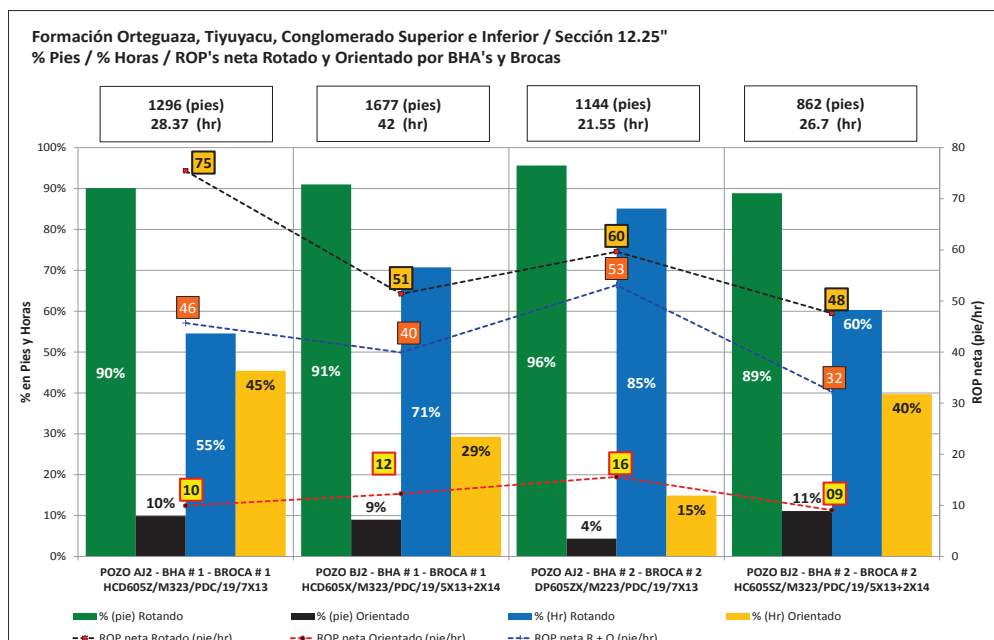
3.2.2.9.8 Formación Napo Superior



Gráfica 28. Rendimiento de los BHA's y Brocas en la Formación Napo Superior de los Pozos Tipo J2

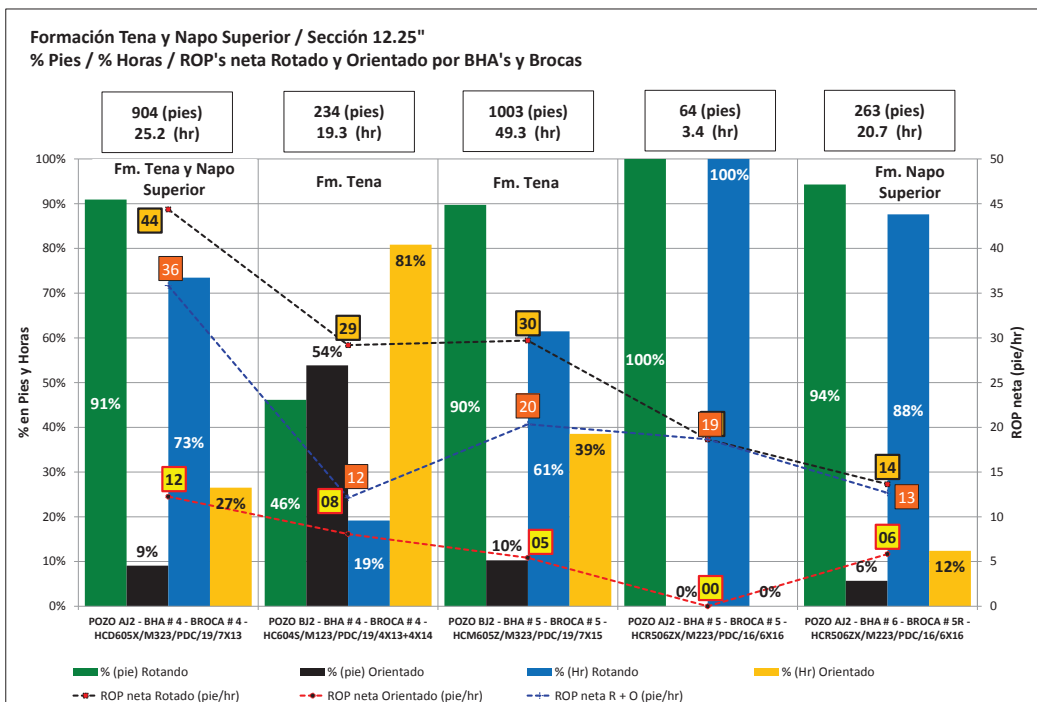
ELABORADO POR: Jayro Lenin Gutiérrez Romero

3.2.2.9.9 Por BHA's y Brocas



Gráfica 29. Rendimiento de los BHA's y Brocas hasta el Conglomerado Inferior de los Pozos Tipo J2

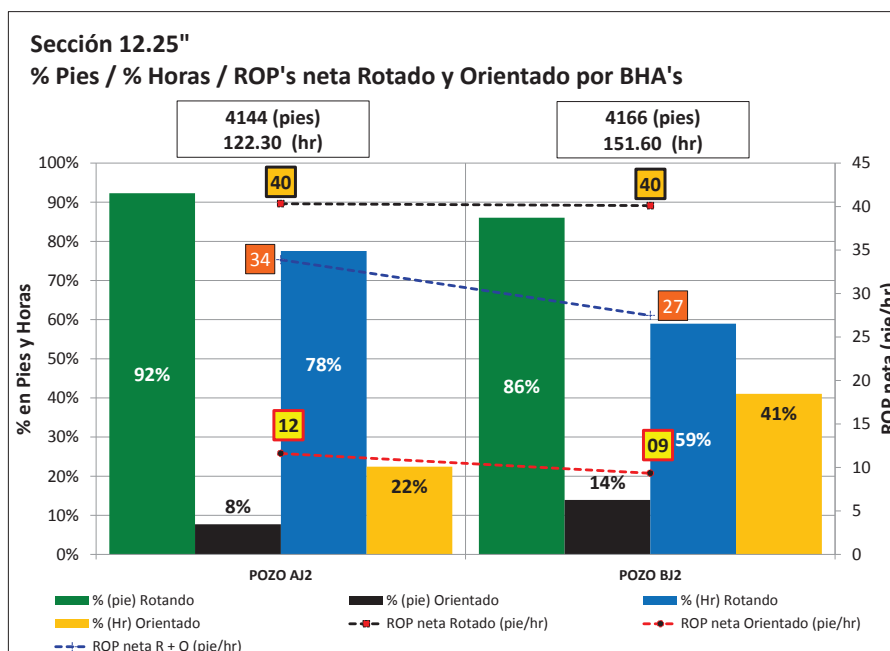
ELABORADO POR: Jayro Lenin Gutiérrez Romero



Gráfica 30. Rendimiento de los BHA's y Brocas hasta la Fm. Napo Superior de los Pozos Tipo J2

ELABORADO POR: Jayro Lenin Gutiérrez Romero

3.2.2.9.10 Sección 12.25"



Gráfica 31. Rendimiento de los BHA's y Brocas en toda la Sección de 12.25" de los Pozos Tipo J2

ELABORADO POR: Jayro Lenin Gutiérrez Romero

3.2.2.10 Resultados

Del análisis se obtienen los siguientes resultados:

Las variables y parámetros de perforación que se deberían utilizar para perforar las **Formaciones Orteguaza, Tiyuyacu, Conglomerado Superior e Inferior** previo a entrar al masivo son las siguientes:

- **Ensamblajes de Fondo (BHA's)**

El BHA que presentó mejor comportamiento, es decir, menor porcentaje en pies y horas de orientación es el BHA # 2 del pozo AJ2. Aunque solamente perforó la Formación Tiyuyacu y parte del Conglomerado Inferior se puede utilizar para perforar la Fm. Orteguaza y el Conglomerado Superior, debido a que usa el principio Fulcrum que permite minimizar el tumbado en Orteguaza. Ver Gráfica 29.

- **Brocas de Perforación**

La broca que presentó mejor rendimiento, es decir mayor ROP neta rotando y orientando es la broca # 2 del pozo AJ2. Ver Gráfica 29.

- **Fluido de Perforación y propiedades**

El fluido que minimizó el tiempo en sobretensión y puntos de apoyo durante los viajes y que permitió avanzar en la perforación es el del pozo BJ2. Ver Gráfica 18.

- **Parámetros de Perforación**

Los parámetros idóneos que aportaron al mejor comportamiento del BHA y rendimiento de la broca son los del pozo AJ2.

Las variables y parámetros de perforación que se deberían utilizar para perforar el **Conglomerado Inferior** son las siguientes:

- **Ensamblajes de Fondo (BHA's)**

El BHA que presentó mejor comportamiento, es decir, menor porcentaje en pies y horas de orientación es el BHA # 3 del pozo AJ2. La Gráfica 19

indica que el BHA # 3 del pozo AJ2 realiza menos orientación debido a que el BHA # 2 del mismo pozo termina el Conglomerado Inferior previo a entrar al masivo con una inclinación mayor, ocasionando que el siguiente BHA minimice los pies para orientar, caso que no sucede en el pozo BJ2, pues el BHA # 2 termina menor al plan, ocasionando que se tenga que orientar mucho más para minimizar el tumbado natural de la formación. En conclusión se debe permitir que el BHA levante ángulo en la Fm. Tiyuyacu para después tumbiar inclinación naturalmente en el Conglomerado Inferior.

- **Brocas de Perforación**

A pesar de ser la misma broca para los tres pozos, la diferencia en ROP neta rotando y orientando se ve influenciada por los parámetros de perforación, por tal motivo no se hace referencia a una broca en específico, sino más bien por los parámetros que más adelante se describen. Ver Gráfica 26.

- **Fluido de Perforación y propiedades**

El fluido que minimizó el tiempo en sobretensión y puntos de apoyo durante los viajes y que permitió avanzar en la perforación es el del pozo AJ2. Ver Gráfica 18.

- **Parámetros de Perforación**

Los parámetros idóneos que aportaron al mejor rendimiento de la broca en cuanto a ROP neta rotando son los del pozo BJ2. Ver Gráfica 26.

Las variables y parámetros de perforación que se deberían utilizar para perforar la **Formación Tena y Napo Superior** son las siguientes:

- **Ensamblajes de Fondo (BHA's)**

El BHA que presentó mejor comportamiento, es decir, menor porcentaje en pies y horas de orientación es el BHA # 4 del pozo AJ2. La Gráfica 19 indica que este BHA es bien aprovechado cuando el BHA anterior termine justo en el plan direccional.

- **Brocas de Perforación**

La broca que presenta mejor ROP neta en modo rotando y en modo orientando es la broca # 4 del pozo AJ2. Esta broca al momento de que llega a las lutitas de Napo baja su ROP. Ver Gráfica 30.

- **Fluido de Perforación y propiedades**

El fluido que minimizó el tiempo en sobretensión y puntos de apoyo durante los viajes y que permitió avanzar en la perforación es el del pozo AJ2. Ver Gráfica 18.

- **Parámetros de Perforación**

Los parámetros idóneos que aportaron al mejor comportamiento del BHA son los del pozo AJ2. Ver Gráfica 30.

Los pozos que pasan de los 35° de inclinación, se ven muy afectados por el comportamiento del BHA y rendimiento de la broca después de pasar la Fm. Tena, por tal motivo más adelante se ven las mejoras posibles que pueden ayudar al avance en la perforación en este tipo de pozos.

CAPÍTULO 4

MÉDIDAS TÉCNICAS PARA OPTIMIZAR LAS VARIABLES DE PERFORACIÓN

Las medidas técnicas que se adoptarán para optimizar las variables de perforación, serán tomadas del análisis realizado en el capítulo anterior y mejoras de acuerdo a ingeniería de perforación.



4.1 POZO TIPO J1

Para perforar los pozos que tienen similitud con los J1 (20° - 30° de inclinación), se recomienda que utilicen las siguientes variables y parámetros de perforación:

4.1.1 ENSAMBLAJES DE FONDO – BHA'S

El objetivo de los ensamblajes de fondo que se presentan más adelante es tratar de mantener la inclinación del pozo a través de las diferentes formaciones de estudio, y por ende proporcionar un buen rendimiento en la perforación, tratando de disminuir al mínimo la distancia de orientar.

De acuerdo al análisis del capítulo 3, el BHA recomendado para perforar las formaciones Orteguaza, Tiyuyacu, Conglomerado Superior y Conglomerado Inferior antes de entrar al masivo es el siguiente:

Objetivo: Perforar Orteguaza, Tiyuyacu, Conglomerado Superior e Inferior antes de entrar al masivo		
Ítem	No.	Componentes
	9	2 x 5" HWDP
	8	Martillo


Ítem	No.	Componentes
	7	21 x 5" HWDP
	6	Sub X-Over
	5	Sub Filter
	4	MWD
	3	Estabilizador de 11 1/2"
	2	Motor con camisa de 12 1/8", AKO: 1.4°, 0.22 rev/gal
	1	Broca PDC de 12 1/4"

Tabla 58. BHA para perforar Ortegua, Tiyuyacu, Conglomerado superior e inferior antes de entrar al masivo en los pozos J1

ELABORADO POR: Jayro Lenin Gutiérrez Romero

REFERENCIA: BHA # 1 del Pozo BJ1

El comportamiento esperado de este BHA en la Formación Ortegua es tumbar inclinación a razón de una tasa promedio de $-0.25^{\circ}/100$ pies, en la Formación Tiyuyacu se espera que construya inclinación a razón de una tasa promedio de $0.3^{\circ}/100$ pies y en los Conglomerados Superior e inferior se espera que frene la construcción y mantenga la misma, de acuerdo a este comportamiento se espera terminar de 3° a 3.5° por arriba del tope del Conglomerado inferior masivo.

Dependiendo del espesor del Conglomerado Inferior, se evaluará las condiciones para continuar perforándolo con el mismo BHA y broca PDC, caso contrario se

realizará el siguiente cambio de BHA y broca para continuar perforando hasta la base del Conglomerado inferior:










Objetivo: Perforar hasta la base del Conglomerado inferior		
Ítem	No.	Componentes
	9	2 x 5" HWDP
	8	Martillo
	7	21 x 5" HWDP
	6	Sub X-Over
	5	Sub Filter
	4	MWD
	3	Estabilizador de 11 1/2"
	2	Motor con camisa de 12 1/8", AKO: 1.4°, 0.22 rev/gal
	1	Broca TCI de 12 1/4"

Tabla 59. BHA para perforar hasta la base del Conglomerado inferior en los pozos J1

ELABORADO POR: Jayro Lenin Gutiérrez Romero

REFERENCIA: BHA # 2 del Pozo BJ1

El comportamiento esperado de este BHA en el miembro Conglomerado Inferior es frenar la construcción del BHA anterior para posterior tumbar inclinación a

razón de una tasa promedio de $-1.3^{\circ}/100$ pies, de acuerdo a este comportamiento se espera terminar de 1° a 2° por debajo del tope de la Formación Tena.

Para mejorar el rendimiento en la perforación, es decir mayor ROP y mejor limpieza del hoyo en el Conglomerado Inferior, es óptimo que se utilice un motor de 0.16 rev/gal, puesto que permite aumentar el caudal (gpm) y mantener las mismas rpm's en el motor que con un motor de 0.22 rev/gal a menor caudal.

Debido a que la Fm. Tena incide en el BHA una tendencia natural a levantar inclinación, el BHA que mejor comportamiento mostró para perforar la Fm. Tena del análisis del capítulo 3 es el siguiente:

Objetivo: Perforar la Fm. Tena y Napo Superior		
Ítem	No.	Componentes
	9	5 x 5" HWDP
	8	Martillo
	7	21 x 5" HWDP
	6	Sub X-Over
	5	Sub Filter
	4	MWD
	3	Estabilizador de 11 1/2"
	2	Motor con camisa de 12 1/8", AKO: 1.3° , 0.22 rev/gal


Ítem	No.	Componentes
	1	Broca PDC de 12 ¼"

Tabla 60. BHA para perforar la Fm. Tena y Napo Superior en los pozos J1

ELABORADO POR: Jayro Lenin Gutiérrez Romero

REFERENCIA: BHA # 4 del Pozo CJ1

El comportamiento esperado de este BHA en la Fm. Tena es frenar el tumbado del BHA anterior para posterior levantar inclinación a razón de una tasa promedio de $0.32^\circ/100$ pies. En la Fm. Napo Superior se espera que tumbe inclinación a razón de una tasa promedio de $-1.12^\circ/100$ pies.

Del análisis se pudo evidenciar que al perforar la Fm. Napo Superior se ve afectada la ROP a 11 pie/hora, por tal razón se recomienda dejar el punto de revestimiento de 9 5/8" en la base de la Fm. Tena.

Para cumplir con el objetivo de cada BHA, referirse a los parámetros de perforación que más adelante se recomiendan.

4.1.2 BROCAS DE PERFORACIÓN

Las brocas de perforación a utilizarse en los pozos tipo J1, serán seleccionadas de acuerdo al mejor rendimiento del análisis del capítulo anterior y se pondrá a consideración dos TFA por cada broca de acuerdo al diámetro externo de tubería de perforación que estemos manejando. Se pudo evidenciar durante el análisis que el TFA del pozo CJ1 era más abierto que el de los pozos AJ1 y BJ1, debido a que la tubería de perforación del pozo CJ1 es de un diámetro externo de 5", en tanto que el de los pozos AJ1 y BJ1 es de 5 ½". Al tener mayor TFA en una broca que perfora con tubería de 5", me va a permitir aplicar mayor caudal (gpm) para no sobrepasar la presión límite del taladro.

De la Gráfica 14. Rendimiento de los BHA's y Brocas hasta el Conglomerado Inferior de los Pozos Tipo J1 la broca # 1 HCD605X del pozo AJ1 perforó Ortegua, Tiyuyacu,

Conglomerado Superior e inferior hasta el tope del masivo con una ROP neta de 33 pie/hora, en tanto que la broca # 1 DP605X del pozo BJ1 perforó las mismas formaciones con una ROP neta de 56 pie/hora. Por tal motivo la broca recomendada para perforar Orteguaza, Tiyuyacu, Conglomerado Superior e inferior hasta el tope del masivo se describe en la Tabla 61.

Al perforar el Conglomerado Superior e Inferior se controlará parámetros. Referirse a la Tabla 65 y Tabla 66 para visualizar los parámetros y la ROP esperada de la broca en cada formación.

Ítem	Características
	<p>Nombre: DP605X</p> <p>IADC: M323</p> <p>Boquillas DP 5 ½ in: 7 x 13</p> <p>TFA DP 5 ½ in: 0.907 in²</p> <p>Boquillas DP 5 in: 5 x 13 + 2 x 14</p> <p>TFA DP 5 in: 0.9488 in²</p> <p>No. Aletas: 5</p>
	<p>No. Boquillas: 7</p> <p>Área de Flujo: 38.83 pulg²</p> <p>Diámetro del cortador: 19 mm</p> <p>Tipo de cortadores: Eagle</p> <p>Hilera de cortadores: Dos</p>

Tabla 61. Broca para perforar Orteguaza, Tiyuyacu, Conglomerado superior e inferior antes de entrar al masivo en los pozos J1

ELABORADO POR: Jayro Lenin Gutiérrez Romero

REFERENCIA: Broca # 1 del Pozo BJ1

Dependiendo del espesor del miembro Conglomerado inferior, se podría utilizar la misma broca anterior controlando parámetros, caso contrario se recomienda

utilizar una broca Tricónica de insertos debido a la dureza del miembro. La broca que mejor rendimiento mostró en modo rotario de los tres pozos fue la del pozo CJ1 con una ROP neta rotando de 33.3 pie/hora (Ver Gráfica 11). A pesar de que se usó la misma broca en los tres pozos, la influencia de los parámetros hacen la diferencia. En la Tabla 62 se describe la broca recomendada.

Referirse a la Tabla 65 y Tabla 66 para visualizar los parámetros y la ROP esperada de la broca en cada formación.

Ítem	Características
	<p>Nombre: MXL-20</p> <p>IADC: 517</p> <p>Boquillas DP 5 ½ in: 3 x 20</p> <p>TFA DP 5 ½ in: 0.92 in²</p> <p>Boquillas DP 5 in: 3 x 22</p> <p>TFA DP 5 in: 1.1137 in²</p>
	<p>Estructura de corte: Inserto de carburo de tungsteno</p> <p>Tipo de compacto: Recortador de calibre</p> <p>Tipo de cojinete: De fricción (Journal)</p> <p>Tipo de Sellos: Elastómero O Ring</p>

Tabla 62. Broca para perforar hasta la base del Conglomerado inferior en los pozos J1

ELABORADO POR: Jayro Lenin Gutiérrez Romero

REFERENCIA: Broca # 2 del Pozo CJ1

De la Gráfica 15 podemos visualizar que la broca # 3 del pozo AJ1 HCD605X presenta mayores ventajas para perforar la Fm. Tena y Napo Superior. En la Tabla 63 podemos encontrar la descripción de la broca.

Referirse a la Tabla 65 y Tabla 66 para visualizar los parámetros y la ROP esperada de la broca en cada formación.

Ítem	Características
	<p>Nombre: HCD605X</p> <p>IADC: M323</p> <p>Boquillas DP 5 ½ in: 7 x 13</p> <p>TFA DP 5 ½ in: 0.907 in²</p> <p>Boquillas DP 5 in: 5 x 13 + 2 x 14</p> <p>TFA DP 5 in: 0.9488 in²</p>
	<p>No. Aletas: 5</p> <p>No. Boquillas: 7</p> <p>Área de Flujo: 33.1 pulg²</p> <p>Diámetro del cortador: 19 mm</p> <p>Tipo de cortadores: Génesis</p> <p>Hilera de cortadores: Dos</p>

Tabla 63. Broca para perforar la Fm. Tena y Napo Superior en los pozos J1

ELABORADO POR: Jayro Lenin Gutiérrez Romero

REFERENCIA: Broca # 3 del Pozo AJ1

4.1.3 FLUIDO DE PERFORACIÓN

El fluido de perforación y propiedades se seleccionará de acuerdo al tipo de formación perforada y a la hoja de viajes, debido a que no es conveniente perforar rápido si en los viajes los problemas son continuos. Lo que permite optimizar los tiempos tanto en la perforación como en los viajes son las adecuadas propiedades del fluido y la estrategia de limpieza más conveniente.

De la Gráfica 1, 2 y 3 vemos que el menor tiempo de rimado lo presenta el pozo BJ1 con 2.7 horas en total, mientras que el pozo con mayor tiempo es el AJ1 con 10.5 horas.

Las propiedades del lodo para perforar las formaciones de estudio de los pozos tipo J1 las podemos ver en la Tabla 64.

Vale aclarar que el peso del fluido es relativo, puede cambiar dependiendo de las presiones de poro y presiones de fractura del campo en donde se vaya a perforar.

Las pautas para la **estrategia de limpieza y acondicionamiento del hoyo** son las siguientes:

- En Arcillas bombear 30 barriles de píldora dispersa cada parada perforada y 40 barriles de píldora viscosa cada dos paradas perforadas, observar en zarandas que salga la píldora.
- Previo a iniciar la perforación, bajar con circulación y rotación las dos últimas paradas, una vez en fondo bombear 40 barriles de píldora viscosa y esperar que salga por la broca.
- Previo a perforar el conglomerado superior e inferior agregar al sistema material sellante para evitar el excesivo filtrado.
- Repasar dos veces cada parada perforada.

4.1.4 PARÁMETROS DE PERFORACIÓN

Para la selección de los parámetros de perforación, se tomará en cuenta el mejor comportamiento de los ensamblajes de fondo y el mejor rendimiento de las brocas que se analizó en el capítulo 3. Los parámetros para dar continuidad a las operaciones de perforación y mejorar los tiempos productivos se presentan en la Tabla 65 y Tabla 66.

Los valores de SPP, torque, HSI e IF son valores que pueden variar dependiendo del TFA de la broca, diámetro externo de la tubería de perforación y demás componentes de la sarta. Por tal motivo se pone a consideración los parámetros de acuerdo al TFA de las tres brocas seleccionadas en las Tablas 61, 62, 63 y dos

diámetros externos de tubería de perforación, la primera de 5 ½" (Ver Tabla 65) y la segunda de 5" (Ver Tabla 65).

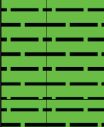








Litología	Densidad	Viscosidad de Embudo	pH	Lectura 600 RPM	Lectura 300 RPM	Lectura 6 RPM	Lectura 3 RPM	Gel 10 seg	Gel 10 min	Gel 30 min	Viscosidad Plástica	Punto Cedente	Filtrado	% de Arena	MBT
	lpg	seg/qt						lb/100ft2	lb/100ft2	lb/100ft2	cP	lb/100 pies2	mL/30 min	%	lb/bl
	9.2 - 9.4	46 - 47	9	43 - 46	32 - 34	6 - 7	5 - 6	3 - 5	5 - 8	7 - 10	11 - 12	21 - 22	8	0.1	0 - 5
	9.5 - 9.7	46 - 48	9	49 - 52	34 - 38	6 - 7	5 - 6	5	8 - 9	10 - 13	14 - 16	19 - 24	7 - 8	0.2	5 - 9
															
	9.7 - 9.8	47 - 48	9	53 - 56	38 - 40	6 - 7	5 - 6	5	8 - 9	13 - 14	14 - 17	21 - 25	6.8 - 7.6	0.2 - 0.3	10 - 12.5
	9.9 - 10	47 - 53	9	56 - 58	39 - 41	6 - 7	5 - 6	5 - 6	9 - 12	14 - 16	16 - 17	22 - 25	7	0.3	12.5 - 15
	10	53	9	62	43	6	5	6	9	15	19	24	6.8	0.3	17.5
	10	54	9	65 - 67	45 - 46	6 - 7	5 - 6	5 - 6	9 - 11	14 - 16	20 - 21	25	6.4 - 6.6	0.25	17.5
	10	54 - 56	9	67	46	7	6	6	11	16	21	25	7	0.25	17.5
	10.2														

Tabla 64. Propiedades del fluido para perforar la sección de 12 ¼” de los pozos tipo J1

ELABORADO POR: Jayro Lenin Gutiérrez Romero

REFERENCIA: Propiedades del pozo BJ1










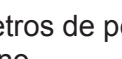
Estratigrafía		Litología	ROP rotando esperada	WOB	GPM	RPM Superficie	RPM Motor	SPP esperada	TORQUE esperado	HSI esperado	IF esperado	Referencia
			pie/hora	kbs	gpm	rpm	rpm	psi	kbs-pie	HP/pulg ²	lb/pulg ²	
Orteguaza			105	15 - 20	900	70	198	2800	8 - 10	3.6	11	Pozo BJ1
Tiyuyacu			64	20	900	70-80	198	3000	8 - 12	3.6	11	Pozo BJ1
			28	2 - 12	550	40	121	1500	8 - 9	1	4.5	Pozo BJ1
			77	24 - 26	950	80	209	3400	10 - 12	3.7	12	Pozo BJ1
Congl. Tiyuyacu Inf.			18	18	550	40	121	1800	8 - 9	1	5	Pozo BJ1
			33	25 - 35	850	80	187	2800	10 - 15	3.2	11	Pozo CJ1
Tena			90	14 - 20	900	60 - 80	198	3500	14	3.5	10	Pozo CJ1
Napó Superior	Arenisca M-1		11	25 - 35	900	60 - 70	198	3700	15 - 17	2.4	10	Pozo BJ1
	Lutitas Napó Superior											
	Caliza M-1											

Tabla 65. Parámetros de perforación e hidráulica para perforar la sección de 12 ¼” de los pozos tipo J1 con Tubería de Perforación de 5 ½” de diámetro externo

ELABORADO POR: Jayro Lenin Gutiérrez Romero



Estratigrafía	Litología	ROP rotando esperada	WOB	GPM	RPM Superficie	RPM Motor	SPP esperada	TORQUE esperado	HSI esperado	IF esperado	Referencia
		pie/hora	klbs	gpm	rpm	rpm	psi	klbs-pie	HP/pulg ²	lb/pulg ²	
Orteguaza		105	15 - 20	900	70	198	3900	10 - 14	3.6	11	Pozo BJ1
Tiyuyacu		64	20	900	70-80	198	3900	10 - 15	3.6	11	Pozo BJ1
		28	2 - 12	550	40	121	2500	8 - 14	1	4.5	Pozo BJ1
		77	24 - 26	750	80	209	3900	11 - 17	2.4	8	Pozo BJ1
Congl. Tiyuyacu Inf.		18	18	550	40	121	2200	12 - 14	1	5	Pozo BJ1
		33	25 - 35	850	80	187	3800	11 - 15	3.2	11	Pozo CJ1
Tena		90	14 - 20	750	60 - 80	198	3900	9 - 13	2.5	8	Pozo CJ1

Tabla 66. Parámetros de perforación e hidráulica para perforar la sección de 12 ¼" de los pozos tipo J1 con Tubería de Perforación de 5" de diámetro externo

ELABORADO POR: Jayro Lenin Gutiérrez Romero







4.2 POZO TIPO J2

Para perforar los pozos que tienen similitud con los J2 (35° - 45° de inclinación), se recomienda que utilicen las siguientes variables y parámetros de perforación:

4.2.1 ENSAMBLAJES DE FONDO – BHA'S

El objetivo de los ensamblajes de fondo que se presentan más adelante es tratar de mantener la inclinación del pozo a través de las diferentes formaciones de estudio, y por ende proporcionar un buen rendimiento en la perforación, tratando de disminuir al mínimo la distancia de orientar.

De acuerdo al análisis del capítulo 3, el BHA recomendado para perforar las formaciones Ortegua, Tiyuyacu, Conglomerado Superior y Conglomerado Inferior antes de entrar al masivo es el siguiente:

Objetivo: Perforar Ortegua, Tiyuyacu, Conglomerado Superior e Inferior antes de entrar al masivo		
Ítem	No.	Componentes
	9	2 x 5" HWDP
	8	Martillo
	7	21 x 5" HWDP
	6	Sub X-Over
	5	Sub Filter
	4	MWD




Ítem	No.	Componentes
	3	Estabilizador de 11 ½"
	2	Motor con camisa de 12 1/8", AKO: 1.3°-1.5°, 0.22 rev/gal
	1	Broca PDC de 12 ¼"

Tabla 67. BHA para perforar Orteguaza, Tiyuyacu, Conglomerado superior e inferior antes de entrar al masivo en los pozos J2

ELABORADO POR: Jayro Lenin Gutiérrez Romero

REFERENCIA: BHA # 2 del Pozo AJ2

El AKO puede variar dependiendo de la inclinación del pozo. El control de parámetros en el conglomerado superior y el mínimo trabajo de orientación, son la clave para evitar desgaste agresivo en la camisa del motor, estabilizador y broca.

El comportamiento esperado de este BHA en la Formación Orteguaza es tumbar inclinación a razón de una tasa promedio de $-0.45^{\circ}/100$ pies, en la Formación Tiyuyacu se espera que construya inclinación a razón de una tasa promedio de $1.1^{\circ}/100$ pies, en los Conglomerados Superior se espera que construya ligeramente a razón de una tasa promedio de $0.2^{\circ}/100$ pies y en el Conglomerado Inferior se espera que frene la construcción y tumbe a una tasa promedio de $-0.1^{\circ}/100$ pies, de acuerdo a este comportamiento se espera terminar de 4° a 4.5° por arriba del tope del Conglomerado inferior masivo.

Dependiendo del espesor del Conglomerado Inferior, se evaluará las condiciones para continuar perforándolo con el mismo BHA y broca PDC, caso contrario se realizará el siguiente cambio de BHA y broca para continuar perforando hasta la base del Conglomerado inferior:










Objetivo: Perforar hasta la base del Conglomerado inferior		
Ítem	No.	Componentes
	9	2 x 5" HWDP
	8	Martillo
	7	21 x 5" HWDP
	6	Sub X-Over
	5	Sub Filter
	4	MWD
	3	Estabilizador de 11 1/2"
	2	Motor con camisa de 12 1/8", AKO: 1.3°-1.5°, 0.22 rev/gal
	1	Broca TCI de 12 1/4"

Tabla 68. BHA para perforar hasta la base del Conglomerado inferior en los pozos J2

ELABORADO POR: Jayro Lenin Gutiérrez Romero

REFERENCIA: BHA # 3 del Pozo AJ2

El comportamiento esperado de este BHA en el miembro Conglomerado Inferior es frenar la construcción del BHA anterior para posterior tumbar inclinación a razón de una tasa promedio de $-1.7^{\circ}/100$ pies, de acuerdo a este comportamiento se espera terminar de 1.5° a 2° por debajo del tope de la Formación Tena.

Debido a que la Fm. Tena incide en el BHA una tendencia natural a levantar inclinación, el BHA que mejor comportamiento mostró para perforar la Fm. Tena del análisis del capítulo 3 es el siguiente:










Objetivo: Perforar la Fm. Tena y Napo Superior		
Ítem	No.	Componentes
	9	2 x 5" HWDP
	8	Martillo
	7	21 x 5" HWDP
	6	Sub X-Over
	5	Sub Filter
	4	MWD
	3	Estabilizador de 11 3/4"
	2	Motor con camisa de 12 1/8", AKO: 1.3°-1.5°, 0.22 rev/gal
	1	Broca PDC de 12 1/4"

Tabla 69. BHA para perforar la Fm. Tena y Napo Superior

ELABORADO POR: Jayro Lenin Gutiérrez Romero

REFERENCIA: BHA # 4 del Pozo AJ2

El comportamiento esperado de este BHA en la Fm. Tena es frenar el tumbado del BHA anterior para posterior levantar inclinación a razón de una tasa promedio

de $0.12^{\circ}/100$ pies. En la Fm. Napo Superior se espera que tumbe inclinación a razón de una tasa promedio de $-0.73^{\circ}/100$ pies.

Del análisis se pudo evidenciar que al perforar la Fm. Napo Superior se ve afectada la ROP a 13 pie/hora, por tal razón se recomienda dejar el punto de revestimiento de 9 5/8" en la base de la Fm. Tena.

Para cumplir con el objetivo de cada BHA, referirse a los parámetros de perforación que más adelante se recomiendan.

4.2.2 BROCAS DE PERFORACIÓN

Las brocas de perforación a utilizarse en los pozos tipo J2, serán seleccionadas de acuerdo al mejor rendimiento del análisis del capítulo anterior y se pondrá a consideración dos TFA por cada broca de acuerdo al diámetro externo de tubería de perforación que estemos manejando.

Las dos brocas # 1 de los pozos AJ2 y BJ2 perforaron solamente hasta la formación Tiyuyacu, optando por utilizar una segunda broca para alcanzar a perforar hasta el conglomerado inferior antes de entrar al masivo, de las cuatro brocas utilizadas la que mejor rendimiento alcanzo fue la broca # 2 del pozo AJ2 DP605ZX con 53 pie/hora, por tal razón para perforar Orteguaza, Tiyuyacu, Conglomerado Superior e inferior hasta el tope del masivo se recomienda utilizar la broca de la Tabla 70.

Al perforar el Conglomerado Superior e Inferior se controlará parámetros. Referirse a la Tabla 74 y Tabla 75 para visualizar los parámetros y la ROP esperada de la broca en cada formación.

Ítem	Características
	<p>Nombre: DP605ZX</p> <p>IADC: M323</p> <p>Boquillas DP 5 ½ in: 7 x 13</p> <p>TFA DP 5 ½ in: 0.907 in²</p> <p>Boquillas DP 5 in: 5 x 13 + 2 x 14</p> <p>TFA DP 5 in: 0.9488 in²</p> <p>No. Aletas: 5</p>
	<p>No. Boquillas: 7</p> <p>Área de Flujo: 38.83 pulg²</p> <p>Diámetro del cortador: 19 mm</p> <p>Tipo de cortadores: Zenit</p> <p>Hilera de cortadores: Dos</p>

Tabla 70. Broca para perforar Orteguaza, Tiyuyacu, Conglomerado superior e inferior antes de entrar al masivo en los pozos J2

ELABORADO POR: Jayro Lenin Gutiérrez Romero

REFERENCIA: Broca # 2 del Pozo AJ2

Dependiendo del espesor del miembro Conglomerado inferior, se podría utilizar la misma broca anterior controlando parámetros, caso contrario se recomienda utilizar una broca Tricónica de insertos debido a la dureza del miembro.

La broca que mejor rendimiento mostró en modo rotario de los dos pozos fue la broca # 3 del pozo BJ2 con una ROP neta rotando de 30 pie/hora (Ver Gráfica 26). A pesar de que se usó la misma broca en los dos pozos, la influencia de los parámetros hacen la diferencia. En la Tabla 71 se describe la broca recomendada.

Referirse a la Tabla 74 y Tabla 75 para visualizar los parámetros y la ROP esperada de la broca en cada formación.

Ítem	Características
	<p>Nombre: MXL-20</p> <p>IADC: 517</p> <p>Boquillas DP 5 ½ in: 3 x 20</p> <p>TFA DP 5 ½ in: 0.92 in²</p> <p>Boquillas DP 5 in: 3 x 22</p> <p>TFA DP 5 in: 1.1137 in²</p>
	<p>Estructura de corte: Inserto de carburo de tungsteno</p> <p>Tipo de compacto: Recortador de calibre</p> <p>Tipo de cojinete: De fricción (Journal)</p> <p>Tipo de Sellos: Elastómero O Ring</p>

Tabla 71. Broca para perforar hasta la base del Conglomerado inferior en los pozos J2

ELABORADO POR: Jayro Lenin Gutiérrez Romero

REFERENCIA: Broca # 3 del Pozo AJ2

De la Gráfica 30 podemos ver que la broca # 4 del pozo AJ2 HCD605X al perforar la formación Tena y Napo Superior presenta la ROP neta rotando y orientando más alta 36 pies/hora en comparación al resto, por tal motivo se recomienda la misma para perforar la Fm. Tena y Napo Superior. En la Tabla 72 se describe la broca.

Referirse a la Tabla 74 y Tabla 75 para visualizar los parámetros y la ROP esperada de la broca en cada formación.

Ítem	Características
	<p>Nombre: HCD605X</p> <p>IADC: M323</p> <p>Boquillas DP 5 ½ in: 7 x 13</p> <p>TFA DP 5 ½ in: 0.907 in²</p> <p>Boquillas DP 5 in: 5 x 13 + 2 x 14</p> <p>TFA DP 5 in: 0.9488 in²</p>
	<p>No. Aletas: 5</p> <p>No. Boquillas: 7</p> <p>Área de Flujo: 33.1 pulg²</p> <p>Diámetro del cortador: 19 mm</p> <p>Tipo de cortadores: Génesis</p> <p>Hilera de cortadores: Dos</p>

Tabla 72. Broca para perforar la Fm. Tena y Napo Superior

ELABORADO POR: Jayro Lenin Gutiérrez Romero

REFERENCIA: Broca # 3 del Pozo AJ2

4.2.3 FLUIDO DE PERFORACIÓN

El fluido de perforación y propiedades se seleccionará de acuerdo al tipo de formación perforada y a la hoja de viajes, debido a que no es conveniente perforar rápido si en los viajes los problemas son continuos.

Para la perforación de los pozos tipo J2, específicamente en la sección de 12 ¼", se requiere un fluido que minimice el hinchamiento de la Lutitas en la formación Orteguaza y prevenga los derrumbes que muchas de las veces ocasionan problemas de sobretensión o apoyo al momento de los viajes.

De la Gráfica 15 y 16 vemos que el menor tiempo de rimado lo presenta el pozo BJ2 con 9.4 horas en total, mientras que el pozo con mayor tiempo es el AJ2 con 22.3 horas.

Las propiedades del fluido que se presentan en la Tabla 73 fueron elegidas como sigue; del pozo AJ2 se utilizaron propiedades de la formación Napo Superior con modificaciones en el peso, viscosidad de embudo y filtrado, del pozo BJ2 desde Ortegua hasta Tena con modificación en el valor de MBT.

Vale aclarar que el peso del fluido puede cambiar dependiendo de las presiones de poro y presiones de fractura del campo en donde se vaya a perforar.

Las pautas para la **estrategia de limpieza y acondicionamiento del hoyo** son las siguientes:

- En Arcillas bombear 30 barriles de píldora dispersa cada parada perforada y 40 barriles de píldora viscosa cada dos paradas perforadas, observar en zarandas que salga la píldora.
- Previo a iniciar la perforación, bajar con circulación y rotación las dos últimas paradas, una vez en fondo bombear 40 barriles de píldora viscosa y esperar que salga por la broca.
- Previo a perforar el conglomerado superior e inferior agregar al sistema material sellante para evitar el excesivo filtrado.
- Repasar dos veces cada parada perforada.
- La velocidad anular debe ser mayor a la velocidad de caída de los recortes, el parámetro que rige el dominio es el caudal, adicional las propiedades reológicas del fluido.





Estratigrafía	Litología	Densidad	Viscosidad de Embudo	pH	Lectura 600 RPM	Lectura 300 RPM	Lectura 6 RPM	Lectura 3 RPM	Gel 10 seg	Gel 10 min	Gel 30 min	Viscosidad Plástica	Punto Cedente	Filtrado	% de Arena	MBT
		lpg	seg/qt						lb/100ft2	lb/100ft2	lb/100ft2	cP	lb/100 pies2	mL/30 min	%	lb/bl
Orteguaza		9.5 - 9.7	42 - 43	10.7	42 - 49	28 - 34	6	5	5 - 6	6 - 7	7 - 8	14 - 15	14 - 19	5.5 - 6.5	0.15 - 0.25	2.5
Tiyuyacu		9.8 - 10	44 - 49	10.7 - 11	45 - 54	29 - 35	8 - 9	6 - 8	7 - 8	9 - 12	10 - 13	15 - 19	13 - 16	5.5 - 6.5	0.20 - 0.25	5 - 15
Congl. Tiyuyacu Inf.		10 - 10.2	48 - 52	10.8 - 11	46 - 54	30 - 37	7 - 9	6 - 8	6 - 8	11 - 16	14 - 24	16 - 20	14 - 21	6 - 6.5	0.25	15
Tena		10.2 - 10.4	48 - 52	10.7 - 11	51 - 57	34 - 39	8 - 10	7 - 9	7 - 8	16 - 19	24 - 26	16 - 18	17 - 22	6.5	0.25	15
Napó Superior	Arenisca M-1	10.4	52 - 55	11	65	45	7 - 8	6 - 7	7	14	20 - 21	20	26	6.5	0.25	15
	Lutitas Napó Superior	10.5	58	11	69 - 70	48 - 49	7 - 8	6 - 7	7	13 - 14	19 - 21	21	26 - 28	6.5	0.25	15
	Caliza M-1	10.5 - 10.7	60	11	67	47	8	7	7	14	20	20	27	6.5	0.25	15

Tabla 73. Propiedades del fluido para perforar la sección de 12 ¼” de los pozos tipo J2

ELABORADO POR: Jayro Lenin Gutiérrez Romero

REFERENCIA: Propiedades del pozo AJ2 y BJ2

4.2.4 PARÁMETROS DE PERFORACIÓN

Para la selección de los parámetros de perforación, se tomará en cuenta el mejor comportamiento de los ensamblajes de fondo y el mejor rendimiento de las brocas.

De acuerdo a los ensamblajes de fondo, brocas y fluido de perforación seleccionados para perforar los pozos tipo J2, los parámetros más apropiados para dar continuidad a las operaciones de perforación y mejorar los tiempos productivos se presentan en la Tabla 74 y Tabla 75. Estos parámetros fueron escogidos del análisis del capítulo 3, pero con algunas variaciones en el caudal, peso sobre la broca y rpm debido al desgaste en el calibre que sufrieron las brocas # 1 y # 2, así como los estabilizadores.

Los valores de SPP, torque, HSI e IF son valores que pueden variar dependiendo del TFA de la broca, diámetro externo de la tubería de perforación y demás componentes de la sarta. Por tal motivo se pone a consideración los parámetros de acuerdo al TFA de las tres brocas seleccionadas en las Tablas 61, 62, 63 y dos diámetros externos de tubería de perforación, la primera de 5 ½" (Ver Tabla 74) y la segunda de 5" (Ver Tabla 75).

Todas las variables y parámetros de perforación descritos en el presente capítulo tanto para perforar los pozos tipo J1 y J2, nos sirven como referencia para la perforación de pozos similares, sin olvidar que todos los pozos son distintos y que no existe una receta exacta para perforarlos, sino mejores prácticas a emplear para optimizar los tiempos de perforación.

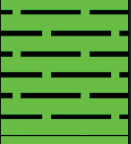









Estratigrafía		Litología	ROP rotando esperada	WOB	GPM	RPM Superficie	RPM Motor	SPP esperada	TORQUE esperado	HSI esperado	IF esperado	Referencia
			pie/hora	klbs	gpm	rpm	rpm	psi	klbs-pie	HP/pulg ²	lb/pulg ²	
Orteguaza			126	15 - 20	850	70	187	2800	8 - 10	3.0	10	Pozo AJ2
Tiyuyacu			70	15 - 25	800	70	176	3000	10 - 12	3.7	12	Pozo AJ2
			34	15	550	40	121	1800	10	1	4.0	Pozo AJ2
			78	15 - 22	900	50 - 80	198	3900	10 - 12	3.7	12	Pozo AJ2
Congl. Tiyuyacu Inf.			28	15	550	40	110	2800	12 - 14	0.8	5	Pozo BJ2
			30	25 - 35	850	80	187	2800	12 - 15	3	10	Pozo BJ2
Tena			60	16 - 22	850	60 - 70	187	2500	18 - 20	3.8	12	Pozo AJ2
Napó Superior	Arenisca M-1		19	25	850	70	187	2800	22	2.3	9	Pozo AJ2
	Lutitas Napó Superior											
	Caliza M-1											

Tabla 74. Parámetros de perforación e hidráulica para perforar la sección de 12 ¼” de los pozos tipo J2 con Tubería de Perforación de 5 ½” de diámetro externo

ELABORADO POR: Jayro Lenin Gutiérrez Romero

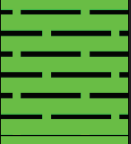









Estratigrafía		Litología	ROP rotando esperada	WOB	GPM	RPM Superficie	RPM Motor	SPP esperada	TORQUE esperado	HSI esperado	IF esperado	Referencia
			pie/hora	klbs	gpm	rpm	rpm	psi	klbs-pie	HP/pulg ²	lb/pulg ²	
Orteguaza			126	15 - 20	850	70	187	3500	7 - 11	2.6	10	Pozo AJ2
Tiyuyacu			70	15 - 25	800	70	176	3300	10 - 12	2.7	10	Pozo AJ2
			34	15	550	40	121	2000	10	1	5.0	Pozo AJ2
			78	15 - 22	850	50 - 80	198	3900	10 - 13	2.5	9	Pozo AJ2
Congl. Tiyuyacu Inf.			28	15	550	40	110	2800	10	0.8	5	Pozo BJ2
			30	25 - 35	750	80	187	3900	10 - 14	2	7	Pozo BJ2
Tena			60	16 - 22	750	60 - 70	187	3900	12 - 15	2	8	Pozo AJ2
Napó Superior	Arenisca M-1		19	25	750	70	187	3900	22	2.3	9	Pozo AJ2
	Lutitas Napó Superior											
	Caliza M-1											

Tabla 75. Parámetros de perforación e hidráulica para perforar la sección de 12 ¼" de los pozos tipo J2 con Tubería de Perforación de 5" de diámetro externo

ELABORADO POR: Jayro Lenin Gutiérrez Romero

CAPÍTULO 5

PLANIFICACIÓN DE DOS POZOS PILOTO DIRECCIONAL TIPO “J” Y “S”

Los pozos direccionales tipo J y S serán planificados para perforar la sección de 12 ¼” de acuerdo a los resultados obtenidos en el capítulo 4, pero con mejoras que aportarán al mejor desempeño de las variables de perforación.

El pozo direccional tipo J tendrá una inclinación de 31.12°, similar al de los pozos J2 y el pozo direccional tipo S tendrá una inclinación de 20° con una tangente similar al de los pozos J1. Para la planificación de los dos pozos se asumirá tubería de perforación de 5”.

5.1 POZO DIRECCIONAL J

El pozo J es un pozo direccional “J” modificado que será perforado para añadir nuevas reservas al Ecuador y cuyo perfil direccional se muestra en la Figura 74.

5.1.1 INFORMACIÓN GENERAL

Pozo	J
Perfil Direccional	“J” modificado
Máxima inclinación	31.12°
Azimut	115.67°
Sección Vertical	3219 pies
Profundidad Total	11111 pies MD / 10307 pies TVD
Longitud de 12 ¼”	3506 pies

5.1.2 PLAN Y PERFIL DIRECCIONAL

En la fase de 12 ¼”, se perforará manteniendo tangente con una inclinación de 31.12° atravesando las Formaciones Orteguaza, Tiyuyacu, Conglomerado

Superior e Inferior y hasta llegar a la base de la Formación Tena donde se asentará el revestidor de 9 5/8 pulgadas. Ver Tabla 76 y Figura 74.

MD	Inclinación	Azímüt	TVD	DLS	Build Rate	Turn Rate	Sección Vertical	Comentarios
[pies]	[°]	[°]	[pies]	[°/100pies]	[°/100pies]	[°/100pies]	[pies]	
5987	31.12	115.67	5827	0.00	0.00	0.00	763	Tope de Orteguaza
6037	31.12	115.67	5870	0.00	0.00	0.00	789	Casing 13 3/8"
6946	31.12	115.67	6648	0.00	0.00	0.00	1258	Tope Tiyuyacu
7315	31.12	115.67	6964	0.00	0.00	0.00	1449	Tope Conglomerado Superior
7346	31.12	115.67	6991	0.00	0.00	0.00	1466	Base Conglomerado Superior
8310	31.12	115.67	7816	0.00	0.00	0.00	1964	Tope Conglomerado Inferior
8545	31.12	115.67	8017	0.00	0.00	0.00	2085	Base Conglomerado Inferior
8837	31.12	115.67	8267	0.00	0.00	0.00	2236	Tope Tena
9543	31.12	115.67	8871	0.00	0.00	0.00	2601	Base Tena
9543	31.12	115.67	8871	0.00	0.00	0.00	2601	Casing 9 5/8"

Tabla 76. Surveys del pozo J en la Sección de 12 ¼"

ELABORADO POR: Jayro Lenin Gutiérrez Romero

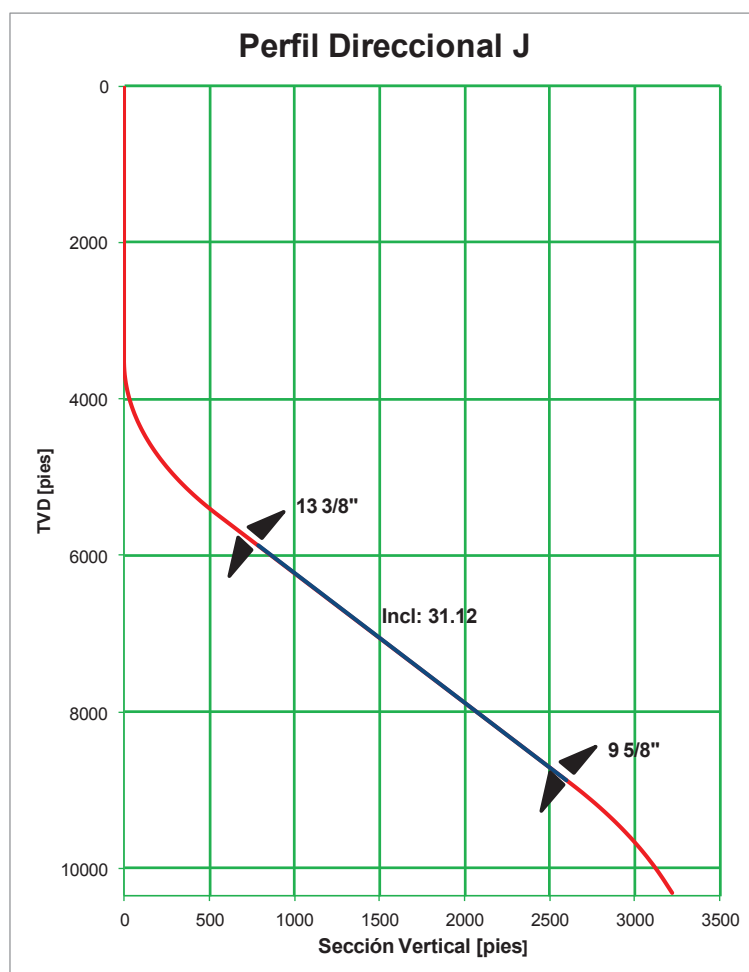


Figura 74. Perfil direccional del Pozo J

ELABORADO POR: Jayro Lenin Gutiérrez Romero

5.1.3 PROGNOSIS GEOLÓGICA Y ESTADO MECÁNICO

La fase de 12 ¼" se empezará a perforar 50 pies dentro de la formación Orteguaza y se asentará el revestidor de 9 5/8 pulgadas a 9543 pies (Base de Tena). En la Figura 75 se presenta el esquema mecánico con su respectiva prognosis geológica:

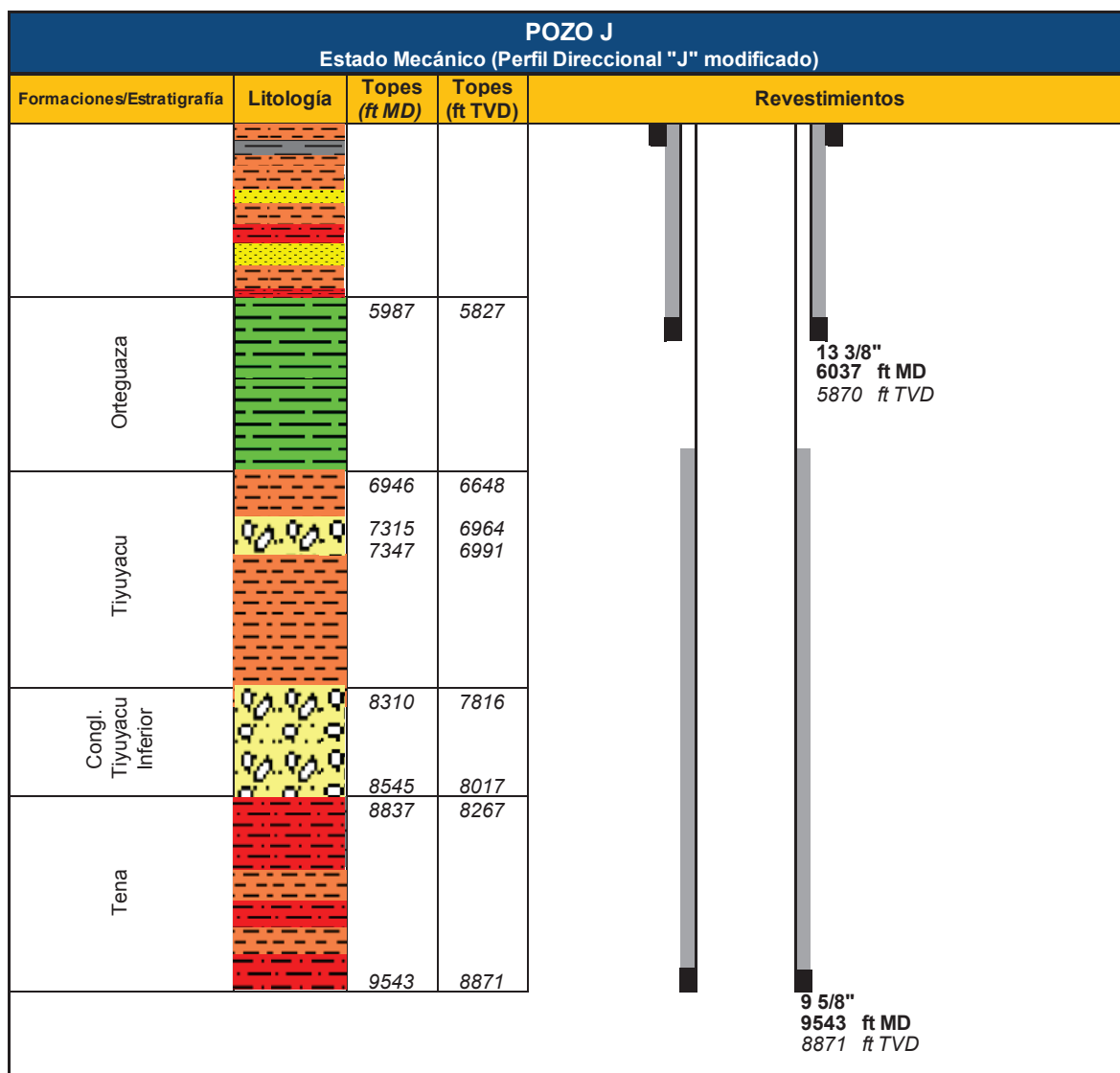


Figura 75. Estado Mecánico del Pozo J

ELABORADO POR: Jayro Lenin Gutiérrez Romero

5.1.4 ENSAMBLAJES DE FONDO (BHA)

- **BHA # 1:** Diseñado para mantener inclinación de 31.12° y dirección de 115.67°. Empezará a perforar desde Orteguzza a 6037 pies y terminará en la base del conglomerado inferior a 8545 pies. Ver Tabla 77.








Objetivo: Perforar hasta la base del Conglomerado inferior		
Ítem	No.	Componentes
	9	7 x 5" HWDP
	8	Martillo
	7	22 x 5" HWDP
	6	Sub X-Over
	5	Sub Filter
	4	MWD
	3	Estabilizador de 11 1/2"
	2	Motor con camisa de 12 1/8", AKO: 1.3°, 0.22 rev/gal
	1	Broca PDC de 12 1/4"

Tabla 77. BHA # 1 para perforar Orteguzza, Tiyuyacu, Conglomerado superior e inferior del pozo J

ELABORADO POR: Jayro Lenin Gutiérrez Romero

Si al momento de la perforación en la Formación Orteguzza se observa decremento de ángulo, dejarlo que llegue hasta máximo 2 grados por debajo del tope de la Formación Tiyuyacu, así mismo si al perforar la Formación Tiyuyacu se observa incremento de ángulo, dejarlo que llegue hasta máximo 2 grados y finalmente si al perforar el Conglomerado Inferior se observa decremento de ángulo, dejarlo que llegue hasta máximo 2 grados por debajo del Tope de Tena.

- **BHA # 2:** Diseñado para mantener inclinación de 31.12° y dirección de 115.67° hasta la base de Tena. Empezará a perforar desde la base del Conglomerado Inferior a 8545 pies y terminará en la base de Tena a 9543 pies. Ver Tabla 78.

Objetivo: Perforar hasta la base de la Fm. Tena		
Ítem	No.	Componentes
	9	2 x 5" HWDP
	8	Martillo
	7	21 x 5" HWDP
	6	Sub X-Over
	5	Sub Filter
	4	MWD
	3	Estabilizador de 11 3/4"
	2	Motor con camisa de 12 1/8", AKO: 1.3°, 0.22 rev/gal


Ítem	No.	Componentes
	1	Broca PDC de 12 ¼"

Tabla 78. BHA # 2 para perforar la Fm. Tena del pozo J

ELABORADO POR: Jayro Lenin Gutiérrez Romero

Si al momento de la perforación en la formación Tena se observa incremento de ángulo, dejarlo que igualmente llegue hasta máximo 3 grados, puesto que al perforar las lutitas de Napo Superior se ha visto que muestra una tendencia natural a tumbar inclinación, esto ya sería para la sección de 8 ½”.

5.1.5 BROCAS DE PERFORACIÓN E HIDRÁULICA

- **Broca # 1:** Formará parte del BHA # 1 y perforará un total de 2508 pies. La perforación se deberá regir a lo siguiente: Perforar con parámetros agresivos en Orteguaza y Tiyuyacu; con parámetros controlados en el Conglomerado Superior e Inferior (Ver Tabla 83).

Para la selección del TFA de las dos brocas se correrá una Hidráulica en el simulador ADVANTAGE de Baker Hughes en el cual se obtendrá:

- Presión del SPP en condiciones dinámicas a la profundidad de llegada de las brocas.
- Potencia del sistema de circulación en superficie.
- Caída de presión en la broca.
- Porcentaje de caída de presión en la broca con relación a la presión del SPP.
- Velocidad en las boquillas de la broca.
- Fuerza de impacto que tendrá la broca con la formación.
- Caballaje hidráulico de la broca (HSI).
- Pérdidas de presión en todo el sistema circulante (la suma de todas las caídas es la presión del SPP).
- Determinación del ECD.

- Velocidades anulares en hueco abierto y dentro del revestidor de 13 3/8”.
- Régimen de Flujo, laminar (L) o turbulento (T).

La hidráulica para la broca # 1 a la profundidad de 8545 pies es la siguiente:



POZO J - SECCIÓN 12.25 pulg							
BROCA # 1 - DP605X		Datos Generales					
	Máx. SPP:	4000 psi	ROP: 50 pies/hora				
	MD broca:	8545 pies	RPM: 80				
	TVD: broca:	8017 pies	Drill Pipe: 5 pulg				
Fluido de Perforación							
Sistema fluido:	Base Agua	Modelo Reológico:		Binhgam			
Peso:	9.9 lb/gal	Geles 10 seg:		8 lb/100pie ²			
PV:	19 cp	Geles 10 min:		12 lb/100pie ²			
YP:	20 lb/100pie ²						
Revestidor / Hoyo Abierto							
	Tipo	OD	ID	MD			
		pulg	pulg	pies			
	Revestidor 13 3/8 in:	13 3/8	12.415	6037			
Hoyo Abierto:		12.25	8545				
Características de la Broca							
Boquillas:	6x13 + 1x14	No. Aletas:	5	Tipo de cortador:		Talon	
TFA:	0.9281	No. Boquillas:	7	Hilerade cortadores:		2	
IADC:	M323	Diámetro cortador:	19 mm	Área de Flujo:		38.83 pulg ²	
Caudal	gal/min	800	790	780	770	550	500
Hidráulica Broca							
SPP	psi	4067	3996	3925	3855	2521	2268
HP Superficie	HP	1896.6	1840	1784.6	1730.4	808.2	660.9
Caída presión broca	psi	588	573	559	544	278	230
% SPP	%	14.45	14.34	14.23	14.12	11.02	10.12
Velocidad boquilla	pie/seg	276.6	273.1	269.6	266.2	190.1	172.9
Fuerza de impacto	lbf/pulg ²	9.6	9.4	9.2	8.9	4.6	3.8
HSI	HP/pulg ²	2.36	2.27	2.19	2.1	0.77	0.58
Pérdida de presión en el sistema de circulación con efecto de cortes							
Equipo Superficie	psi	79	77	75	74	41	34
Drill Pipe	psi	1321	1292	1263	1235	690	583
HWDP	psi	778	761	744	727	408	345
MWD	psi	292	288	284	281	201	182
Motor (ΔP = 600 psi)	psi	847	841	835	830	707	679
H. Adicionales	psi	48	47	46	45	25	21
Anular	psi	116	117	118	120	171	192
ECD a MD	lb/gal	10.14	10.14	10.14	10.15	10.21	10.24
Velocidades Anulares / Régimen de Flujo							
Hoyo / Revestidor ID	Sarta OD						
pulg	pulg						
12.415	5	151.84 L	149.95 L	148.05 L	146.15 L	104.39 L	94.90 L
12.25	5	156.78 L	154.82 L	152.87 L	150.91 L	107.79 L	97.99 L

Tabla 79. Hidráulica – Broca # 1 del Pozo J

ELABORADO POR: Jayro Lenin Gutiérrez Romero

- **Broca # 2:** Formará parte del BHA # 2 y perforará un total de 998 pies. La perforación se deberá regir a lo siguiente: Perforar con parámetros controlados las intercalaciones del conglomerado inferior (Ver Tabla 83) para posterior incrementar parámetros en Tena. La hidráulica para la broca # 2 a la profundidad de 9543 pies es la siguiente:



POZO J - SECCIÓN 12.25 pulg							
BROCA # 2 - HCD605X		Datos Generales					
	Máx. SPP:	4000 psi				ROP:	70 pies/hora
	MD broca:	9543 pies				RPM:	80
	TVD: broca:	8871 pies				Drill Pipe:	5 pulg
Fluido de Perforación							
	Sistema fluido:	Base Agua	Modelo Reológico:	Bingham			
	Peso:	10 lb/gal	Geles 10 seg:	8 lb/100pie ²			
	PV:	18 cp	Geles 10 min:	19 lb/100pie ²			
	YP:	26 lb/100pie ²					
	Revestidor / Hoyo Abierto						
	Tipo	OD	ID	MD			
		pulg	pulg	pies			
	Revestidor 13 3/8 in:	13 3/8	12.415	6037			
	Hoyo Abierto:		12.25	9543			
Características de la Broca							
Boquillas:	4x15 + 3x14	No. Aletas:	5	Tipo de cortador:	Génesis		
TFA:	1.1413	No. Boquillas:	7	Hilerade cortadores:	2		
IADC:	M323	Diámetro cortador:	19 mm	Área de Flujo:	33.1 pulg ²		
Caudal	gal/min	780	770	760	750	740	730
Hidráulica Broca							
SPP	psi	3960	3891	3823	3756	3694	3629
HP Superficie	HP	1800.3	1746.4	1693.7	1642	1593.3	1544.3
Caída presión broca	psi	377	367	358	348	336	327
% SPP	%	9.52	9.44	9.36	9.27	9.09	9
Velocidad boquilla	pie/seg	219.3	216.5	213.6	210.8	208	205.2
Fuerza de impacto	lbf/pulg²	7.6	7.4	7.2	7	6.8	6.6
HSI	HP/pulg²	1.47	1.42	1.36	1.31	1.25	1.2
Pérdida de presión en el sistema de circulación con efecto de cortes							
Equipo Superficie	psi	76	74	72	71	68	67
Drill Pipe	psi	1434	1401	1369	1338	1296	1266
HWDP	psi	745	729	712	696	675	659
MWD	psi	284	281	277	274	270	266
Motor (ΔP = 600 psi)	psi	844	839	833	827	817	812
H. Adicionales	psi	46	45	44	43	42	41
Anular	psi	153	155	158	160	190	193
ECD a MD	lb/gal	10.39	10.39	10.4	10.41	10.41	10.42
Velocidades Anulares / Régimen de Flujo							
Hoyo / Revestidor ID	Sarta OD						
pulg	pulg						
12.415	5	148.05 L	146.15 L	144.25 L	142.35 L	140.46 L	138.56 L
12.25	5	152.87 L	150.91 L	148.95 L	146.99 L	145.03 L	143.07 L

Tabla 80. Hidráulica – Broca # 2 del Pozo J

ELABORADO POR: Jayro Lenin Gutiérrez Romero







Estratigrafía	Litología	No.	Tamaño	Nombre	Código IADC	Tipo Broca	No. Aletas	No. Hileras	Cortadores Pulidos					Área de Flujo	Longitud de Calibre	No. de Bpquillas	Boquillas/ TFA	Profundidad Salida	
									Nombre	mm	Número Total	Número Cara	Número Back up						Ángulo
Orteguaza		1	12.25	DP605X	M323	PDC	5	2	Eagle	19	59	29	10	45°	38.83	4	7	6 x 13 + 1 x 14 / 0.928	8545
Tiyuyacu																			
Conglomerado Sup																			
Tiyuyacu																			
Congl. Tiyuyacu Inf.																			
Tena		2		HCD605X	M323	PDC	5	2	Génesis	19	82	33	29	45°	33.1	2	7	4 x 15 + 3 x 14 / 1.141	9543

Tabla 81. Registro de brocas del Pozo J

ELABORADO POR: Jayro Lenin Gutiérrez Romero

La información técnica de las dos brocas se indica en la Tabla 81. Referirse a los Anexos 9, 10, 11, 12 y 13 para ver las hidráulicas de las brocas al atravesar cada formación.

5.1.6 FLUIDO DE PERFORACIÓN E HIDRÁULICA

El sistema de fluido que se utilizará para perforar la sección de 12 ¼” será un fluido polimérico, es decir un sistema inhibido que prevenga el hinchamiento de las lutitas de Orteguzza y las arcillas de Tiyuyacu y Tena.

Para tener una referencia del caudal a utilizar en esta sección y generar una buena limpieza del hoyo, se correrá una Hidráulica en el simulador ADVANTAGE de Baker Hughes en el cual se simulará:

- Caudal mínimo para limpiar el hoyo y no sobrecargar el anular versus la presión del SPP.
- Formación de cama de cortes versus ROP promedia, caudal y profundidad medida.

Los resultados de la hidráulica para la broca # 1 son los siguientes:

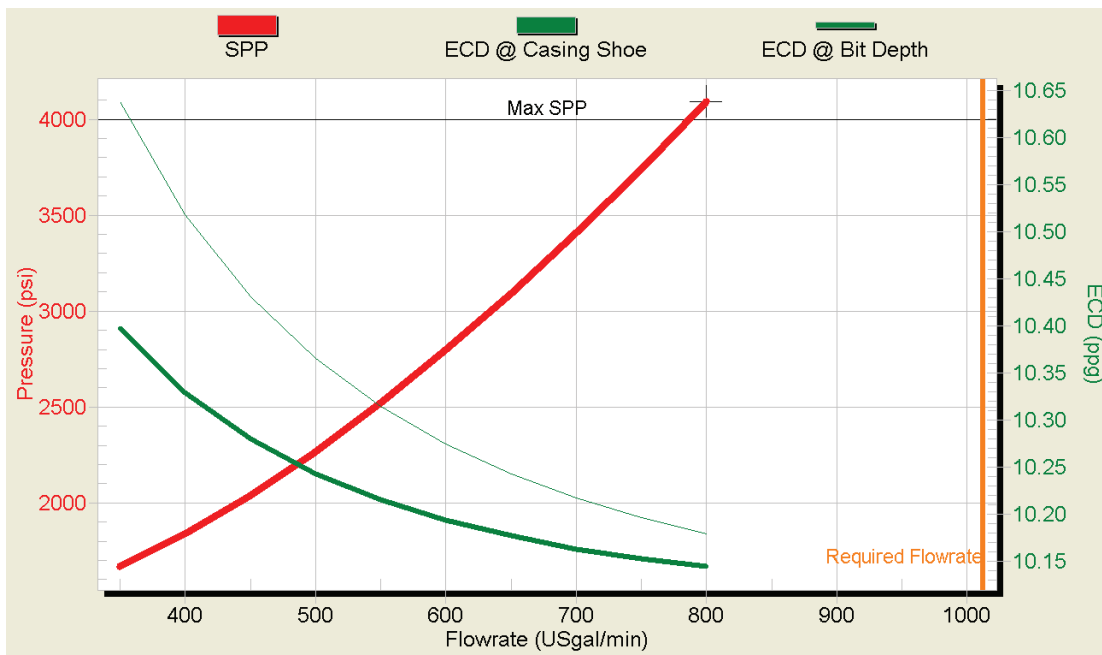
De la Gráfica 32 se puede apreciar:

- El mínimo caudal para limpiar el hueco es 1000 gpm.
- El caudal con el que la broca va a terminar de perforar la Fm. Tiyuyacu es 780 gpm y el Conglomerado Inferior es 550 gpm.

De la Gráfica 33 y Gráfica 34 se puede apreciar:

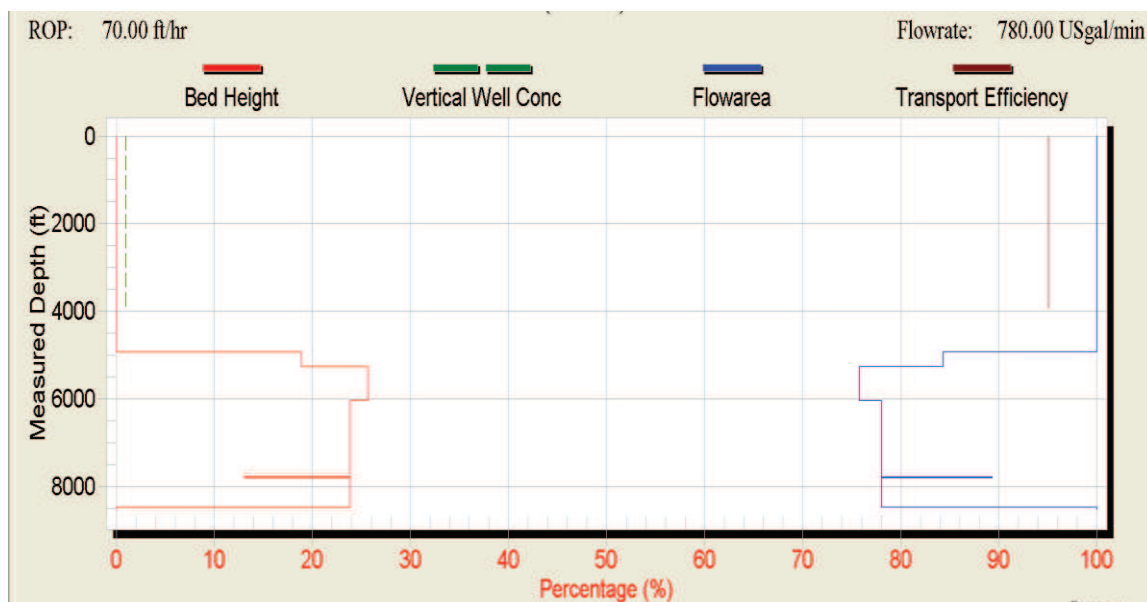
- Con ROP promedia de 70 pie/hora y caudal de 780 gpm se tiene un 24% de formación de cama de cortes.

A fin de obtener un mayor HSI para perforar las arcillas de Tiyuyacu, se sacrificó en parte la limpieza del hoyo reduciendo el TFA de la broca. Para mitigar la limpieza se seguirá una serie de pautas que se indican más adelante.



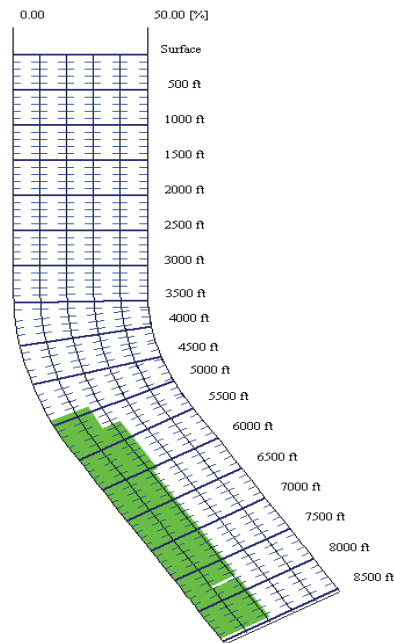
Gráfica 32. Caudal vs Presión del Stand Pipe con Broca # 1 hasta la base del Conglomerado Inferior del pozo J

ELABORADO POR: Jayro Lenin Gutiérrez Romero



Gráfica 33. ROP y Caudal vs Profundidad medida con Broca # 1 hasta la base del Conglomerado Inferior del pozo J

ELABORADO POR: Jayro Lenin Gutiérrez Romero



Gráfica 34. Cama de cortes vs Profundidad medida con Broca # 1 hasta la base del Conglomerado Inferior del pozo J

ELABORADO POR: Jayro Lenin Gutiérrez Romero

Los resultados de la hidráulica para la broca # 2 son los siguientes:

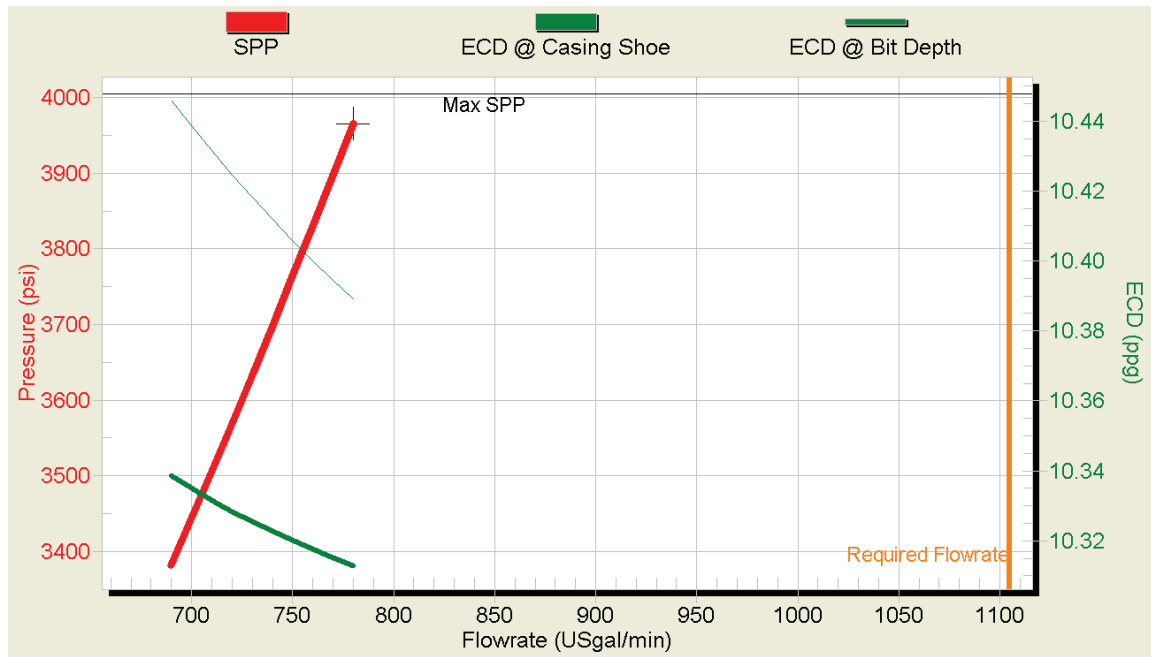
De la Gráfica 35 se puede apreciar:

- El mínimo caudal para limpiar el hueco es 1000 gpm.
- El caudal con el que la broca va a terminar de perforar la Formación Tena es 780 gpm.

De la Gráfica 36 y Gráfica 37 se puede apreciar:

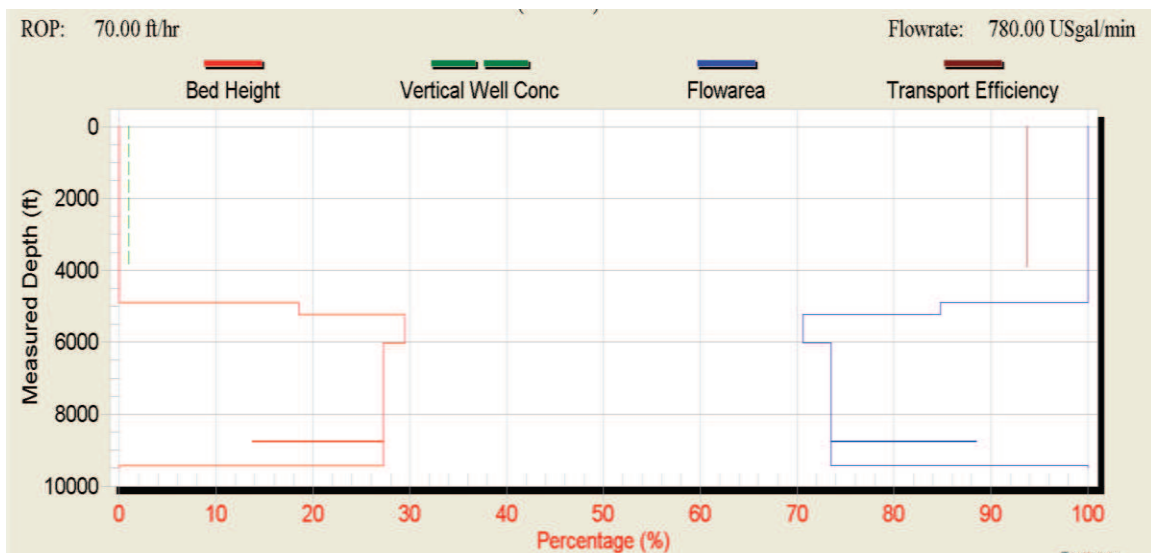
- Con ROP promedia de 70 pie/hora y caudal de 780 gpm se tiene un 27% de formación de cama de cortes.

El TFA de la broca # 2 es más abierto que la broca # 1, sin embargo brinda un HSI de 1.46 que es bueno para perforar las arcillas de Tena.



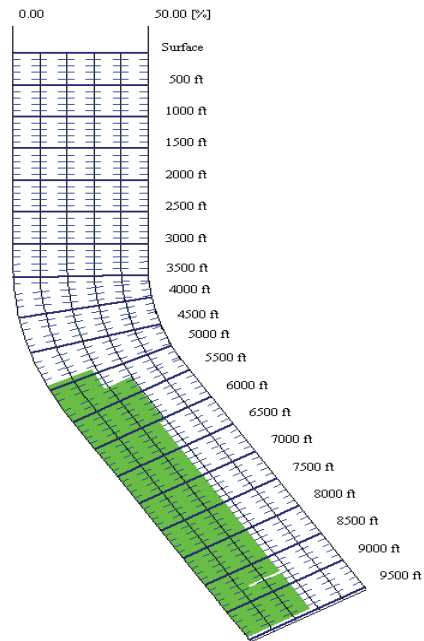
Gráfica 35. Caudal vs Presión del Stand Pipe con Broca # 2 hasta la Formación Tena del pozo J

ELABORADO POR: Jayro Lenin Gutiérrez Romero



Gráfica 36. ROP y Caudal vs Profundidad medida con Broca # 2 hasta la Formación Tena del pozo J

ELABORADO POR: Jayro Lenin Gutiérrez Romero



Gráfica 37. Cama de cortes vs Profundidad medida con Broca # 2 hasta la Formación Tena del pozo J

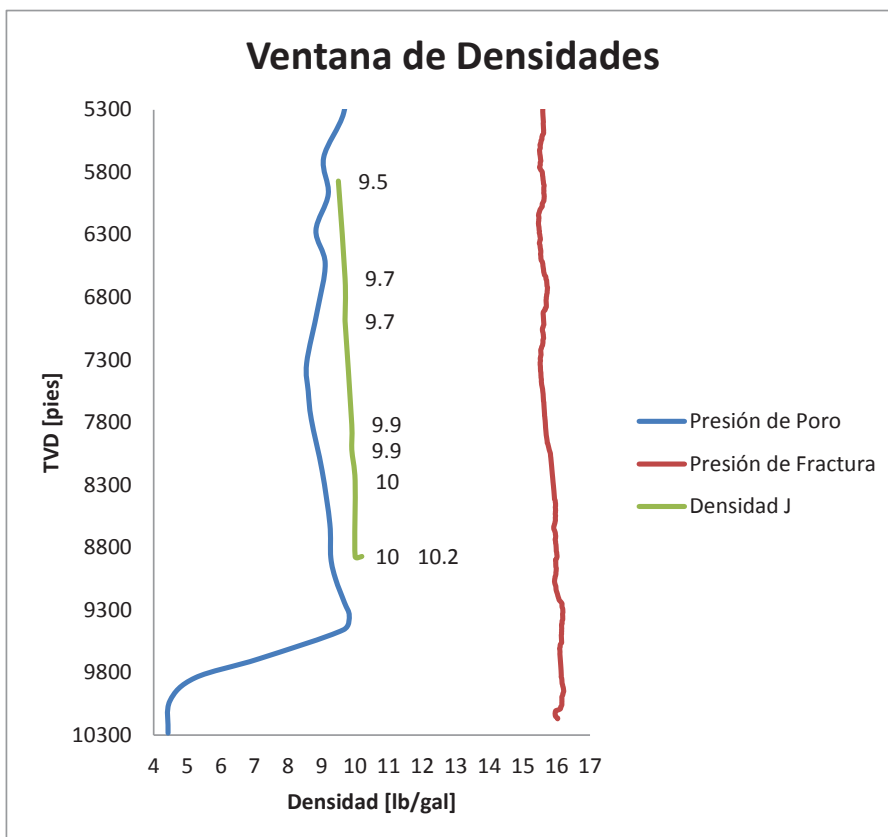
ELABORADO POR: Jayro Lenin Gutiérrez Romero

Las pautas para la **estrategia de limpieza y acondicionamiento del hoyo** son las siguientes:

- En arcillas y lutitas bombear 30 barriles de píldora dispersa cada parada perforada.
- En toda la sección bombear 40 barriles de píldora viscosa cada dos paradas perforadas, observar en zarandas que salga la píldora.
- Previo a iniciar la perforación, bajar con circulación y rotación las dos últimas paradas, una vez en fondo bombear 40 barriles de píldora viscosa y esperar que salga por la broca.
- Previo a perforar el conglomerado superior e inferior, agregar al sistema material sellante para evitar el excesivo filtrado.
- Repasar dos veces cada parada perforada.
- Previo a realizar algún viaje, bombear 30 BLS de píldora dispersa seguida de 40 BLS de píldora viscosa y circular hasta zarandas limpias.
- El principal indicador de una mala limpieza del hoyo es el aumento de la SPP, por tal razón si se observa picos altos fuera de lo normal es posible

que nos encontremos frente a un empaquetamiento, lo recomendable es parar la perforación y circular el pozo hasta estabilizar la presión.

La densidad del fluido a utilizar se la obtendrá de la ventana de densidades (Ver Gráfica 38) en la cual se considera la presión de poro y la presión de fractura del campo en el que se pretende perforar el pozo J.



Gráfica 38. Ventana de Densidades del Pozo J

ELABORADO POR: Jayro Lenin Gutiérrez Romero

Las propiedades del fluido para obtener buenas ratas de penetración y ayudar a la limpieza del hoyo las podemos encontrar en la Tabla 82.





Estratigrafía	Litología	Densidad	Viscosidad de Embudo	pH	Lectura 600 RPM	Lectura 300 RPM	Lectura 6 RPM	Lectura 3 RPM	Gel 10 seg	Gel 10 min	Gel 30 min	Viscosidad Plástica	Punto Cedente	Filtrado	% de Arena	MBT
		lpg	seg/qt						lb/100ft2	lb/100ft2	lb/100ft2	cP	lb/100 pies2	mL/30 min	%	lb/bl
Orteguaza		9.5 - 9.7	42 - 43	10.5	42 - 49	28 - 34	6	5	5 - 6	6 - 7	7 - 8	14 - 15	15 - 20	<6.5	<0.2	2.5
Tiyuyacu		9.7 - 9.9	43 - 49	10.5	45 - 54	29 - 35	8 - 9	6 - 8	6 - 8	9 - 12	10 - 13	15 - 19	15 - 20	<6.5	<0.2	5 - 15
Congl. Tiyuyacu Inf.		9.9	49 - 52	10.5	46 - 54	30 - 37	7 - 9	6 - 8	6 - 8	11 - 16	14 - 24	16 - 20	16 - 20	<6.5	<0.2	<15
Tena		10 - 10.2	49 - 55	10.5	51 - 57	34 - 39	8 - 10	7 - 9	7 - 8	16 - 19	24 - 26	16 - 18	22 - 26	<6.5	<0.2	<15

Tabla 82. Propiedades del lodo para cada formación en la Sección de 12 ¼" del Pozo J

ELABORADO POR: Jayro Lenin Gutiérrez Romero

REFERENCIA: Propiedades del pozo AJ2 y BJ2

5.1.7 PARÁMETROS DE PERFORACIÓN

Uno de los mayores retos al perforar pozos desviados y de alto ángulo es mantener los parámetros de perforación adecuados para mantenerse lejos de los problemas. De acuerdo a la experiencia obtenida en el análisis del presente estudio, los parámetros de perforación propuestos en la Tabla 83 aportarán al mejor comportamiento y rendimiento durante la perforación de la sección de 12 1/4".

El peso sobre la broca (WOB), RPM en superficie y ROP esperada fueron tomadas de los parámetros de la Tabla 75, el caudal (gpm), presión del stand pipe (SPP), HSI e IF fueron tomados de la hidráulica realizada en la Tabla 79 y Tabla 80.

Como se observa en la Tabla 83, se controlará rpm en superficie al salir del Conglomerado Inferior debido a la presencia de arcilla intercalada con conglomerado.

El control de parámetros durante la perforación de los Conglomerados Superior e Inferior es la clave para minimizar el desgaste de los cortadores y calibre de la broca, estabilizadores y camisa del motor.








Estratigrafía	Litología	Intervalo	Tiempo estimado	ROP esperada	WOB	GPM	RPM Superficie	RPM Motor	SPP esperada	TORQUE esperado	HSI	IF
		pies	horas	pie/hora	klbs	gpm	rpm	rpm	psi	klbs-pie	HP/pulg ²	lb/pulg ²
Ortegaza		909	9.1	100	15 - 20	860	70	189	3950	<22	2.9	10.9
Tiyuyacu		369	5.3	70	15 - 25	860	70	189	3960	<22	2.9	10.9
		32	0.9	35	2 - 15	550	40	121	2350	<22	0.77	4.6
		963	12.0	80	15 - 25	800	80	176	3950	<22	2.4	10.2
Congl. Tiyuyacu Inf		235	6.7	35	2 - 15	550	40	121	2520	<22	0.74	4.1
Tena		292	5.8	50	15	780	50	171.6	2530	<22	1.47	7.6
		706	10.1	70	15 - 25	780	60 - 70	171.6	3960	<22	1.47	7.6
Total:		3506	50.0	70								

Tabla 83. Parámetros de perforación del Pozo J

ELABORADO POR: Jayro Lenin Gutiérrez Romero

5.1.8 SECUENCIA DE OPERACIONES

Las operaciones a seguir son las siguientes:

- Armar **BHA #1** direccional y **PDC # 1 (TFA: 0.9281)**. Bajar con bomba y rotaria 2 paradas antes de conseguir tope de cemento, perforar cemento y tapones, con un caudal de 600-650 GPM y un WOB entre 5-10 Klbs (perforar bajo del zapato con flujo controlado máximo 600 GPM).
- Continuar perforando tangencialmente a través de Orteguaza, Tiyuyacu, Conglomerado Superior, Tiyuyacu y hasta alcanzar la base del Conglomerado Inferior (parámetros controlados para el Conglomerado superior e inferior).
- Circular hasta zarandas limpias, chequear flujo y sacar la sarta de perforación a superficie. Revisar el estado del BHA y reportar la condición de la broca.
- Armar y bajar **BHA #2** direccional con **PDC # 2 (TFA: 1.1413)** hasta fondo, bombear píldora viscosa antes de reiniciar la perforación y perforar tangencialmente a través de las intercalaciones del conglomerado inferior y Tena, hasta el punto de revestimiento de 9 5/8".
- Bombear tren de píldoras de limpieza, circular y homogenizar el lodo a **10.2 lb/gal** para compensar el ECD.
- Realizar viaje corto hasta la zapata de 13 3/8". La secuencia operacional durante el viaje dependerá de las condiciones del hoyo. Máximo sobretensión de 50 klbs. Realizar backreaming únicamente en casos extremos.
- Regresar a fondo, bombear píldora viscosa-pesada y circular hasta zarandas limpias.
- Dejar en el hoyo abierto **150 bbl** de píldora viscosa-pesada preparada con lodo lubricado para compensar el ECD. Sacar tubería a superficie.

5.1.9 POTENCIALES PROBLEMAS DURANTE LA PERFORACIÓN

Taponamiento del Flow Line, tener constantemente una bomba para la limpieza del Flow line, además mantener limpio el bolsillo y zarandas, esto reducirá el riesgo de taponamiento del Flow line.

Pérdida de Circulación, en una gran mayoría de casos, cuando se atraviesan gravas se pierde un porcentaje de la circulación, se recomienda utilizar el mínimo

peso del lodo posible pero al mismo tiempo que nos garantice la estabilidad de las paredes del hoyo y bombear píldoras viscosas con material sellante.

Ojo de llave, en sitios de cambios de rumbo y de ángulo combinado con formaciones suaves durante la sacada de tubería se puede presentar sobre tensiones cíclicas en cada tool joint, la circulación no presenta restricción. Se recomienda bajar la sarta y rimar en los puntos de mayor pata de perro. Si está pegada la tubería aplicar torque y martillar hacia abajo.

Empaquetamiento y Hoyo Apretado, generalmente durante la perforación se presentan problemas de empaquetamiento debido a estabilidad del hoyo, se recomienda tener en óptimas condiciones las propiedades del lodo, repasar las veces necesarias en cada conexión, bombear píldoras de limpieza, antes de cada viaje compensar el ECD, en el viaje no sobre tensionar más de 50 klbs, si el arrastre es continuo circular y repasar. Cualquier intento de pega martillar en sentido contrario al movimiento de la tubería antes de la pega.

5.2 POZO DIRECCIONAL S

El pozo S es un pozo direccional que será perforado para añadir nuevas reservas al Ecuador y cuyo perfil direccional se muestra en la Figura 76.

5.2.1 INFORMACIÓN GENERAL

Pozo	S
Perfil Direccional	S
Máxima inclinación	20°
Azimut	161.8°
Sección Vertical	2145 pies
Profundidad Total	11300 pies MD / 11000 pies TVD
Longitud de 12 ¼"	3304 pies

5.2.2 PLAN Y PERFIL DIRECCIONAL

En la fase de 12 ¼", se perforará manteniendo tangente con una inclinación de 20° atravesando las Formaciones Orteguzza, Tiyuyacu, Conglomerado Superior e Inferior y hasta llegar a la base de la Formación Tena donde se asentará el revestidor de 9 5/8 pulgadas. Ver Tabla 84 y Figura 76.

MD	Inclinación	Azimut	TVD	DLS	Build Rate	Turn Rate	Sección Vertical	Comentarios
[pies]	[°]	[°]	[pies]	[°/100pies]	[°/100pies]	[°/100pies]	[pies]	
5545	20.00	161.80	5434	0.00	0.00	0.00	734	Tope de Orteguzza
5645	20.00	161.80	5528	0.00	0.00	0.00	767	Casing 13 3/8"
6421	20.00	161.80	6260	0.00	0.00	0.00	1025	Tope Tiyuyacu
6614	20.00	161.80	6442	0.00	0.00	0.00	1089	Tope Conglomerado Superior
6795	20.00	161.80	6613	0.00	0.00	0.00	1149	Base Conglomerado Superior
7530	20.00	161.80	7306	0.00	0.00	0.00	1393	Tope Conglomerado Inferior
8149	20.00	161.80	7890	0.00	0.00	0.00	1599	Tope Tena
8949	20.00	161.80	8645	0.00	0.00	0.00	1864	Casing 9 5/8"

Tabla 84. Surveys del pozo S en la Sección de 12 ¼"

ELABORADO POR: Jayro Lenin Gutiérrez Romero

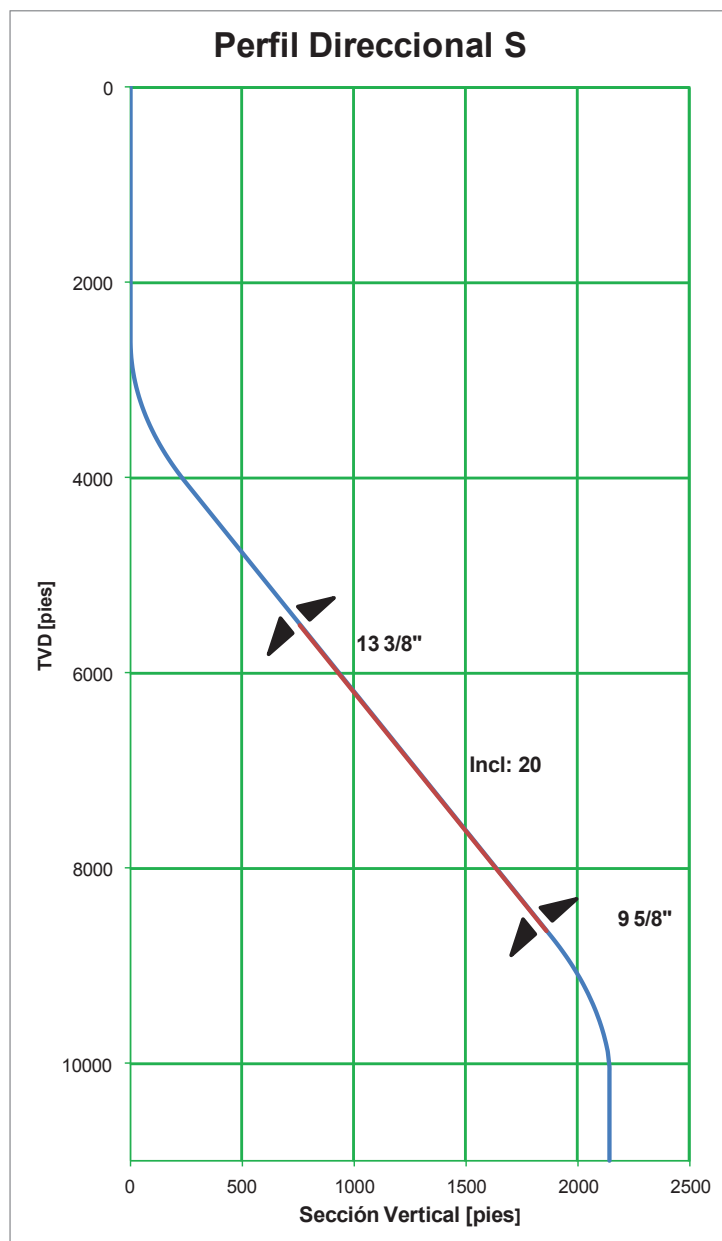


Figura 76. Perfil direccional del Pozo S

ELABORADO POR: Jayro Lenin Gutiérrez Romero

5.2.3 PROGNOSIS GEOLÓGICA Y ESTADO MECÁNICO

La fase de 12 ¼" se empezará a perforar 100 pies dentro de la formación Orteguaza y se asentará el revestidor de 9 5/8 pulgadas a 8949 pies (Base de Tena). En la Figura 77 se presenta el esquema mecánico con su respectiva prognosis geológica:

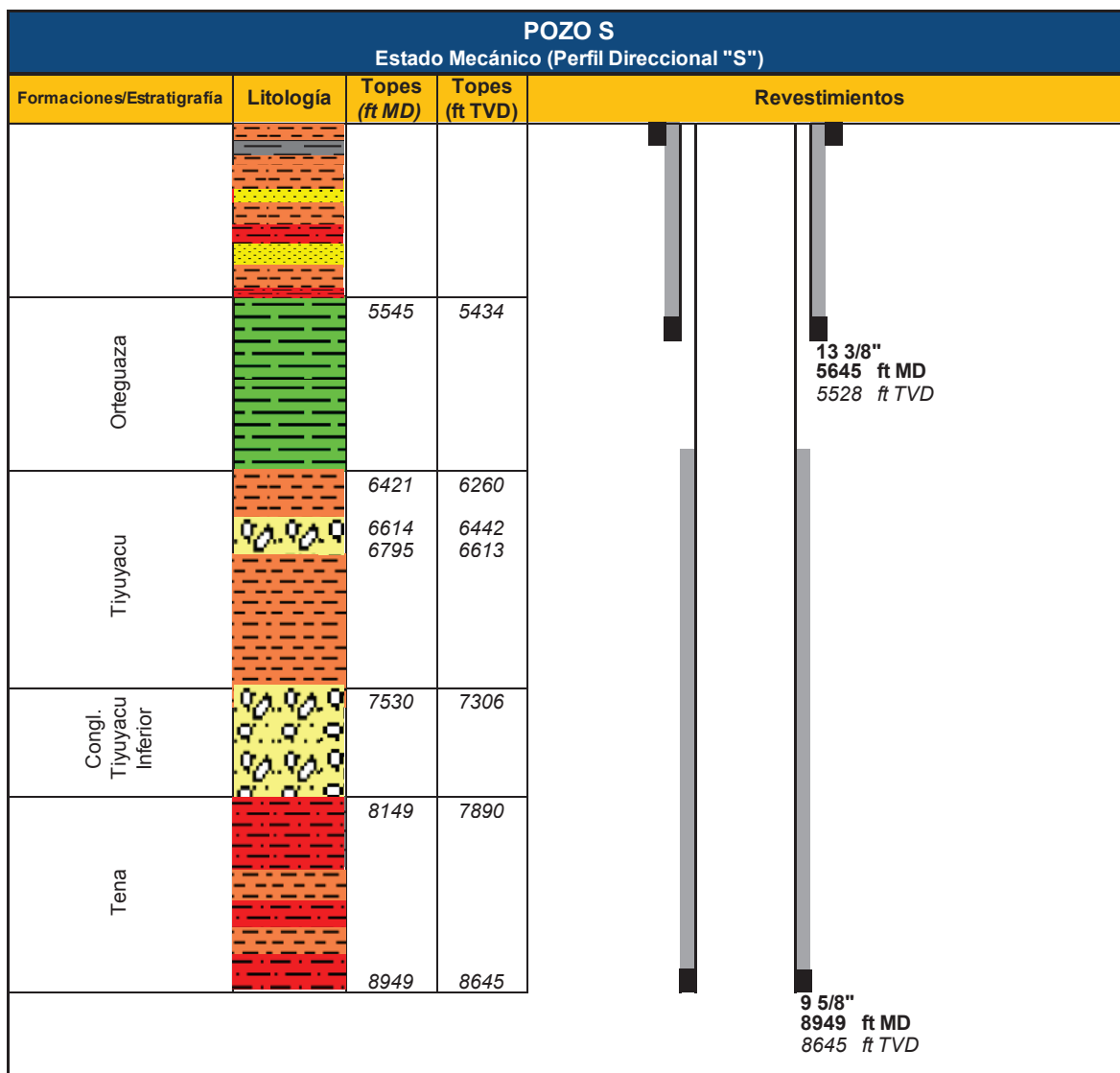


Figura 77. Estado Mecánico del Pozo S

ELABORADO POR: Jayro Lenin Gutiérrez Romero

5.2.4 ENSAMBLAJES DE FONDO (BHA)

- **BHA # 1:** Diseñado para mantener inclinación de 20° y dirección de 161.8°. Empezará a perforar desde Orteguaza a 5645 pies y terminará en el Conglomerado inferior previo a entrar al masivo a la profundidad de 7650 pies. Ver Tabla 85.









Objetivo: Perforar hasta el Conglomerado inferior previo al masivo		
Ítem	No.	Componentes
	9	2 x 5" HWDP
	8	Martillo
	7	21 x 5" HWDP
	6	Sub X-Over
	5	Sub Filter
	4	MWD
	3	Estabilizador de 11 ½"
	2	Motor con camisa de 12 1/8", AKO: 1.4°, 0.22 rev/gal
	1	Broca PDC de 12 ¼"

Tabla 85. BHA # 1 para perforar Ortegua, Tiyuyacu, Conglomerado superior e inferior previo al masivo del pozo S

ELABORADO POR: Jayro Lenin Gutiérrez Romero

REFERENCIA: BHA # 1 del Pozo BJ1

Si al momento de la perforación en la Formación Ortegua se observa decremento de ángulo, dejarlo que llegue hasta máximo 2 grados por debajo del tope de la Formación Tiyuyacu, así mismo si al perforar la Formación Tiyuyacu se observa incremento de ángulo, dejarlo que llegue hasta máximo 3 grados, puesto

que al perforar el Conglomerado Inferior con broca tricónica de insertos se ha visto que muestra una tendencia natural a tumbar inclinación.

- **BHA # 2:** Diseñado para mantener inclinación de 20° y dirección de 161.8°. Empezará a perforar desde el masivo del Conglomerado Inferior a 7650 pies y terminará en el Tope de Tena a 8149 pies. Ver Tabla 86.







Objetivo: Perforar hasta el Tope de Tena		
Ítem	No.	Componentes
	9	2 x 5" HWDP
	8	Martillo
	7	21 x 5" HWDP
	6	Sub X-Over
	5	Sub Filter
	4	MWD
	3	Estabilizador de 11 1/2"
	2	Motor con camisa de 12 1/8", AKO: 1.4°, 0.22 rev/gal
	1	Broca TCI de 12 1/4"

Tabla 86. BHA # 2 para perforar el Conglomerado Inferior del pozo S

ELABORADO POR: Jayro Lenin Gutiérrez Romero

De acuerdo al análisis del presente estudio, se espera que el BHA # 2 de la Tabla 86 tumba inclinación a razón de $-1.3^{\circ}/100$ pies, finalizando el BHA, 2° por debajo del Tope de la Formación Tena.

- **BHA # 3:** Diseñado para mantener inclinación de 20° y dirección de 161.8° . Empezará a perforar desde el Tope de Tena a 8149 pies y terminará en la base de Tena a 8949 pies. Ver Tabla 86.








Objetivo: Perforar hasta la base de la Formación Tena		
Ítem	No.	Componentes
	9	5 x 5" HWDP
	8	Martillo
	7	21 x 5" HWDP
	6	Sub X-Over
	5	Sub Filter
	4	MWD
	3	Estabilizador de 11 1/2"
	2	Motor con camisa de 12 1/8", AKO: 1.3° , 0.22 rev/gal
	1	Broca PDC de 12 1/4"

Tabla 87. BHA # 3 para perforar la Formación Tena del pozo S

ELABORADO POR: Jayro Lenin Gutiérrez Romero

Si al momento de la perforación en la formación Tena se observa incremento de ángulo, dejarlo que igualmente llegue hasta máximo 3 grados, puesto que al perforar las lutitas de Napo Superior se ha visto que muestra una tendencia natural a tumbar inclinación, esto ya sería para la sección de 8 ½”.

5.2.5 BROCAS DE PERFORACIÓN E HIDRÁULICA

- **Broca # 1:** Formará parte del BHA # 1 y perforará un total de 2005 pies. La perforación se deberá regir a lo siguiente: Perforar con parámetros agresivos en Ortegua y Tiyuyacu; con parámetros controlados en el Conglomerado Superior e Inferior (Ver Tabla 93).

Para la selección del TFA de las tres brocas se correrá una Hidráulica en el simulador ADVANTAGE de Baker Hughes en el cual se obtendrá:

- Presión del SPP en condiciones dinámicas a la profundidad de llegada de las brocas.
- Potencia del sistema de circulación en superficie.
- Caída de presión en la broca.
- Porcentaje de caída de presión en la broca con relación a la presión del SPP.
- Velocidad en las boquillas de la broca.
- Fuerza de impacto que tendrá la broca con la formación.
- Caballaje hidráulico de la broca (HSI).
- Pérdidas de presión en todo el sistema circulante (la suma de todas las caídas es la presión del SPP).
- Determinación del ECD.
- Velocidades anulares en hueco abierto y dentro del revestidor de 13 3/8”.
- Régimen de Flujo, laminar (L) o turbulento (T).

La hidráulica para la broca # 1 a la profundidad de 7650 pies es la siguiente:



POZO S - SECCIÓN 12.25 pulg							
BROCA # 1 - DP605ZX		Datos Generales					
	Máx. SPP:	4000 psi			ROP: 70 pies/hora		
	MD broca:	7650 pies			RPM: 80		
	TVD: broca:	7420 pies			Drill Pipe: 5 pulg		
	Fluido de Perforación						
Sistema fluido:	Base Agua		Modelo Reológico:		Binhgam		
Peso:	10.3 lb/gal		Geles 10 seg:		5 lb/100pie ²		
PV:	16 cp		Geles 10 min:		9 lb/100pie ²		
YP:	24 lb/100pie ²						
	Revestidor / Hoyo Abierto						
	Tipo		OD	ID	MD		
			pulg	pulg	pies		
	Revestidor 13 3/8 in:		13 3/8	12.415	5645		
Hoyo Abierto:			12.25	7650			
Características de la Broca							
Boquillas:	4x12 + 3x13	No. Aletas:	5		Tipo de cortador:		Zenit
TFA:	0.8307	No. Boquillas:	7		Hilerade cortadores:		2
IADC:	M323	Diámetro cortador:	19 mm		Área de Flujo:		38.83 pulg ²
Caudal	gal/min	800	790	780	770	550	500
Hidráulica Broca							
SPP	psi	3935	3865	3795	3726	2388	2137
HP Superficie	HP	1835	1779.6	1725.4	1672.3	765.5	622.9
Caída presión broca	psi	763	744	725	707	361	298
% SPP	%	19.39	19.25	19.11	18.97	15.11	13.95
Velocidad boquilla	pie/seg	309	305.1	301.3	297.4	212.4	193.1
Fuerza de impacto	lbf/pulg ²	11.2	10.9	10.6	10.4	5.3	4.4
HSI	HP/pulg ²	3.06	2.95	2.84	2.73	1	0.75
Pérdida de presión en el sistema de circulación con efecto de cortes							
Equipo Superficie	psi	79	77	75	73	40	34
Drill Pipe	psi	1184	1158	1132	1107	611	516
HWDP	psi	609	596	583	570	316	267
MWD	psi	292	288	284	281	201	182
Motor (ΔP = 600 psi)	psi	865	859	853	847	719	690
H. Adicionales	psi	47	46	45	44	25	21
Anular	psi	96	96	96	96	115	128
ECD a MD	lb/gal	10.55	10.55	10.55	10.55	10.6	10.63
Velocidades Anulares / Régimen de Flujo							
Hoyo / Revestidor ID	Sarta OD						
pulg	pulg						
12.415	5	151.84 L	149.95 L	148.05 L	146.15 L	104.39 L	94.90 L
12.25	5	156.78 L	154.82 L	152.87 L	150.91 L	107.79 L	97.99 L

Tabla 88. Hidráulica – Broca # 1 del Pozo S

ELABORADO POR: Jayro Lenin Gutiérrez Romero

- **Broca # 2:** Formará parte del BHA # 2 y perforará un total de 499 pies. La perforación se deberá regir a lo siguiente: Perforar con parámetros normales (Ver Tabla 93). La hidráulica para la broca # 2 a la profundidad de 8149 pies es la siguiente:



POZO S - SECCIÓN 12.25 pulg							
BROCA # 2 - MXL-20		Datos Generales					
	Máx. SPP:	4000 psi	ROP: 50 pies/hora				
	MD broca:	8149 pies	RPM: 80				
	TVD: broca:	7890 pies	Drill Pipe: 5 pulg				
Fluido de Perforación							
Sistema fluido:	Base Agua	Modelo Reológico:	Binhgam				
Peso:	10.5 lb/gal	Geles 10 seg:	9 lb/100pie ²				
PV:	17 cp	Geles 10 min:	14 lb/100pie ²				
YP:	25 lb/100pie ²						
	Revestidor / Hoyo Abierto						
	Tipo	OD pulg	ID pulg	MD pies			
Revestidor 13 3/8 in:	13 3/8	12.415	5645				
Hoyo Abierto:		12.25	8149				
Características de la Broca							
Boquillas:	3x20	Tipo de Compacto:	R. de calibre	Tipo de sello:	O Ring		
TFA:	0.9204	No. Boquillas:	3	Estructura de corte:	Inserto de		
IADC:	517	Tipo de cojinete:	Journal	Carburo de Tungsteno			
Caudal	gal/min	790	780	770	760	750	740
Hidráulica Broca							
SPP	psi	3897	3827	3757	3689	3621	3553
HP Superficie	HP	1794.3	1739.8	1686.4	1634.1	1582.8	1532.7
Caída presión broca	psi	618	602	587	572	557	542
% SPP	%	15.86	15.74	15.62	15.5	15.38	15.26
Velocidad boquilla	pie/seg	275.4	271.9	268.4	264.9	261.4	258
Fuerza de impacto	lbf/pulg ²	10	9.8	9.5	9.3	9	8.8
HSI	HP/pulg ²	2.45	2.36	2.27	2.18	2.1	2.01
Pérdida de presión en el sistema de circulación con efecto de cortes							
Equipo Superficie	psi	79	77	76	74	72	70
Drill Pipe	psi	1279	1251	1222	1195	1167	1140
HWDP	psi	614	600	587	573	560	547
MWD	psi	288	284	281	277	274	270
Motor ($\Delta P = 600$ psi)	psi	868	862	856	850	844	838
H. Adicionales	psi	48	47	46	45	44	43
Anular	psi	103	103	103	103	103	103
ECD a MD	lb/gal	10.75	10.75	10.75	10.75	10.75	10.75
Velocidades Anulares / Régimen de Flujo							
Hoyo / Revestidor ID	Sarta OD						
pulg	pulg						
12.415	5	149.95 L	148.05 L	146.15 L	144.25 L	142.35 L	140.46 L
12.25	5	154.82 L	152.87 L	150.91 L	148.95 L	146.99 L	145.03 L

Tabla 89. Hidráulica – Broca # 2 del Pozo S

ELABORADO POR: Jayro Lenin Gutiérrez Romero

- **Broca # 3:** Formará parte del BHA # 3 y perforará un total de 800 pies. La perforación se deberá regir a lo siguiente: Perforar con parámetros agresivos (Ver Tabla 93). La hidráulica para la broca # 3 a la profundidad de 8949 pies es la siguiente:



POZO S - SECCIÓN 12.25 pulg							
BROCA # 3 - HCD605X		Datos Generales					
	Máx. SPP:	4000 psi					ROP: 80 pies/hora
	MD broca:	8949 pies					RPM: 80
	TVD: broca:	8645 pies					Drill Pipe: 5 pulg
	Fluido de Perforación						
Sistema fluido:	Base Agua	Modelo Reológico:		Binhgam			
Peso:	10.6 lb/gal	Geles 10 seg:		6 lb/100pie ²			
PV:	17 cp	Geles 10 min:		12 lb/100pie ²			
YP:	25 lb/100pie ²						
	Revestidor / Hoyo Abierto						
	Tipo		OD	ID	MD		
			pulg	pulg	pies		
	Revestidor 13 3/8 in:		13 3/8	12.415	5645		
Hoyo Abierto:			12.25	8949			
Características de la Broca							
Boquillas:	1x13 + 6x14	No. Aletas:	5	Tipo de cortador:		Génesis	
TFA:	1.0316	No. Boquillas:	7	Hilerade cortadores:		2	
IADC:	M323	Diámetro cortador:	19 mm	Área de Flujo:		33.1 pulg ²	
Caudal	gal/min	780	770	760	750	740	730
Hidráulica Broca							
SPP	psi	3947	3876	3806	3736	3667	3599
HP Superficie	HP	1794.4	1739.6	1685.8	1633.2	1581.7	1531.2
Caída presión broca	psi	484	472	460	448	436	424
% SPP	%	12.26	12.17	12.07	11.98	11.88	11.78
Velocidad boquilla	pie/seg	242.6	239.5	236.4	233.3	230.1	227
Fuerza de impacto	lbf/pulg ²	8.8	8.6	8.4	8.2	7.9	7.7
HSI	HP/pulg ²	1.89	1.82	1.75	1.68	1.62	1.55
Pérdida de presión en el sistema de circulación con efecto de cortes							
Equipo Superficie	psi	78	76	74	73	71	69
Drill Pipe	psi	1382	1350	1320	1289	1259	1229
HWDP	psi	683	668	653	638	623	608
MWD	psi	284	281	277	274	270	266
Motor (ΔP = 600 psi)	psi	866	860	854	848	842	836
H. Adicionales	psi	47	46	45	44	43	42
Anular	psi	122	122	123	123	123	124
ECD a MD	lb/gal	10.87	10.87	10.87	10.87	10.87	10.88
Velocidades Anulares / Régimen de Flujo							
Hoyo / Revestidor ID	Sarta OD						
pulg	pulg						
12.415	5	148.05 L	146.15 L	144.25 L	142.35 L	140.46 L	138.56 L
12.25	5	152.87 L	150.91 L	148.95 L	146.99 L	145.03 L	143.07 L

Tabla 90. Hidráulica – Broca # 3 del Pozo S

ELABORADO POR: Jayro Lenin Gutiérrez Romero







Estratigrafía	Litología	No.	Tamaño	Nombre	Código IADC	Tipo Broca	No. Aletas	No. Hileras	Cortadores Pulidos					Área de Flujo	Longitud de Calibre	No. de Bpquillas	Boquillas/ TFA	Profundidad Salida	
									Nombre	mm	Número Total	Número Cara	Número Back up						Ángulo
Orteguaza		1	12.25	DP605ZX	M323	PDC	5	2	Zenit	19	53	32	12	45°	29.9	2.5	7	4 x 12 + 3 x 13 / 0.8307	7650
Tiyuyacu																			
Conglomerado Sup																			
Tiyuyacu																			
Congi. Tiyuyacu Inf.		2		MXL-20	517	TCI	---	---	---	---	---	---	---	---	---	3	3 x 20 / 0.9204	8149	
Tena		3		HCD605X	M323	PDC	5	2	Génesis	19	82	33	29	45°	33.1	2	7	1 x 13 + 6 x 14 / 1.0316	8949

Tabla 91. Registro de brocas del Pozo S

ELABORADO POR: Jayro Lenin Gutiérrez Romero

La información técnica de las tres brocas se indica en la Tabla 91. Referirse a los Anexos 14, 15, 16, 17, 18 y 19 para ver las hidráulicas de las brocas al atravesar cada formación.

5.2.6 FLUIDO DE PERFORACIÓN E HIDRÁULICA

El sistema de fluido que se utilizará para perforar la sección de 12 ¼" será un fluido polimérico, es decir un sistema inhibido que prevenga el hinchamiento de las lutitas de Orteguzza y las arcillas de Tiyuyacu y Tena.

Para tener una referencia del caudal a utilizar en esta sección y generar una buena limpieza del hoyo, se correrá una Hidráulica en el simulador ADVANTAGE de Baker Hughes en el cual se simulará:

- Caudal mínimo para limpiar el hoyo y no sobrecargar el anular versus la presión del SPP.
- Formación de cama de cortes versus ROP promedia, caudal y profundidad medida.

Los resultados de la hidráulica para la broca # 1 son los siguientes:

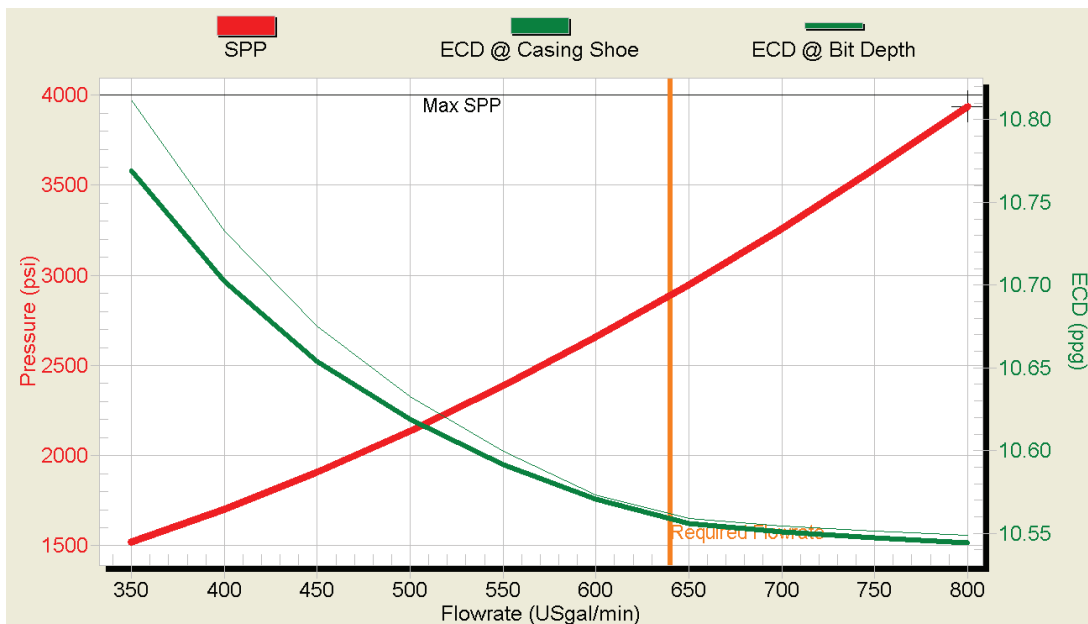
De la Gráfica 39 se puede apreciar:

- El mínimo caudal para limpiar el hueco es 640 gpm.
- El caudal con el que la broca va a terminar de perforar la Fm. Tiyuyacu es 800 gpm y el Conglomerado Inferior previo al masivo es 550 gpm.

De la Gráfica 40 y Gráfica 41 se puede apreciar:

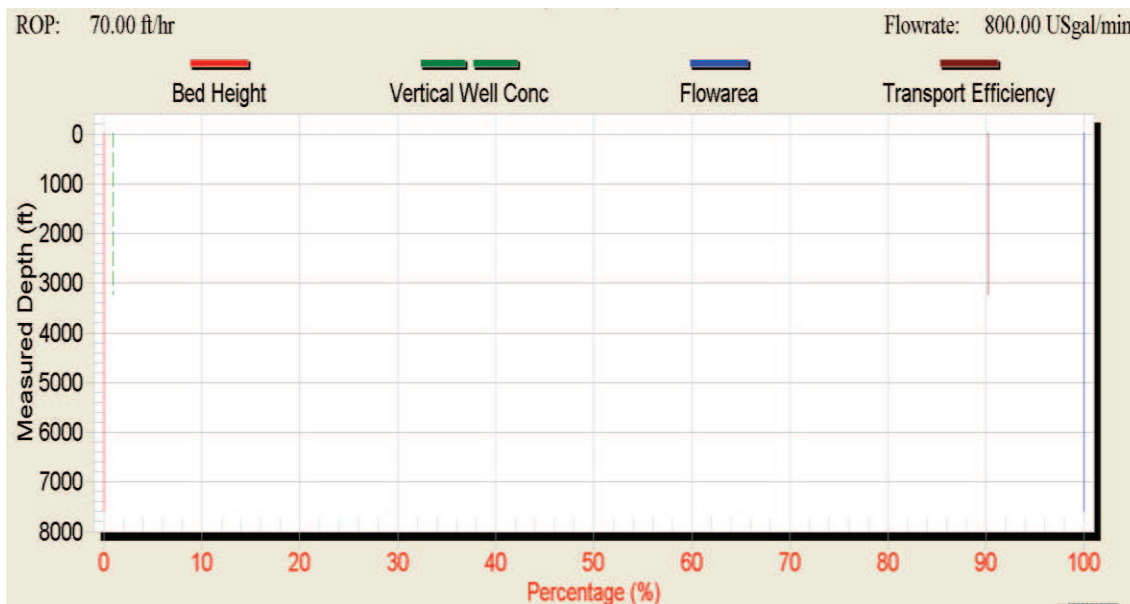
- Con ROP promedia de 70 pies/hora y caudal de 800 gpm se tiene 0% de formación de cama de cortes.

Para mitigar la limpieza en los Conglomerados Superior e Inferior se seguirá una serie de pautas que se indican más adelante.



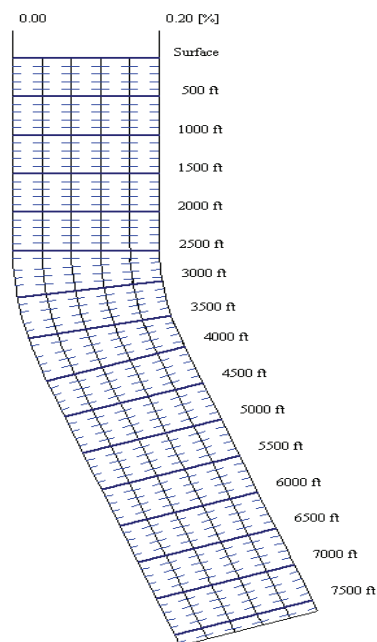
Gráfica 39. Caudal vs Presión del Stand Pipe con Broca # 1 hasta el Conglomerado Inferior previo al masivo del pozo S

ELABORADO POR: Jayro Lenin Gutiérrez Romero



Gráfica 40. ROP y Caudal vs Profundidad medida con Broca # 1 hasta el Conglomerado Inferior previo al masivo del pozo S

ELABORADO POR: Jayro Lenin Gutiérrez Romero



Gráfica 41. Cama de cortes vs Profundidad medida con Broca # 1 hasta el Conglomerado Inferior previo al masivo del pozo S

ELABORADO POR: Jayro Lenin Gutiérrez Romero

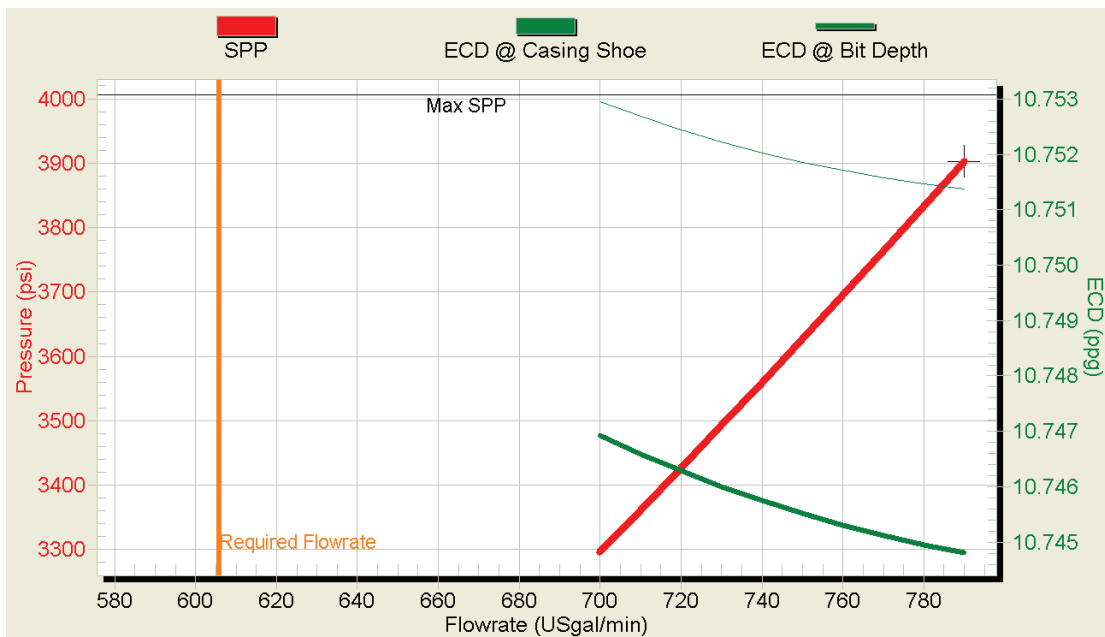
Los resultados de la hidráulica para la broca # 2 son los siguientes:

De la Gráfica 42 se puede apreciar:

- El mínimo caudal para limpiar el hueco es 605 gpm.
- El caudal con el que la broca va a terminar de perforar el Conglomerado Inferior es 790 gpm.

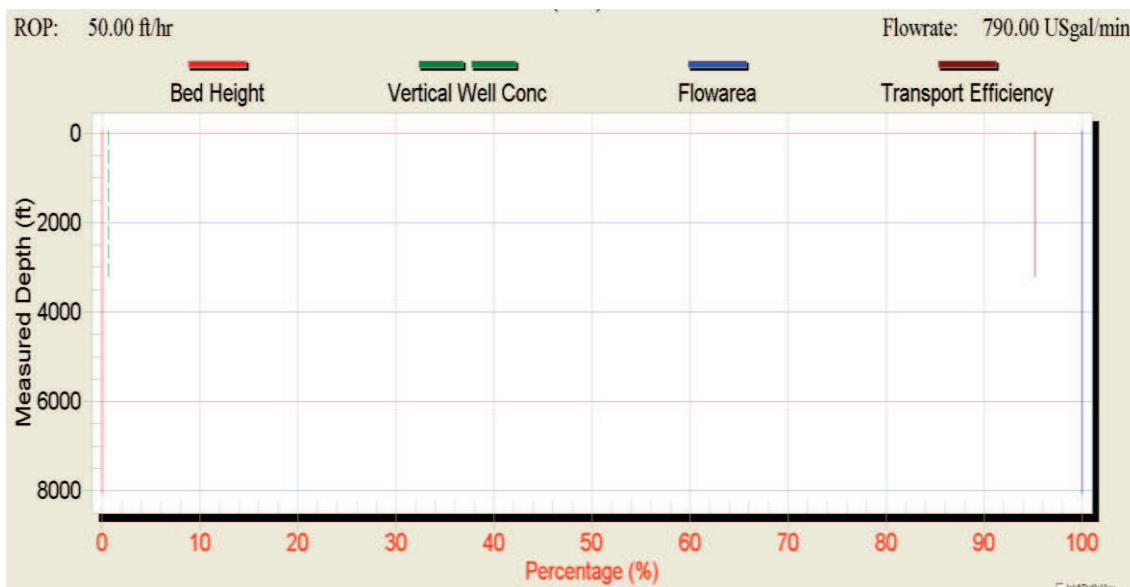
De la Gráfica 43 y Gráfica 44 se puede apreciar:

- Con ROP promedia de 50 pies/hora y caudal de 790 gpm se tiene 0% de formación de cama de cortes.



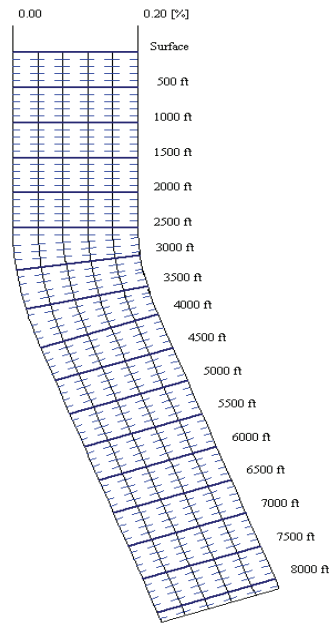
Gráfica 42. Caudal vs Presión del Stand Pipe con Broca # 2 hasta el Tope de Tena del pozo S

ELABORADO POR: Jayro Lenin Gutiérrez Romero



Gráfica 43. ROP y Caudal vs Profundidad medida con Broca # 2 hasta el Tope de Tena del pozo S

ELABORADO POR: Jayro Lenin Gutiérrez Romero



Gráfica 44. Cama de cortes vs Profundidad medida con Broca # 2 hasta el Tope de Tena del pozo S

ELABORADO POR: Jayro Lenin Gutiérrez Romero

Los resultados de la hidráulica para la broca # 3 son los siguientes:

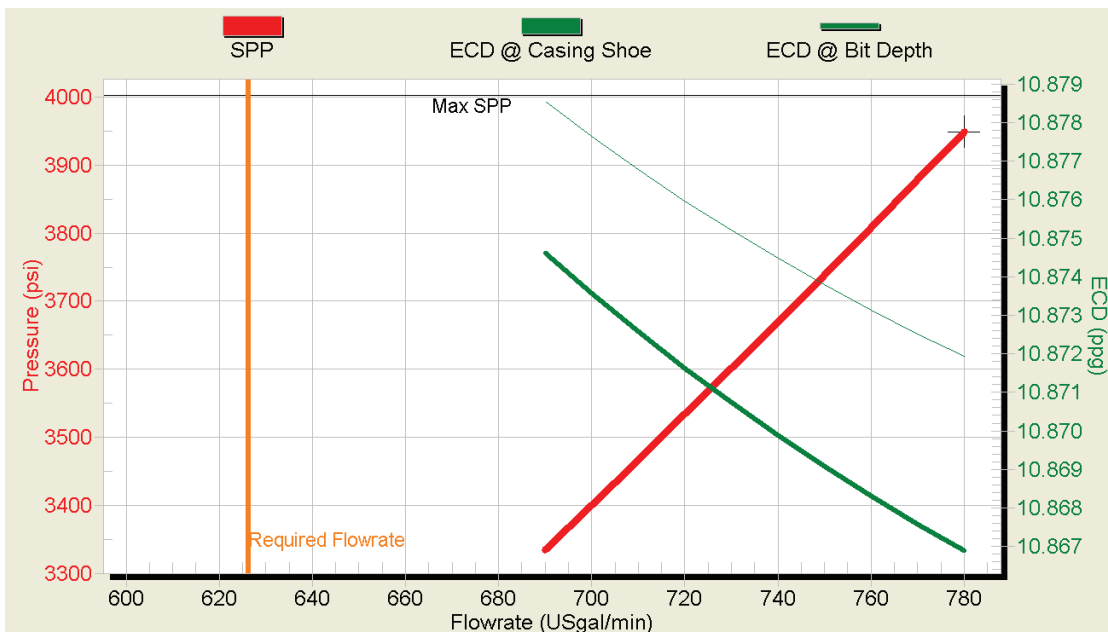
De la Gráfica 45 se puede apreciar:

- El mínimo caudal para limpiar el hueco es 625 gpm.
- El caudal con el que la broca va a terminar de perforar la Formación Tena es 780 gpm.

De la Gráfica 46 y Gráfica 47 se puede apreciar:

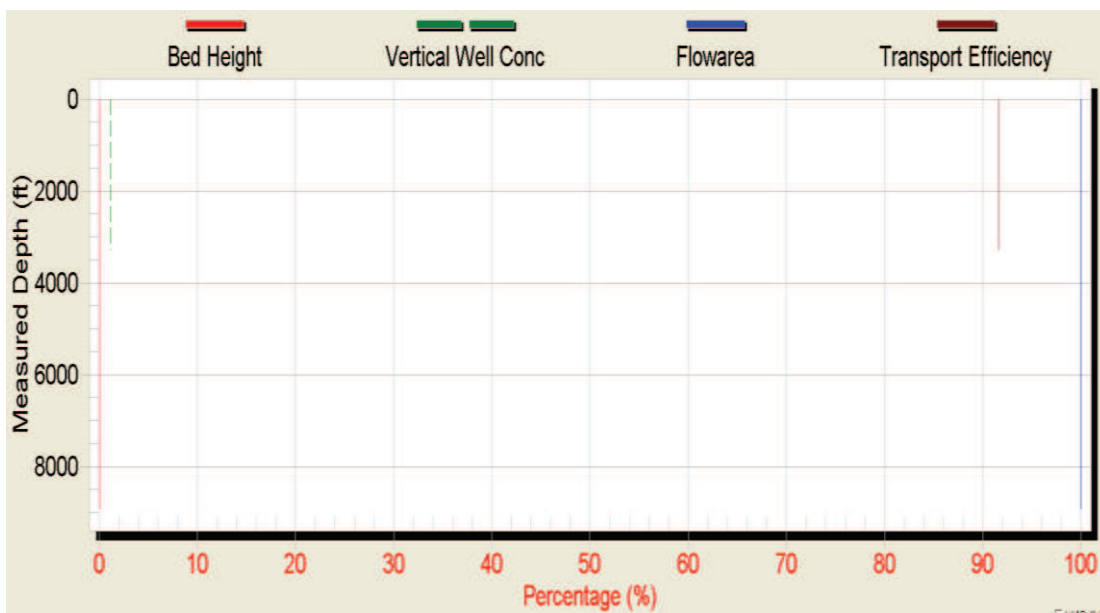
- Con ROP promedia de 70 pies/hora y caudal de 780 gpm se tiene 0% de formación de cama de cortes.

El TFA de la broca # 3 es más abierto que la broca # 1, sin embargo brinda un HSI de 1.89 que es bueno para perforar las arcillas de Tena.



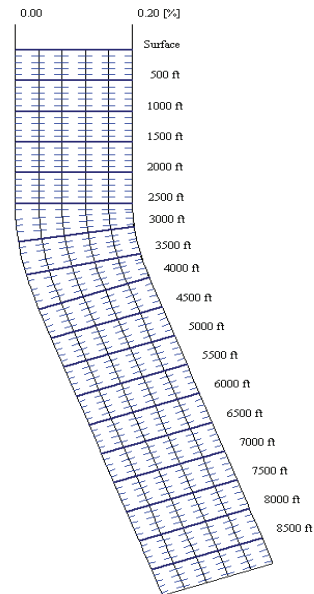
Gráfica 45. Caudal vs Presión del Stand Pipe con Broca # 3 hasta la Base de Tena del pozo S

ELABORADO POR: Jayro Lenin Gutiérrez Romero



Gráfica 46. ROP y Caudal vs Profundidad medida con Broca # 3 hasta la Base de Tena del pozo S

ELABORADO POR: Jayro Lenin Gutiérrez Romero



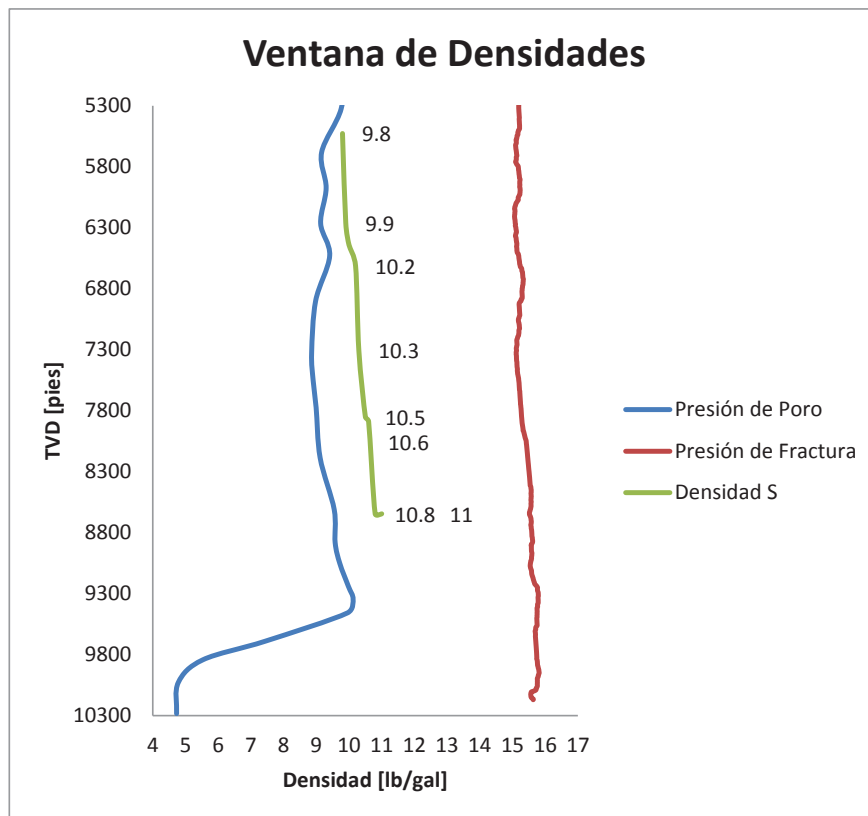
Gráfica 47. Cama de cortes vs Profundidad medida con Broca # 3 hasta la Base de Tena del pozo S

ELABORADO POR: Jayro Lenin Gutiérrez Romero

Las pautas para la **estrategia de limpieza y acondicionamiento del hoyo** son las siguientes:

- En los Conglomerados Superior e Inferior con la broca # 1 bombear 40 barriles de píldora viscosa cada parada perforada.
- Previo a iniciar la perforación, bajar con circulación y rotación las dos últimas paradas, una vez en fondo bombear 40 barriles de píldora viscosa y esperar que salga por la broca.
- Previo a perforar el conglomerado superior e inferior, agregar al sistema material sellante para evitar el excesivo filtrado.
- Repasar dos veces cada parada perforada.
- Previo a realizar algún viaje, bombear 30 BLS de píldora dispersa seguida de 40 BLS de píldora viscosa y circular hasta zarandas limpias.
- El principal indicador de una mala limpieza del hoyo es el aumento de la SPP, por tal razón si se observa picos altos fuera de lo normal es posible que nos encontremos frente a un empaquetamiento, lo recomendable es parar la perforación y circular el pozo hasta estabilizar la presión.

La densidad del fluido a utilizar se la obtendrá de la ventana de densidades (Ver Gráfica 48) en la cual se considera la presión de poro y la presión de fractura del campo en el que se pretende perforar el pozo S.



Gráfica 48. Ventana de Densidades del Pozo S

ELABORADO POR: Jayro Lenin Gutiérrez Romero

Las propiedades del fluido para obtener buenas ratas de penetración con limpieza del hoyo óptimas las podemos encontrar en la Tabla 92.





Estratigrafía	Litología	Densidad	Viscosidad de Embudo	pH	Lectura 600 RPM	Lectura 300 RPM	Lectura 6 RPM	Lectura 3 RPM	Gel 10 seg	Gel 10 min	Gel 30 min	Viscosidad Plástica	Punto Cedente	Filtrado	% de Arena	MBT
		lpg	seg/qt						lb/100ft2	lb/100ft2	lb/100ft2	cP	lb/100 pies2	mL/30 min	%	lb/bl
Orteguaza		9.8 - 9.9	46 - 47	9.0	43 - 46	32 - 34	6 - 7	5 - 6	3 - 5	5 - 8	7 - 10	11 - 12	21 - 22	<6.5	<0.2	<5
Tiyuyacu		9.9 - 10.3	46 - 48	9.0	49 - 52	34 - 38	6 - 7	5 - 6	5	8 - 9	10 - 13	14 - 16	19 - 24	<6.5	<0.2	<15
Congl. Tiyuyacu Inf.		10.3 - 10.5	47 - 48	9	53 - 56	38 - 40	6 - 7	5 - 6	5	8 - 9	13 - 14	14 - 17	21 - 25	<6.5	<0.2	<15
Tena		10.6 - 10.8	47 - 53	9	56 - 58	39 - 41	6 - 7	5 - 6	5 - 6	9 - 12	14 - 16	16 - 17	22 - 25	<6.5	<0.2	<15

Tabla 92. Propiedades del lodo para cada formación en la Sección de 12 ¼" del Pozo S

ELABORADO POR: Jayro Lenin Gutiérrez Romero

REFERENCIA: Propiedades del pozo BJ1

5.2.7 PARÁMETROS DE PERFORACIÓN

Uno de los mayores retos al perforar pozos direccionales es mantener los parámetros de perforación adecuados para mantenerse lejos de los problemas. De acuerdo a la experiencia obtenida en el análisis del presente estudio, los parámetros de perforación propuestos en la Tabla 93 aportarán al mejor comportamiento y rendimiento durante la perforación de la sección de 12 ¼”.

El peso sobre la broca (WOB), RPM en superficie y ROP esperada fueron tomadas de los parámetros de la Tabla 66, el caudal (gpm), presión del stand pipe (SPP), HSI e IF fueron tomados de la hidráulica realizada en la Tabla 88, Tabla 89 y Tabla 90.

El control de parámetros durante la perforación de los Conglomerados Superior e Inferior es la clave para minimizar el desgaste de los cortadores y calibre de la broca, estabilizadores y camisa del motor.








Estratigrafía	Litología	Intervalo	Tiempo estimado	ROP esperada	WOB	GPM	RPM Superficie	RPM Motor	SPP esperada	TORQUE esperado	HSI	IF
		pies	horas	pie/hora	kbs	gpm	rpm	rpm	psi	kbs-pie	HP/pulg ²	lb/pulg ²
Orteguaza		776	7.8	100	15 - 20	860	70	189	3960	<22	3.7	12.4
Tiyuyacu		193	2.4	80	20	860	70 - 80	189	3970	<22	3.7	12.4
		181	6.0	30	2 - 12	550	40	121	2267	<22	1.00	5.3
		735	9.2	80	24 - 26	800	80	176	3980	<22	3.1	11.2
Congl. Tiyuyacu Int.		120	4.0	30	2 - 18	550	40	121	2388	<22	1	5.3
		499	15.1	33	25 - 35	790	80	174	3897	12 - 15	2.45	10
Tena		800	8.9	90	14 - 20	780	60 - 80	171.6	3947	<22	1.89	8.8
Total		3304	53.4	62								

Tabla 93. Parámetros de perforación del Pozo S

ELABORADO POR: Jayro Lenin Gutiérrez Romero

5.2.8 SECUENCIA DE OPERACIONES

Las operaciones a seguir son las siguientes:

- Armar **BHA #1** direccional y **PDC # 1** (TFA: **0.8307**). Bajar con bomba y rotaria 2 paradas antes de conseguir tope de cemento, perforar cemento y tapones,

con un caudal de 600-650 GPM y un WOB entre 5-10 Klbs (perforar bajo del zapato con flujo controlado máximo 600 GPM).

- Continuar perforando tangencialmente a través de Orteguzza, Tiyuyacu, Conglomerado Superior, Tiyuyacu y hasta alcanzar el masivo del Conglomerado Inferior (parámetros controlados para el Conglomerado superior e inferior).
- Circular hasta zarandas limpias, chequear flujo y sacar la sarta de perforación a superficie. Revisar el estado del BHA y reportar la condición de la broca.
- Armar y bajar **BHA #2** direccional con **TCI # 2 (TFA: 0.9204)** hasta fondo, bombear píldora viscosa antes de reiniciar la perforación y perforar tangencialmente a través del Conglomerado inferior, hasta llegar al Tope de Tena.
- Circular hasta zarandas limpias, chequear flujo y sacar la sarta de perforación a superficie. Revisar el estado del BHA y reportar la condición de la broca.
- Armar y bajar **BHA #3** direccional con **PDC # 3 (TFA: 1.0316)** hasta fondo, bombear píldora viscosa antes de reiniciar la perforación y perforar tangencialmente a través de la Formación Tena, hasta el punto de revestimiento de 9 5/8”.
- Bombear tren de píldoras de limpieza, circular y homogenizar el lodo a **10.8 lb/gal** para compensar el ECD.
- Realizar viaje corto hasta la zapata de 13 3/8”. La secuencia operacional durante el viaje dependerá de las condiciones del hoyo. Máximo sobretensión de 50 klbs. Realizar backreaming únicamente en casos extremos.
- Regresar a fondo, bombear píldora viscosa-pesada y circular hasta zarandas limpias.
- Dejar en el hoyo abierto **120 bbl** de píldora viscosa-pesada preparada con lodo lubricado para compensar el ECD. Sacar tubería a superficie.

5.2.9 POTENCIALES PROBLEMAS DURANTE LA PERFORACIÓN

Taponamiento del Flow Line, tener constantemente una bomba para la limpieza del Flow line, además mantener limpio el bolsillo y zarandas, esto reducirá el riesgo de taponamiento del Flow line.

Pérdida de Circulación, en una gran mayoría de casos, cuando se atraviesan gravas se pierde un porcentaje de la circulación, se recomienda utilizar el mínimo peso del lodo posible pero al mismo tiempo que nos garantice la estabilidad de las paredes del hoyo y bombear píldoras viscosas con material sellante.

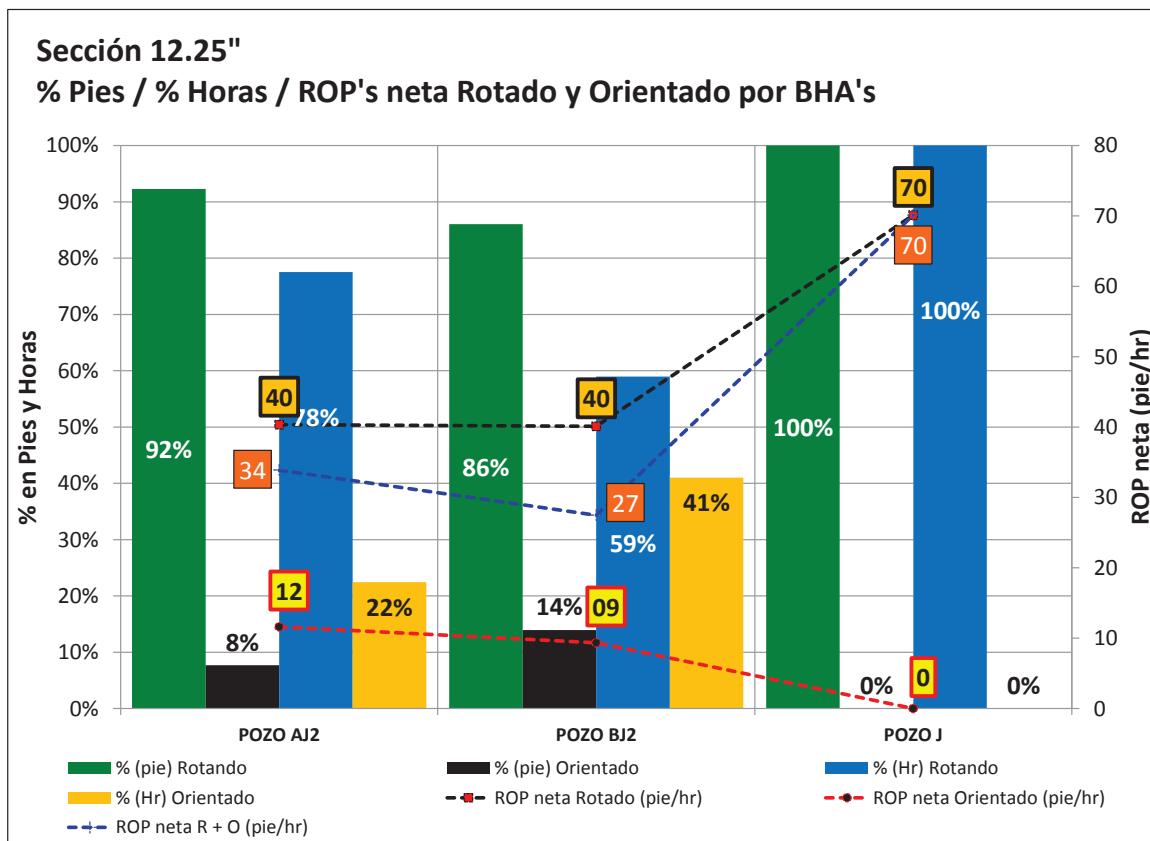
Ojo de llave, en sitios de cambios de rumbo y de ángulo combinado con formaciones suaves durante la sacada de tubería se puede presentar sobre tensiones cíclicas en cada tool joint, la circulación no presenta restricción. Se recomienda bajar la sarta y rimar en los puntos de mayor pata de perro. Si está pegada la tubería aplicar torque y martillar hacia abajo.

Empaquetamiento y Hoyo Apretado, generalmente durante la perforación se presentan problemas de empaquetamiento debido a estabilidad del hoyo, se recomienda tener en óptimas condiciones las propiedades del lodo, repasar las veces necesarias en cada conexión, bombear píldoras de limpieza, antes de cada viaje compensar el ECD, en el viaje no sobre tensionar más de 50 klbs, si el arrastre es continuo circular y repasar. Cualquier intento de pega martillar en sentido contrario al movimiento de la tubería antes de la pega.

5.3 COMPARACION DE POZOS DE ESTUDIO CON LOS POZOS PLANIFICADOS

5.3.1 POZOS TIPO J1

En la Gráfica 49 se indica la ROP de los dos pozos de estudio con el pozo planificado J. Se puede apreciar que la ROP rotando del pozo J es mayor a la de los pozos AJ2 y BJ2. No se evidencia modo de orientación en el pozo J, puesto que con las variables y parámetros de perforación dados en este capítulo para la perforación del pozo J, se espera que los pies orientados sean muy pocos para optimizar el tiempo productivo de este tipo de pozos.

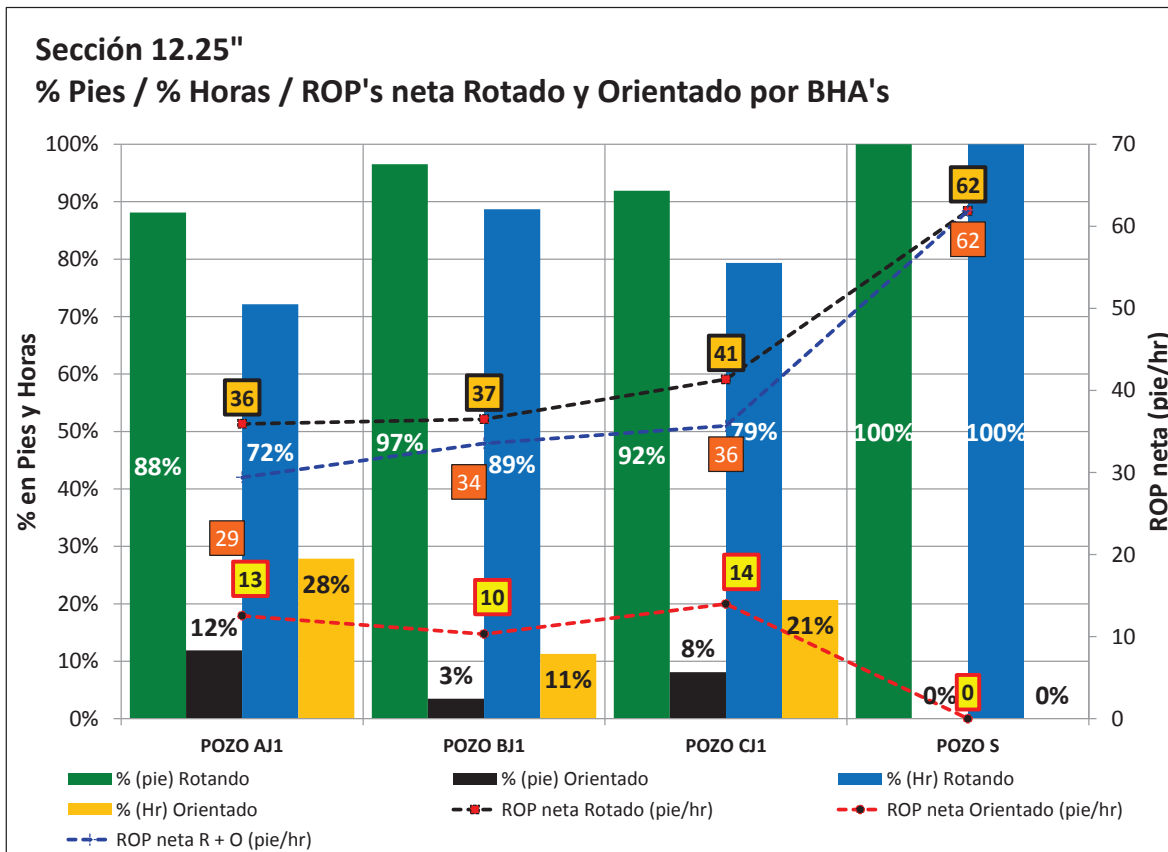


Gráfica 49. Rendimiento de los BHA's y Brocas en toda la Sección de 12.25" de los Pozos Tipo J2 y el Pozo J

ELABORADO POR: Jayro Lenin Gutiérrez Romero

5.3.2 POZOS TIPO J2

En la Gráfica 50 se indica la ROP de los tres pozos de estudio con el pozo planificado S. Se puede apreciar que la ROP rotando del pozo S es mayor a la de los pozos AJ1, BJ1 y CJ1. No se evidencia modo de orientación en el pozo S, puesto que con las variables y parámetros de perforación dados en este capítulo para la perforación del pozo S, se espera que los pies orientados sean muy pocos para optimizar el tiempo productivo de este tipo de pozos.



Gráfica 50. Rendimiento de los BHA's y Brocas en toda la Sección de 12.25" de los Pozos Tipo J1 y el Pozo S

ELABORADO POR: Jayro Lenin Gutiérrez Romero

CAPÍTULO 6

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 CONCLUSIONES

De los resultados obtenidos en el análisis del presente estudio se logró evidenciar los siguientes puntos:

- La **Formación Orteguzza** incide en el BHA una tendencia a tumbar inclinación, para los pozos tipo J1 (20° - 30° de inclinación) su tasa promedio de tumbado es de $-0.25^{\circ}/100$ pies y para los pozos tipo J2 (35° - 45° de inclinación) su tasa promedio de tumbado es de $-0.45^{\circ}/100$ pies.
- La **Formación Tiyuyacu** incide en el BHA una tendencia a levantar inclinación, para los pozos tipo J1 (20° - 30° de inclinación) su tasa promedio de construcción es de $0.3^{\circ}/100$ pies y para los pozos tipo J2 (35° - 45° de inclinación) su tasa promedio de construcción es de $0.5^{\circ}/100$ pies.
- El miembro **Conglomerado Superior de Tiyuyacu** incide en el BHA, para los pozos tipo J1 (20° - 30° de inclinación) una tendencia a frenar la construcción de Tiyuyacu y mantener la inclinación y para los pozos tipo J2 (35° - 45° de inclinación) una tasa promedio de construcción de $0.2^{\circ}/100$ pies.
- El miembro **Conglomerado Inferior de Tiyuyacu** para una broca **PDC** incide en el BHA, para los pozos tipo J1 (20° - 30° de inclinación) una tendencia a frenar la construcción de Tiyuyacu y mantener la inclinación y para los pozos tipo J2 (35° - 45° de inclinación) una tasa promedio de tumbado de $0.2^{\circ}/100$ pies.
- El miembro **Conglomerado Inferior de Tiyuyacu** para una broca **TCI** incide en el BHA una tendencia a tumbar inclinación, para los pozos tipo J1 (20° - 30° de inclinación) su tasa promedio de tumbado es de $-1.3^{\circ}/100$ pies

y para los pozos tipo J2 (35° - 45° de inclinación) su tasa promedio de tumbado es de -1.7°/100 pies.

- La **Formación Tena** incide en el BHA una tendencia a levantar inclinación, para los pozos tipo J1 (20° - 30° de inclinación) su tasa promedio de construcción es de 0.32°/100 pies y para los pozos tipo J2 (35° - 45° de inclinación) su tasa promedio de construcción es de 0.12°/100 pies.
- La **Formación Napo Superior** incide en el BHA una tendencia a tumbar inclinación, para los pozos tipo J1 (20° - 30° de inclinación) su tasa promedio de tumbado es de -1.12°/100 pies y para los pozos tipo J2 (35° - 45° de inclinación) su tasa promedio de tumbado es de -0.73°/100 pies.
- La dirección o azimut de las formaciones depende del buzamiento de los estratos.
- Al entrar a la Formación Napo se evidenció que la ROP baja considerablemente.
- La limitación del Taladro de Perforación con respecto a la presión máxima, afecta a la limpieza del hueco y a la hidráulica de la broca. Los pozos CJ1 y BJ2 manejaron caudales relativamente bajos para no sobrepasar los 4000 psi de presión, y para compensar ese caudal y consecuentemente ayudar a la limpieza y mejorar la ROP se bombearon píldoras dispersas y viscosas más a menudo que los demás pozos de estudio.
- El no controlar los parámetros de perforación durante el miembro del Conglomerado Superior, incurrieron en el prematuro desgaste de los cortadores de la broca PDC del pozo CJ1. Así mismo el orientar el BHA con la broca Tricónica de insertos dentro del Conglomerado Inferior, redujo el calibre de la broca del pozo AJ2 y generalmente afectó a los estabilizadores del BHA.

- En los pozos tipo J1 y J2 el mantener valores entre 20 y 28 de punto cedente es óptimo para el acarreo de los ripios de perforación.
- Si el diseño del BHA, selección de la broca y propiedades del fluido no son adecuados para un pozo en específico, por más que se aplique valores altos de WOB y RPM, no existe garantía que la rata de penetración aumente.
- Al tener pozos con ángulos de inclinación mayores a 30 grados, se incrementa el riesgo del desgaste prematuro de los estabilizadores del BHA, debido a que la sarta de perforación se acuesta en las paredes del hoyo.

6.2 RECOMENDACIONES

- Para perforar las Formaciones Orteguaza, Tiyuyacu, Conglomerado Superior e Inferior antes de entrar al masivo de los pozos con similares características a los **tipo J1** y **tipo J2** se recomienda:
 - Un BHA con dos herramientas que presenten las siguientes especificaciones, un estabilizador de 11.5 pulgadas y una camisa del motor de 12.125 pulgadas, dicho BHA utiliza el principio Fulcrum que ayudará a contrarrestar el tumbado en la Formación Orteguaza, el aumento de inclinación en la Formación Tiyuyacu y frenar la construcción en el Conglomerado Superior e Inferior.
 - Una broca PDC que presente las siguientes especificaciones técnicas: 5 aletas, doble hilera de cortadores, 19 mm cada cortador, mayor a 2.5 pulgadas de longitud del calibre, mayor a 30 pulgadas cuadradas de área de flujo y que este diseñada para formaciones de medias a duras cuyo código IADC mínimo es M323.
 - Perforar con parámetros normales en todo el intervalo excepto en el Conglomerado Superior e Inferior en donde se controlará los siguientes parámetros: WOB, RPM en superficie y GPM.

- Para perforar el Conglomerado Inferior masivo de los pozos con similares características a los **tipo J1** y **tipo J2** se recomienda:
 - Un BHA con dos herramientas que presenten las siguientes especificaciones, un estabilizador de 11.5 pulgadas y una camisa del motor de 12.125 pulgadas, dicho BHA utiliza el principio Fulcrum que ayudará a contrarrestar el tumbado en el Conglomerado Inferior.
 - Una broca Tricónica de Insertos que presente las siguientes especificaciones técnicas: insertos de carburo de tungsteno como estructura de corte, cojinetes de fricción (Journal) y sellos elastómeros O Ring.
 - Perforar con parámetros normales.

- Para perforar la Formación Tena y Napo Superior de los pozos con similares características a los **tipo J1** y **tipo J2** se recomienda:
 - Para los **tipo J1** un BHA con dos herramientas que presenten las siguientes especificaciones, un estabilizador de 11.5 pulgadas y una camisa del motor de 12.125 pulgadas. Para los **tipo J2** un BHA con dos herramientas que presenten las siguientes especificaciones, un estabilizador de 11.75 pulgadas y una camisa del motor de 12.125 pulgadas.
 - Una broca PDC que presente las siguientes especificaciones técnicas: 5 aletas, doble hilera de cortadores, 19 mm cada cortador, menor a 3 pulgadas de longitud del calibre, menor a 35 pulgadas cuadradas de área de flujo.
 - Perforar con parámetros normales.

- Perforar la sección de 12 ¼” hasta la base de la Formación Tena, puesto que al entrar a la Formación Napo Superior se ha visto que la ROP disminuye aproximadamente a 13 pies/hora.

- Si se pretende perforar todo el Conglomerado Inferior con una broca PDC, y si el espesor del miembro es justificable, se recomienda utilizar un PDM

de 0.16 rev/gal, con el fin de incrementar el caudal (gpm) y así obtener las mismas RPM en el motor que si utilizamos un PDM de 0.22 rev/gal a un menor caudal. El objetivo es optimizar la limpieza del hoyo y avanzar en la perforación con un mayor rendimiento.

- En todos los pozos donde se perfora las Formaciones de estudio, utilizar un Fluido Polimérico que ayude a inhibir las lutitas de Orteguzza y Napo Superior; así como las arcillas de Tiyuyacu y Tena.
- Para la selección del TFA se deberá realizar una hidráulica considerando las limitaciones del taladro de perforación (presión y tubería) y los requerimientos del pozo a perforarse (profundidad, PDM, broca, fluido, etc.).
- Si se requiere perforar la sección de 12 ¼" sin tener la necesidad de orientar con un motor PDM durante la perforación, se puede considerar utilizar un Sistema Rotatorio Dirigible (RSS), siempre y cuando se considere el costo por pie que involucraría utilizar este tipo de herramienta.
- No existe una receta única para perforar un pozo, sino lineamientos que pueden aportar a las mejores prácticas de perforación. La metodología empleada en el presente estudio nos da la pauta para analizar los problemas y según los resultados optimizar las variables de perforación que incurrieron en los tiempos no productivos.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. **Baby P., Rivadeneira M., Barragán R.;** La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo, 1ª Edición, 2004.
2. **Jaillard E.;** Síntesis Estratigráfica y Sedimentológica del Cretáceo y Paleógeno de la Cuenca Oriental de Ecuador, 1997.
3. **Rivadeneira M., Baby P.;** La Cuenca Oriente: Estilo Tectónico, Etapas de Deformación y Características Geológicas de los principales campos de Petroproducción, 1999.
4. **Dueñas, J.,** Apuntes de Clases de Perforación, 2009.
5. **Baker Hughes Inteq;** Drilling Engineering Workbook, 1995.
6. **CIED,** Equipos de Perforación y sus Componentes, 1995.
7. **Rabia H.;** Well Engineering & Construction, 2005.
8. **Baker Hughes Inteq;** Advanced Wireline & MWD Procedures Manual, 1992.
9. **Baker Hughes Inteq;** BUR Chart Book, 2009.
10. **Baker Hughes Inteq;** Directional Surveying, 1998.
11. **Baker Hughes Inteq;** Navi Drill Motor Handbook, 2009.
12. **Baker Hughes Inteq;** Especificaciones Técnicas de AutoTrak, 2009.
13. **Baker Hughes Inteq;** Vibration Stick Slip, 1998.
14. **Baker Hughes Inteq;** Navigator, 1996.
15. **Hughes Christensen;** Diamond Tech IV Manual, 2006.

16. Hughes Christensen; Tricone Tech Manual, 2004.

17. Baker Hughes Drilling Fluids; Manual de Ingeniería: Fluidos de Perforación y Completación, 2005.

18. BP Exploration; Training to Reduce Unscheduled Events, 1998.

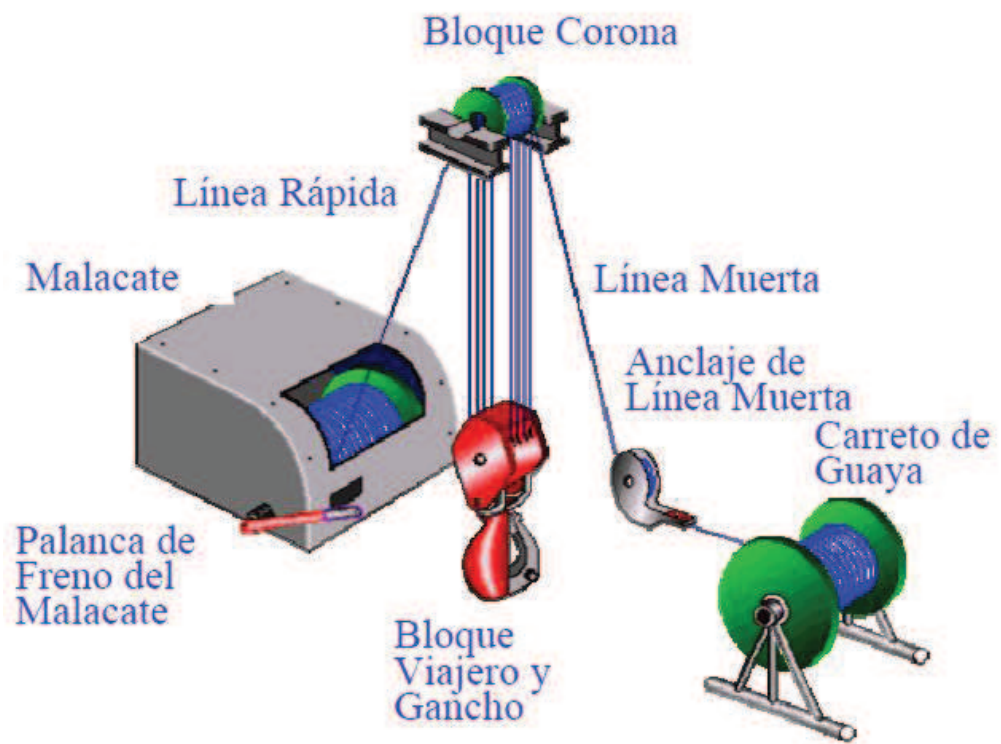
19. Baker Hughes; ADVANTAGE Software.

ABREVIATURAS

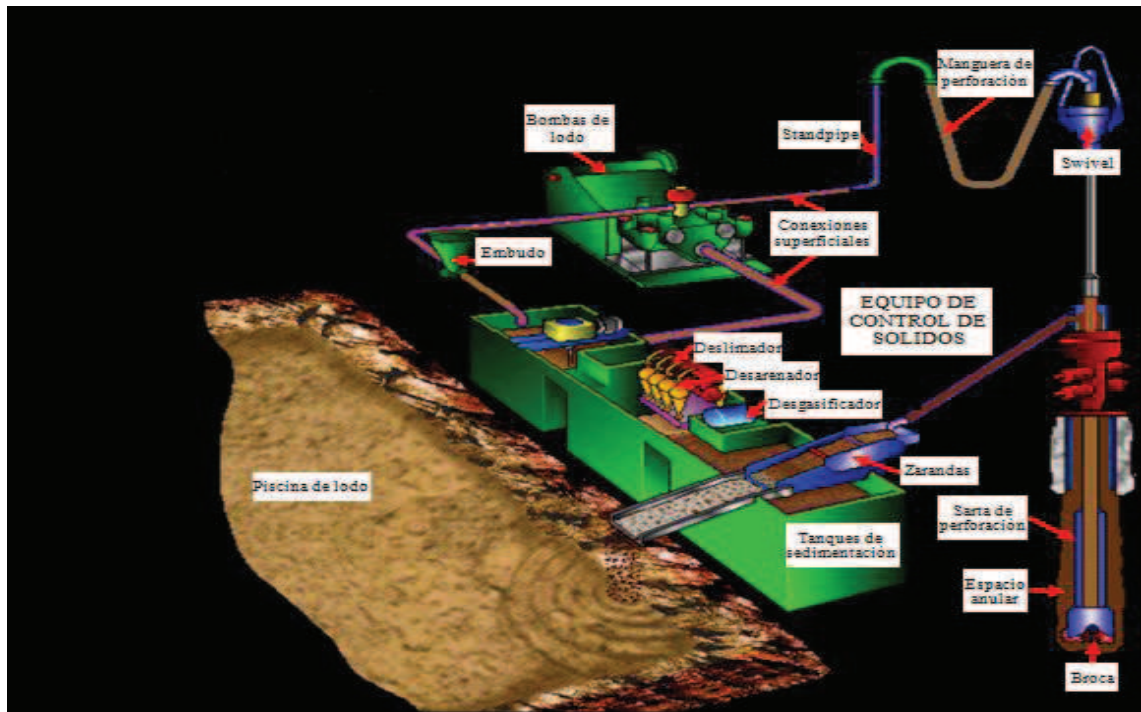
ROP	:	Rata de penetración
WOB	:	Peso sobre la broca
RPM	:	Revoluciones por minuto
TQ	:	Torque
SPP	:	Presión del Stand pipe o tubería vertical
GPM	:	Galones por minuto
PDC	:	Diamante policristalino compacto
TCI	:	Insertos de carburo de tungsteno
TFA	:	Área total de flujo
HSI	:	Caballaje hidráulico por pulgada cuadrada
IF	:	Fuerza de Impacto
BHA	:	Ensamblaje de fondo
ECD	:	Densidad equivalente de circulación
IADC	:	Asociación internacional de contratistas de perforación
PDM	:	Motor de desplazamiento positivo
RSS	:	Sistema rotatorio dirigible
BUR (+)	:	Tasa de construcción
BUR (-)	:	Tasa de tumbado
TUR (+)	:	Giro a la derecha
TUR (-)	:	Giro a la izquierda
AKO	:	Dispositivo de deflexión estándar
PV	:	Viscosidad plástica
YP	:	Punto cedente
MBT	:	Prueba de azul de metileno
ID	:	Diámetro interno
OD	:	Diámetro externo

ANEXOS

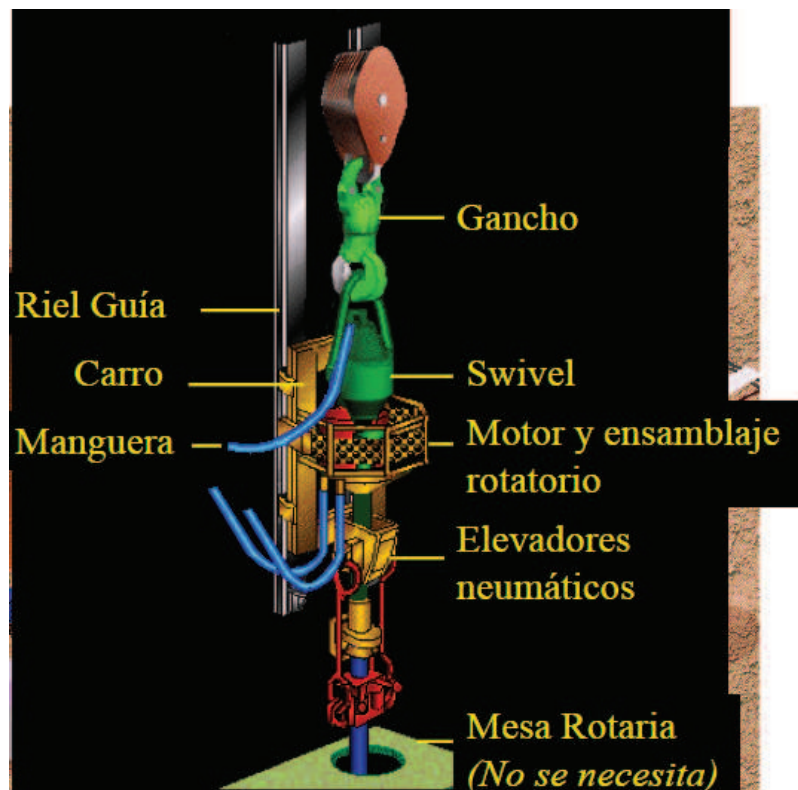
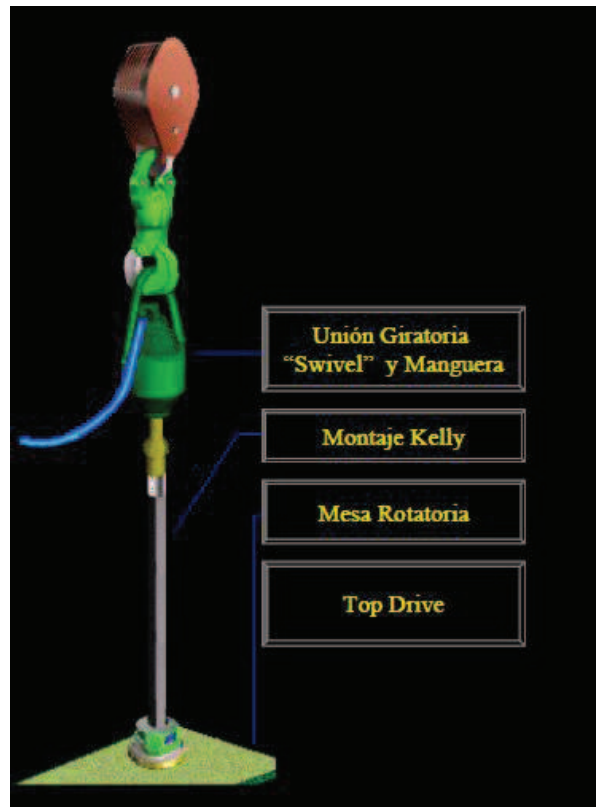
ANEXO 1. SISTEMA DE ELEVACIÓN



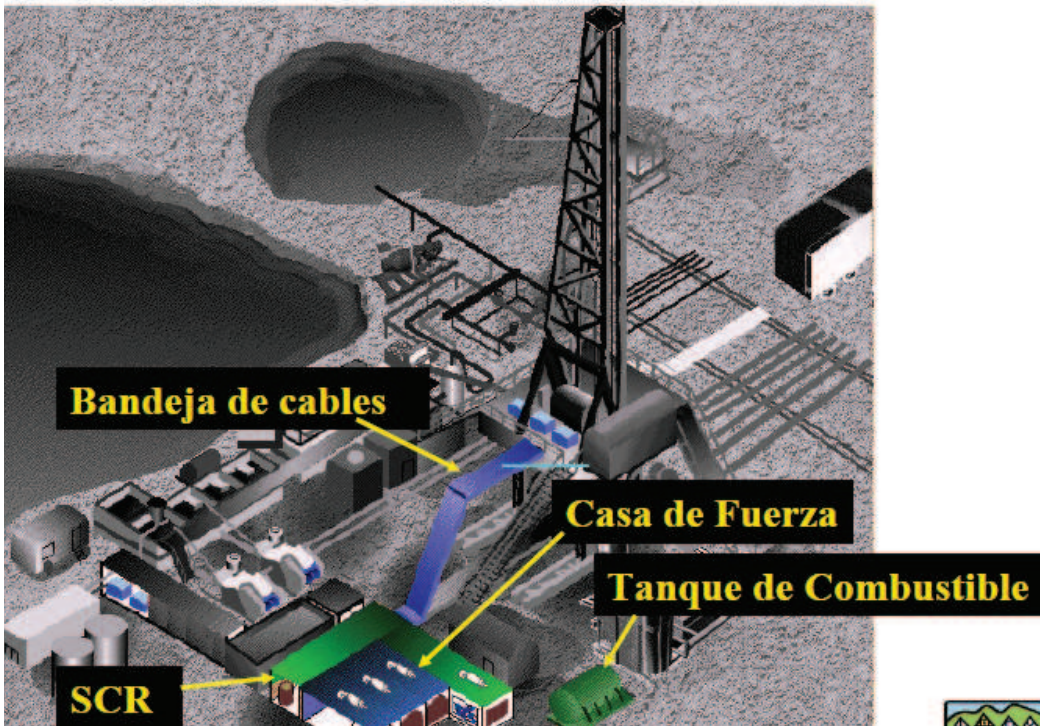
ANEXO 2. SISTEMA DE CIRCULACIÓN



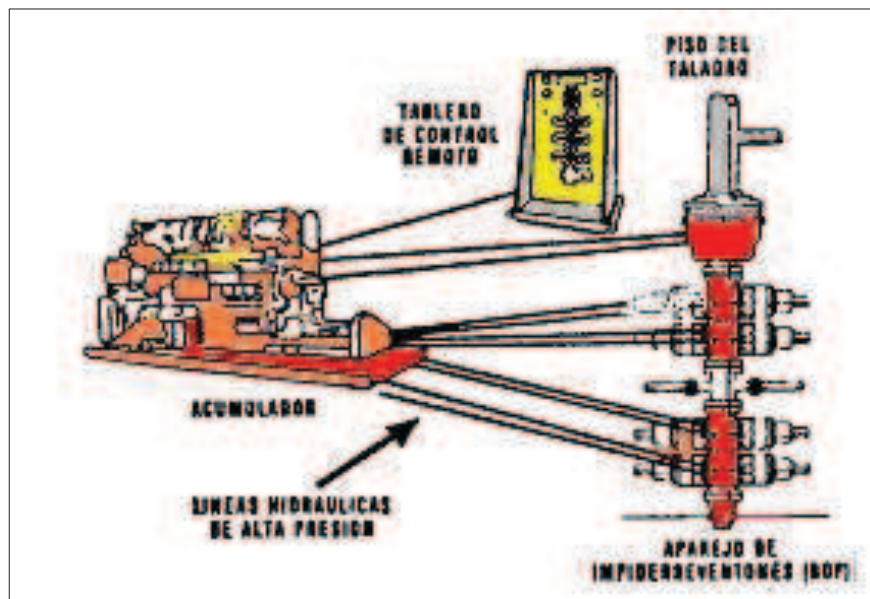
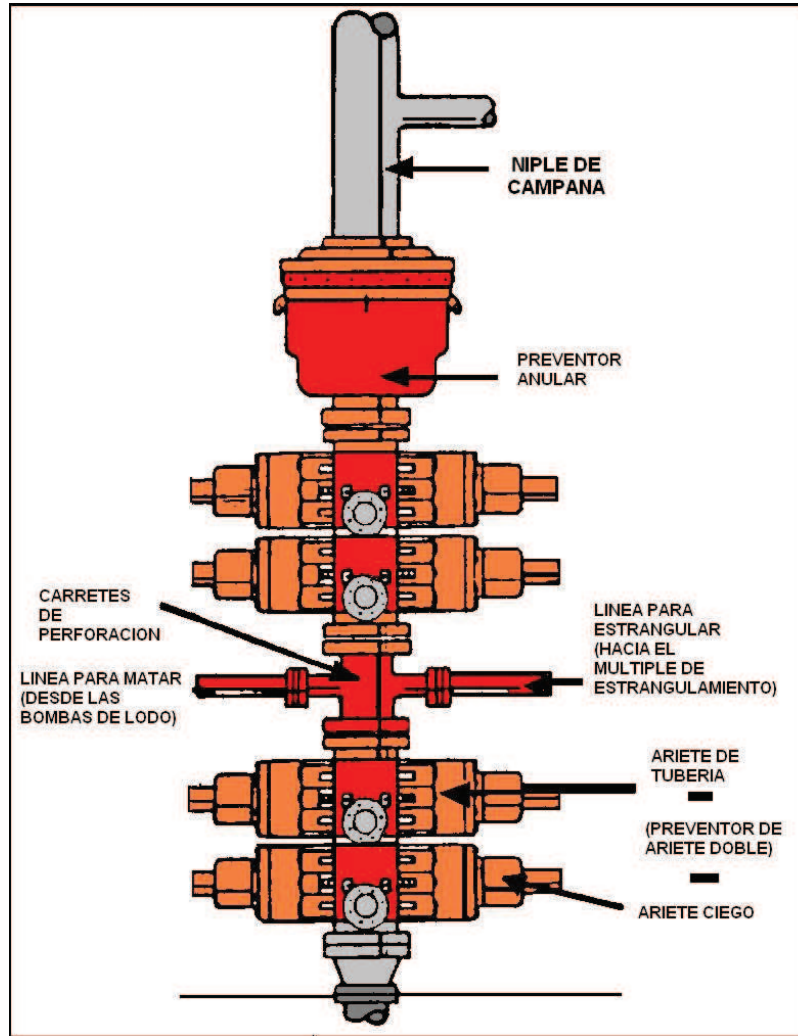
ANEXO 3. SISTEMA ROTATORIO



ANEXO 4. SISTEMA DE GENERACIÓN DE POTENCIA



ANEXO 5. SISTEMA DE PREVENCIÓN DE REVENTONES

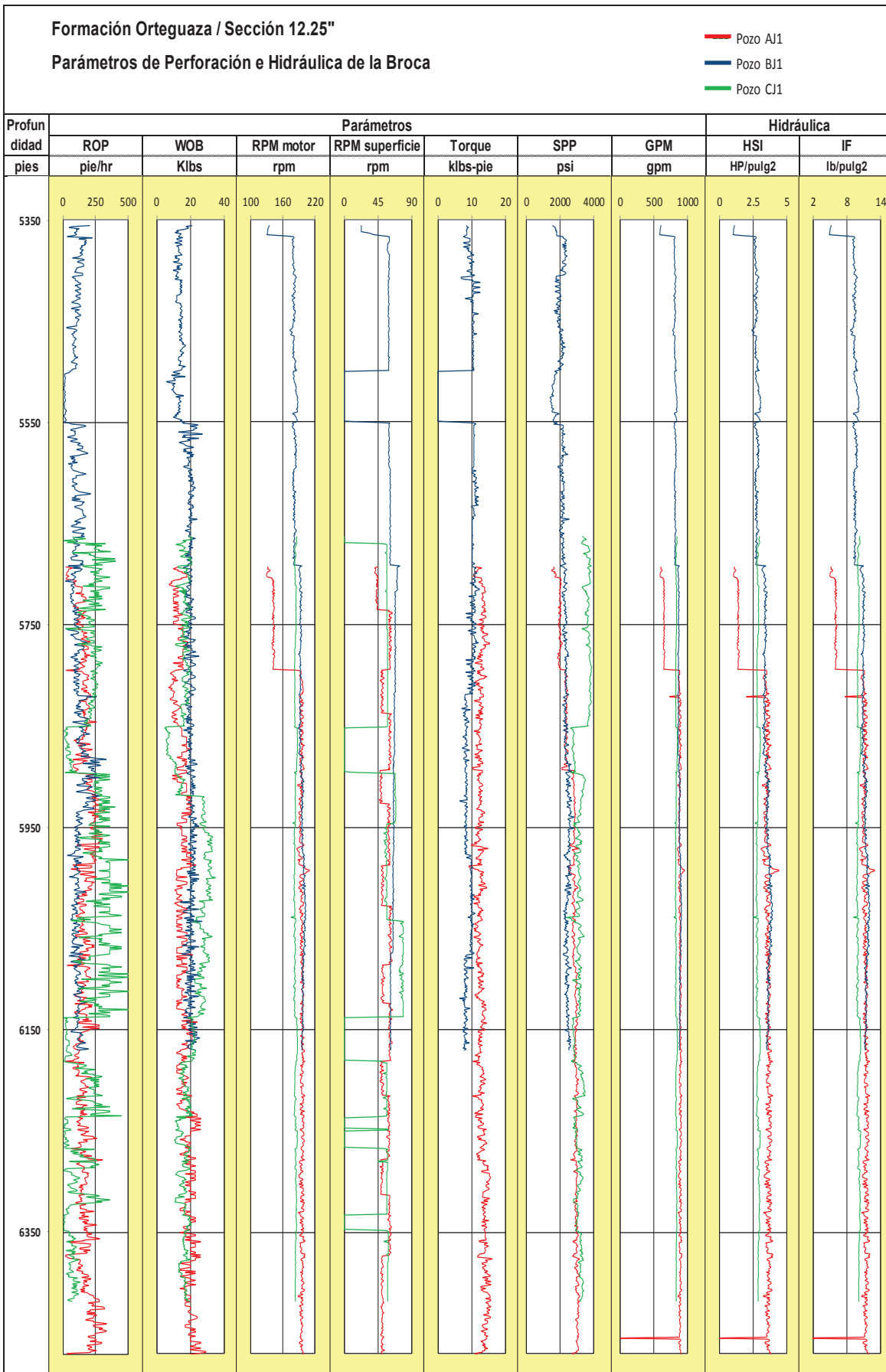


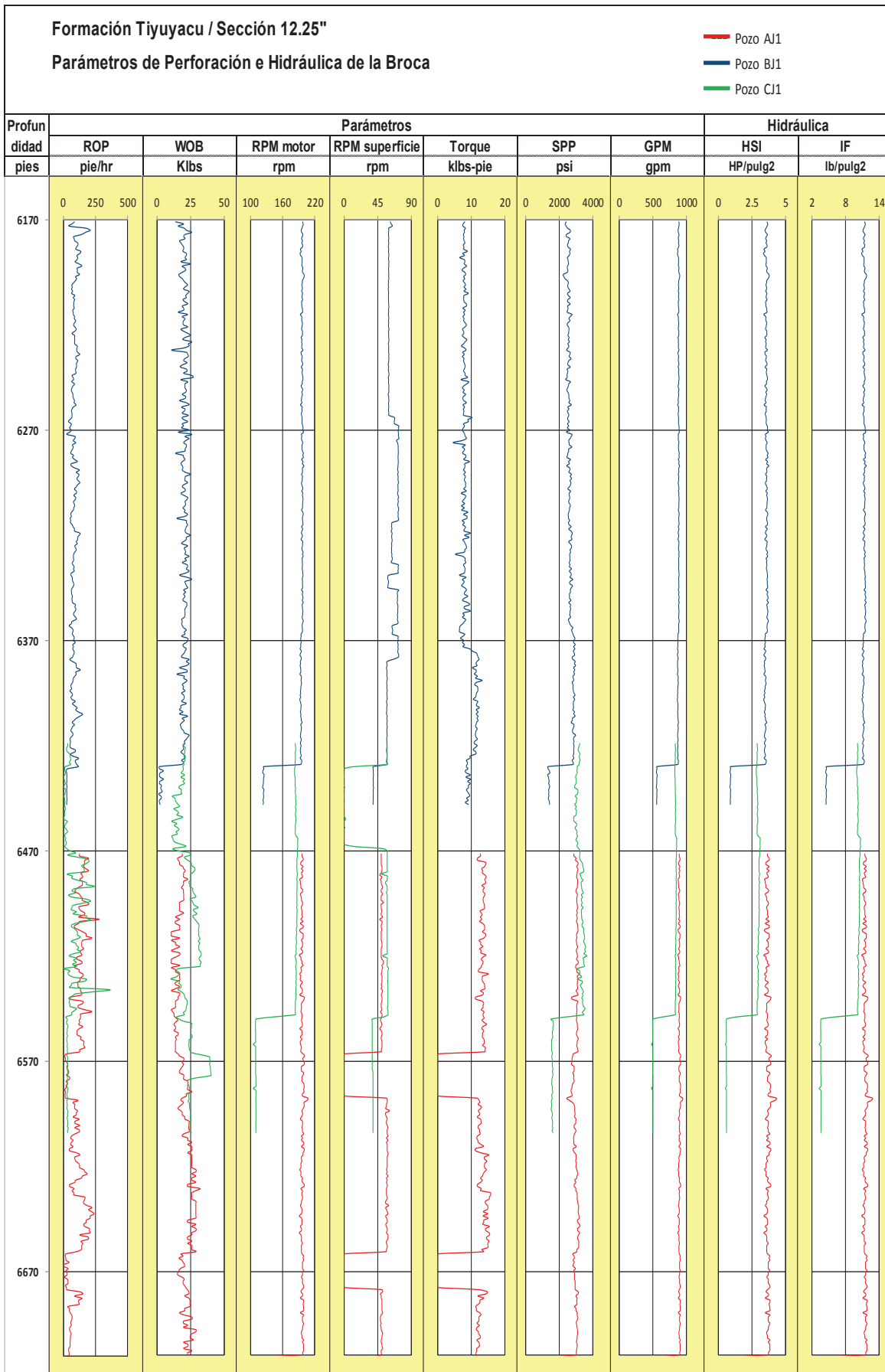
ANEXO 6. PÉRDIDA DE PRESIÓN EN EL EQUIPO DE SUPERFICIE

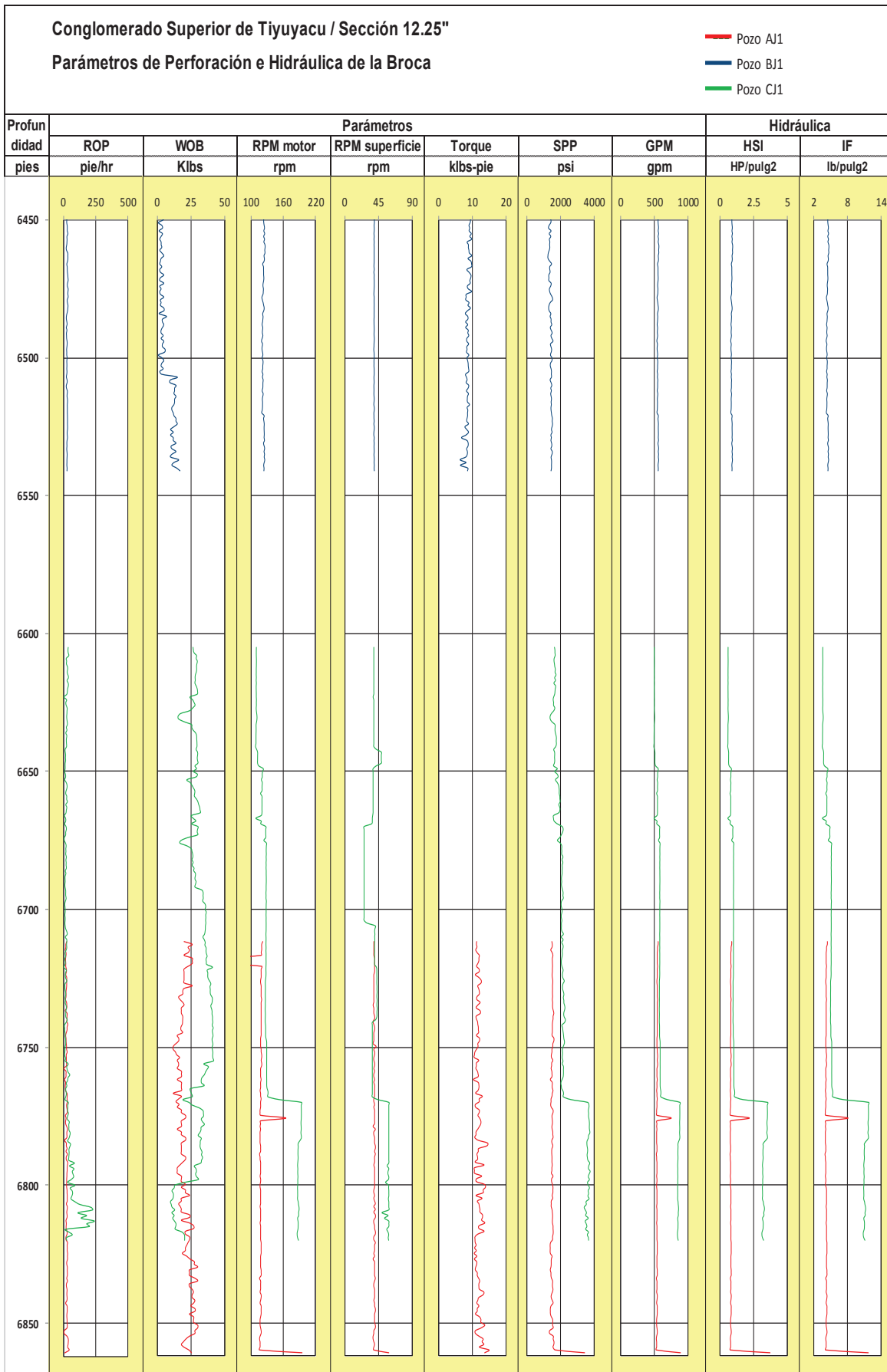
GPM	Tipo de equipo superficial				GPM	Tipo de equipo superficial			
	1	2	3	4		1	2	3	4
50	2	1	-	-	410	137	49	30	20
60	3	1	-	-	420	144	51	31	21
70	5	1	1	-	430	150	54	33	22
80	6	2	1	1	440	157	56	34	23
90	8	3	1	1	450	164	59	36	24
100	10	3	2	1	460	170	61	37	25
110	11	4	2	1	470	177	64	39	26
120	14	5	3	2	480	184	66	40	27
130	16	5	3	2	490	192	69	42	28
140	18	6	4	2	500	199	71	43	29
150	21	7	4	3	510	207	74	45	31
160	24	8	5	3	520	214	77	47	32
170	26	9	5	4	530	222	80	48	33
180	29	10	6	4	540	230	82	50	34
190	33	11	7	4	550	238	85	52	35
200	36	13	8	5	560	246	88	54	37
210	39	14	8	6	570	254	91	56	38
220	43	15	9	6	580	262	94	57	39
230	47	16	10	7	590	271	97	59	40
240	50	18	11	7	600	280	100	61	42
250	55	19	12	8	610	288	104	63	43
260	59	21	13	8	620	297	107	65	44
270	63	22	14	9	630	306	110	67	46
280	67	24	14	10	640	315	113	69	47
290	72	26	15	10	650	325	117	71	48
300	77	27	17	11	660	334	120	73	50
310	82	29	18	12	670	343	123	75	51
320	87	31	19	13	680	353	127	77	53
330	92	33	20	13	690	363	130	79	54
340	97	35	21	14	700	373	134	82	56
350	102	37	22	15	710	383	137	84	57
360	108	39	23	16	720	393	141	86	59
370	114	41	25	17	730	403	145	88	60
380	119	43	26	18	740	413	148	91	62
390	125	45	27	18	750	424	152	93	63
400	131	47	29	19	760	434	156	95	65

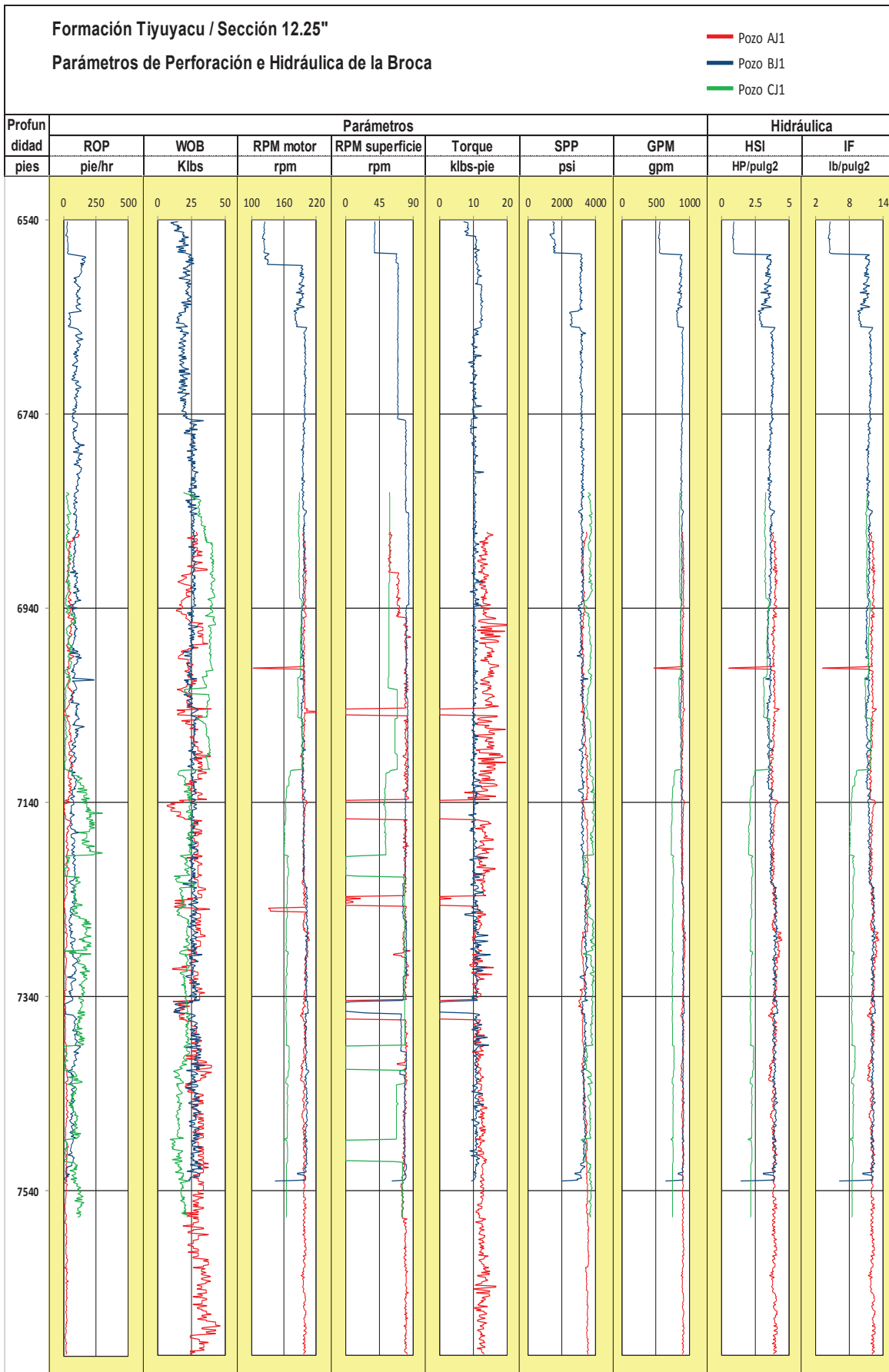
GPM	Tipo de equipo superficial				GPM	Tipo de equipo superficial		
	1	2	3	4		1	2	3
770	445	160	98	66	1140	–	332	203
780	456	164	100	68	1150	–	338	206
790	467	168	102	70	1160	–	343	210
800	478	172	105	71	1170	–	349	213
810	489	176	107	73	1180	–	354	216
820	500	180	110	75	1190	–	360	220
830	512	184	112	76	1200	–	366	223
840	523	188	115	78	1210	–	371	227
850	535	192	117	80	1220	–	377	230
860	547	197	120	82	1230	–	383	234
870	559	201	123	83	1240	–	389	237
880	571	205	125	85	1250	–	394	241
890	583	209	128	87	1260	–	400	244
900	595	214	131	89	1270	–	406	248
910	607	218	133	91	1280	–	412	252
920	620	223	136	93	1290	–	418	255
930	632	227	139	94	1300	–	424	259
940	645	232	142	96	1310	–	430	263
950	658	237	144	98	1320	–	437	267
960	671	241	147	100	1330	–	443	270
970	684	246	150	102	1340	–	449	274
980	697	251	153	104	1350	–	455	278
990	710	256	156	106	1360	–	461	282
1000	724	260	159	108	1370	–	468	286
1010	–	265	162	110	1380	–	474	290
1020	–	270	165	112	1390	–	481	294
1030	–	275	168	114	1400	–	487	297
1040	–	280	171	116	1410	–	494	301
1050	–	285	174	119	1420	–	500	305
1060	–	290	177	121	1430	–	507	309
1070	–	295	180	123	1440	–	513	314
1080	–	300	183	125	1450	–	520	318
1090	–	306	187	127	1460	–	527	322
1100	–	311	190	129	1470	–	533	326
1110	–	316	193	131	1480	–	540	330
1120	–	321	196	134	1490	–	547	334
1130	–	327	200	136	1500	–	554	338

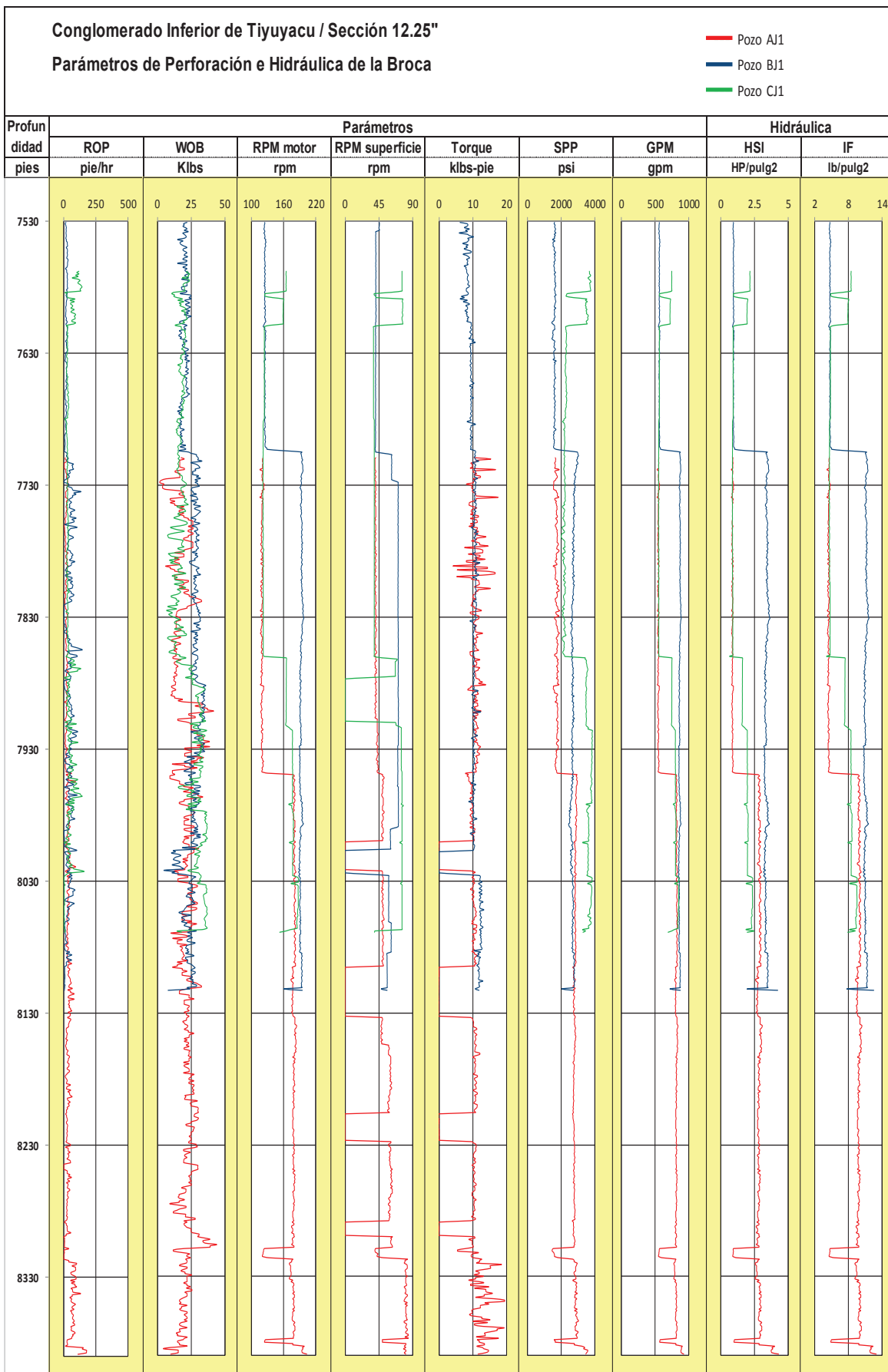
**ANEXO 7. PARÁMETROS DE PERFORACIÓN E HIDRÁULICA DE
LA BROCA DE LOS POZOS TIPO J1**

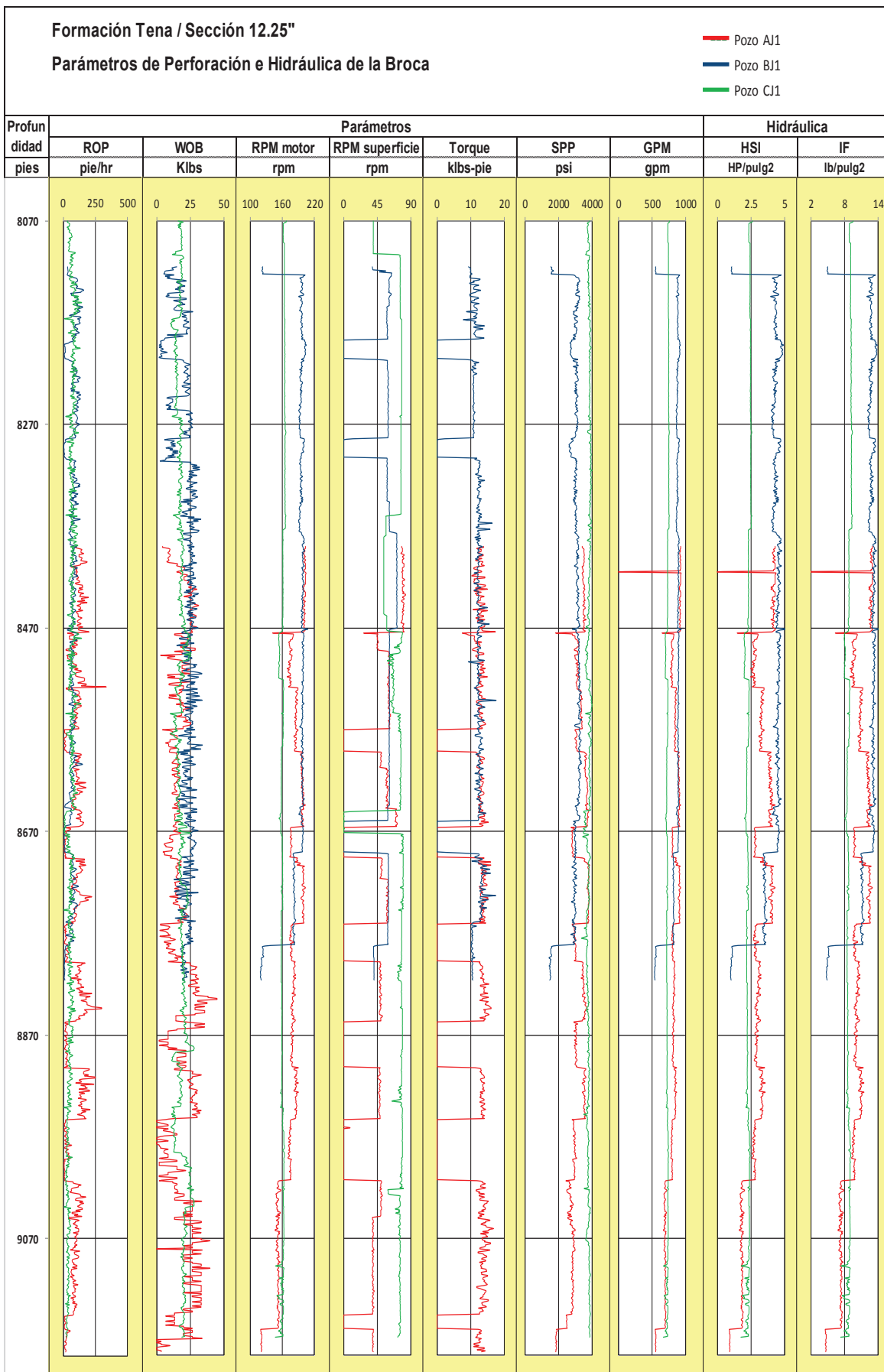


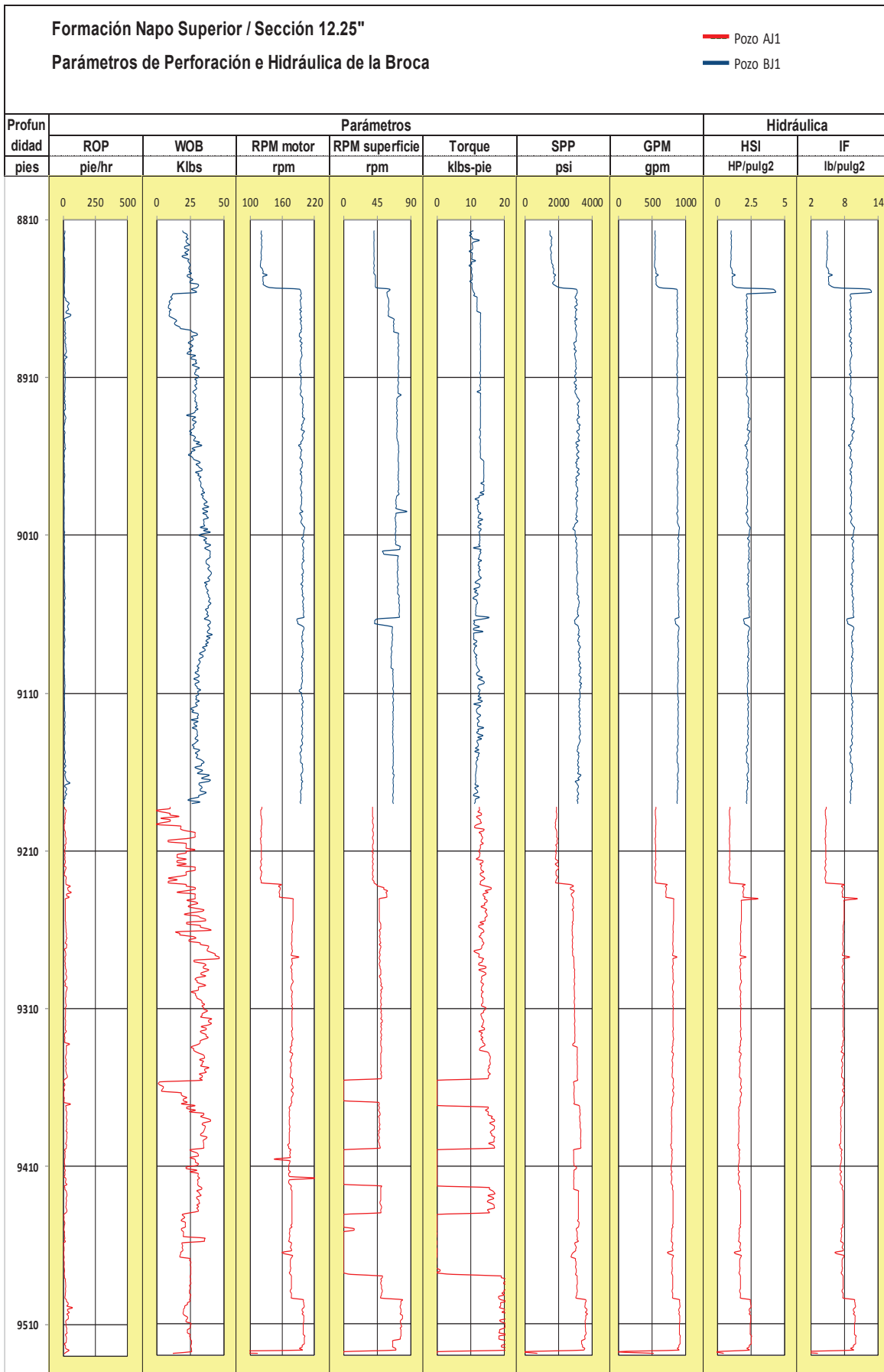




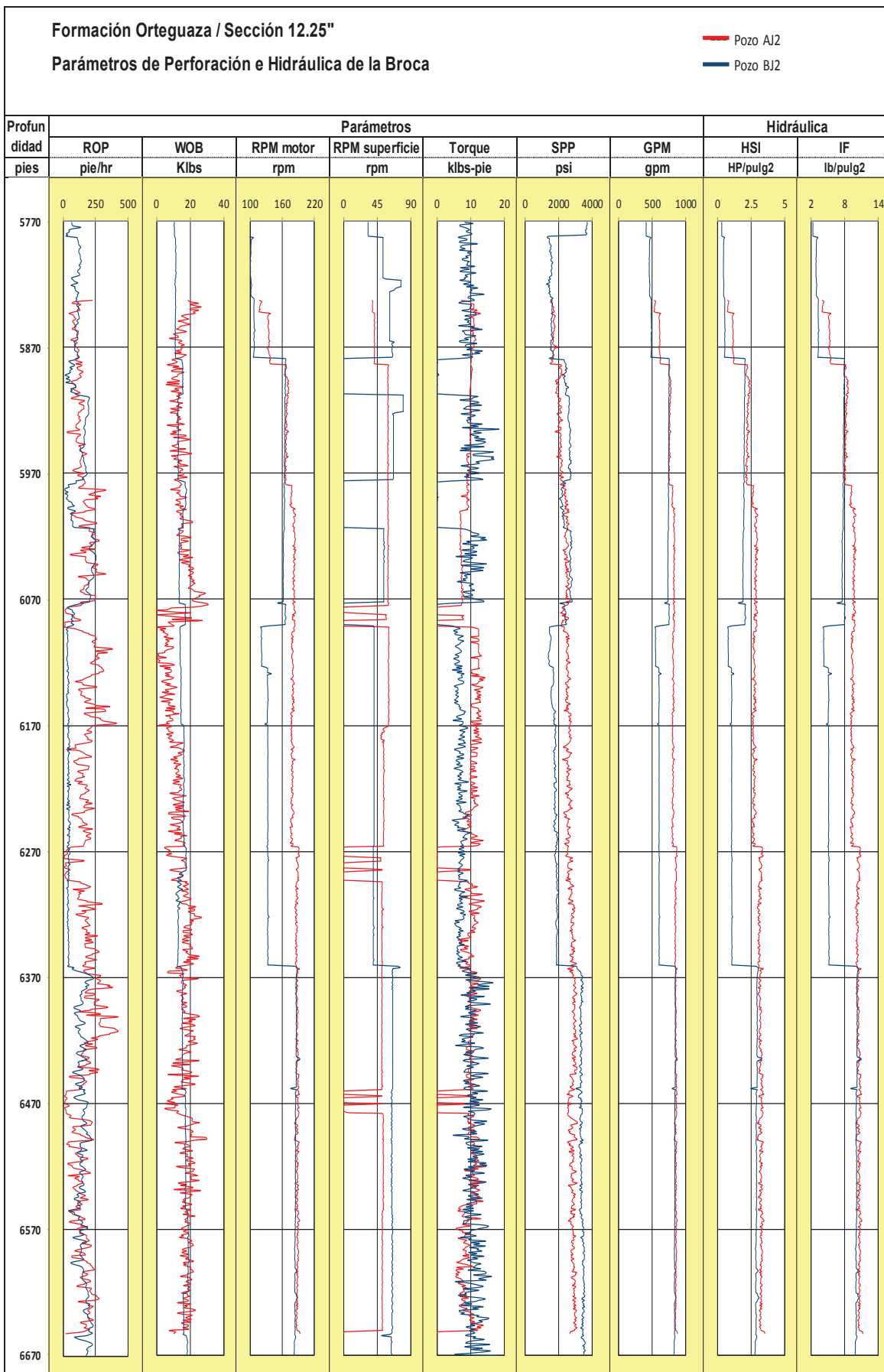


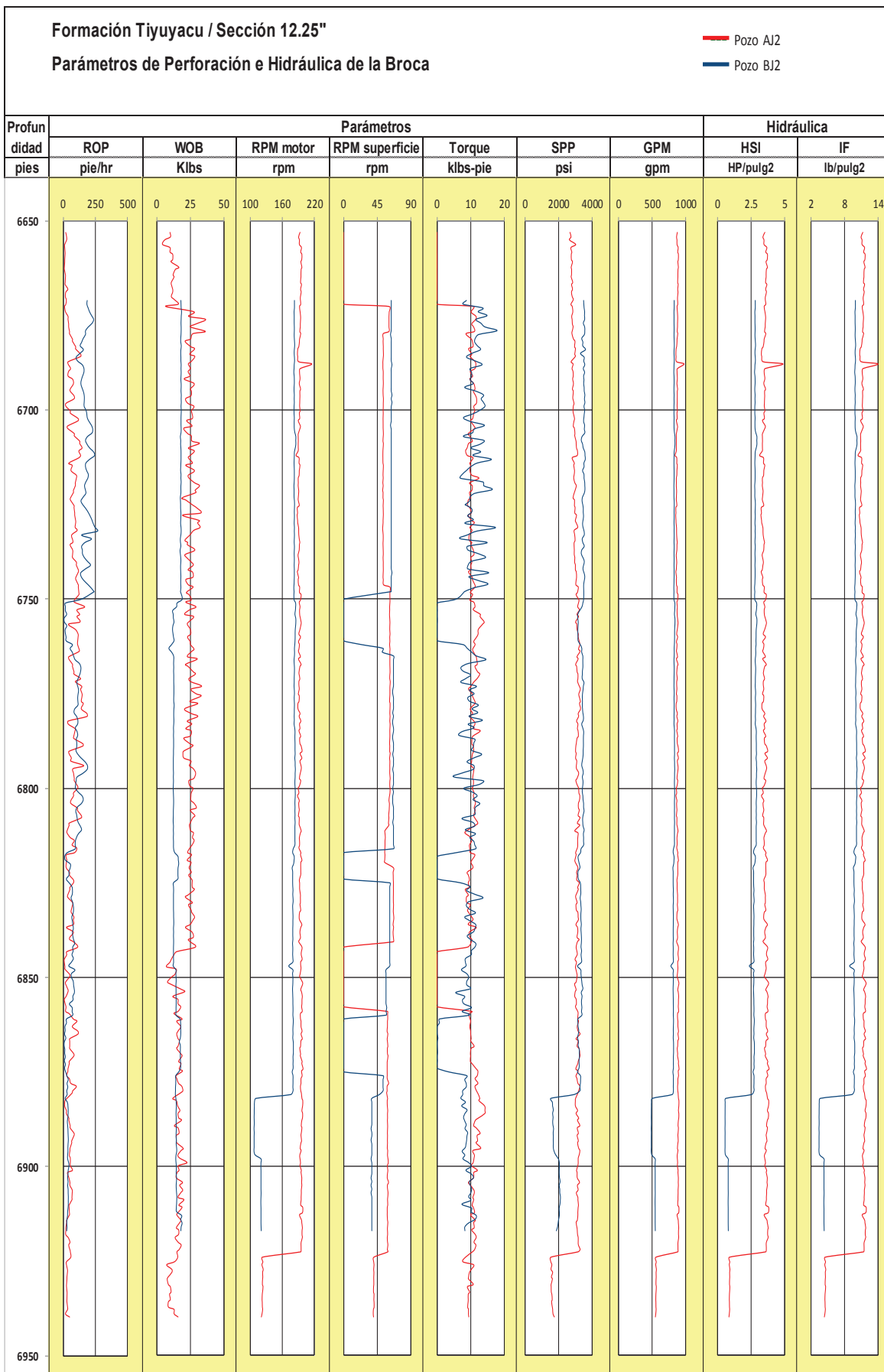


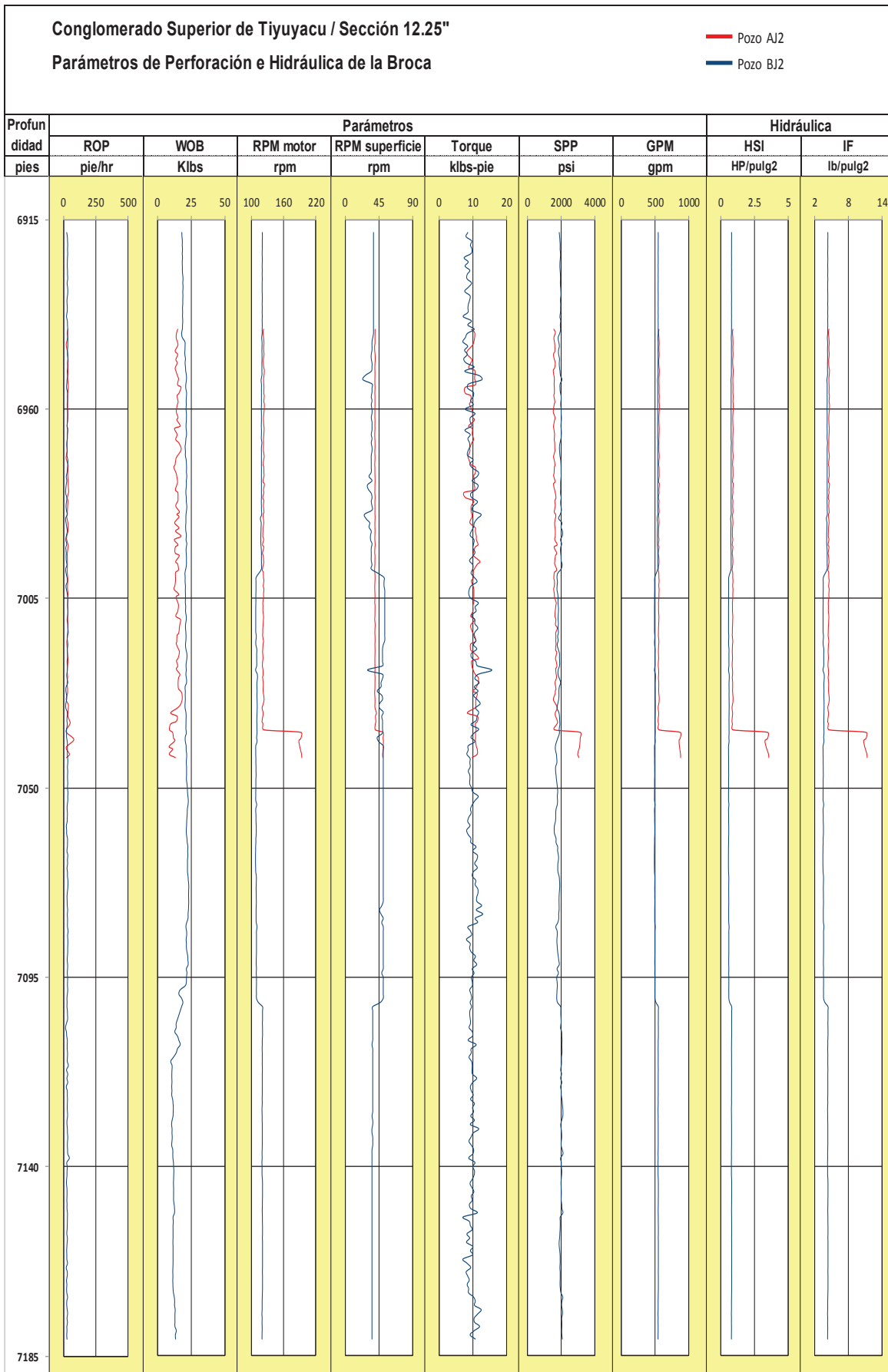


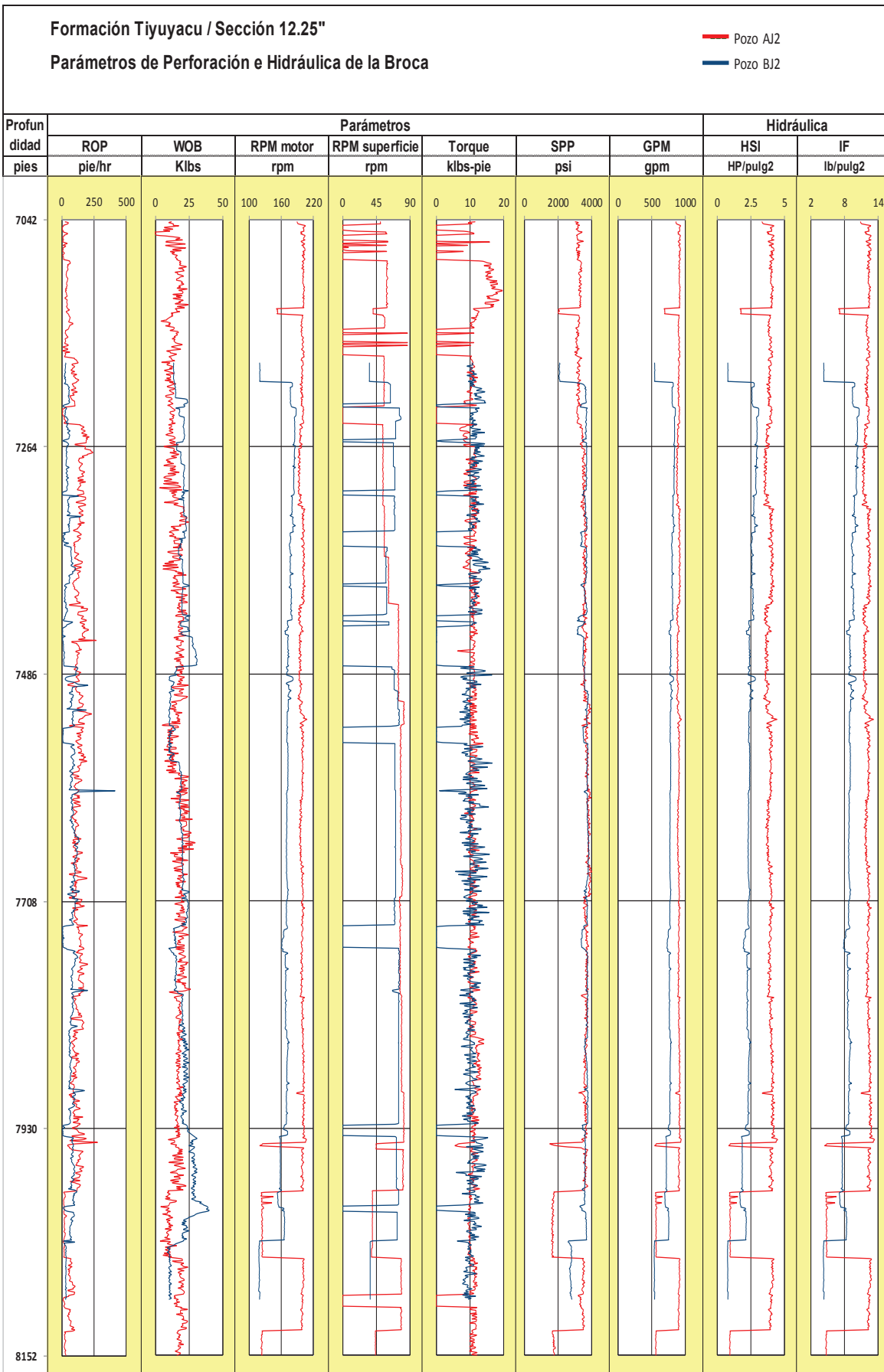


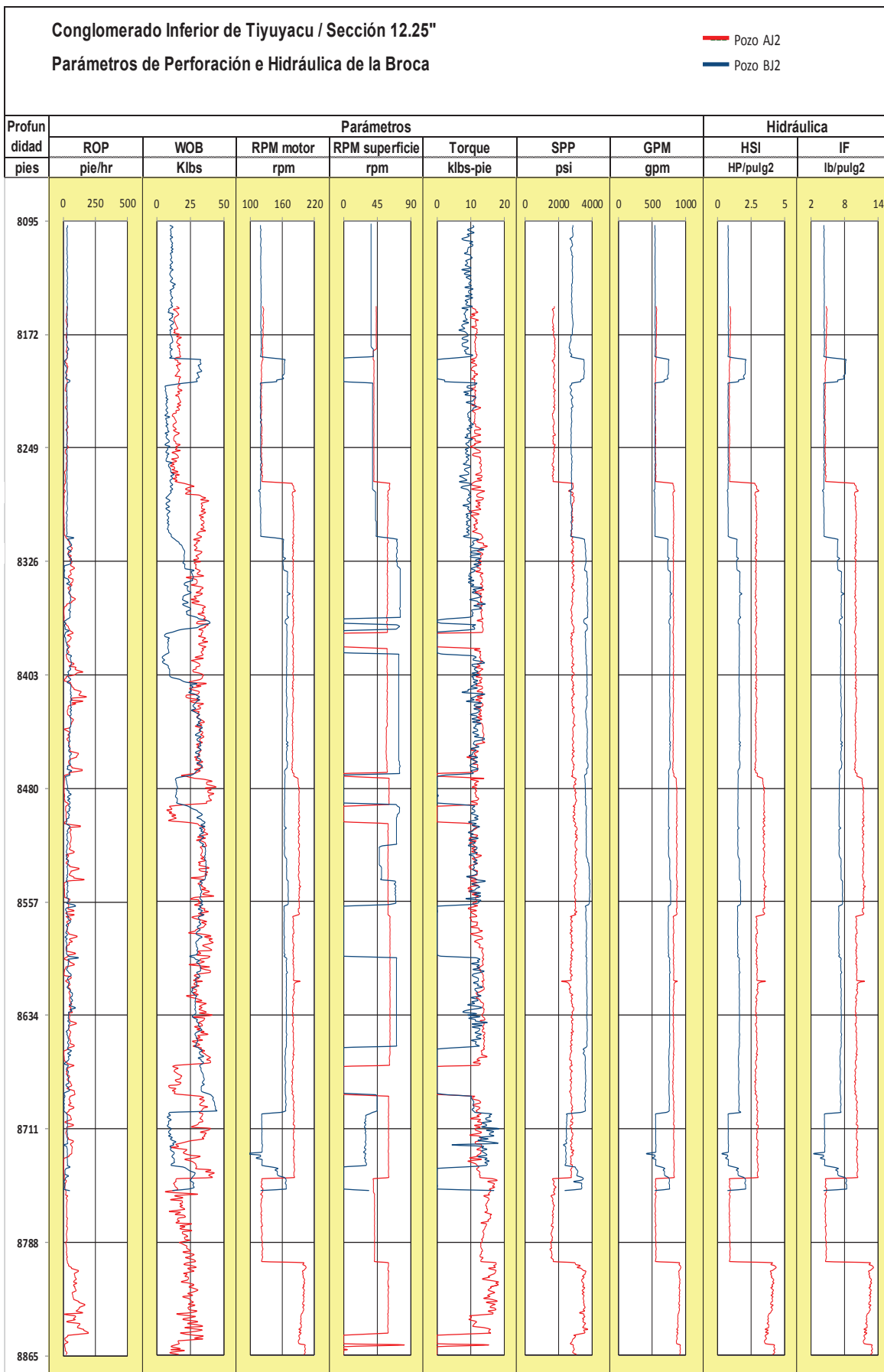
**ANEXO 8. PARÁMETROS DE PERFORACIÓN E HIDRÁULICA DE
LA BROCA DE LOS POZOS TIPO J2**

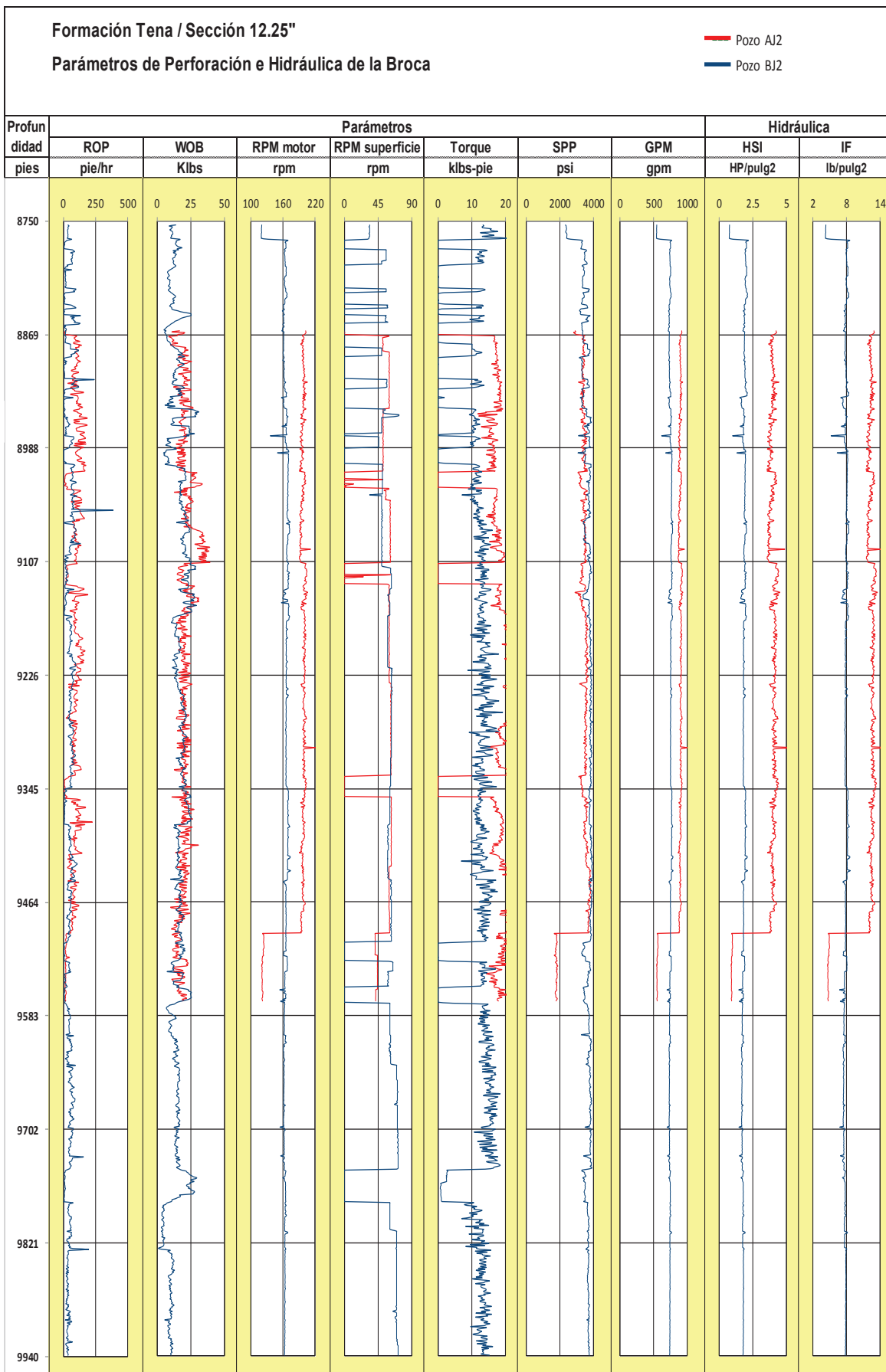


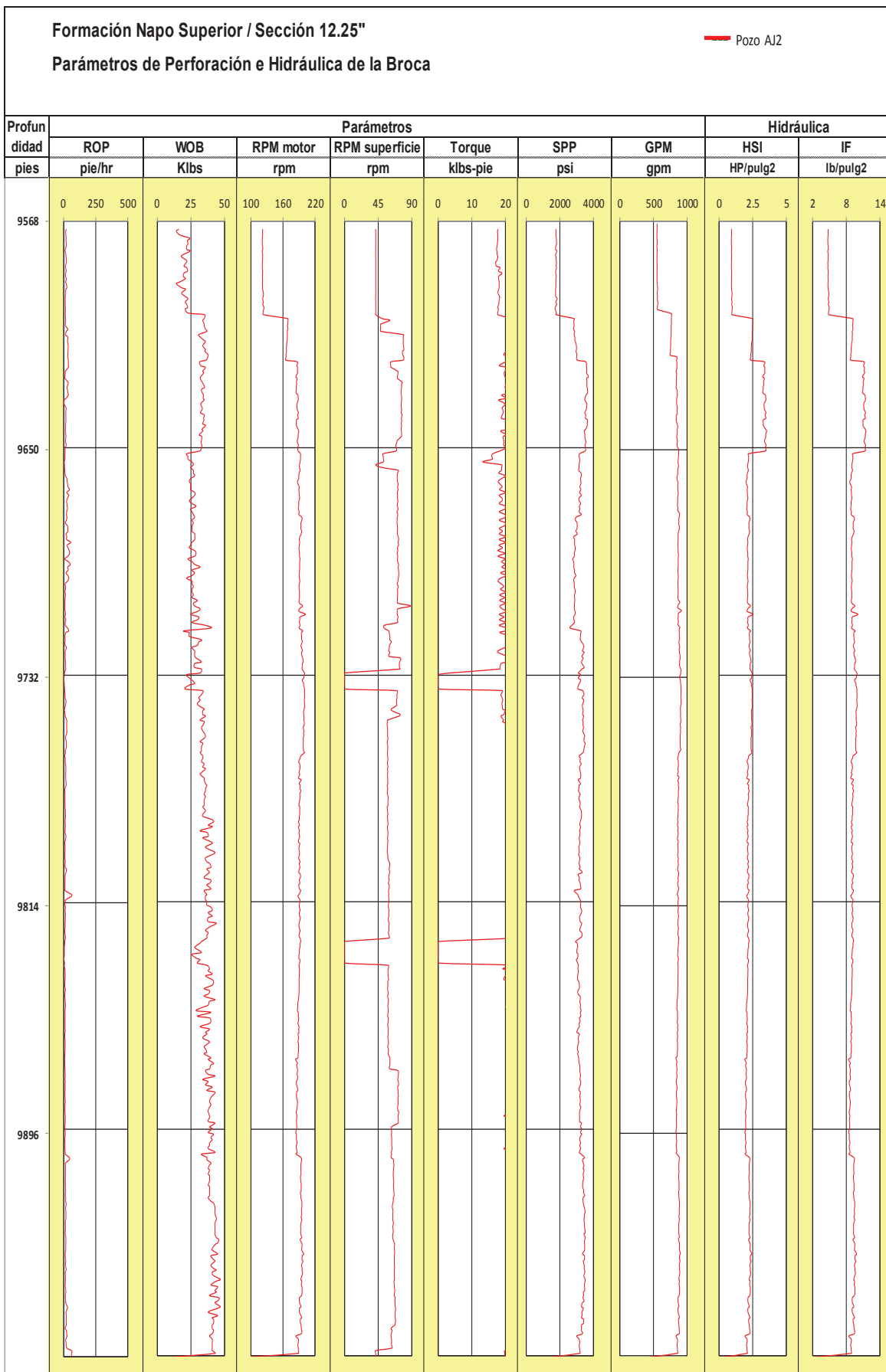












**ANEXO 9. HIDRÁULICA DE LA BROCA # 1 HASTA LA
FORMACIÓN ORTEGUAZA DEL POZO J**

General					Drill String						
Max Allw.SPP	4000 psi				Type	Length ft	OD in	ID in	TJ in \ in	Weight lb/ft	
Surface Equipment	Type 4				DP - NC50 (IF) / S-1 ...	5959.07	5	4.276	6 5/8 \ 2 3/4	19.50	
Bit Depth	6946.00	Bit TVD		6648.11 ft	HWDP - NC50 / HW-55	210.00	5	3	6 1/2 \ 3 1/8	50.36	
Bit Nozzles in/32	6x13\ 14	TFA		0.9281 in^2	Jer	32.33	6 1/2	2 7/8		136.08	
ROP	50.0	ft/hr	RPM	80 RPM	HWDP - NC50 / HW-55	660.00	5	3	6 1/2 \ 3 1/8	50.36	
Drilling Fluid					Sub - X/O	1.62	8	2 3/4		150.66	
Mud System	Water Based				NM Sub - filter	5.59	8 1/4	2 15/16		158.66	
Mud Weight	9.70 ppg				MWD - Navittrak/INTEQ	35.99	8	3 1/4		210.14	
PV \ YP	15.00 cP \		20.00 lbf/100ft^2		Stab - string	5.28	8	2 7/8		204.30	
Gel Strength, 10s\10min	6 \ 7		lbf/100ft^2		FDM - Ultra XL w/ In ...	34.94	8	6.400		94.64	
Rheological Model	Bingham Plastic				Bit - Hughes Christe ...	1.18	12 1/4			49.00	
Casing / Open Hole											
Type	OD in	ID in	Bottom MD ft								
Casing	13 3/8	12.415	6037.00								
Openhole		12 1/4	6946.00								
Volumes bbl											
Annulus Volume	859.96	Hole Volume		1,036.42							
String Displacement	62.87	String Volume		113.59							
Flowrate	USgal/min	860	850	840	830	820	810	800	790	780	770
Bit Hydraulics											
SPP	psi	3987	3917	3858	3794	3729	3666	3603	3541	3479	3418
Surface HP	HP	1998.7	1940.8	1889.1	1835.3	1782.6	1730.8	1680.1	1630.4	1581.6	1533.9
Bit Pressure Drop	psi	665	650	635	620	605	590	576	561	547	533
%SPP	%	16.69	16.59	16.45	16.34	16.22	16.10	15.98	15.86	15.73	15.61
Jet Velocity	ft/sec	297.3	293.8	290.4	286.9	283.5	280.0	276.6	273.1	269.6	266.2
Impact Force	lbf/in^2	10.9	10.6	10.4	10.2	9.9	9.7	9.4	9.2	9.0	8.7
HSI	HP/in^2	2.87	2.77	2.68	2.58	2.49	2.40	2.31	2.23	2.14	2.06
TFA For Max SPP	in^2	0.9192	0.8741	0.8391	0.8038	0.7714	0.7416	0.7140	0.6882	0.6642	0.6416
Bit Pressure Drop	psi	678	733	776	826	875	924	973	1021	1068	1116
Jet Velocity	ft/sec	300.2	312.0	321.2	331.3	341.0	350.4	359.5	368.3	376.8	385.0
Impact Force	lbf/in^2	11.0	11.3	11.5	11.7	11.9	12.1	12.3	12.4	12.5	12.6
HSI	HP/in^2	2.93	3.12	3.27	3.44	3.60	3.76	3.91	4.05	4.18	4.31
System Pressure Loss - W/ Cutting Effect											
Surf Equip	psi	84	83	81	79	77	76	74	72	71	69
DP, CSG, LNR, TBG	psi	1102	1080	1058	1035	1013	992	970	949	928	907
HWDP/CSDP	psi	820	804	787	771	755	739	723	707	691	676
MWD	psi	311	304	306	303	299	295	292	288	284	281
Motor	psi	871	866	860	855	849	844	838	833	827	822
Additional Tools	psi	51	50	49	48	47	46	45	44	43	42
Annulus	psi	82	82	83	84	84	85	86	87	87	88
ECD - CSG Shoe	ppg	9.92	9.92	9.92	9.93	9.93	9.93	9.93	9.93	9.93	9.94
ECD - Bottomhole	ppg	9.94	9.94	9.94	9.94	9.94	9.95	9.95	9.95	9.95	9.96
Annular Velocities ft/min Flow Regime											
Hole ID in	String OD in										
12.415	5	163.23 L	161.33 L	159.44 L	157.54 L	155.64 L	153.74 L	151.84 L	149.95 L	148.05 L	148.05 L
12 1/4	5	168.54 L	166.58 L	164.62 L	162.66 L	160.70 L	158.74 L	156.78 L	154.82 L	152.87 L	152.87 L

**ANEXO 10. HIDRÁULICA DE LA BROCA # 1 HASTA EL
CONGLOMERADO SUPERIOR DEL POZO J**

General				Drill String									
Max Allw.SPP	4000 psi			Type	Length ft	OD in	ID in	TJ in \ in	Weight lb/ft				
Surface Equipment	Type 4			DP - NC50 (IF) / S-1 ...	6360.07	5	4.276	6 5/8 \ 2 3/4	19.50				
Bit Depth	7347.00	Bit TVD	6991.40 ft	HWDP - NC50 / HW-55	210.00	5	3	6 1/2 \ 3 1/8	50.36				
Bit Nozzles in/32	6x13\ 14	TFA	0.9281 in^2	Jar	32.33	6 1/2	2 7/8		136.08				
ROP	30.0 ft/hr	RPM	40 RPM	HWDP - NC50 / HW-55	660.00	5	3	6 1/2 \ 3 1/8	50.36				
Drilling Fluid				Sub - X/O	1.62	8	2 3/4		150.66				
Mud System	Water Based			NM Sub - filter	5.59	8 1/4	2 15/16		158.66				
Mud Weight	9.90 ppg			MWD - Navittrak/INTEQ	35.99	8	3 1/4		210.14				
PV \ YP	19.00 cP	20.00 lbf/100ft^2		Stab - string	5.28	8	2 7/8		204.30				
Gel Strength, 10s\10min	8 \ 12 lbf/100ft^2			FDM - Ultra XL w/ In ...	34.94	8	6.400		94.64				
Rheological Model	Bingham Plastic			Bit - Hughes Christe ...	1.18	12 1/4			49.00				
Casing / Open Hole													
Type	OD in	ID in	Bottom MD ft										
Casing	13 3/8	12.415	6037.00										
Openhole		12 1/4	7347.00										
Volumes bbl													
Annulus Volume	908.44	Hole Volume	1,094.87										
String Displacement	65.85	String Volume	120.58										
Flowrate	USgal/min	600	590	580	570	560	550	540	530	520	510		
Bit Hydraulics													
SPP	psi	2612	2558	2505	2453	2401	2351	2301	2252	2203	2156		
Surface HP	HP	913.3	879.7	846.9	814.9	783.9	753.6	724.2	695.6	667.8	640.9		
Bit Pressure Drop	psi	331	320	309	298	288	278	268	258	248	239		
%SPP	%	12.66	12.49	12.33	12.16	11.99	11.81	11.64	11.45	11.27	11.08		
Jet Velocity	ft/sec	207.4	204.0	200.5	197.1	193.6	190.1	186.7	183.2	179.8	176.3		
Impact Force	lbf/in^2	5.4	5.2	5.1	4.9	4.7	4.6	4.4	4.2	4.1	3.9		
HSI	HP/in^2	1.00	0.95	0.90	0.85	0.81	0.77	0.73	0.69	0.65	0.61		
TFA For Max SPP	in^2	0.4069	0.3953	0.3840	0.3731	0.3626	0.3523	0.3424	0.3327	0.3234	0.3142		
Bit Pressure Drop	psi	1719	1762	1804	1845	1887	1927	1967	2006	2045	2083		
Jet Velocity	ft/sec	473.0	478.9	484.6	490.1	495.6	500.9	506.0	511.0	515.9	520.7		
Impact Force	lbf/in^2	12.4	12.3	12.2	12.2	12.1	12.0	11.9	11.8	11.7	11.6		
HSI	HP/in^2	5.18	5.22	5.25	5.28	5.30	5.32	5.33	5.34	5.34	5.33		
System Pressure Loss - W/ Cutting Effect													
Surf Equip	psi	47	46	44	43	42	40	39	38	36	35		
DP, CSG, LNR, TBG	psi	669	649	630	611	592	574	555	537	520	502		
HWDP/CSDP	psi	470	456	443	429	416	403	390	378	365	353		
MWD	psi	219	215	212	208	204	201	197	193	190	186		
Motor	psi	735	730	724	719	713	707	702	696	691	685		
Additional Tools	psi	29	28	27	27	26	25	24	23	23	22		
Annulus	psi	112	114	116	118	121	123	125	128	131	134		
ECD - CSG Shoe	ppg	10.16	10.16	10.16	10.17	10.17	10.17	10.18	10.18	10.19	10.19		
ECD - Bottomhole	ppg	10.21	10.21	10.22	10.23	10.23	10.24	10.25	10.25	10.26	10.27		
Annular Velocities ft/min Flow Regime													
Hole ID in	String OD in												
12.415	5	113.88 L	111.98 L	110.09 L	108.19 L	106.29 L	104.39 L	102.49 L	100.60 L	98.70 L	98.70 L		
12 1/4	5	117.59 L	115.63 L	113.67 L	111.71 L	109.75 L	107.79 L	105.83 L	103.87 L	101.91 L	101.91 L		

**ANEXO 11. HIDRÁULICA DE LA BROCA # 1 HASTA LA
FORMACIÓN TIYUYACU DEL POZO J**

General				Drill String							
Max Allw.SPP 4000 psi				Type	Length ft	OD in	ID in	TJ in \ in	Weight lb/ft	Surface Equipment Type 4	
Bit Depth 8310.00		Bit TVD 7815.81 ft								DP - NC50 (IF) / S-1 ...	7323.07
Bit Nozzles in/32 6x13\ 14		TFA 0.9281 in^2		HWDP - NC50 / HW-55	210.00	5	3	6 1/2 \ 3 1/8	50.36	Jar	
ROP 50.0 ft/hr		RPM 80 RPM		HWDP - NC50 / HW-55	32.33	6 1/2	2 7/8	6 1/2 \ 3 1/8	136.08	Jar	
Drilling Fluid				HWDP - NC50 / HW-55	660.00	5	3	6 1/2 \ 3 1/8	50.36	Sub - X/O	
Mud System Water Based				Sub - X/O	1.62	8	2 3/4		150.66	NM Sub - filter	
Mud Weight 9.90 ppg		PV \ YP 19.00 cP \ 20.00 lbf/100ft^2		MWD - Navitrak/INTEQ	5.59	8 1/4	2 15/16		158.66	Stab - string	
Gel Strength, 10s\10min 8 \ 12 lbf/100ft^2		Rheological Model Bingham Plastic		PDM - Ultra XL w/ In ...	35.99	8	3 1/4		210.14	Bit - Hughes Christe ...	
Casing / Open Hole				Bit - Hughes Christe ...	5.28	8	2 7/8		204.30		
Type		OD in	ID in	Bottom MD ft	PDM - Ultra XL w/ In ...	34.94	8	6.400	94.64		
Casing		13 3/8	12.415	6037.00	Bit - Hughes Christe ...	1.18	12 1/4		49.00		
Openhole			12 1/4	8310.00							
Volumes bbl											
Annulus Volume 1,024.87		Hole Volume 1,235.25									
String Displacement 73.02		String Volume 137.36									
Flowrate	USgal/min	820	810	800	790	780	770	760	750	740	730
Bit Hydraulics											
SPP	psi	4166	4094	4023	3952	3883	3813	3745	3677	3610	3544
Surface HP	HP	1991.1	1932.9	1875.9	1820.0	1765.2	1711.6	1659.1	1607.6	1557.3	1508.0
Bit Pressure Drop	psi	617	602	588	573	559	544	530	516	503	489
%SPP	%	14.82	14.71	14.61	14.50	14.39	14.27	14.16	14.04	13.92	13.80
Jet Velocity	ft/sec	283.5	280.0	276.6	273.1	269.6	266.2	262.7	259.3	255.8	252.4
Impact Force	lbf/in^2	10.1	9.9	9.6	9.4	9.2	8.9	8.7	8.5	8.2	8.0
HSI	HP/in^2	2.54	2.45	2.36	2.27	2.19	2.10	2.02	1.94	1.87	1.79
TFA For Max SPP	in^2	1.0851	1.0102	0.9466	0.8917	0.8436	0.8009	0.7627	0.7281	0.6966	0.6677
Bit Pressure Drop	psi	452	508	565	621	676	731	785	839	892	945
Jet Velocity	ft/sec	242.4	257.3	271.1	284.2	296.6	308.4	319.7	330.5	340.8	350.8
Impact Force	lbf/in^2	8.7	9.1	9.4	9.8	10.1	10.3	10.6	10.8	11.0	11.1
HSI	HP/in^2	1.86	2.07	2.27	2.46	2.65	2.82	2.99	3.16	3.31	3.46
System Pressure Loss - W/ Cutting Effect											
Surf Equip	psi	83	81	79	77	75	74	72	70	69	67
DP, CSG, LNR, TBG	psi	1337	1308	1280	1252	1224	1196	1169	1142	1115	1089
HWDP/CSDP	psi	812	795	778	761	744	727	711	695	678	662
MWD	psi	299	295	292	288	284	281	277	274	270	266
Motor	psi	858	853	847	842	836	830	825	819	814	808
Additional Tools	psi	50	49	48	47	46	45	44	43	42	41
Annulus	psi	109	110	112	113	114	116	117	118	120	121
ECD - CSG Shoe	ppg	10.14	10.14	10.14	10.14	10.14	10.15	10.15	10.15	10.15	10.15
ECD - Bottomhole	ppg	10.17	10.17	10.17	10.18	10.18	10.18	10.19	10.19	10.20	10.20
Annular Velocities ft/min Flow Regime											
Hole ID in	String OD in										
12.415	5	155.64 L	153.74 L	151.84 L	149.95 L	148.05 L	146.15 L	144.25 L	142.35 L	140.46 L	140.46 L
12 1/4	5	160.70 L	158.74 L	156.78 L	154.82 L	152.87 L	150.91 L	148.95 L	146.99 L	145.03 L	145.03 L

**ANEXO 12. HIDRÁULICA DE LA BROCA # 1 HASTA EL
CONGLOMERADO INFERIOR DEL POZO J**

General					Drill String						
Max Allw.SPP 4000 psi					Type	Length ft	OD in	ID in	TJ in \ in		Weight lb/ft
Surface Equipment Type 4					DP - NC50 (IF) / S-1 ...	7558.07	5	4.276	6 5/8 \ 2 3/4		19.50
Bit Depth 8545.00 Bit TVD 8016.99 ft					HWDP - NC50 / HW-55	210.00	5	3	6 1/2 \ 3 1/8		50.36
Bit Nozzles in/32 6x13 \ 14 TFA 0.9281 in^2					Jar	32.33	6 1/2	2 7/8			136.08
ROP 50.0 ft/hr RPM 80 RPM					HWDP - NC50 / HW-55	660.00	5	3	6 1/2 \ 3 1/8		50.36
Drilling Fluid					Sub - X/O	1.62	8	2 3/4			150.66
Mud System Water Based					NM Sub - filter	5.59	8 1/4	2 15/16			158.66
Mud Weight 9.90 ppg					MWD - Navitrak/INTEQ	35.99	8	3 1/4			210.14
PV \ YP 19.00 cP \ 20.00 lbf/100ft^2					Stab - string	5.28	8	2 7/8			204.30
Gel Strength, 10s\10min 8 \ 12 lbf/100ft^2					PDM - Ultra XL w/ In ...	34.94	8	6.400			94.64
Rheological Model Bingham Plastic					Bit - Hughes Christe ...	1.18	12 1/4				49.00
Casing / Open Hole					Type	OD in	ID in	Bottom MD ft			
					Casing	13 3/8	12.415	6037.00			
					Openhole		12 1/4	8545.00			
Volumes bbl											
Annulus Volume 1,053.28 Hole Volume 1,269.51											
String Displacement 74.77 String Volume 141.46											
Flowrate	USgal/min	850	840	830	820	810	800	790	780	770	760
Bit Hydraulics											
SPP	psi	4115	4044	3974	3904	3835	3767	3700	3633	3567	3501
Surface HP	HP	2038.9	1980.1	1922.6	1866.1	1810.8	1756.7	1703.6	1651.7	1600.8	1551.0
Bit Pressure Drop	psi	663	648	632	617	602	588	573	559	544	530
%SPP	%	16.12	16.02	15.92	15.81	15.70	15.60	15.49	15.38	15.26	15.15
Jet Velocity	ft/sec	293.8	290.4	286.9	283.5	280.0	276.6	273.1	269.6	266.2	262.7
Impact Force	lbf/in^2	10.9	10.6	10.4	10.1	9.9	9.6	9.4	9.2	8.9	8.7
HSI	HP/in^2	2.83	2.73	2.63	2.54	2.45	2.36	2.27	2.19	2.10	2.02
TFA For Max SPP	in^2	1.0209	0.9614	0.9095	0.8635	0.8225	0.7854	0.7517	0.7209	0.6925	0.6662
Bit Pressure Drop	psi	548	604	659	713	767	820	873	926	978	1029
Jet Velocity	ft/sec	267.1	280.3	292.8	304.7	316.0	326.8	337.2	347.1	356.7	366.0
Impact Force	lbf/in^2	9.9	10.2	10.6	10.9	11.1	11.4	11.6	11.8	12.0	12.1
HSI	HP/in^2	2.34	2.54	2.74	2.93	3.12	3.29	3.46	3.62	3.78	3.92
System Pressure Loss - W/ Cutting Effect											
Surf Equip	psi	88	86	84	83	81	79	77	75	74	72
DP, CSG, LNR, TBG	psi	1470	1440	1410	1380	1350	1321	1292	1263	1235	1206
HWDP/CSDP	psi	865	847	830	812	795	778	761	744	727	711
MWD	psi	310	306	303	299	295	292	288	284	281	277
Motor	psi	556	554	552	550	548	547	545	543	541	539
Additional Tools	psi	54	52	51	50	49	48	47	46	45	44
Annulus	psi	109	110	112	113	114	116	117	118	120	121
ECD - CSG Shoe	ppg	10.13	10.14	10.14	10.14	10.14	10.14	10.14	10.14	10.15	10.15
ECD - Bottomhole	ppg	10.16	10.17	10.17	10.17	10.17	10.18	10.18	10.18	10.19	10.19
Annular Velocities ft/min Flow Regime											
Hole ID in	String OD in										
12.415	5	161.33 L	159.44 L	157.54 L	155.64 L	153.74 L	151.84 L	149.95 L	148.05 L	146.15 L	146.15 L
12 1/4	5	166.58 L	164.62 L	162.66 L	160.70 L	158.74 L	156.78 L	154.82 L	152.87 L	150.91 L	150.91 L

**ANEXO 13. HIDRÁULICA DE LA BROCA # 2 HASTA LA
FORMACIÓN TENA DEL POZO J**

General				Drill String						
Max Allw.SPP 4000 psi				Type	Length ft	OD in	ID in	TJ in \ in		Weight lb/ft
Surface Equipment Type 4				DP - NC50 (IF) / S-1 ...	8556.07	5	4.276	6 5/8 \ 2 3/4		19.50
Bit Depth 9543.00 Bit TVD 8871.37 ft				HWDP - NC50 / HW-55	210.00	5	3	6 1/2 \ 3 1/8		50.36
Bit Nozzles in/32 4x15\ 3x14 TFA 1.1413 in^2				Jar	32.33	6 1/2	2 7/8			136.08
ROP 70.0 ft/hr RPM 80 RPM				HWDP - NC50 / HW-55	660.00	5	3	6 1/2 \ 3 1/8		50.36
Drilling Fluid				Sub - X/O	1.62	8	2 3/4			150.66
Mud System Water Based				NM Sub - filter	5.59	8 1/4	2 15/16			158.66
Mud Weight 10.00 ppg				MWD - Navitrak/INTEQ	35.99	8	3 1/4			210.14
PV \ YP 18.00 cP \ 26.00 lbf/100ft^2				Stab - string	5.28	8	2 7/8			204.30
Gel Strength, 10s\10min 8 \ 19 lbf/100ft^2				PDM - Ultra XL w/ In ...	34.94	8	6.400			94.64
Rheological Model Bingham Plastic				Bit - Hughes Christe ...	1.18	12 1/4				49.00
Casing / Open Hole										
Type	OD in	ID in	Bottom MD ft							
Casing	13 3/8	12.415	6037.00							
Openhole		12 1/4	9543.00							
Volumes bbl										
Annulus Volume	1,173.93	Hole Volume	1,414.99							
String Displacement	82.21	String Volume	158.85							
Flowrate USgal/min	780	770	760	750	740	730	720	710	700	690
Bit Hydraulics										
SPP psi	3960	3893	3826	3759	3694	3629	3565	3502	3440	3378
Surface HP HP	1800.5	1747.1	1694.7	1643.5	1593.3	1544.3	1496.2	1449.3	1403.4	1358.6
Bit Pressure Drop psi	373	364	354	345	336	327	318	309	300	292
%SPP %	9.42	9.34	9.26	9.17	9.09	9.00	8.92	8.83	8.74	8.64
Jet Velocity ft/sec	219.3	216.5	213.6	210.8	208.0	205.2	202.4	199.6	196.8	194.0
Impact Force lbf/in^2	7.5	7.3	7.1	7.0	6.8	6.6	6.4	6.2	6.1	5.9
HSI HP/in^2	1.46	1.40	1.35	1.30	1.25	1.20	1.15	1.10	1.06	1.01
TFA For Max SPP in^2	1.0849	1.0027	0.9343	0.8760	0.8255	0.7811	0.7417	0.7063	0.6743	0.6450
Bit Pressure Drop psi	413	471	529	585	642	698	753	807	861	914
Jet Velocity ft/sec	230.7	246.4	261.0	274.7	287.6	299.8	311.5	322.5	333.1	343.2
Impact Force lbf/in^2	7.9	8.3	8.7	9.1	9.4	9.6	9.9	10.1	10.2	10.4
HSI HP/in^2	1.62	1.82	2.02	2.20	2.38	2.56	2.72	2.88	3.02	3.16
System Pressure Loss - W/ Cutting Effect										
Surf Equip psi	75	73	72	70	68	67	65	63	62	60
DP, CSG, LNR, TBG psi	1423	1391	1359	1328	1296	1266	1235	1205	1175	1146
HWDP/CSDP psi	740	723	707	691	675	659	643	627	612	597
MWD psi	284	281	277	274	270	266	263	259	255	252
Motor psi	840	834	829	823	817	812	806	800	795	789
Additional Tools psi	46	45	44	43	42	41	40	39	38	37
Annulus psi	179	182	184	187	190	193	196	199	202	206
ECD - CSG Shoe ppg	10.31	10.32	10.32	10.32	10.32	10.33	10.33	10.33	10.33	10.34
ECD - Bottomhole ppg	10.39	10.39	10.40	10.41	10.41	10.42	10.42	10.43	10.44	10.45
Annular Velocities ft/min Flow Regime										
Hole ID in	String OD in									
12.415	5	148.05 L	146.15 L	144.25 L	142.35 L	140.46 L	138.56 L	136.66 L	134.76 L	132.86 L
12 1/4	5	152.87 L	150.91 L	148.95 L	146.99 L	145.03 L	143.07 L	141.11 L	139.15 L	137.19 L

**ANEXO 14. HIDRÁULICA DE LA BROCA # 1 HASTA LA
FORMACIÓN ORTEGUAZA DEL POZO S**

General					Drill String						
Max Allw.SPP 4000 psi					Type	Length ft	OD in	ID in	TJ in \ in	Weight lb/ft	
Surface Equipment Type 4					DP - NC50 (IF) / S-1 ...	5524.07	5	4.276	6 5/8 \ 2 3/4	19.50	
Bit Depth 6421.00 Bit TVD 6260.22 ft					HWDP - NC50 / HW-55	150.00	5	3	6 1/2 \ 3 1/8	50.36	
Bit Nozzles in/32 4x12\ 3x13 TFA 0.8307 in^2					Jar	32.33	6 1/2	2 7/8		136.08	
ROP 80.0 ft/hr RPM 80 RPM					HWDP - NC50 / HW-55	630.00	5	3	6 1/2 \ 3 1/8	50.36	
Drilling Fluid					Sub - X/O	1.62	8	2 3/4		150.66	
Mud System Water Based					NM Sub - filter	5.59	8 1/4	2 15/16		158.66	
Mud Weight 9.90 ppg					MWD - Navitrek/INTEQ	35.99	8	3 1/4		210.14	
PV \ YP 12.00 cP \ 22.00 lbf/100ft^2					Stab - string	5.28	8	2 7/8		204.30	
Gel Strength, 10s\10min 8 \ 10 lbf/100ft^2					PDM - Ultra XL w/ In ...	34.94	8	6.400		94.64	
Rheological Model Bingham Plastic					Bit - Hughes Christe ...	1.18	12 1/4			49.00	
Casing / Open Hole											
Type	OD in	ID in	Bottom MD ft								
Casing	13 3/8	12.415	5645.00								
Openhole		12 1/4	6421.00								
Volumes bbl											
Annulus Volume 794.94 Hole Volume 956.34											
String Displacement 58.17 String Volume 105.23											
Flowrate USgal/min	860	850	840	830	820	810	800	790	780	770	
Bit Hydraulics											
SPP psi	3958	3888	3823	3758	3694	3630	3567	3505	3443	3382	
Surface HP HP	1984.0	1926.2	1871.6	1818.0	1765.5	1714.0	1663.4	1613.9	1565.4	1517.8	
Bit Pressure Drop psi	848	828	809	789	771	752	733	715	697	679	
%SPP %	21.42	21.30	21.15	21.01	20.86	20.71	20.56	20.41	20.25	20.09	
Jet Velocity ft/sec	332.2	328.3	324.4	320.6	316.7	312.9	309.0	305.1	301.3	297.4	
Impact Force lbf/in^2	12.4	12.1	11.9	11.6	11.3	11.0	10.8	10.5	10.2	10.0	
HSI HP/in^2	3.66	3.53	3.41	3.29	3.17	3.06	2.94	2.84	2.73	2.63	
TFA For Max SPP in^2	0.8107	0.7795	0.7522	0.7266	0.7027	0.6801	0.6587	0.6385	0.6193	0.6011	
Bit Pressure Drop psi	890	940	986	1032	1077	1122	1166	1210	1254	1298	
Jet Velocity ft/sec	340.3	349.9	358.3	366.5	374.4	382.1	389.6	396.9	404.1	411.0	
Impact Force lbf/in^2	12.7	12.9	13.1	13.2	13.4	13.5	13.6	13.6	13.7	13.8	
HSI HP/in^2	3.84	4.01	4.16	4.30	4.43	4.56	4.68	4.80	4.91	5.01	
System Pressure Loss - W/ Cutting Effect											
Surf Equip psi	82	80	79	77	75	74	72	70	69	67	
DP, CSG, LNR, TBG psi	986	965	945	926	906	887	867	848	829	811	
HWDP/CSDP psi	707	693	679	664	650	637	623	609	596	582	
MWD psi	318	310	306	303	299	295	292	288	284	281	
Motor psi	880	875	869	863	858	852	847	841	835	830	
Additional Tools psi	49	48	47	46	45	44	43	42	41	40	
Annulus psi	89	89	89	90	90	90	90	91	91	91	
ECD - CSG Shoe ppg	10.17	10.17	10.17	10.17	10.17	10.17	10.17	10.17	10.18	10.18	
ECD - Bottomhole ppg	10.17	10.17	10.17	10.18	10.18	10.18	10.18	10.18	10.18	10.18	
Annular Velocities ft/min Flow Regime											
Hole ID in	String OD in										
12.415	5	163.23 L	161.33 L	159.44 L	157.54 L	155.64 L	153.74 L	151.84 L	149.95 L	148.05 L	
12 1/4	5	168.54 L	166.58 L	164.62 L	162.66 L	160.70 L	158.74 L	156.78 L	154.82 L	152.87 L	

**ANEXO 15. HIDRÁULICA DE LA BROCA # 1 HASTA EL
CONGLOMERADO SUPERIOR DEL POZO S**

General				Drill String							
Max Allw.SPP 4000 psi				Type	Length	OD	ID	TJ	Weight		
Surface Equipment Type 4				ft	in	in	in \ in	lb/ft			
Bit Depth	6795.00	Bit TVD	6612.99 ft	DP - NC50 (IF) / S-1 ...	5098.07	5	4.276	6 5/8 \ 2 3/4	19.50		
Bit Nozzles	in/32 4x12\ 3x13	TFA	0.8307 in^2	HWDP - NC50 / HW-55	150.00	5	3	6 1/2 \ 3 1/8	50.36		
ROP	50.0 ft/hr	RPM	80 RPM	Jar	32.33	6 1/2	2 7/8		136.08		
Drilling Fluid				HWDP - NC50 / HW-55	630.00	5	3	6 1/2 \ 3 1/8	50.36		
Mud System Water Based				Sub - X/O	1.62	8	2 3/4		150.66		
Mud Weight	9.90 ppg			NM Sub - filter	5.59	8 1/4	2 15/16		158.66		
PV \ YP	16.00 cP	24.00 lbf/100ft^2		MWD - Navitrak/INTEQ	35.99	8	3 1/4		210.14		
Gel Strength, 10s\10min	5 \ 9 lbf/100ft^2			Stab - string	5.28	8	2 7/8		204.30		
Rheological Model Bingham Plastic				PDM - Ultra XL w/ In ...	34.94	8	6.400		94.64		
Casing / Open Hole				Bit - Hughes Christe ...	1.18	12 1/4			49.00		
Type	OD	ID	Bottom MD								
	in	in	ft								
Casing	13 3/8	12.415	5645.00								
Openhole		12 1/4	6795.00								
Volumes bbl											
Annulus Volume	840.15	Hole Volume	1,012.86								
String Displacement	60.96	String Volume	111.75								
Flowrate	USgal/min	550	540	530	520	510	500	490	480	470	460
Bit Hydraulics											
SPP	psi	2265	2216	2167	2119	2072	2026	1980	1936	1892	1848
Surface HP	HP	726.2	697.5	669.5	642.4	616.1	590.5	565.6	541.6	518.2	495.6
Bit Pressure Drop	psi	347	334	322	310	298	287	275	264	253	242
%SPP	%	15.30	15.08	14.85	14.62	14.38	14.14	13.89	13.64	13.38	13.12
Jet Velocity	ft/sec	212.4	208.6	204.7	200.8	197.0	193.1	189.3	185.4	181.5	177.7
Impact Force	lbf/in^2	5.1	4.9	4.7	4.5	4.4	4.2	4.0	3.9	3.7	3.6
HSI	HP/in^2	0.96	0.91	0.86	0.81	0.76	0.72	0.68	0.64	0.60	0.56
TFA For Max SPP	in^2	0.3390	0.3299	0.3211	0.3124	0.3040	0.2957	0.2876	0.2797	0.2720	0.2644
Bit Pressure Drop	psi	2082	2118	2155	2190	2226	2260	2295	2328	2362	2394
Jet Velocity	ft/sec	520.5	525.1	529.6	534.0	538.3	542.5	546.6	550.6	554.5	558.3
Impact Force	lbf/in^2	12.5	12.3	12.2	12.1	11.9	11.8	11.7	11.5	11.3	11.2
HSI	HP/in^2	5.74	5.74	5.73	5.72	5.70	5.67	5.64	5.61	5.57	5.53
System Pressure Loss - W/ Cutting Effect											
Surf Equip	psi	39	38	36	35	34	33	32	30	29	28
DP, CSG, LNR, TBG	psi	511	495	479	463	447	432	417	402	387	373
HWDP/CSDP	psi	347	336	325	314	304	293	283	273	263	253
MWD	psi	201	197	193	190	186	182	179	175	171	168
Motor	psi	707	701	696	690	685	679	674	668	662	657
Additional Tools	psi	24	23	22	22	21	20	20	19	18	18
Annulus	psi	91	92	94	96	98	100	102	105	107	110
ECD - CSG Shoe	ppg	10.16	10.16	10.17	10.17	10.17	10.18	10.19	10.19	10.20	10.20
ECD - Bottomhole	ppg	10.16	10.17	10.17	10.18	10.19	10.19	10.20	10.20	10.21	10.22
Annular Velocities ft/min Flow Regime											
Hole ID in	String OD in										
12.415	5	104.39 L	102.49 L	100.60 L	98.70 L	96.80 L	94.90 L	93.00 L	91.11 L	89.21 L	89.21 L
12 1/4	5	107.79 L	105.83 L	103.87 L	101.91 L	99.95 L	97.99 L	96.03 L	94.07 L	92.11 L	92.11 L

**ANEXO 16. HIDRÁULICA DE LA BROCA # 1 HASTA LA
FORMACIÓN TIYUYACU DEL POZO S**

General					Drill String						
Max Allw.SPP	4000 psi				Type	Length ft	OD in	ID in	TJ in \ in	Weight lb/ft	
Surface Equipment	Type 4				DP - NC50 (IF) / 5-1 ...	6633.07	5	4.276	6 5/8 \ 2 3/4	19.50	
Bit Depth	7530.00	Bit TVD		7306.26 ft	HWDP - NC50 / HW-55	150.00	5	3	6 1/2 \ 3 1/8	50.36	
Bit Nozzles in/32	4x12\ 3x13	TFA		0.8307 in^2	Jer	32.33	6 1/2	2 7/8		136.08	
ROP	80.0 ft/hr	RPM	80 RPM		HWDP - NC50 / HW-55	630.00	5	3	6 1/2 \ 3 1/8	50.36	
Drilling Fluid					Sub - X/O	1.62	8	2 3/4		150.66	
Mud System	Water Based				NM Sub - filter	5.59	8 1/4	2 15/16		158.66	
Mud Weight	10.30 ppg				MWD - Navitrak/INTEQ	35.99	8	3 1/4		210.14	
PV \ YP	16.00 cP \		24.00 lbf/100ft^2		Slab - string	5.28	8	2 7/8		204.30	
Gel Strength, 10s\10min	5 \ 9 lbf/100ft^2				PDM - Ultra XL w/ In ...	34.94	8	6.400		94.64	
Rheological Model	Bingham Plastic				Bit - Hughes Christe ...	1.18	12 1/4			49.00	
Casing / Open Hole											
Type	OD in	ID in	Bottom MD ft								
Casing	13 3/8	12.415	5645.00								
Openhole		12 1/4	7530.00								
Volumes bbl											
Annulus Volume	929.01	Hole Volume	1,120.00								
String Displacement	66.44	String Volume	124.55								
Flowrate	USgal/min	820	810	800	790	780	770	760	750	740	730
Bit Hydraulics											
SPP	psi	4127	4054	3982	3911	3840	3770	3701	3633	3565	3498
Surface HP	HP	1972.4	1914.1	1856.9	1800.9	1746.0	1692.2	1639.6	1588.1	1537.6	1488.2
Bit Pressure Drop	psi	802	782	763	744	725	707	689	671	653	635
%SPP	%	19.43	19.30	19.16	19.03	18.89	18.75	18.61	18.46	18.32	18.17
Jet Velocity	ft/sec	316.7	312.9	309.0	305.1	301.3	297.4	293.5	289.7	285.8	282.0
Impact Force	lbf/in^2	11.8	11.5	11.2	10.9	10.6	10.4	10.1	9.8	9.6	9.3
HSI	HP/in^2	3.30	3.18	3.06	2.95	2.84	2.73	2.63	2.52	2.42	2.33
TFA For Max SPP	in^2	0.9052	0.8609	0.8211	0.7850	0.7520	0.7217	0.6937	0.6677	0.6434	0.6207
Bit Pressure Drop	psi	675	728	781	833	885	937	988	1038	1088	1138
Jet Velocity	ft/sec	290.6	301.9	312.6	322.9	332.8	342.3	351.5	360.4	369.0	377.3
Impact Force	lbf/in^2	10.8	11.1	11.3	11.5	11.8	11.9	12.1	12.2	12.4	12.5
HSI	HP/in^2	2.78	2.96	3.14	3.30	3.46	3.62	3.77	3.91	4.04	4.17
System Pressure Loss - W/ Cutting Effect											
Surf Equip	psi	82	80	79	77	75	73	72	70	68	67
DP, CSG, LNR, TBG	psi	1199	1173	1148	1123	1098	1073	1048	1024	1000	976
HWDP/CSDP	psi	719	704	689	674	659	644	630	615	601	587
MWD	psi	299	295	292	288	284	281	277	274	270	266
Motor	psi	876	870	865	859	853	847	841	836	830	824
Additional Tools	psi	50	49	47	46	45	44	43	42	41	40
Annulus	psi	99	100	100	100	100	100	101	101	101	102
ECD - CSG Shoe	ppg	10.56	10.56	10.56	10.56	10.56	10.56	10.56	10.56	10.56	10.56
ECD - Bottomhole	ppg	10.56	10.56	10.56	10.56	10.56	10.56	10.57	10.57	10.57	10.57
Annular Velocities ft/min Flow Regime											
Hole ID in	String OD in										
12.415	5	155.64 L	153.74 L	151.84 L	149.95 L	148.05 L	146.15 L	144.25 L	142.35 L	140.46 L	140.46 L
12 1/4	5	160.70 L	158.74 L	156.78 L	154.82 L	152.87 L	150.91 L	148.95 L	146.99 L	145.03 L	145.03 L

**ANEXO 17. HIDRÁULICA DE LA BROCA # 1 HASTA EL
CONGLOMERADO INFERIOR DEL POZO S**

General					Drill String						
Max Allw.SPP	4000 psi				Type	Length ft	OD in	ID in	TJ in \ in	Weight lb/ft	
Surface Equipment	Type 4				DP - NC50 (IF) / S-1 ...	6843.07	5	4.276	6 5/8 \ 2 3/4	19.50	
Bit Depth	7650.00	Bit TVD	7419.44 ft		HWDP - NC50 / HW-55	60.00	5	3	6 1/2 \ 3 1/8	50.36	
Bit Nozzles in/32	4x12\ 3x13	TFA	0.8307 in^2		Jar	32.33	6 1/2	2 7/8		136.08	
ROP	70.0	ft/hr	RPM	80 RPM	HWDP - NC50 / HW-55	630.00	5	3	6 1/2 \ 3 1/8	50.36	
Drilling Fluid					Sub - X/O	1.62	8	2 3/4		150.66	
Mud System	Water Based				NM Sub - filter	5.59	8 1/4	2 15/16		158.66	
Mud Weight	10.30 ppg				MWD - Navitrek/INTEQ	35.99	8	3 1/4		210.14	
PV \ YP	16.00 cP \ 24.00 lbf/100ft^2				Stab - string	5.28	8	2 7/8		204.30	
Gel Strength, 10s\10min	5 \ 9 lbf/100ft^2				PDM - Ultra XL w/ In ...	34.94	8	6.400		94.64	
Rheological Model	Bingham Plastic				Bit - Hughes Christe ...	1.18	12 1/4			49.00	
Casing / Open Hole											
Type	OD in	ID in	Bottom MD ft								
Casing	13 3/8	12.415	5645.00								
Openhole		12 1/4	7650.00								
Volumes bbl											
Annulus Volume	943.52	Hole Volume	1,137.49								
String Displacement	66.54	String Volume	127.43								
Flowrate	USgal/min	800	790	780	770	760	750	740	730	720	710
Bit Hydraulics											
SPP	psi	3935	3865	3795	3726	3658	3590	3523	3456	3391	3326
Surface HP	HP	1835.0	1779.6	1725.4	1672.3	1620.3	1569.4	1519.5	1470.7	1423.0	1376.3
Bit Pressure Drop	psi	763	744	725	707	689	671	653	635	618	601
%SPP	%	19.39	19.25	19.11	18.97	18.83	18.68	18.53	18.38	18.23	18.07
Jet Velocity	ft/sec	309.0	305.1	301.3	297.4	293.5	289.7	285.8	282.0	278.1	274.2
Impact Force	lbf/in^2	11.2	10.9	10.6	10.4	10.1	9.8	9.6	9.3	9.1	8.8
HSI	HP/in^2	3.06	2.95	2.84	2.73	2.63	2.52	2.42	2.33	2.23	2.14
TFA For Max SPP	in^2	0.7974	0.7641	0.7335	0.7051	0.6789	0.6543	0.6314	0.6098	0.5894	0.5702
Bit Pressure Drop	psi	828	879	930	981	1031	1081	1130	1179	1227	1275
Jet Velocity	ft/sec	321.9	331.7	341.2	350.3	359.2	367.7	376.0	384.1	391.9	399.5
Impact Force	lbf/in^2	11.7	11.9	12.0	12.2	12.4	12.5	12.6	12.7	12.8	12.8
HSI	HP/in^2	3.32	3.49	3.64	3.79	3.93	4.07	4.20	4.32	4.43	4.54
System Pressure Loss - W/ Cutting Effect											
Surf Equip	psi	79	77	75	73	72	70	68	67	65	63
DP, CSG, LNR, TBG	psi	1184	1158	1132	1107	1082	1057	1032	1007	983	959
HWDP/CSDP	psi	609	596	583	570	557	544	531	519	506	494
MWD	psi	292	288	284	281	277	274	270	266	263	259
Motor	psi	865	859	853	847	841	836	830	824	818	812
Additional Tools	psi	47	46	45	44	43	42	41	40	39	39
Annulus	psi	96	96	96	96	97	97	97	97	98	98
ECD - CSG Shoe	ppg	10.54	10.54	10.55	10.55	10.55	10.55	10.55	10.55	10.55	10.55
ECD - Bottomhole	ppg	10.55	10.55	10.55	10.55	10.55	10.55	10.55	10.55	10.55	10.55
Annular Velocities ft/min Flow Regime											
Hole ID in	String OD in										
12.415	5	151.84 L	149.95 L	148.05 L	146.15 L	144.25 L	142.35 L	140.46 L	138.56 L	136.66 L	136.66 L
12 1/4	5	156.78 L	154.82 L	152.87 L	150.91 L	148.95 L	146.99 L	145.03 L	143.07 L	141.11 L	141.11 L

**ANEXO 18. HIDRÁULICA DE LA BROCA # 2 HASTA LA BASE DEL
CONGLOMERADO INFERIOR DEL POZO S**

**ANEXO 19. HIDRÁULICA DE LA BROCA # 3 HASTA LA BASE DE
LA FORMACIÓN TENA DEL POZO S**

General				Drill String						
Max Allw.SPP 4000 psi				Type	Length ft	OD in	ID in	TJ in \ in	Weight lb/ft	
Surface Equipment Type 4				DP - NC50 (IF) / S-1 ...	8052.07	5	4.276	6 5/8 \ 2 3/4	19.50	
Bit Depth 8949.00 Bit TVD 8644.69 ft				HWDP - NC50 / HW-55	150.00	5	3	6 1/2 \ 3 1/8	50.36	
Bit Nozzles in/32 13 \ 6x14 TFA 1.0316 in^2				Jer	32.33	6 1/2	2 7/8		136.08	
ROP 80.0 ft/hr RPM 80 RPM				HWDP - NC50 / HW-55	630.00	5	3	6 1/2 \ 3 1/8	50.36	
Drilling Fluid				Sub - X/O	1.62	8	2 3/4		150.66	
Mud System Water Based				NM Sub - filter	5.59	8 1/4	2 15/16		158.66	
Mud Weight 10.60 ppg				MWD - Navittrak/INTEQ	35.99	8	3 1/4		210.14	
PV \ YP 17.00 cP \ 25.00 lbf/100ft^2				Stab - string	5.28	8	2 7/8		204.30	
Gel Strength, 10s\10min 6 \ 12 lbf/100ft^2				PDM - Ultra XL w/ In ...	34.94	8	6.400		94.64	
Rheological Model Bingham Plastic				Bit - Hughes Christe ...	1.18	12 1/4			49.00	
Casing / Open Hole										
Type	OD in	ID in	Bottom MD ft							
Casing	13 3/8	12.415	5645.00							
Openhole		12 1/4	8949.00							
Volumes bbl										
Annulus Volume	1,100.57	Hole Volume	1,326.85							
String Displacement	77.00	String Volume	149.28							
Flowrate USgal/min	800	790	780	770	760	750	740	730	720	710
Bit Hydraulics										
SPP psi	4091	4018	3947	3876	3806	3736	3667	3599	3531	3464
Surface HP HP	1907.5	1850.4	1794.4	1739.6	1685.8	1633.2	1581.7	1531.2	1481.9	1433.6
Bit Pressure Drop psi	509	497	484	472	460	448	436	424	412	401
%SPP %	12.45	12.36	12.26	12.17	12.07	11.98	11.88	11.78	11.68	11.58
Jet Velocity ft/sec	248.8	245.7	242.6	239.5	236.4	233.3	230.1	227.0	223.9	220.8
Impact Force lbf/in^2	9.3	9.0	8.8	8.6	8.4	8.2	7.9	7.7	7.5	7.3
HSI HP/in^2	2.04	1.97	1.89	1.82	1.75	1.68	1.62	1.55	1.49	1.43
TFA For Max SPP in^2	1.1379	1.0513	0.9792	0.9178	0.8647	0.8181	0.7766	0.7394	0.7056	0.6749
Bit Pressure Drop psi	418	478	537	596	654	712	769	825	881	937
Jet Velocity ft/sec	225.6	241.1	255.6	269.2	282.0	294.1	305.7	316.8	327.4	337.5
Impact Force lbf/in^2	8.4	8.9	9.3	9.7	10.0	10.3	10.5	10.8	11.0	11.2
HSI HP/in^2	1.68	1.90	2.10	2.30	2.49	2.68	2.85	3.02	3.18	3.34
System Pressure Loss - W/ Cutting Effect										
Surf Equip psi	82	80	78	76	74	73	71	69	67	66
DP, CSG, LNR, TBG psi	1445	1413	1382	1350	1320	1289	1259	1229	1199	1170
HWDP/CSDP psi	714	699	683	668	653	638	623	608	594	579
MWD psi	292	288	284	281	277	274	270	266	263	259
Motor psi	878	872	866	860	854	848	842	836	830	824
Additional Tools psi	49	48	47	46	45	44	43	42	41	40
Annulus psi	122	122	122	122	123	123	123	124	124	124
ECD - CSG Shoe ppg	10.87	10.87	10.87	10.87	10.87	10.87	10.87	10.87	10.87	10.87
ECD - Bottomhole ppg	10.87	10.87	10.87	10.87	10.87	10.87	10.87	10.88	10.88	10.88
Annular Velocities ft/min Flow Regime										
Hole ID in	String OD in									
12.415	5	151.84 L	149.95 L	148.05 L	146.15 L	144.25 L	142.35 L	140.46 L	138.56 L	136.66 L
12 1/4	5	156.78 L	154.82 L	152.87 L	150.91 L	148.95 L	146.99 L	145.03 L	143.07 L	141.11 L