

# **ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL**

**FALCUTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y  
PETRÓLEOS**

**ANÁLISIS TÉCNICO DE PROBLEMAS DURANTE LA  
PERFORACIÓN DE POZOS DIRECCIONALES UBICADOS EN EL  
CAMPO SACHA**

**TRABAJO DE TITULACIÓN, OPCIÓN: ESTUDIO DE CASOS  
PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO EN PETRÓLEOS**

**HENRY MARCELO CHANATÁSIG CHASIQUIZA**  
[henry.chanatasig@hotmail.com](mailto:henry.chanatasig@hotmail.com)

**DIRECTOR: M.Sc. FRANKLIN VINICIO GÓMEZ SOTO**  
[franklin.gomez@epn.edu.ec](mailto:franklin.gomez@epn.edu.ec)

**Quito, Diciembre 2016**

## DECLARACIÓN

Yo, Henry Marcelo Chanatásig Chasiquiza, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

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

---

HENRY CHANATÁSIG

## CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Henry Marcelo Chanatásig Chasiquiza, bajo mi supervisión.

---

M.Sc. FRANKLIN GÓMEZ  
DIRECTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

## AGRADECIMIENTOS

Agradezco a Jesús en primer lugar por guiarme durante todo este tiempo, por permitirme vivir grandes momentos y experiencias junto a buenos amigos, por cuidarme y brindarme la fortaleza necesaria para sobrellevar aquellos momentos de dificultad en los que me alejaba de mi meta, sin su apoyo no lo hubiera logrado.

Agradezco a mis padres, a quienes debo todo lo que he conseguido hasta ahora gracias a su esfuerzo, sacrificio y confianza. Su apoyo y amor incondicional me motivaron a seguir adelante durante el tiempo de mi formación profesional.

Agradezco a mi hermano, tutor y en ocasiones docente con mi persona, quien contribuyó con la elaboración del presente proyecto, expresando mi gratitud principalmente por brindarme su paciencia, su tiempo y su dedicación. Gracias naño.

Agradezco a la mejor universidad del país, por brindarme los conocimientos necesarios para mi vida profesional y poder desempeñarme en cualquier ámbito laboral.

Agradezco a todos mis amigos los nipus, quienes cada día encontraban la manera de reír y con quienes compartí gratos momentos que no olvidaré.

## DEDICATORIA

Dedico el presente proyecto de titulación a mis padres, quienes con su amor y apoyo durante estos 5 años de formación académica me permitieron seguir adelante en mis estudios, por depositar su confianza en mí y jamás abandonarme durante esta etapa de mi vida sin que me falte nada.

A todos mis familiares que de alguna u otra manera me ayudaron a seguir adelante, a conseguir mis metas y a formarme profesionalmente.

A todos mis amigos con quienes compartí excelentes, buenos, malos y pésimos momentos, pero junto a ellos siempre se encontraba la manera de reír.

Henry Chanatásig

## CONTENIDO

<b>DECLARACIÓN</b> .....	II
<b>CERTIFICACIÓN</b> .....	III
<b>AGRADECIMIENTOS</b> .....	IV
<b>DEDICATORIA</b> .....	V
<b>ÍNDICE DE FIGURAS</b> .....	XI
<b>ÍNDICE DE TABLAS</b> .....	XIII
<b>SIMBOLOGÍA Y SIGLAS</b> .....	XV
<b>GLOSARIO</b> .....	XVII
<b>RESUMEN</b> .....	XVIII
<b>PRESENTACIÓN</b> .....	XIX
<b>CAPÍTULO I</b> .....	1
<b>GENERALIDADES DE POZOS DIRECCIONALES EN EL CAMPO SACHA</b> .....	1
1.1 ASPECTOS GENERALES DEL CAMPO SACHA .....	1
1.1.1 UBICACIÓN .....	1
1.1.2 COLUMNA ESTRATIGRÁFICA .....	2
1.1.3 LITOLOGÍA DE LOS YACIMIENTOS PRODUCTORES .....	3
1.1.3.1 Yacimiento Hollín .....	4
1.1.3.1.1 Arenisca Hollín Inferior .....	4
1.1.3.1.2 Arenisca Hollín Superior .....	4
1.1.3.2 Yacimiento Napo .....	4
1.1.3.2.1 Arenisca Napo T inferior .....	4
1.1.3.2.2 Arenisca Napo U inferior .....	5
1.1.3.3 Yacimiento Basal Tena .....	5
1.2 PERFORACIÓN DE POZOS DIRECCIONALES EN EL CAMPO SACHA ...	5
1.2.1 INTRODUCCIÓN .....	5
1.2.2 PLATAFORMA DE PERFORACIÓN .....	5
1.2.3 TIPOS DE POZOS DIRECCIONALES .....	6
1.2.3.1 Perfil tipo J (Slant) .....	7
1.2.3.2 Perfil tipo J Modificado .....	7
1.2.3.3 Perfil tipo S .....	7
1.2.3.4 Perfil horizontal .....	7

1.2.4 DISEÑO ESTÁNDAR DE UN POZO DIRECCIONAL EN EL CAMPO SACHA .....	7
1.2.4.1 Sección de 26" .....	8
1.2.4.1.1 Ensamblaje de fondo (BHA) y Broca .....	8
1.2.4.1.2 Fluido de perforación.....	9
1.2.4.1.3 Parámetros de perforación .....	9
1.2.4.1.4 Corrida de casing y Cementación .....	9
1.2.4.1.5 Secuencia Operacional .....	10
1.2.4.2 Sección de 16" .....	11
1.2.4.2.1 Ensamblaje de fondo (BHA) y Broca .....	11
1.2.4.2.2 Fluido de perforación.....	11
1.2.4.2.3 Parámetros de perforación .....	12
1.2.4.2.4 Corrida de casing y Cementación .....	12
1.2.4.2.5 Secuencia Operacional .....	13
1.2.4.3 Sección de 12 1/4" .....	14
1.2.4.3.1 Ensamblaje de fondo (BHA) y broca .....	14
1.2.4.3.2 Fluido de perforación.....	15
1.2.4.3.3 Parámetros de perforación .....	15
1.2.4.3.4 Corrida de casing y Cementación .....	16
1.2.4.3.5 Secuencia Operacional .....	17
1.2.4.4 Sección de 8 1/2" .....	18
1.2.4.4.1 Ensamblaje de fondo (BHA) y Broca .....	18
1.2.4.4.2 Fluido de perforación.....	18
1.2.4.4.3 Parámetros de perforación .....	19
1.2.4.4.4 Corrida de casing y Cementación .....	19
1.2.4.4.5 Secuencia Operacional .....	20
1.3 POTENCIALES PROBLEMAS EN LA PERFORACIÓN DE POZOS DIRECCIONALES EN EL CAMPO SACHA .....	21
1.3.1 INTRODUCCIÓN .....	21
1.3.2 PROBLEMAS MÁS FRECUENTES EN LA PERFORACIÓN DE POZOS .....	22
1.3.2.1 Broca embolada .....	22
1.3.2.2 Empaquetamiento de sarta y hueco apretado .....	23
1.3.2.3 Riesgo de colisión .....	24
1.3.2.4 Desgaste prematuro de brocas .....	24

1.3.2.5 Desgaste agresivo de estabilizadores .....	25
1.3.2.6 Daño mecánico de motores de fondo .....	26
1.3.2.7 Vibraciones de la sarta .....	27
<b>CAPÍTULO II</b> .....	<b>29</b>
<b>ESTUDIO DE LOS POZOS SELECCIONADOS E IDENTIFICACIÓN DE PROBLEMAS OPERACIONALES</b> .....	<b>29</b>
2.1 SELECCIÓN DE POZOS DE ESTUDIO .....	29
2.2 ANÁLISIS DE POZOS SELECCIONADOS .....	29
2.2.1 SECCIÓN DE 26" .....	30
2.2.1.1 Información del perfil de los pozos .....	30
2.2.1.2 Ensamblajes de Fondo y Evaluación de desempeño .....	30
2.2.1.3 Brocas Usadas .....	31
2.2.1.4 Fluido de Perforación.....	32
2.2.2 SECCIÓN DE 16" .....	33
2.2.2.1 Información del perfil de los pozos .....	33
2.2.2.2 Ensamblajes de Fondo .....	33
2.2.2.3 Motores de Fondo .....	34
2.2.2.4 Broca Usadas .....	35
2.2.2.5 Fluido de Perforación.....	36
2.2.3 SECCIÓN DE 12 1/4" .....	37
2.2.3.1 Información del perfil de los pozos .....	37
2.2.3.2 Ensamblajes de Fondo .....	38
2.2.3.3 Motores de Fondo .....	38
2.2.3.4 Tipos de Broca .....	39
2.2.3.5 Fluido de Perforación.....	41
2.2.4 SECCIÓN DE 8 1/2" .....	43
2.2.4.1 Información del perfil de los pozos .....	43
2.2.4.2 Ensamblajes de Fondo .....	43
2.2.4.3 Motores de Fondo .....	44
2.2.4.4 Tipos de Broca .....	45
2.2.4.5 Fluido de Perforación.....	47
2.3 PROBLEMAS OPERACIONALES .....	48
2.3.1 PROBLEMAS OPERACIONALES PRESENTES EN EL POZO A.....	48
2.3.2 PROBLEMAS OPERACIONALES PRESENTES EN EL POZO B.....	50
2.3.3 PROBLEMAS OPERACIONALES PRESENTES EN EL POZO C .....	51



2.3.4 PROBLEMAS OPERACIONALES PRESENTES EN EL POZO D .....	53
2.3.5 PROBLEMAS OPERACIONALES PRESENTES EN EL POZO E.....	54
<b>CAPÍTULO III</b> .....	56
<b>SOLUCIONES TÉCNICAS PARA MEJORAR LA ETAPA DE PERFORACIÓN DE POZOS NUEVOS</b> .....	56
3.1 INTRODUCCIÓN .....	56
3.2 SOLUCIONES TÉCNICAS PARA LA SECCION DE 26” .....	56
3.2.1 BROCAS BICÓNICAS .....	56
3.2.2 CASING with DRILLING (CwD) .....	57
3.2.1.1 Ventajas.....	60
3.2.1.2 Desventajas:.....	60
3.2.3 SISTEMA ROTATORIO “CASING DRIVE SYSTEM (CDS)” .....	61
3.3 SOLUCIONES TÉCNICAS PARA LA SECCION DE 16” .....	64
3.3.1 FLUIDOS DE PERFORACIÓN CON BASE NITRATO DE CALCIO .....	64
3.3.2 ASENTAMIENTO DE CASING SOBRE ORTEGUAZA .....	67
3.3.3 USO DE MOTORES GT (GREAT TORQUE) .....	67
3.4 SOLUCIONES TÉCNICAS PARA LA SECCION DE 12 1/4” .....	68
3.4.1 USO DE ESTABILIZADORES ADECUADOS PARA FORMACIONES ABRASIVAS .....	68
3.4.1.1 HF 1000.....	69
3.4.1.2 HF 2000.....	69
3.4.1.3 HF 3000.....	70
3.4.2 INSPECCIÓN DE MOTORES DE FONDO.....	71
3.4.3 SARTA COMBINADA DE DRILL PIPE 5 ½” Y HWDP 5” .....	71
3.4.4 FLUIDO DE PERFORACIÓN CON LUBRICIDAD ADECUADA .....	72
3.5 SOLUCIONES TÉCNICAS PARA LA SECCIÓN DE 8 1/2” .....	73
3.5.1 BROCA PDC CON CORTADOR CÓNICO CENTRAL .....	73
3.6 CURVA PROFUNDIDAD VS TIEMPO - EMPLEANDO LAS SOLUCIONES PROPUESTAS .....	75
3.7 CURVA PROFUNDIDAD VS TIEMPO – COMPARACIÓN ENTRE UN POZO REAL Y UN POZO PLANEADO .....	78
<b>CAPÍTULO IV</b> .....	80
<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</b> .....	80
4.1 CONCLUSIONES .....	80
4.2 RECOMENDACIONES .....	83

<b>BIBLIOGRAFÍA .....</b>	<b>85</b>
<b>ANEXOS .....</b>	<b>87</b>

## ÍNDICE DE FIGURAS

<b>FIGURA 1.1:</b> UBICACIÓN DEL CAMPO SACHA .....	2
<b>FIGURA 1.2:</b> COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DEL CAMPO SACHA .....	3
<b>FIGURA 1.3:</b> SPIDER MAP DE LA PLATAFORMA.....	6
<b>FIGURA 1.4:</b> BROCA EMBOLADA.....	22
<b>FIGURA 1.5:</b> EMPAQUETAMIENTO .....	23
<b>FIGURA 1.6:</b> HUECO APRETADO.....	23
<b>FIGURA 1.7:</b> SPIDER PLOT – UBICACIÓN CELLARS.....	24
<b>FIGURA 1.8:</b> DESGASTE PREMATURO DE BROCA PDC.....	25
<b>FIGURA 1.9:</b> DESGASTE AGRESIVO DE ESTABILIZADORES .....	26
<b>FIGURA 1.10:</b> DAÑO MECÁNICO DE MOTOR DE FONDO.....	27
<b>FIGURA 1.11:</b> VIBRACIONES EN LA SARTA.....	27
<b>FIGURA 2.1:</b> BROCA TRICONICA DE 26” .....	32
<b>FIGURA 2.2:</b> BROCA PDC DE 16” .....	36
<b>FIGURA 2.3:</b> BROCA PDC DE 12 1/4” .....	41
<b>FIGURA 2.4:</b> BROCA PDC DE 8 1/2” .....	47
<b>FIGURA 2.5:</b> DESGASTE AGRESIVO DE BROCA.....	49
<b>FIGURA 2.6:</b> EMBOLAMIENTO Y LIMPIEZA DE BROCA .....	50
<b>FIGURA 2.7:</b> GOMA DEL ESTATOR.....	51
<b>FIGURA 2.8:</b> DESGASTE AGRESIVO DE ESTABILIZADORES .....	53
<b>FIGURA 3.1:</b> BROCA BICÓNICA .....	57
<b>FIGURA 3.2:</b> ZAPATA RIMADORA DE 24” .....	59
<b>FIGURA 3.3:</b> PROCESO DE CEMENTACION - PERFORACION CON CASING.....	59
<b>FIGURA 3.4:</b> CORRIDA DE CASING DE MANERA CONVENCIONAL .....	61
<b>FIGURA 3.5:</b> CASING DRIVE SYSTEM .....	62
<b>FIGURA 3.6:</b> CORRIDA DE CASING MEDIANTE CDS .....	63
<b>FIGURA 3.7:</b> ARCILLAS INESTABLES .....	64
<b>FIGURA 3.8:</b> EFECTO DEL TAMAÑO DE CATIONEN UNA INTERCAPA DE ARCILLA.....	66
<b>FIGURA 3.9:</b> MOTOR DE FONDO – SECCIÓN DE POTENCIA.....	68
<b>FIGURA 3.10:</b> SECCIÓN DE HARDFACING 1000.....	69
<b>FIGURA 3.11:</b> SECCIÓN DE HARDFACING 2000.....	69
<b>FIGURA 3.12:</b> SECCIÓN DE HARDFACING 3000.....	70
<b>FIGURA 3.13:</b> ALTOS VALORES DE STICK AND SLIP .....	72
<b>FIGURA 3.14:</b> BROCA PDC CON CORTADOR CÓNICO CENTRAL .....	73
<b>FIGURA 3.15:</b> POZOS PERFORADOS CON Y SIN BROCA PDC CON STINGER .....	74
<b>FIGURA 3.16:</b> SECCIÓN DE 8 1/2" DE UN POZO.....	75
<b>FIGURA 3.17:</b> POZO PLANEADO – TIEMPO VS PROFUNDIDAD .....	77

**FIGURA 3.18:** COMPARACIÓN POZO B Y POZO PLANEADO - TIEMPO VS PROFUNDIDAD ..... 79

## ÍNDICE DE TABLAS

<b>TABLA 1.1:</b> LITOLOGÍA DE LOS YACIMIENTOS EN EL CAMPO SACHA.....	4
<b>TABLA 1.2:</b> DESCRIPCIÓN DE BHA Y BROCA – SECCIÓN 26” .....	8
<b>TABLA 1.3:</b> PROPIEDADES DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN - SECCIÓN 26” 9	
<b>TABLA 1.4:</b> PARÁMETROS DE PERFORACIÓN – SECCIÓN 26” .....	9
<b>TABLA 1.5:</b> CARACTERÍSTICAS DEL CASING – SECCIÓN 26” .....	10
<b>TABLA 1.6:</b> CARACTERÍSTICAS DEL CEMENTO – SECCIÓN 26” .....	10
<b>TABLA 1.7:</b> SECUENCIA OPERACIONAL – SECCIÓN 26” .....	10
<b>TABLA 1.8:</b> DESCRIPCIÓN DE BHA Y BROCA – SECCIÓN 16” .....	11
<b>TABLA 1.9:</b> PROPIEDADES DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN–SECCIÓN 16” 12	
<b>TABLA 1.10:</b> PARÁMETROS DE PERFORACIÓN – SECCIÓN 16” .....	12
<b>TABLA 1.11:</b> CARACTERÍSTICAS DEL CASING – SECCIÓN 16” .....	12
<b>TABLA 1.12:</b> CARACTERÍSTICAS DEL CEMENTO – SECCIÓN 16” .....	13
<b>TABLA 1.13:</b> SECUENCIA OPERACIONAL – SECCIÓN 16” .....	13
<b>TABLA 1.14:</b> DESCRIPCIÓN DE BHA Y BROCA – SECCIÓN 12 1/4” .....	14
<b>TABLA 1.15:</b> PROPIEDADES DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN SECCIÓN 12 1/4” .....	15
<b>TABLA 1.16:</b> PROPIEDADES DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN SECCIÓN 12 1/4” .....	15
<b>TABLA 1.17:</b> PARÁMETROS DE PERFORACIÓN – SECCIÓN 12 1/4” .....	16
<b>TABLA 1.18:</b> CARACTERÍSTICAS DEL CASING – SECCIÓN 12 1/4” .....	16
<b>TABLA 1.19:</b> CARACTERÍSTICAS DEL CEMENTO – SECCIÓN 12 1/4” .....	17
<b>TABLA 1.20:</b> SECUENCIA OPERACIONAL – SECCIÓN 12 1/4” .....	17
<b>TABLA 1.21:</b> CARACTERÍSTICAS DE BHA Y BROCA – SECCIÓN 8 1/2” .....	18
<b>TABLA 1.22:</b> PROPIEDADES DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN SECCIÓN 8 1/2” .....	19
<b>TABLA 1.23:</b> PARÁMETROS PROMEDIOS DE PERFORACIÓN SECCIÓN 8 1/2” .....	19
<b>TABLA 1.24:</b> CARACTERÍSTICAS DEL CASING – SECCIÓN 8 1/2” .....	20
<b>TABLA 1.25:</b> CARACTERÍSTICAS DEL CEMENTO – SECCIÓN 8 1/2” .....	20
<b>TABLA 1.26:</b> SECUENCIA OPERACIONAL – SECCIÓN 8 1/2” .....	21
<b>TABLA 2.1:</b> INFORMACIÓN DE LOS POZOS – SECCIÓN 26”.....	30
<b>TABLA 2.2:</b> ENSAMBLAJES DE FONDO UTILIZADOS – SECCIÓN 26” .....	30
<b>TABLA 2.3:</b> BROCAS UTILIZADAS – SECCIÓN 26” .....	31
<b>TABLA 2.4:</b> CALIFICACIÓN IADC DE BROCAS USADAS - SECCIÓN DE 26” .	31
<b>TABLA 2.5:</b> FLUIDOS DE PERFORACIÓN UTILIZADOS – SECCIÓN 26” .....	32
<b>TABLA 2.6:</b> INFORMACIÓN DE LOS POZOS – SECCIÓN 16” .....	33
<b>TABLA 2.7:</b> ENSAMBLAJES DE FONDO UTILIZADOS – SECCIÓN 16” .....	34
<b>TABLA 2.8:</b> DETALLES DE MOTORES UTILIZADOS – SECCIÓN 16” .....	34
<b>TABLA 2.9:</b> CARACTERÍSTICAS DE BROCAS UTILIZADAS – SECCIÓN 16” .	35
<b>TABLA 2.10:</b> CALIFICACIÓN IADC DE BROCAS USADAS - SECCIÓN DE 16”	36
<b>TABLA 2.11:</b> FLUIDOS DE PERFORACIÓN UTILIZADOS – SECCIÓN 16” .....	37

<b>TABLA 2.12:</b> INFORMACIÓN DE LOS POZOS – SECCIÓN 12 1/4".....	37
<b>TABLA 2.13:</b> ENSAMBLAJES DE FONDO UTILIZADOS – SECCIÓN 12 1/4" ...	38
<b>TABLA 2.14:</b> DETALLES DE MOTORES UTILIZADOS – SECCIÓN 12 1/4" .....	39
<b>TABLA 2.15:</b> BROCAS UTILIZADAS – SECCIÓN 12 1/4" .....	40
<b>TABLA 2.16:</b> CALIFICACIÓN IADC DE BROCAS USADAS SECCIÓN DE 12 1/4" .....	41
<b>TABLA 2.17:</b> FLUIDOS DE PERFORACIÓN UTILIZADOS – SECCIÓN 12 1/4" ..	42
<b>TABLA 2.18:</b> FLUIDOS DE PERFORACIÓN UTILIZADOS – SECCIÓN 12 1/4" ..	42
<b>TABLA 2.19:</b> INFORMACIÓN DE LOS POZOS – SECCIÓN 8 1/2".....	43
<b>TABLA 2.20:</b> ENSAMBLAJES DE FONDO UTILIZADOS – SECCIÓN 8 1/2" ....	44
<b>TABLA 2.21:</b> DETALLES DE MOTORES UTILIZADOS – SECCIÓN 8 1/2" .....	45
<b>TABLA 2.22:</b> BROCAS UTILIZADAS – SECCIÓN 8 1/2" .....	46
<b>TABLA 2.23:</b> CALIFICACIÓN IADC DE BROCAS USADAS SECCIÓN DE 8 1/2" .....	46
<b>TABLA 2.24:</b> FLUIDOS DE PERFORACIÓN UTILIZADOS – SECCIÓN 8 1/2" ..	48
<b>TABLA 2.25:</b> PROBLEMAS OPERACIONALES EN EL POZO A .....	49
<b>TABLA 2.26:</b> PROBLEMAS OPERACIONALES EN EL POZO B .....	50
<b>TABLA 2.27:</b> PROBLEMAS OPERACIONALES EN EL POZO C .....	52
<b>TABLA 2.28:</b> PROBLEMAS OPERACIONALES EN EL POZO D .....	54
<b>TABLA 2.29:</b> PROBLEMAS OPERACIONALES EN EL POZO E .....	55
<b>TABLA 3.1:</b> PARÁMETROS DE PERFORACIÓN – POZO CON CwD.....	58
<b>TABLA 3.2:</b> ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL CDS.....	63
<b>TABLA 3.3</b> DIÁMETROS IÓNICOS.....	66
<b>TABLA 3.4:</b> TIEMPOS DEL POZO PLANEADO .....	76
<b>TABLA 3.5:</b> POZO B VS POZO PLANEADO .....	78
<b>TABLA 4.1:</b> RESUMEN DE POZOS DE ESTUDIO .....	81

## SIMBOLOGÍA Y SIGLAS

**#:** Lb/pie

**BHA:** Bottom Hole Assembly

**BOP:** Blowout Preventor

**BPPD:** Barriles de Petróleo Por Día

**BSW:** Basic Sediment and Water

**CDS:** Casing Drive System

**CwD:** Casing with Drilling

**DC:** Drill Collar

**DLS:** Dog Leg Severity

**DOP:** Drop Of Point

**DP:** Drill Pipe

**EOC:** End Of Curve

**EOD:** End Of Drop

**FTGE:** Footage

**FV:** Fann Viscosity

**gpm:** galones por minuto

**GT:** Great Torque

**HF:** HardFacing

**HSI:** Horsepower per Square Inches

**HWDP:** Heavy Weight Drill Pipe

**KOP:** Kick Of Point

**LCM:** Lost Circulation Material

**LWD:** Logging While Drilling

**MD:** Measure Depth

**MWD:** Measure While Drilling

**NPT:** Non Productive Time

**OR:** Orteguaza

**ppg:** pound per galon

**PV:** Plastic Viscosity

**ROP:** Rate Of Penetration

**RPM:** Revoluciones Por Minuto

**TD:** Total Deep

**TDL:** Thru Drill pipe Logging

**TE:** Tena

**TFA:** Total Flow Area

**TOC:** Top Of Cement

**TY:** Tiyuyacu

**WOB:** Weigh On Bit

**X-O:** Cross Over

**YP:** Yield Point



## GLOSARIO

**Azimuth:** El ángulo existente entre la proyección vertical de una línea de interés sobre una superficie horizontal y el norte verdadero o norte magnético, medido en un plano horizontal, medido normalmente desde el norte en sentido horario.

**Backreaming:** Es la práctica de bombeo y rotación de la sarta de perforación al mismo tiempo tirando fuera del hoyo.

**Bearing in:** Cojinete de entrada del motor de fondo.

**Bearing out:** Cojinete de salida del motor de fondo.

**Casing Hanger:** Colgador de la tubería de revestimiento, proporciona un medio para asegurar la localización correcta de la sarta y generalmente incluye un dispositivo o sistema de sellado para aislar el espacio anular existente entre la tubería de revestimiento y la tubería de producción de los componentes superiores del cabezal del pozo.

**Gyro:** Herramienta que proporciona la orientación del pozo, con respecto al norte magnético.

**Landing Joint:** Tubo de aterrizaje para asentar la sarta

**No Guage:** Herramienta fuera de calibre.

**Pack off:** Parte del cabezal multibowl

**Rams:** Arietes del BOP.

**Rat Hole:** Una abertura en el piso de perforación, cerca de la mesa rotativa, pero entre la mesa rotativa y la puerta de la torre, que hace posible la ejecución de conexiones rápidas durante la perforación.

**ROP avg:** Pies perforados en el tiempo total de perforación.

**ROP efectiva:** Pies perforados en el tiempo que la broca perfora.

**Wear bushing:** Herramienta usada para proteger la cubierta de la cabeza del casing durante las operaciones de perforación.

## RESUMEN

En el primer capítulo se describen los aspectos generales del campo Sacha, además de los tipos de pozos que se perforan en las plataformas petroleras ubicadas en el campo Sacha, describiendo de forma general el diseño estándar de un pozo direccional como son: BHA, brocas utilizadas, fluidos de perforación, parámetros de perforación requeridos, tipos de casing bajados en el hoyo, la cementación realizada, la secuencia operacional que involucra cada una de las secciones mencionadas y los principales problemas operacionales que suceden en la perforación de pozos petroleros.

El segundo capítulo presenta un análisis técnico de los reportes diarios de las operaciones de perforación de 5 pozos direccionales ubicados en el campo Sacha, donde se detalla información sobre: perfil de los pozos, brocas, motores, fluidos de perforación y ensamblajes direccionales utilizados. Posteriormente se identifica los problemas que han tomado lugar durante la perforación de los pozos de estudio, además se detallará: cuáles fueron las causas que los originaron y las consecuencias que estos representan.

En el tercer capítulo se presenta y se realiza una descripción sobre las soluciones técnicas que se pueden implementar para reducir los riesgos operativos y el tiempo de perforación de cada sección perforada, representando los resultados obtenidos en gráficas de profundidad vs tiempo.

En el cuarto capítulo se presentan las conclusiones y recomendaciones del trabajo de titulación.

## PRESENTACIÓN

La perforación de un pozo ya sea vertical, direccional u horizontal siempre involucra riesgos operativos, y si no se toman las medidas preventivas para evitarlos, éstos podrían convertirse en problemas de mayor complejidad, generando así, mayores tiempos y costos en la perforación del pozo.

Como parte del presente trabajo, se pretende realizar una investigación donde se analizan los problemas operativos que provocan extensos tiempos en la etapa de perforación de pozos en el campo Sacha, para de esta manera proponer soluciones que permitan optimizar la perforación de pozos.

Mediante un análisis de los BHAs, brocas, fluidos de perforación, y demás herramientas utilizadas en la perforación de 5 pozos ubicados en el campo Sacha, se identifican los problemas operacionales, sus causas y las consecuencias que estos representan. Entre los principales problemas a estudiar se tienen: broca embolada, hueco apretado, desgaste en brocas y estabilizadores, daños mecánicos en el motor de fondo y vibraciones en la sarta de perforación, los cuales afectan directamente el desarrollo de los pozos.

Acorde al análisis realizado se implementan soluciones técnicas a desarrollar en el presente trabajo con el objetivo de reducir riesgos operativos y el tiempo de perforación de pozos nuevos a perforar en el campo Sacha. Identificado el problema y la sección en el que se encuentra se proponen las siguientes soluciones a tomarse en cuenta: brocas bicónicas, casing with drilling, fluidos de perforación a base nitrato de calcio, motores GT, estabilizadores con HF 3000, sarta combinada de perforación, broca PDC con cortador cónico central, entre otras.

Como finalidad del trabajo se realizan curvas de profundidad vs tiempo implementando las soluciones propuestas, y se realiza una comparación de los tiempos alcanzados al aplicar las soluciones propuestas con los tiempos obtenidos del pozo B, el cual presentó un menor tiempo de perforación.

## **CAPÍTULO I**

### **GENERALIDADES DE POZOS DIRECCIONALES EN EL CAMPO SACHA**

#### **1.1 ASPECTOS GENERALES DEL CAMPO SACHA**

El campo Sacha fue descubierto en el año de 1969 por el consorcio Texaco-Gulf, con el primer pozo exploratorio Sacha-01 alcanzando una profundidad de 10160 pies, con una producción inicial de 1328 BPPD de 29,9° API con un BSW de 0,1% proveniente de la arena Hollín Inferior.

La producción de crudo de las arenas se deben a diferentes fuerzas, en Hollín por un empuje Hidráulico activo manteniéndose la presión constante, en Napo y Basal Tena se tiene un yacimiento de gas en solución donde la presión va declinando.(Baby, et al, 2012)

Actualmente el campo Sacha es considerado un campo maduro, pero con las nuevas reservas descubiertas a finales del 2013 que bordean los 240 millones de barriles de crudo, se ha convertido en uno de los más importantes del Ecuador, con una producción promedio de 72500 BPPD a Julio de 2016.

##### **1.1.1 UBICACIÓN**

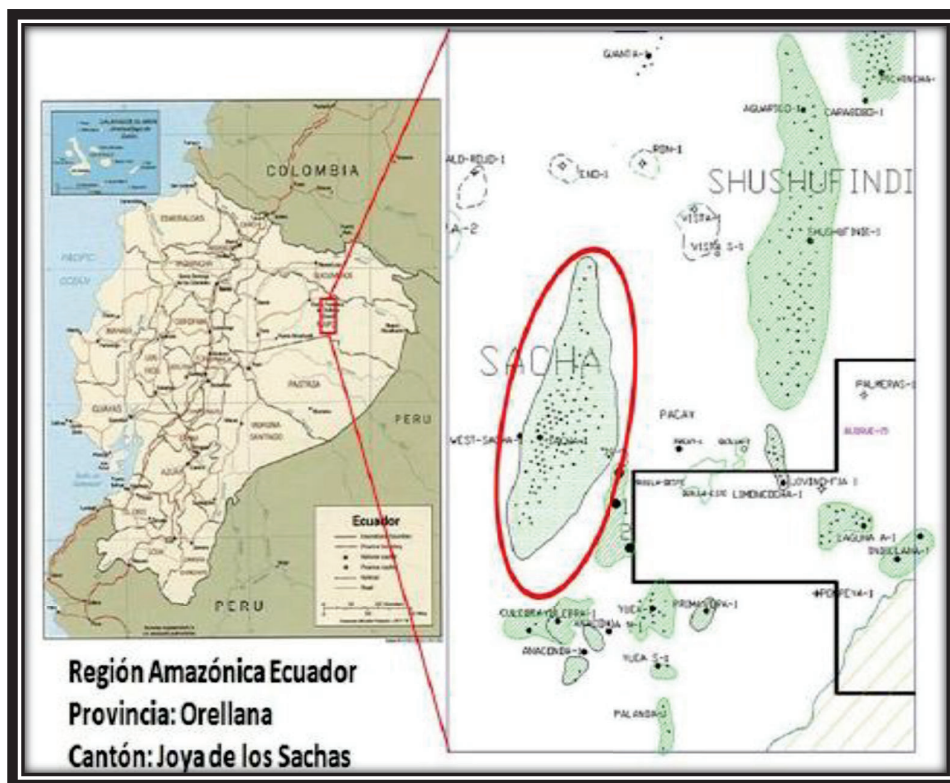
El campo Sacha se encuentra ubicado al noreste de la amazonia ecuatoriana, en la provincia de Francisco de Orellana, en una estructura anticlinal y con un área aproximada de 41.514 acres, su ubicación geográfica es: Latitud 00° 19' 22.54" Sur y Longitud: 76° 50' 05.87" Este (ver figura 1.1).

Los límites que posee el campo son los siguientes:

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

(Zapata & Cevallos, 2012)

**FIGURA 1. 1: UBICACIÓN DEL CAMPO SACHA**



Fuente: Departamento de Geociencias

### 1.1.2 COLUMNA ESTRATIGRÁFICA

El Campo se encuentra cortado por una falla que se origina en el basamento, que contribuyó a la deposición de los sedimentos que afloran del Mioceno al Reciente. La falla alcanza la caliza M-2 con un salto de falla al nivel de la Formación Hollín de 10 a 35 pies al Norte, 10 pies en el centro del Campo y 20 a 35 pies al Sur.

La producción de crudo en la cuenca oriente del Ecuador en gran parte se encuentra relacionada a la era mesozoica, a los depósitos de la edad del Cretácico inferior a medio, en las formaciones Hollín y Napo y de la edad Cretácico superior en la formación Basal Tena (ver figura 1.2). (Zapata & Cevallos, 2012)

**FIGURA 1. 2: COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DEL CAMPO SACHA**

EDAD	LITOLOGÍA	FORMACIÓN	MIEMBRO	TOPE Cortes MD (pies)
Cuaternario		INDIFERENCIADO		
Oligoceno		ORTEGUAZA		5.495
Eoceno		TIYUYACU		6.345
			Basal Conglomerado	7.576
Paleoceno		TENA	Tena	8.044
			Basal Tena	8.925
			Napo	8.934
Cretaceo Superior		Formación Napo	Zona Caliza "M-1"	9.161
			Caliza "M-2"	9.357
			Base Caliza "M-2"	9.408
			Caliza "A"	9.491
			Base Caliza "A"	9.592
			Arenisca "U" Superior	9.619
			Arenisca "U" Inferior	9.660
			Base Arenisca "U" Inferior	9.686
			Caliza "B"	9.778
			Arenisca "T" Superior	9.796
			Arenisca "T" Inferior	9.865
			Base Arenisca "T" Inferior	9.936
			Caliza "C"	10.046
			Cretaceo Inferior	
Hollín Inferior	10.087			

**Fuente:** Departamento de Geociencias.

### 1.1.3 LITOLOGÍA DE LOS YACIMIENTOS PRODUCTORES

Según su nivel de importancia el campo Sacha se encuentra constituido por las formaciones Hollín, las formaciones Napo T y Napo U, y la formación Basal Tena.

Estos reservorios son los principales productores de crudo, y se encuentran distribuidos total o parcialmente a lo largo del campo.

**TABLA 1. 1: LITOLOGÍA DE LOS YACIMIENTOS EN EL CAMPO SACHA**

Formación	Descripción Litológica
Hollín Inferior	Arenisca
Hollín Superior	Arenisca
Napo T Inferior	Arenisca, lutita, caliza
Napo U Inferior	Arenisca y lutita
Basal Tena	Arenisca

**Fuente:** Archivo Campo Sacha, Río Napo CEM.

**Elaborado por:** Henry Chanatásig.

### 1.1.3.1 Yacimiento Hollín

#### 1.1.3.1.1 Arenisca Hollín Inferior

Consiste en una arenisca blanca cuarzosa, de grano medio a grueso, con ciertas intercalaciones de niveles limosos y arcillosos. Tiene una porosidad aproximada de 18%, un espesor promedio de 60 a 70 pies y una salinidad de 500 ppm NaCl del agua de formación. (Baby, et al, 2012)

#### 1.1.3.1.2 Arenisca Hollín Superior

Compuesto por arenisca cuarzosa-glauconítica, calcárea, de grano fino a muy fino, intercalado de lentes de caliza y lutita. Tiene una porosidad promedio de 14%, un espesor de 7,5 pies y una salinidad de 3,891 ppm NaCl. (Baby, et al, 2012)

### 1.1.3.2 Yacimiento Napo

#### 1.1.3.2.1 Arenisca Napo T inferior

Constituida por abundante glauconita, arenisca cuarzosa de grano medio a fino, forman la selección arenosa de mayor continuidad vertical y lateral. Tiene un espesor entre 20 y 90 pies y una salinidad promedio de 20.000 a 25.000 ppm de NaCl del agua de formación. (Baby, et al, 2012)

#### ***1.1.3.2.2 Arenisca Napo U inferior***

Presencia de una arenisca cuarzosa, grano medio a fino, la matriz predominante es caolinítica y cemento silíceo. Con una porosidad media de 17%, un espesor promedio de 17,75 pies y una salinidad entre 30.000 a 35.000 ppm NaCl del agua de formación. (Baby, et al, 2012)

#### **1.1.3.3 Yacimiento Basal Tena**

Compuesta por arenisca cuarzosa, formada por secuencias de grano fino a muy fino y secuencias de grano fino a medio, dando lugar a un desarrollo irregular, propiciando a la formación de estratos lenticulares o trampas estratigráficas. Tiene una porosidad media de 18%, un espesor neto de 10 a 15 pies y una salinidad entre 24000 a 36000 ppm de NaCl del agua de formación. (Baby, et al, 2012)

## **1.2 PERFORACIÓN DE POZOS DIRECCIONALES EN EL CAMPO SACHA**

### **1.2.1 INTRODUCCIÓN**

La perforación direccional consiste en desviar el pozo a lo largo de una trayectoria planificada hacia un objetivo predeterminado, ubicado a una distancia lateral dada y en una dirección definida en función de la posición superficial, mediante el control de desviación se mantendrá el pozo dentro de los límites establecidos, relativos al ángulo de inclinación o al desplazamiento horizontal, o a ambos.

### **1.2.2 PLATAFORMA DE PERFORACIÓN**

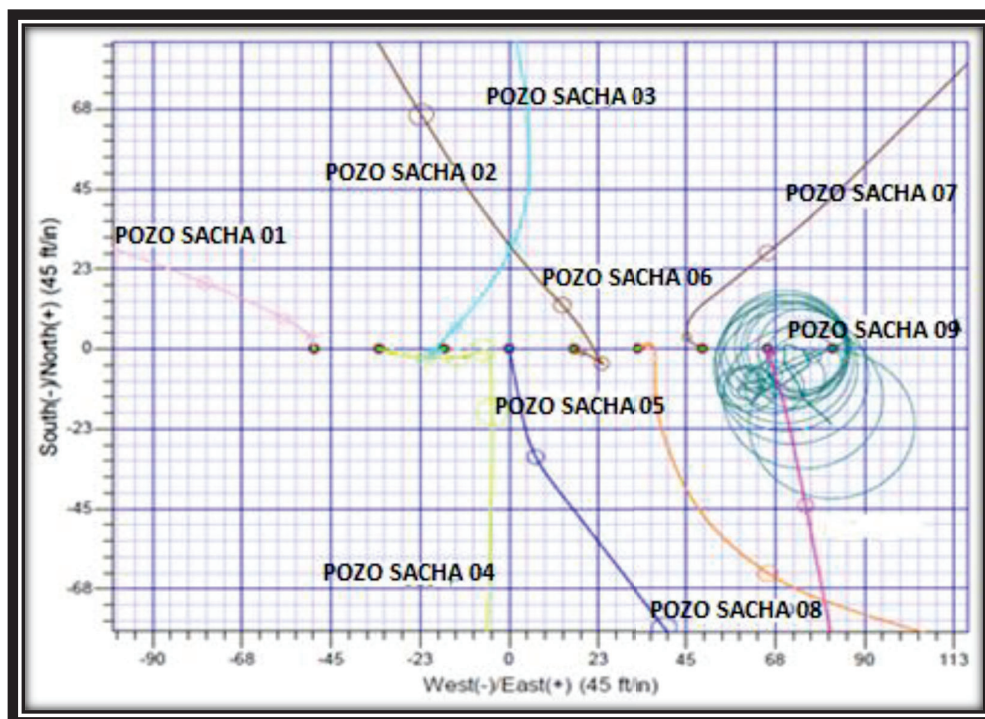
En el campo Sacha los aspectos ambientales, sociales y económicos se han convertido en factores decisivos para la construcción de pozos direccionales desde plataformas de perforación, cumpliendo con todas las leyes y requisitos necesarios para iniciar la perforación de pozos.



Una plataforma de perforación es una sola locación donde se produce y se direcciona el crudo a centros de facilidades de producción, se encuentra formada por dos sectores: el área de pozos y el área de procesos. (Escobar , 2008)

El área de pozos en el campo Sacha está conformada hasta un máximo de 9 cellars, y desde cada uno de éstos se perforan los pozos hacia las coordenadas del objetivo a alcanzar (ver figura 1.3).

**FIGURA 1. 3: SPIDER MAP DE LA PLATAFORMA**



**Fuente:** Resumen final direccional, Rio Napo CEM.

### 1.2.3 TIPOS DE POZOS DIRECCIONALES

De acuerdo a las coordenadas del objetivo, características de la estructura geológica, espaciamiento entre pozos, profundidad vertical y deslizamiento al objetivo, los pozos pueden tener diferentes configuraciones o perfiles en su trayectoria, las cuales se mencionan a continuación:

### **1.2.3.1 Perfil tipo J (Slant)**

En este perfil se cuenta con una sección vertical, una sección de construcción de la inclinación y una sección tangente directo hacia el objetivo. La producción de un pozo tipo J será similar a la producción de un pozo vertical en un mismo yacimiento. (Dueñas, 2015)

### **1.2.3.2 Perfil tipo J Modificado**

En este perfil los pozos presentan las mismas características del perfil tipo “J”, la diferencia radica en la disminución de la inclinación al final de la trayectoria. (Dueñas, 2015)

### **1.2.3.3 Perfil tipo S**

El perfil en “S” o “S modificada”, se emplea cuando se requiere atravesar intervalos productores de manera vertical. Este perfil consta de una sección vertical, una sección de construcción, una sección tangente y una sección de caída de ángulo. (Dueñas, 2015)

### **1.2.3.4 Perfil horizontal**

Este perfil es el adecuado en presencia de domos salinos o fallas, consta de una sección vertical, una primera sección de construcción, una sección tangente, una sección de construcción y la sección horizontal dentro del objetivo deseado. La producción de estos pozos debería ser el triple de la producción de un pozo vertical justificando la inversión. (Dueñas, 2015)

## **1.2.4 DISEÑO ESTÁNDAR DE UN POZO DIRECCIONAL EN EL CAMPO SACHA**

Los pozos direccionales en el campo Sacha normalmente están diseñados con 4 secciones: 26”, 16”, 12 1/4” y 8 1/2”, con 4 revestidores: Conductor de 20”, Superficial de 13 3/8”, Intermedio de 9 5/8” y un Liner de Producción de 7”, siendo

los objetivos principales las formaciones Hollín, las formaciones Napo T y Napo U, y la formación Basal Tena.

A continuación se describe de forma general el BHA, las brocas utilizadas, el fluido de perforación, los parámetros de perforación requeridos, el tipo de casing bajado en el hoyo, la cementación realizada y la secuencia operacional que involucra cada una de las secciones mencionadas.



#### 1.2.4.1 Sección de 26”

En los pozos del campo Sacha, la sección de 26” se perfora hasta aproximadamente los 400 pies de profundidad, principalmente para aislar zonas de pérdida de circulación, acuíferos superficiales y atravesar la zona de cantos rodados existentes.

##### 1.2.4.1.1 Ensamblaje de fondo (BHA) y Broca

Se usa un BHA convencional con una broca tricónica de dientes para atravesar arcillas y cantos rodados; éste BHA está diseñado para dar rigidez a la sarta, mantener la verticalidad del pozo y proporcionar un peso adecuado a la broca (ver tabla 1.2).

**TABLA 1. 2: DESCRIPCIÓN DE BHA Y BROCA – SECCIÓN 26”**

BROCA	BHA
 <p><b>0 - 400 ft</b> TFA: 0.518in<sup>2</sup> 4 x 13 jets</p>	 <p>5" HWDP 3 x 8" DC Bit sub Broca</p>

**Fuente:** Reportes diarios de perforación, Rio Napo CEM.

**Elaborado por:** Henry Chanatásig.

#### 1.2.4.1.2 Fluido de perforación

Se trabaja con un fluido nativo compuesto principalmente por bentonita, generalmente se bombea en conjunto píldoras viscosas que ayudan a extraer los recortes y material anti-pérdida de circulación (LCM) que taponan zonas donde se puede perder fluido de perforación, mejorando la limpieza del hoyo y evitando la pérdida de fluido por fracturas (ver tabla 1.3).

**TABLA 1. 3: PROPIEDADES DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN– SECCIÓN 26”**

Tipo:	Densidad:	Densidad/csg:	PV:	YP:	FV:	MBT:	Gels:	Filtrado:
Nativo	8.5 - 8.7 ppg	8.7 ppg	3 - 4 cP	5 - 8 lb/100ft <sup>2</sup>	34 - 36 sec/quart	< 20 lpb equiv.	2 - 3 - 5 lb/100ft <sup>2</sup>	S/N cc/30min

**Fuente:** Reportes de fluidos de perforación, Rio Napo CEM.

**Elaborado por:** Henry Chanatásig.

#### 1.2.4.1.3 Parámetros de perforación

Se inicia la perforación de esta sección incrementando gradualmente el caudal desde 100 gpm en superficie hasta 500 gpm al llegar al punto de asentamiento del casing de 20”, con el objetivo de no fracturar formaciones superficiales y evitar pérdidas de circulación (ver tabla 1.4).

**TABLA 1. 4: PARÁMETROS DE PERFORACIÓN – SECCIÓN 26”**

gpm:	HSI:	ROP avg:	ROP neta:	RPM
100 - 500	0.1	30 pph	50 pph	80 - 120

**Fuente:** Reportes diarios de perforación, Rio Napo CEM.

**Elaborado por:** Henry Chanatásig.

#### 1.2.4.1.4 Corrida de casing y Cementación

Se baja revestimiento de 20” desde superficie hasta punto de asentamiento de casing, llenando cada tubo con fluido de perforación, con equipo convencional de corrida de tubería o sistema rotatorio (ver tabla 1.5).

**TABLA 1. 5: CARACTERÍSTICAS DEL CASING – SECCIÓN 26”**

Tipo:	Zapata:	Descripción:	No. Juntas:
Csg 20", 94#, K-55, BTC	en fondo	Stab-in Shoe	+10

**Fuente:** Reportes diarios de perforación, Rio Napo CEM.

**Elaborado por:** Henry Chanatásig.

La cementación se realiza bajando tubería de perforación con stinger dentro del conductor, donde se conecta el stinger a la zapata y se bombea agua tratada como pre-flujo seguido de la lechada de cemento hasta observar retorno de cemento por el espacio anular en superficie (ver tabla 1.6).

**TABLA 1. 6: CARACTERÍSTICAS DEL CEMENTO – SECCIÓN 26”**

Tipo:	Tope cemento:	Densidad:	Exceso:	Pre-flujos:
Clase A	Superficie	15.8 ppg	hasta 5 bls en sup.	10 bbls Agua tratada

**Fuente:** Reportes de cementación, Rio Napo CEM.

**Elaborado por:** Henry Chanatásig.

#### *1.2.4.1.5 Secuencia Operacional*

La secuencia operacional recomendada muestra el procedimiento a seguir para perforar la sección de 26”, incluyendo las contingencias a tomarse en cuenta en caso de presentarse problemas que dificulten la perforación (ver tabla 1.7).

**TABLA 1. 7: SECUENCIA OPERACIONAL – SECCIÓN 26”**

SECUENCIA OPERACIONAL
<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Armar BHA #1 con Broca triconica de 26” .</li> <li>2. Perforar bombeando una pílora (40bbl) viscosa cada tubo. En la profundidad total, bombear 50bbl de viscosa, circular a limpio.</li> <li>3. Tener siempre el cellar jet operativo.</li> <li>4. Romper circulación y circular el pozo hasta retornos limpios para realizar el viaje hasta superficie.</li> <li>5. Si al sacar tubería se observa que el hoyo está en pobres condiciones, se hará viaje de limpieza.</li> </ol> <p><b>CONTINGENCIAS:</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>a. La unidad de mud logging debe estar presente desde el inicio de pozo.</li> <li>b. Contar con suficiente LCM en caso de pérdidas y tener preparado un bache de 100bbls de lodo de 12ppg.</li> </ol>

**Fuente:** Reportes diarios de perforación, Rio Napo CEM.

**Elaborado por:** Henry Chanatásig.



### 1.2.4.2 Sección de 16"

La sección de 16" normalmente se perfora desde el zapato de 20" hasta los 4500 pies en la formación Chalcana, atravesando formaciones del terciario indiferenciado, principalmente aislando la formación Chalcana. Básicamente en esta sección se realiza la mayor parte del trabajo direccional del pozo perforado.

#### 1.2.4.2.1 Ensamblaje de fondo (BHA) y Broca

El BHA empleado es direccional con una configuración de estabilizadores y una broca PDC de 4 o 5 aletas que permite la construcción de la curvatura del pozo tanto en dirección como en inclinación a partir del KOP (ver tabla 1.8). Con este BHA se atraviesa principalmente formaciones compuestas por arcillas.

**TABLA 1. 8: DESCRIPCIÓN DE BHA Y BROCA – SECCIÓN 16"**

BROCA	BHA
 <p data-bbox="529 1457 695 1486"><b>400 - 4500 ft</b></p> <p data-bbox="521 1524 703 1581">TFA: 0.742 in<sup>2</sup> 8 x 11 jets</p>	 <p data-bbox="846 1066 1011 1123">4 x 5" HWDP 6 1/2" Jar</p> <p data-bbox="846 1163 1024 1192">24 x 5" HWDP</p> <p data-bbox="846 1232 964 1289">XO Filter sub</p> <p data-bbox="846 1329 1027 1386">MWD Navitrak 14 3/4" stab</p> <p data-bbox="846 1394 1105 1451">Float sub 9 1/2" Motor (15 3/4")</p> <p data-bbox="846 1459 1127 1516">0.15 rev/gal - AKO 1.5° Broca</p>

**Fuente:** Reportes diarios de perforación, Rio Napo CEM.

**Elaborado por:** Henry Chanatásig.

#### 1.2.4.2.2 Fluido de perforación

Se acondiciona el fluido usado en la etapa anterior a 8,5 ppg, se bombean surfactantes, píldoras de baja reología y viscosas para la perforación en la zona

arcillosa con los siguientes propósitos: dispersar arcillas, evitar adherencia de material arcilloso en herramientas y acarrear recortes (ver tabla 1.9).

**TABLA 1. 9: PROPIEDADES DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN – SECCIÓN 16”**

Tipo:	Densidad:	Densidad/csg:	PV:	YP:	FV:	MBT:	Gels:	Filtrado:
Disperso	8.5 - 9.5 ppg	10.2 ppg	3 - 10 cP	3 - 12 lb/100ft <sup>2</sup>	27 - 33 sec/quart	< 20 lpb equiv.	2 - 3 - 4 lb/100ft <sup>2</sup>	NC cc/30min

**Fuente:** Reportes de fluidos perforación, Rio Napo CEM.

**Elaborado por:** Henry Chanatásig.

#### 1.2.4.2.3 Parámetros de perforación

La sección de 16” se perfora rotando y deslizando, incrementando las RPM y WOB para obtener valores altos de ROP y atravesar arcillas en el menor tiempo posible, siendo necesario un mayor galonaje y un alto HSI para una buena limpieza del pozo (ver tabla 1.10).

**TABLA 1. 10: PARÁMETROS DE PERFORACIÓN – SECCIÓN 16”**

gpm:	HSI:	PSI / Δ PSI:	RPM / WOB:	ROP avg / neta:	ROP rot / desliz:
500 - 1000	2.6	4000 / 450 - 600	70 - 220 / 15-40 Klb	90 - 110 / 110 - 120 pph	150 -170 / 60 pph

**Fuente:** Reportes diarios de perforación, Rio Napo CEM.

**Elaborado por:** Henry Chanatásig.

#### 1.2.4.2.4 Corrida de casing y Cementación

Se baja revestimiento de 13 3/8” desde superficie hasta punto de asentamiento de casing (ver tabla 1.11), llenando cada tubo y rompiendo circulación cada 500 pies, con equipo convencional de corrida de tubería o sistema rotatorio.

**TABLA 1. 11: CARACTERÍSTICAS DEL CASING – SECCIÓN 16”**

Tipo:	Zapata:	No. Juntas:	Descripción:	Centralización:	Acople tapones:
Csg 13 3/8", 68#, K-55, BTC	En fondo	+125	Float Shoe 1 Jnt Float Collar	70% stand off 8 unidades/1 Bow 1,2,4,6,8,10,12,14	500 psi encima pres. Final

**Fuente:** Reportes diarios de perforación, Rio Napo CEM.

**Elaborado por:** Henry Chanatásig.

La operación de cementación se realiza bajo las medidas establecidas (ver tabla 1.12), siempre con el monitoreo permanente de presiones y retornos, bombeando pre-flujos, lechadas Lead y Tail de diferentes densidades de cemento clase A diseñado para emplearse hasta 6000 pies de profundidad.

**TABLA 1. 12: CARACTERISTICAS DEL CEMENTO – SECCIÓN 16’’**

Tipo:	Lead TOC	Densidad:	Exceso:	Long. Tail	Densidad:	Exceso:	Pre-flujos:
Clase A	+400 ft	14.5 ppg	0%	+1000 ft	16.0 ppg	0%	5 bbls Agua tratada 80 bbl RSB Spacer MW + 2.0 ppg 5 bbls Agua tratada

**Fuente:** Reportes de cementación, Rio Napo CEM.

**Elaborado por:** Henry Chanatásig.

#### *1.2.4.2.5 Secuencia Operacional*

La siguiente secuencia operacional recomendada muestra el procedimiento a seguir para perforar la sección de 16’’ (ver tabla 1.13), recomendando iniciar la perforación con un bajo galonaje para evitar fracturas superficiales.

**TABLA 1. 13: SECUENCIA OPERACIONAL – SECCIÓN 16’’**

SECUENCIA OPERACIONAL
<p><b>1.</b> Armar BHA #2 direccional con broca PDC y bajar hasta fondo. Continuar perforando con galonaje reducido, mientras se evalúa la posibilidad de aumentar gradualmente, para continuar verticalmente hasta el KOP, donde se comenzará a construir ángulo con DLS y azimuth hasta alcanzar el máximo ángulo de inclinación de esta sección, para continuar tangente hasta punto de revestimiento de 13 3/8”.</p> <p><b>2.</b> Una vez alcanzada la profundidad de asentamiento, bombear tándem 30/40 bbls de píldoras dispersa/viscosa, compensando el ECD y circular hasta zarandas limpias.</p> <p><b>3.</b> Llevar a cabo viaje de calibre. Regresar a fondo y bombear tándem 30/40 bbls de píldoras dispersa/viscosa.</p> <p><b>4.</b> Durante las últimas 3 paradas aumentar la densidad a 10 ppg (0.1 ppg por parada). Una vez alcanzada la profundidad total, bombear dos tándem de tren de píldoras (40 bbs dispersa y 60 bbl viscosa pesada) hasta zarandas limpias y homogenizar la densidad del fluido de 10 ppg a 10.2 ppg. Chequear flujo y sacar tubería. Registrar condiciones de salida del BHA y calificación de la broca.</p> <p><b>5.</b> Bajar y cementar revestimiento de 13 3/8”.</p> <p><b>6.</b> Centrar, cortar y biselar revestimiento. Instalar cabezal y probar. Instalar y probar BOP y manifold. Instalar wear bushing.</p>

**Fuente:** Reportes diarios de perforación, Rio Napo CEM.

**Elaborado por:** Henry Chanatásig.





### 1.2.4.3 Sección de 12 1/4"

Esta sección se perfora desde el zapato de 13 3/8" hasta unos 50 pies sobre la formación Basal Tena, sin embargo existen pozos en los cuales se ha perforado solo hasta el tope de la formación Tena.

#### 1.2.4.3.1 Ensamblaje de fondo (BHA) y broca

En la perforación del hoyo de 12 1/4" se usa un BHA direccional y broca PDC de 5 aletas (ver tabla 1.14), con una configuración de estabilizadores que permita mantener la tangente en pozos tipo J modificados o la verticalidad en pozos tipo S de acuerdo a las necesidades de la trayectoria planificada, atravesando formaciones compuestas principalmente por lutitas, arcillas y conglomerados.

**TABLA 1. 14: DESCRIPCIÓN DE BHA Y BROCA – SECCIÓN 12 1/4"**

BROCA	BHA
 <p data-bbox="540 1419 724 1539"> <b>4500 - 7984 ft</b>            2x12, 5x13 jets            TFA: 0.869 in<sup>2</sup> </p>	 <p data-bbox="911 1104 1130 1675">           6 x 5" HWDP            6 1/2" Jar            23 x 5" HWDP            6 x 6 1/4" DC            XO            NM Sub - Filter            8 1/4" MWD            11 3/4" stab            Float Sub            8" Motor (12 1/8")            0.16 rev/gal - AKO 1.5°            Broca         </p>

**Fuente:** Reportes diarios de perforación, Rio Napo CEM.

**Elaborado por:** Henry Chanatásig.

### 1.2.4.3.2 Fluido de perforación

En esta sección se usan dos fluidos de perforación, el primero es un fluido disperso, compuesto por píldoras de carbonato de calcio para sellar arenas y estabilizar lentes de lutita, eliminando los riesgos de pérdida de circulación y derrumbes de lutitas al atravesar Orteguaza (ver tabla 1.15).

**TABLA 1. 15: PROPIEDADES DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN SECCIÓN 12 1/4"**

Tipo:	Densidad:	PV:	YP:	FV:	MBT:	Gels:	Filtrado:
Disperso	9.4 - 9.7 ppg	4 - 7 cP	6 - 10 lb/100ft <sup>2</sup>	28 - 30 sec/quart	< 15 lpb equiv.	4 - 7 - 10 lb/100ft <sup>2</sup>	SC cc/30min

**Fuente:** Reportes de fluidos de perforación, Rio Napo CEM.

**Elaborado por:** Henry Chanatásig.

Para atravesar el conglomerado inferior de Tiyuyacu, se bombea un espaciador y se desplaza el fluido disperso por un fluido inhibidor de lutitas, compuesto principalmente por: lubricantes, polímeros, inhibidores y sulfato de potasio con el fin de evitar la dispersión e hidratación de arcillas, estabilizar las paredes del pozo, evitar la degradación de otros componentes del lodo por presencia de bacterias, asegurar la integridad del pozo y evitar pega de tubería (ver tabla 1.16).

**TABLA 1. 16: PROPIEDADES DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN SECCIÓN 12 1/4"**

Tipo:	Densidad:	Densidad/csg:	PV:	YP:	FV:	MBT:	Gels:	Filtrado:
Klastop	9.7 - 10.4 ppg	11 ppg	9 - 15 cP	10 - 15 lb/100ft <sup>2</sup>	33 - 43 sec/quart	< 15 lpb equiv.	4 - 7 - 10 lb/100ft <sup>2</sup>	<5 cc/30min

**Fuente:** Reportes de fluidos de perforación, Rio Napo CEM.

**Elaborado por:** Henry Chanatásig.

### 1.2.4.3.3 Parámetros de perforación

Se continúa perforando rotando y deslizado, con máximo galonaje y peso necesario sobre la broca para atravesar las formaciones Orteguaza, Tituyacu y Tena hasta alcanzar el punto de asentamiento del Casing definido. En los

conglomerados de Tiyuyacu Superior e Inferior, es necesario controlar los parámetros de perforación con el objetivo de minimizar el desgaste prematuro de la broca y demás herramientas de fondo (ver tabla 1.17).

**TABLA 1. 17: PARÁMETROS DE PERFORACIÓN – SECCIÓN 12 1/4”**

gpm:	HSI:	PSI / Δ PSI:	RPM / WOB:	ROP avg/neta:	ROP rot/desliz:	Control de parámetros
860-900	3.35	4000 / 500	80 / 35-40 Klb	50 / 70 pph	80 / 20 pph	Conglomerados ROP Avg/Inst.: 30 / 35 pph GPM/RPM: 650 / 40

**Fuente:** Reportes diarios de perforación, Rio Napo CEM.

**Elaborado por:** Henry Chanatásig.

#### 1.2.4.3.4 Corrida de casing y Cementación

Se baja revestimiento de 9 5/8” de diferentes tipos de acuerdo a la disponibilidad que se tiene en bodega, rompiendo circulación cada 1500 pies en hueco entubado y rompiendo circulación cada 500 pies en hueco abierto hasta punto de asentamiento del casing definido (ver tabla 1.18).

**TABLA 1. 18: CARACTERÍSTICAS DEL CASING – SECCIÓN 12 1/4”**

Tipo:	Longitud	No. Juntas:	Zapata:	Descripción:	Centralización:	Acople tapones:
Csg 9 5/8", 47#, N-80, BTC	8062 ft	+225		Float Shoe	70% stand off	500 psi
Csg 9 5/8", 47#, C-95, BTC	400 ft	+10	± 10 ft bolsillo	1 Jnt	8 unidades	encima pres.
Csg 9 5/8", 53.5#, N-80, BTC	0 ft	0		Float Collar	1,2,4,6,8,10,12,14	Final

**Fuente:** Reportes diarios de perforación, Rio Napo CEM.

**Elaborado por:** Henry Chanatásig.

La operación de cementación se realiza bajo medidas establecidas, siempre con el monitoreo permanente de presiones y retornos, bombeando lechadas Lead y Tail de cemento tipo G con diferentes densidades (ver tabla 1.19), este tipo de cemento brinda altas resistencias a sulfatos y una mayor estabilidad de la lechada, garantizando la integridad de las formaciones aisladas, evitando el movimiento de fluidos hacia la tubería y protegiéndola contra la corrosión, este tipo de cemento se emplea comúnmente hasta los 8000 pies tal como se fabrica.

**TABLA 1. 19: CARACTERÍSTICAS DEL CEMENTO – SECCIÓN 12 1/4”**

Tipo:	Lead TOC	Densidad:	Exceso:	Long. Tail	Densidad:	Exceso:	Pre-flujos:
Clase G	100ft de overlap	13.5 ppg	0%	+1000 ft	16.0 ppg	10%	5 bbls Agua tratada 50 bbl RSB Spacer MW + 2.0 ppg 5 bbls Agua tratada

**Fuente:** Reportes de cementación, Rio Napo CEM.

**Elaborado por:** Henry Chanatásig.

#### 1.2.4.3.5 Secuencia Operacional

La secuencia operacional recomendada para perforar la sección de 12 1/4”, se describe con detalle en la siguiente tabla:

**TABLA 1. 20: SECUENCIA OPERACIONAL – SECCIÓN 12 1/4”**

SECUENCIA OPERACIONAL
<p><b>1.</b> Armar BHA #3 direccional y PDC. Bajar con bomba y rotaria 2 paradas antes de conseguir tope de cemento, perforar cemento y tapones, con un galonaje de 550 gpm, un WOB entre 4-10 Klbs y 40 RPM (perforar bajo del zapato con flujo controlado máximo 600 gpm), bombear espaciador y realizar cambio de fluido.</p> <p><b>2.</b> Continuar perforando a través de Chalcana hasta Orteguaza con peso de lodo de 9.6 ppg e incrementar a 9.8 ppg en Orteguaza, bombear pildora espaciadora y realizar cambio de lodo de peso 9.8 ppg mientras se continua perforando.</p> <p><b>3.</b> Continuar perforando manteniendo ángulo a través de Orteguaza, Tiyuyacu, Congl. Sup. Tiyuyacu (parámetros controlados Congl. Sup.) y hasta alcanzar el tope del Congl. Inf. Tiyuyacu.</p> <p><b>4.</b> Circular hasta zarandas limpias y homogenizar hasta 10.5 ppg, chequear flujo y sacar la sarta de perforación a sup. Revisar el estado del BHA y reportar.</p> <p><b>5.</b> La secuencia operacional durante el viaje dependerá de las condiciones del hoyo. Máximo over pull 50 klbs. Realizar backreaming únicamente en casos extremos.</p> <p><b>6.</b> Continuar perforando tangencialmente a través del Cong. Inf. masivo, con parámetros controlados de perforación hasta unos 20 pies dentro de Tena, Punto de casing (confirmar con 2 muestra de 100% arcilla),</p> <p><b>7.</b> Una vez a la profundidad, habiendo confirmado el tope de la formación Tena, bombear tren de píldoras 30 bbls de pildora dispersa seguido de 40 bbls de pildora viscosa pesada. Circular hasta retornos limpios.</p> <p><b>8.</b> Sacar BHA hasta zapato de 13 3/8" y regresar a fondo, Nota: Dejar un Rat Hole de ±10ft (por tally), de manera que el casing pueda ser "colgado" en el tazón de 9 5/8" del cabezal.</p> <p><b>9.</b> Durante las últimas 2 paradas aumentar la densidad de 10.5 ppg a 10.7 ppg (0.1 ppg por parada). Una vez alcanzada la profundidad total, bombear tren de píldoras (60 bbs dispersa con Pronto Plug y 2 x 60 bbl viscosa pesada) hasta zarandas limpias y homogenizar la densidad del fluido a 10.9 ppg en un fondo arriba para bajada de revestimiento.</p> <p><b>10.</b> Realizar viaje a zapata de 13 3/8". Bombear píldora tapón y sacar a superficie.</p> <p><b>11.</b> Sacar buje de desgaste (wear bushing).</p> <p><b>12.</b> Cambiar Rams de 5" por 9 5/8" y probar.</p> <p><b>13.</b> Bajar y cementar revestimiento de 9 5/8" según programas correspondientes. Nota: debido a que usaremos el cabezal Multi Bowl, conectar el Casing Hanger a la última junta (según tally) y bajar la misma con el "Landing Joint". Tener en cuenta el Rat Hole previamente dejado en perforación.</p> <p><b>14.</b> Cementar casing. Desacoplar y quebrar el "Landing Joint" de revestidor de 9 5/8". Lavar el tazón. Instalar "Pack Off". Probar sellos del "Pack Off". Cambiar rams de 9 5/8" por 5" y probar. Probar el conjunto superficial, línea de matado y válvulas. Proceder con prueba de sellos del BOP y Rams.</p>

**Fuente:** Reportes Diarios de Perforación, Rio Napo CEM.


**Elaborado por:** Henry Chanatásig.

### 1.2.4.4 Sección de 8 1/2"

#### 1.2.4.4.1 Ensamblaje de fondo (BHA) y Broca

El ensamblaje de fondo es direccional con una broca de 6 aletas, este BHA está diseñado para disminuir el ángulo de inclinación del pozo al atravesar las formaciones de interés compuestas por calizas, lutitas y principalmente areniscas.

**TABLA 1. 21: CARACTERÍSTICAS DE BHA Y BROCA – SECCIÓN 8 1/2"**

BROCA	BHA
 <p data-bbox="557 1066 735 1182"> <b>8462 - 10708 ft</b>            6 x 11 jets            TFA: 0,648in<sup>2</sup> </p>	 <p data-bbox="906 825 1118 1350">           3 x 5" HWDP            6 1/2" Jar              20 x 5" HWDP            1 x 6 1/4" DC            Filter Sub            6 3/4" MWD              7 3/4" stab            Float sub            6 3/4" Motor (8 1/8")            0.28 rev/gal - AKO 1.2°            Broca         </p>

**Fuente:** Reportes diarios de perforación, Rio Napo CEM.

**Elaborado por:** Henry Chanatásig.

#### 1.2.4.4.2 Fluido de perforación

En esta sección se usa un fluido inhibidor para acondicionar lutitas, calizas y arenas, realizando puenteo adicional con carbonato de calcio y agregando inhibidores para mantener estables las paredes del hoyo. Se controla el filtrado para reducir la pérdida del fluido y formar un revoque delgado evitando la pega

diferencial, conjuntamente se usa Soda Cáustica para mantener un ambiente alcalino en el cual las bacterias no proliferan.

**TABLA 1. 22: PROPIEDADES DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN  
SECCIÓN 8 1/2”**

Tipo:	Densidad:	Densidad/csg:	PV:	YP:	FV:	MBT:	Gels:	Filtrado:
Klastop	9.6 - 9.7 ppg	9.9 ppg	10 - 20 cP	20 - 30 lb/100ft <sup>2</sup>	47 - 55 sec/quart	< 15 lpb equiv.	6 - 11 - 14 lb/100ft <sup>2</sup>	<5 cc/30min

**Fuente:** Reportes de fluidos de perforación, Rio Napo CEM.

**Elaborado por:** Henry Chanatásig.

#### *1.2.4.4.3 Parámetros de perforación*

Se perfora rotando y deslizando, controlando el galonaje con el propósito de evitar invasión de lodo en las formaciones de interés, se reduce las revoluciones y el peso sobre la broca en calizas para minimizar el desgaste que sufren las herramientas de fondo para mantener la trayectoria planeada y obtener una buena calidad del hoyo.

**TABLA 1. 23: PARÁMETROS PROMEDIOS DE PERFORACIÓN  
SECCIÓN 8 1/2”**

GPM:	HSI:	PSI / Δ PSI:	RPM:	WOB:	ROP avg/neta:	ROP rot/desliz:	Control de parámetros
420 - 380	1.44 - 1.07	2000 / 300	70 - 195	10 - 27 Klb	40-50 / 45 pph	40 - 10 pph	Tena : GPM: 420 <b>Desde Basal Tena:</b> GPM: 380 <b>Caliza A:</b> RPM: 50

**Fuente:** Reportes diarios de perforación, Rio Napo CEM.

**Elaborado por:** Henry Chanatásig.

#### *1.2.4.4.4 Corrida de casing y Cementación*

El liner usado es de 7” conectado a un colgador de liner; se bajan en el pozo con tubería pesada de perforación y tubería de perforación, llenando y rompiendo circulación cada 10 paradas en hoyo entubado y llenando tubería cada 5 paradas en hoyo abierto.

**TABLA 1. 24: CARACTERÍSTICAS DEL CASING – SECCIÓN 8 1/2”**

Tipo:	Zapata:	No. Juntas:	Descripción:	Centralización:	Acople tapones:	Prueba packer:
7" 26# C-95 BTC	± 2 ft bolsillo	+66	Reaming Shoe 1 Jnt Float Collar 1 jnt Landing Collar	85% stand off en zonas de interés	500 psi encima presión Final	500 psi

**Fuente:** Reportes finales de revestidores, Rio Napo CEM.

**Elaborado por:** Henry Chanatásig.

La operación de cementación se realiza bajo medidas establecidas, siempre con el monitoreo permanente de presiones y retornos, bombeando pre-flujos y lechada diseñada con cemento tipo G el cual brinda altas resistencias a sulfatos y una mayor estabilidad de la lechada.

El anclaje y expansión del colgador de liner se realiza de acuerdo al procedimiento operativo definido por el fabricante.

**TABLA 1. 25: CARACTERÍSTICAS DEL CEMENTO – SECCIÓN 8 1/2”**

Tipo:	Tope cemento:	Densidad:	Exceso:	Pre-flujos:
Duraset "G"	50 ft debajo TOL	16.2 ppg	20%	60 bbl Mud Clean 5 bbl Agua densificada 80 bbl RSB Spacer 5 bbl Agua densificada 20 bbl Mud Clean 5 bbl Agua densificada 30 bbl Sure Bond 5 bbl Agua Tratada 40 Scavenger 13 ppg

**Fuente:** Reportes de cementación, Rio Napo CEM.

**Elaborado por:** Henry Chanatásig.

#### *1.2.4.4.5 Secuencia Operacional*

La secuencia operacional recomendada para perforar la sección de 8 1/2” se describe en la siguiente tabla, considerando que es la sección de mayor importancia por atravesar formaciones de interés, perforando con bajos galonajes y circulando hasta retornos limpios para una buena calidad en el hoyo, con el propósito de obtener una buena data al correr registros eléctricos en hueco abierto.

**TABLA 1. 26: SECUENCIA OPERACIONAL - SECCIÓN 8 1/2”**

SECUENCIA OPERACIONAL
<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Armar BHA #4. Bajar hasta 200 pies antes de collar flotador, lavar con 400 gpm hasta tope de cemento (TOC) o los tapones.</li> <li>2. Moler cemento, tapones, collar y cemento, hasta 10 pies antes del zapato flotador con un galonaje de 380 gpm y un peso sobre la broca (WOB) entre 4-10 klbs 40 RPM.</li> <li>3. Cerrar el preventor anular. Probar casing con 500 psi / 10 min. Abrir preventor anular. (Confirmar con Río Napo).</li> <li>4. Continuar perforando cemento y zapato flotador y perforar formación Tena con 420 gpm y 80 RPM, y lodo viejo de 9.6 ppg hasta Basal tena, donde se bombea una píldora espaciadora y se desplaza el lodo nuevo de 9.6 ppg mientras se continúa perforando direccionalmente con 380 gpm y 70 RPM hasta la profundidad total. A la entrada de Hollin, incrementar la densidad del fluido a 9.8 ppg al ingresar a Hollin.</li> <li>5. Bombear 60 bbl de píldora viscosa, circular hasta zarandas limpias</li> <li>6. Realizar viaje corto al zapato de 9 5/8”, bombear tándem de píldoras, circular fondo arriba, chequear el pozo por flujo y volver a fondo.</li> <li>7. En fondo circular hasta retornos limpios acondicionando a una densidad de 9.9 ppg (para corrida de registros y liner).</li> <li>8. Dejar píldora viscosa con lubricante al 5% que cubra el hueco abierto y compense el ECD.</li> <li>9. Sacar sarta hasta zapata de 9 5/8”. Realizar Flow Check. Bombear píldora tapón y sacar sarta a superficie.</li> <li>10. Posicionar unidad, armar y tomar registros eléctricos de hueco abierto.</li> <li>11. Retirar wear bushing, cambiar los Rams de 5” X 7”. Circular y cementar liner de 7”. Sentar Top Packer y probar el mismo con 700 psi. Sacar por encima del TOL.</li> <li>12. Circular dos fondos arriba y cambiar fluido por agua fresca. Sacar liner setting tool a superficie.</li> <li>13. Finalizar evento de perforación.</li> </ol>

**Fuente:** Reportes diarios de perforación, Río Napo CEM.

**Elaborado por:** Henry Chanatásig.

## **1.3 POTENCIALES PROBLEMAS EN LA PERFORACIÓN DE POZOS DIRECCIONALES EN EL CAMPO SACHA**

### **1.3.1 INTRODUCCIÓN**

La perforación de un pozo ya sea vertical, direccional u horizontal siempre involucra riesgos operativos, y sí no se toman las medidas preventivas para evitarlos, éstos podrían convertirse en problemas de mayor complejidad, generando así, mayores tiempos y costos en la perforación del pozo; si bien la perforación de un pozo no es tarea fácil, la presencia de problemas operativos dificultan la etapa de perforación, por lo que es de gran importancia realizar un estudio de los mismos.

Por medio de la siguiente investigación, se pretende dar a conocer una información concreta sobre los problemas operativos más frecuentes que se presentan en las operaciones de perforación del campo Sacha.



## 1.3.2 PROBLEMAS MÁS FRECUENTES EN LA PERFORACIÓN DE POZOS

### 1.3.2.1 Broca embolada

Ocurre cuando los cortes y rípios de perforación se adhieren y acumulan en la estructura de corte de la broca, en los conos de las brocas tricónicas y en las aletas en las PDC (ver figura 1.4). Esto impide que la broca corte la formación atravesada con efectividad y se presente una reducción total o parcial de la ROP. Los indicios para determinar que se tiene un embolamiento de broca son los siguientes:

- Reducción en el torque de perforación.
- Reducción en la ROP.
- Aumento en la presión de bombeo.
- Al aumentar el peso sobre la broca no afecta la ROP.

(Heras, 2013)

**FIGURA 1. 4: BROCA EMBOLADA**



**Fuente:** Reportes diarios de perforación, Rio Napo CEM.

### 1.3.2.2 Empaquetamiento de sarta y hueco apretado

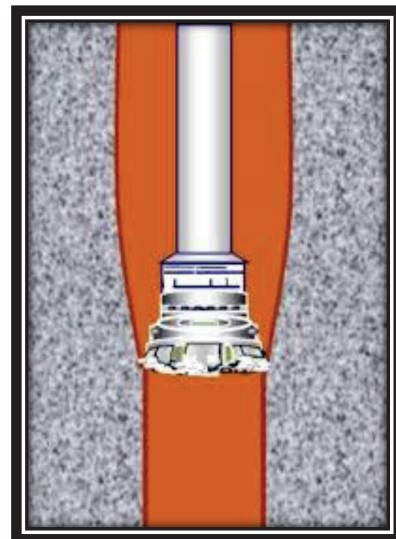
El empaquetamiento sucede cuando partículas pequeñas de formación caen dentro del pozo, asentándose y llenando el anular alrededor de la sarta de perforación, especialmente en drill collars o herramientas de diámetro cercano al del pozo, como los estabilizadores; este problema es provocado por una mala limpieza del hueco perforado (ver figura 1.5 y 1.6).

Las partículas que generan estos problemas corresponden a arcillas, las que tienden a hincharse, romperse y caer dentro del pozo. Cuando se hinchan se reduce el diámetro del hoyo perforado, es decir un hueco apretado que se observa cuando se tiene dificultad para sacar la sarta de perforación a superficie. Esto puede prevenirse mediante el uso de lodos inhibidores que minimicen la reacción, o con lodos base aceite que no contengan agua. Si esto está ocurriendo, puede detectarse por un incremento en la viscosidad del lodo, incremento en el torque y en el arrastre, la presencia de arcillas aglomeradas o gumbo, la presencia de cortes hidratados o hinchados, y presiones elevadas al romper circulación. (DATALOG MANUAL DE OPERACIONES EN EL POZO, 2015)

**FIGURA 1. 5: EMPAQUETAMIENTO**



**FIGURA 1. 6: HUECO APRETADO**

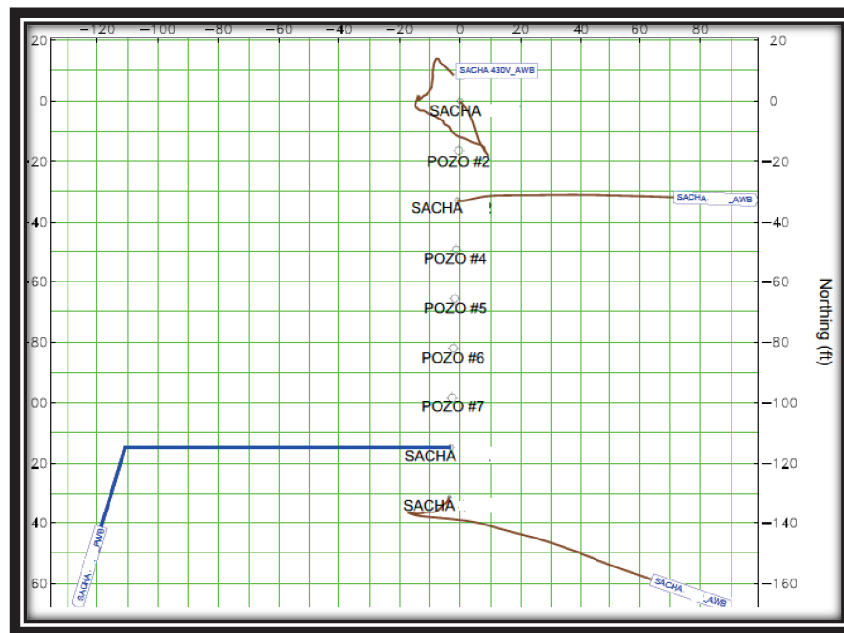


**Fuente:** Pega de tubería, PerfoBlogger.

### 1.3.2.3 Riesgo de colisión

Si existen pozos cercanos que se encuentren en la misma plataforma de perforación, siempre existirá el riesgo de colisión del nuevo pozo perforado con éstos, especialmente en las secciones superficiales ya que los cellar desde donde se inicia la perforación del pozo se encuentran muy cercanos (ver figura 1.7).

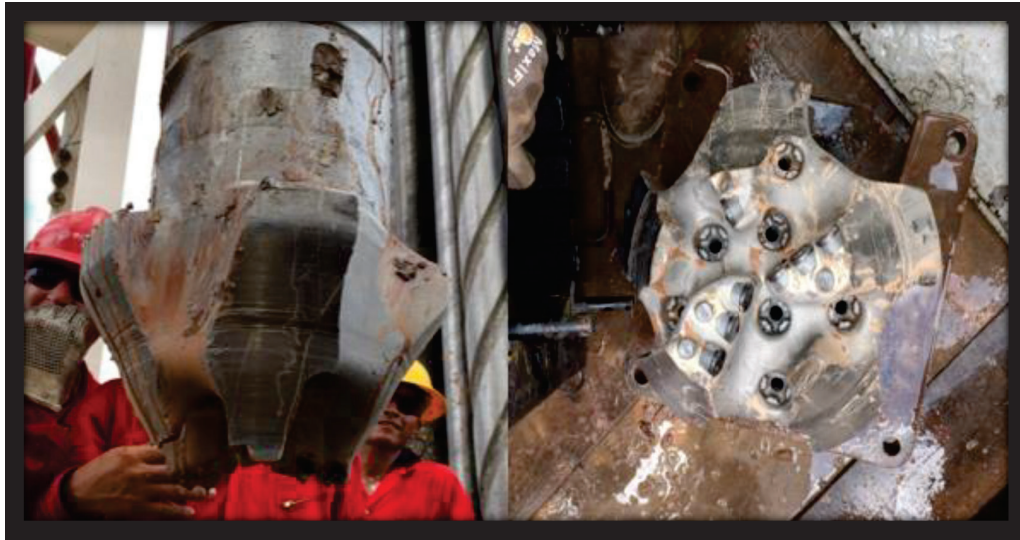
**FIGURA 1. 7: SPIDER PLOT – UBICACIÓN CELLARS**



**Fuente:** Reportes diarios de perforación, Rio Napo CEM.

### 1.3.2.4 Desgaste prematuro de brocas

Con el propósito de mejorar tiempos de perforación, se ha empleado brocas PDC para perforar formaciones duras y abrasivas, en el caso particular de Sacha para perforar los conglomerados superior e inferior presentes en la formación Tiyuyacu. En varias ocasiones, no se ha logrado llegar hasta la profundidad programada con la broca seleccionada y se ha visto en la necesidad de realizar viajes no planificados a superficie para cambio de broca, por lo general este problema es más frecuente en la sección de 12 1/4" (ver figura 1.8).

**FIGURA 1. 8: DESGASTE PREMATURO DE BROCA PDC**

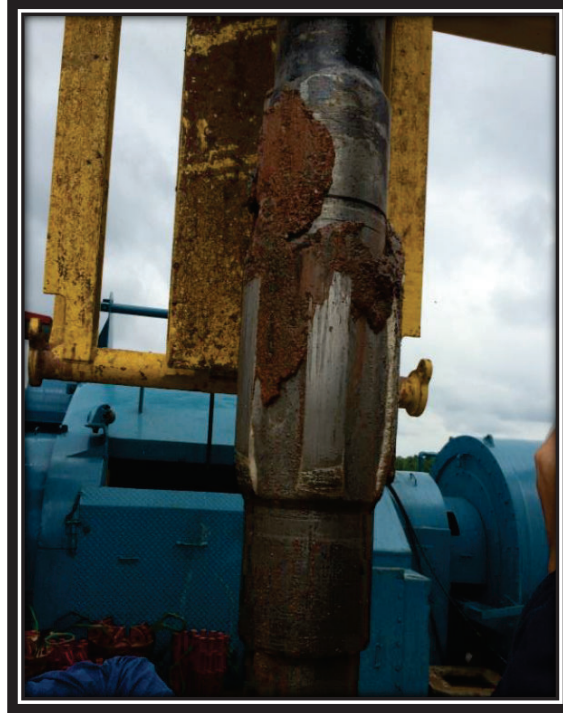
Fuente: Rio Napo CEM

#### 1.3.2.5 Desgaste agresivo de estabilizadores

En Sacha se ha evidenciado que al perforar formaciones duras y abrasivas, particularmente los conglomerados superior e inferior de la formación Tiyuyacu, provoca un desgaste agresivo en los estabilizadores de la sarta de perforación: estabilizador de sarta y estabilizador del motor.

Esta reducción drástica de los diámetros de los estabilizadores afecta el desempeño del BHA, presentando problemas en la construcción de la trayectoria planeada del pozo; para solucionar esta dificultad se requiere realizar viajes no planificados a superficie para sustituir los estabilizadores afectados y de esta manera realizar un trabajo direccional efectivo; frecuentemente este problema sucede en la sección de 12 1/4".

El trabajo direccional excesivo en la sección de 8 1/2", es evidencia de un desgaste agresivo de estabilizadores; puesto que se ve obligado perforar deslizando para corregir la trayectoria que se vio comprometida en secciones anteriores, disminuyendo la ROP e incremento el tiempo de perforación (ver figura 1.9).

**FIGURA 1. 9: DESGASTE AGRESIVO DE ESTABILIZADORES**

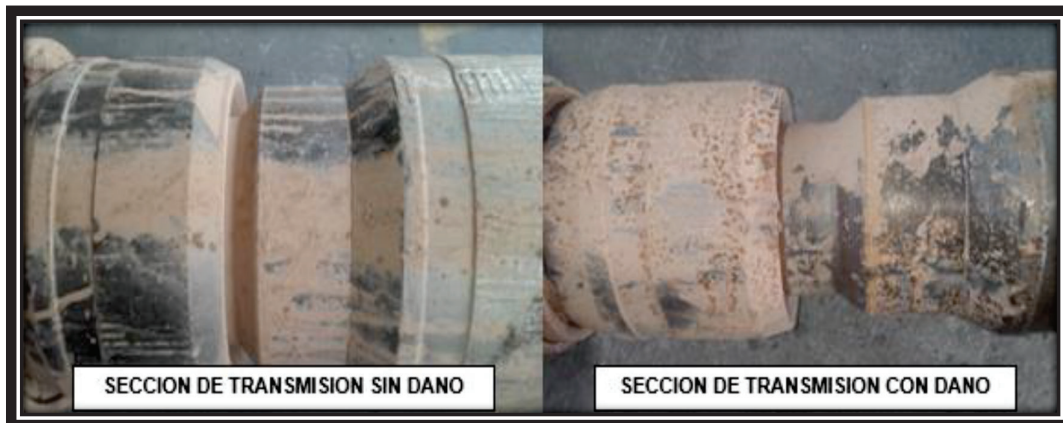
**Fuente:** Rio Napo CEM.

#### **1.3.2.6 Daño mecánico de motores de fondo**

En el presente trabajo se define como daño mecánico de los motores de fondo, a cualquier deterioro o desperfecto que se observe en los diferentes componentes de esta herramienta. En las operaciones de perforación de acuerdo a la experiencia que se tiene en Sacha, los daños que se pueden presentar en el motor de fondo son: desprendimiento o rotura del elastómero del estator y rotura, falla y/o desgaste de la sección de transmisión.

Cuando se presentan estos daños en el pozo, necesariamente hay que realizar un viaje no planificado a superficie para cambiar el motor de fondo; estos daños se detectan evaluando los parámetros de perforación, ya que los mismos inciden directamente en la disminución de la ROP. Normalmente se observa en superficie incrementos abruptos de la presión en la sarta de perforación (ver figura 1.10).

**FIGURA 1. 10: DAÑO MECÁNICO DE MOTOR DE FONDO**



**Fuente:** Rio Napo CEM.

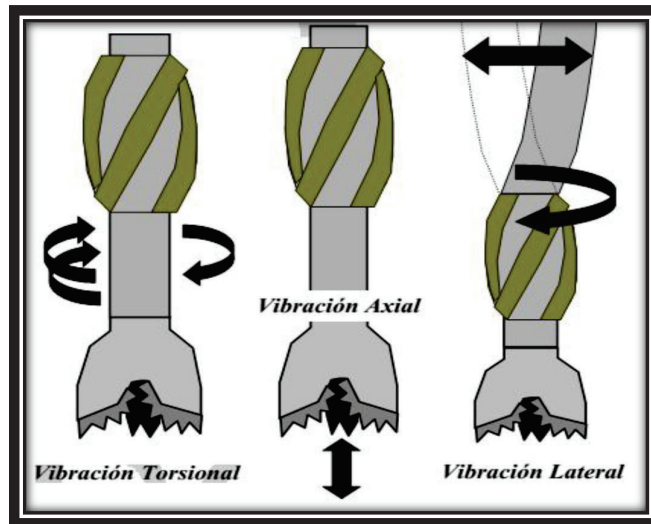
### 1.3.2.7 Vibraciones de la sarta

Las vibraciones de la sarta de perforación en el pozo pueden ocasionar desgaste prematuro y hasta fallas en la tubería y en la broca. Las vibraciones se encuentran siempre presentes hasta cierto punto, pero puede ser especialmente dañinas en situaciones difíciles de perforación (formaciones duras, pozos con cambio severo de ángulo) y siendo una de las causas principales de fallas en la broca y la sarta de perforación (ver figura 1.11).

Se reconocen tres tipos principales de vibración en la sarta de perforación:

- **Vibración Torsional:** Rotación variable en la tubería, torque y RPM.
- **Vibración Axial:** Hacia arriba y hacia abajo, rebotes de la broca.
- **Vibración Lateral:** Rotación descentrada, vibración lado a lado.

De los tipos de vibraciones mencionadas, la vibración torsional es la que más frecuente se observa en la perforación de las secciones de 12 1/4" y 8 1/2" de los pozos; ésta se manifiesta cuando se disminuye o se detiene la rotación en el fondo a causa de que la fricción de resistencia supera el torque aplicado.

**FIGURA 1. 11: VIBRACIONES EN LA SARTA**

**Fuente:** Vibraciones en la sarta, PerfoBlogger.

La forma más severa de esta clase de vibración sucede cuando la broca se detiene completamente, hasta que la fuerza de torsión suministrada se acumula en la sarta de perforación superando la resistencia y la fricción, entonces la broca y el BHA giran a una velocidad muy superior antes de volver a girar a la velocidad normal a medida que se disipa la energía acumulada en la sarta. Los principales problemas que puede causar, si no se toman acciones correctivas cuando se presenta, son:

- Daño o falla por fatiga de los elementos de corte de la broca debido a la carga variable sobre los cortadores y a las RPM variables.
- Rata de penetración reducida.
- Fatiga en las conexiones y falla prematura en la sarta, en el BHA y en las herramientas de fondo.
- Escapes y falla por cizallamiento en la tubería.
- Este efecto se genera fácilmente con brocas PDC, debido a que no tienen partes móviles (conos ni rodamientos).

(DATALOG MANUAL DE OPERACIONES EN EL POZO, 2015)

## **CAPÍTULO II**

### **ESTUDIO DE LOS POZOS SELECCIONADOS E IDENTIFICACIÓN DE PROBLEMAS OPERACIONALES**

#### **2.1 SELECCIÓN DE POZOS DE ESTUDIO**

Para el presente análisis los pozos seleccionados pertenecen a una misma plataforma y presentan similitudes en: el perfil direccional tipo “J” modificado, formaciones atravesadas, profundidad total, objetivos a alcanzar e incluso en los problemas presentados en la perforación. Estos pozos han sido identificados con las letras A, B, C, D y E.

#### **2.2 ANÁLISIS DE POZOS SELECCIONADOS**

Para obtener una mejor interpretación de la información de los pozos seleccionados, se realiza un análisis por cada sección perforada considerando los siguientes aspectos:

- Información del perfil de los pozos (Trayectoria).
- Ensamblajes de Fondo (BHA) y evaluación de desempeño.
- Motores de fondo.
- Brocas usadas y evaluación de desgaste.
- Fluido de perforación (Propiedades).
- Problemas Operacionales.



## 2.2.1 SECCIÓN DE 26"

### 2.2.1.1 Información del perfil de los pozos

La sección de 26" en todos los pozos del campo Sacha es vertical con profundidad de asentamiento de casing de aproximadamente 400 pies, profundidad en la que se encuentran zonas libres de cantos rodados. La tabla N° 2.1 muestra información de la sección de 26" de los pozos de estudio.

**TABLA 2. 1: INFORMACIÓN DE LOS POZOS – SECCIÓN 26"**

Información (MD)	Pozo A	Pozo B	Pozo C	Pozo D	Pozo E
Intervalo Perforado	26' - 400'	31' - 360'	31' - 364'	30' - 372'	30' - 370'
Punto de casing	400'	360'	364'	372'	370'
Max Inclinación	0,55°	0,72°	0,89°	0,18°	1,05°

**Fuente:** Reportes diarios de perforación - Rio Napo CEM.

**Elaborado por:** Henry Chanatásig.

### 2.2.1.2 Ensamblajes de Fondo y Evaluación de desempeño

Como se puede observar en la tabla N° 2.2, en los pozos seleccionados se utilizó ensamblajes convencionales con una misma configuración para perforar la primera sección de los pozos ubicados en el campo Sacha. El desempeño del diseño de los BHAs fue bueno en todos los casos, con excepción del pozo C, en el cual hubo tendencia del BHA a dirigirse al pozo B.

**TABLA 2. 2: ENSAMBLAJES DE FONDO UTILIZADOS – SECCIÓN 26"**

Pozo A	Pozo B	Pozo C	Pozo D	Pozo E
Tricónica 26"	Tricónica 26"	Tricónica 26"	Tricónica 26"	Tricónica 26"
Bit Sub	Bit Sub	Bit Sub	Bit Sub	Bit Sub
3x DC 8"	3x DC 8"	3x DC 8"	3x DC 8"	3x DC 8"
X-O	X-O	X-O	X-O	X-O
8x DPHW 5"	9x DPHW 5"	8x DPHW 5"	8x DPHW 5"	10x DPHW 5"

**Fuente:** Reportes diarios de perforación - Rio Napo CEM.

**Elaborado por:** Henry Chanatásig.

### 2.2.1.3 Brocas Usadas

El tipo de Broca XR+CPS fue utilizado para perforar esta sección, obteniendo valores aceptables de ROP entre 25 y 30 pph. El TFA seleccionado ayudó a minimizar el riesgo de embolamiento de broca (ver tabla 2.3).

**TABLA 2. 3: BROCAS UTILIZADAS – SECCIÓN 26”**

Datos	Pozo A	Pozo B	Pozo C	Pozo D	Pozo E
Marca	SMITH	SMITH	SMITH	SMITH	SMITH
Tipo	XR+CPS	XR+CPS	XR+CPS	XR+CPS	XR+CPS
Boquillas(/32")	(4x13) TFA:0.518	(4x13) TFA:0.518	(4x13) TFA:0.518	(4x13) TFA:0.518	(4x13) TFA:0.518
ROP avg/efectiva (pph)	20,32 / 25,58	28,61 / 37,39	25,62 / 33,64	23,59 / 27,19	30,9 / 51,5
Formación	Indiferenciado	Indiferenciado	Indiferenciado	Indiferenciado	Indiferenciado

**Fuente:** Reportes de brocas - Río Napo CEM.

**Elaborado por:** Henry Chanatásig.

Después de atravesar el Terciario Indiferenciado, la calificación de las brocas tricónicas de 26” presentan: dientes desgastados (WT) en un porcentaje pequeño de (1 a 3) ubicado en todas las hileras (A), con excepción de la broca del pozo A donde el desgaste se ubica en la hilera del calibre (G) y presentó embolamiento de broca (BU), los cojinetes presentan sellos efectivos (E) y las brocas se mantienen en calibre (I) en todos los pozos. La razón de salida de las brocas fue por llegar a la profundidad total de la sección (TD) (ver tabla 2.4).

**TABLA 2. 4: CALIFICACIÓN IADC DE BROCAS USADAS - SECCIÓN DE 26”**

Pozo	Estructura cortadora				Cojinete	Calibre	Obs.	
	Hilera Interior	Hilera Exterior	Caract. Desgaste	Ubicación	Cojinete Sello	Gauge Calibre	Otra Característica	Razón de Salida
A	0	1	WT	G	E	I	BU	TD
B	1	2	WT	A	E	I	NO	TD
C	2	3	WT	A	E	I	NO	TD
D	1	2	WT	A	E	I	NO	TD
E	1	1	WT	A	E	I	NO	TD

**Fuente:** Reportes de brocas – Río Napo CEM.

**Elaborado por:** Henry Chanatásig.

**FIGURA 2. 1: BROCA TRICONICA DE 26”**

Fuente: Reporte final de brocas – Río Napo CEM.

#### 2.2.1.4 Fluido de Perforación

Los fluidos para iniciar la perforación son nativos, con densidad inicial de 8.5 ppg que es la necesaria al inicio de la perforación, con viscosidades que muestran poca diferencia entre los valores iniciales y finales, que permite interpretar que no existe floculación de sólidos que deriven en un incremento de la viscosidad (ver tabla 2.5).

La cantidad de sólidos, su tipo y tamaño afectan a la viscosidad plástica y en los pozos de estudio los valores obtenidos dan a conocer la poca presencia de sólidos en el fluido en la sección de 26”, los valores de punto cedente y geles muestran el comportamiento del fluido para mantener sólidos en suspensión en condiciones dinámicas y estáticas respectivamente. En esta sección no se presenta pérdida de filtrado y el pH es ligeramente básico (ver tabla 2.5).

**TABLA 2. 5: FLUIDOS DE PERFORACIÓN UTILIZADOS – SECCIÓN 26”**

Información	Pozo A	Pozo B	Pozo C	Pozo D	Pozo E
Peso del Lodo (ppg)	8.5-8.7	8.5-8.7	8.4-8.7	8.4-8.7	8.4-8.7
Viscosidad Embudo(sec/qt)	34-36	32-35	34-36	32-35	32-33
Viscosidad Plástica(cPs)	3-4	3-5	3-7	4-5	2-3
Punto Cedente (lb/100pies <sup>2</sup> )	5-8	5-8	4-8	6-8	4-5
Geles (lb/100pies <sup>2</sup> ) 10/20/30	2/3/5 4/6/10	2/3/5 4/5/8	2/3/4 4/5/8	2/3/4	2/4/5
Pérdida de Filtrado(ml/30min)	NC	NC	NC	NC	NC
Ph	7.5	7.5	7.5	7.4	7.8

Fuente: Reportes de fluidos de perforación - Río Napo CEM.

Elaborado por: Henry Chantásig.

## 2.2.2 SECCIÓN DE 16”

### 2.2.2.1 Información del perfil de los pozos

En esta sección se encuentra presente el punto de inicio de desviación (KOP) del pozo, el cual generalmente se encuentra a una profundidad de entre 500 y 600 pies; desde este punto se empieza la construcción de la trayectoria hasta llegar al fin de la curva (EOC), a esta profundidad ya se tiene la máxima inclinación de esta sección (ver tabla 2.6), para posteriormente seguir tangente cumpliendo con la trayectoria planificada y verificando los valores de inclinación y azimuth registrados cada parada perforada por la herramienta MWD.

**TABLA 2. 6: INFORMACIÓN DE LOS POZOS – SECCIÓN 16”**

Información (MD)	Pozo A	Pozo B	Pozo C	Pozo D	Pozo E
Intervalo Perforado	400’-4530’	358’-4526’	364’-4502’	372’-4500’	370’-4507’
Punto de casing	4530’	4526’	4502’	4500’	4507’
KOP	600’	2080’	600’	500’	500’
EOC	1828’	3206’	2730’	2080’	2167’
Max Inclinación	19,65°	20,24°	31,97°	26,9°	20°
Azimuth	294,11°	167,17°	312,5°	176,89°	41,36°
Sección Vertical	1107’	636,42’	1536’	1457,54’	1086’

**Fuente:** Reportes diarios de perforación - Rio Napo CEM.

**Elaborado por:** Henry Chanatásig.

### 2.2.2.2 Ensamblajes de Fondo

Los BHAs empleados en los pozos de estudio están diseñados para construir una sección vertical y posteriormente iniciar con la construcción de la trayectoria. La configuración de estos BHAs son de tipo semi-fulcrum usados para incrementar la inclinación del hoyo gracias a un efecto palanca que se obtiene al emplear estabilizadores de diferente diámetro, presentando un buen desempeño al atravesar las arcillas de Chalcana, obteniendo buenas ROP promedias y efectivas mayores a 100 pph (ver tabla 2.7).

**TABLA 2. 7: ENSAMBLAJES DE FONDO UTILIZADOS – SECCIÓN 16”**

Pozo A	Pozo B	Pozo C	Pozo D	Pozo E
16" PDC	16" PDC	16" PDC	16" PDC	16" PDC
MOTOR GT	MOTOR GT	MOTOR GT	MOTOR LE6750	MOTOR LE6750
Pony Monel	Pony Monel	Pony Monel	15" Estabilizador	15" Estabilizador
15 3/4" Estabilizador	15 3/4" Estabilizador	15 3/4" Estabilizador	Pony Monel	Pony Monel
Pony Monel	Pony Monel	Pony Monel	MWD	MWD
MWD	MWD	MWD	Monel	Monel
Monel	Monel	Monel	X-O	X-O
2x DC 8"	2x DC 8"	2x DC 8"	DC 8"	DC 8"
X-O	X-O	X-O	X-O	X-O
9x HWDP 5"	9x HWDP 5"	12x HWDP 5"	5" HWDP	24x HWDP 5"
Hydraulic Jar	Hydraulic Jar	Hydraulic Jar	Hydraulic Jar	Hydraulic Jar
9x HWDP 5"	9x HWDP 5"	6x HWDP 5"	5" HWDP	4x HWDP 5"

**Fuente:** Reportes diarios de perforación - Rio Napo CEM.

**Elaborado por:** Henry Chanatásig.

### 2.2.2.3 Motores de Fondo

Los motores empleados para la construcción del ángulo de inclinación son de desplazamiento positivo (PDM). Como se observa en la tabla N°2.8 estos motores presentan: un diámetro de 9 5/8", una camisa estabilizadora de 15 3/4" y un Bend Housing de 1.5° que permite regular la curvatura del motor para realizar trabajo direccional. El desgaste del motor se representa mediante la diferencia entre los valores de Bearing de entrada y salida, en los pozos A, B, D y E, se observa un desgaste normal y mientras que en el pozo C no se presenta desgaste (ver tabla 2.8).

**TABLA 2. 8: DETALLES DE MOTORES UTILIZADOS – SECCIÓN 16”**

Detalles del Motor	Pozo A	Pozo B	Pozo C	Pozo D	Pozo E
Diámetro Externo	9 5/8"	9 5/8"	9 5/8"	9 5/8"	9 5/8"
Camisa Estabilizadora	15 3/4"	15 3/4"	15 3/4"	15 3/4"	15 1/2"
Desgaste de la camisa	-	-	-	-	-
Válvula	Si	Si	Si	Si	Si
Rotor/Estator	(7:8)	(7:8)	(7:8)	(7:8)	(7:8)
Rev/gal	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12
Bend Housing	1.5°	1.5°	1.5°	1.5°	1.5°
Bearing in	1mm	1mm	1mm	1mm	1.5mm
Bearing out	3mm	3mm	1mm	2mm	3mm

**Fuente:** Reportes diarios de perforación - Rio Napo CEM.

**Elaborado por:** Henry Chanatásig.

### 2.2.2.4 Broca Usadas

Al atravesar la profundidad de 400 a 500 pies se emplea una broca PDC sin correr el riesgo que los cortadores sufran daños por el impacto con cantos rodados. De acuerdo a la tabla N° 2.9 estas brocas tienen un cuerpo de acero con 5 aletas con cortadores de 19 mm y 8 jets con 11/32" de diámetro. El área total de flujo que proporcionan los jets es igual a  $0.742 \text{ in}^2$  que proporciona condiciones adecuadas de enfriamiento, limpieza y remoción de recortes. Como se puede observar la ROP promedio de los pozos tiene que ser alta en esta sección mayor a 100 pph para atravesar las arcillas presentes en el menor tiempo y evitar que estas se derrumben. En mayor porcentaje la broca perfora rotando con las revoluciones del Top Drive más las revoluciones del motor y en menor proporción se perfora deslizando en pequeños tramos para la construcción del ángulo de inclinación con las revoluciones del motor de fondo.

**TABLA 2. 9: CARACTERISTICAS DE BROCAS UTILIZADAS – SECCIÓN 16”**

Datos	Pozo A	Pozo B	Pozo C	Pozo D	Pozo E
Marca	SMITH	SMITH	SMITH	SMITH	SMITH
Tipo	SDi519MHPX	SDi519MHPX	SDi519MHPX	SDi519MHPX	SDi519MHPX
Boquillas(/32")	(8x11) TFA:0.742	(8x11) TFA:0.742	(8x11) TFA:0.742	(8x11) TFA:0.742	(8x11) TFA: 0.742
ROP avg/efectiva (pph)	133,2 / 280,82	101,6 / 172,86	102,17 / 173,87	107,48 / 176,09	99,7 / 181,4
ROP/FTGE Rotando	323 pph / 3690'	255 pph / 3558'	282 pph / 2636'	212 pph / 3806'	221 pph / 3807'
ROP/FTGE Deslizando	133 pph / 438'	60 pph / 256'	103 pph / 1100'	60 pph / 332'	59 pph / 330'
Formación	Indiferenciad	Indiferenciad	Indiferenciad	Indiferenciad	Indiferenciad

**Fuente:** Reportes de brocas - Rio Napo CEM.

**Elaborado por:** Henry Chanatásig.

En las brocas PDC de 16" después de atravesar zonas de arcillolita sin mayor complicación, la calificación de las brocas en la tabla N° 2.10 muestra que no existe desgaste en la estructura cortadora y no se observan problemas en los pozos A, C y E, por lo que serán analizados los pozos B y D, donde se tiene desgaste en la hilera exterior (1 y 2) con cortadores astillados (CT), desgastados (WT) y rotos (BT), en el pozo D se tiene una boquilla taponada (PN), los cojinetes son de brocas con

cortadores fijos (X), las brocas se mantienen en calibre (I) y cumplieron con la profundidad total (TD).

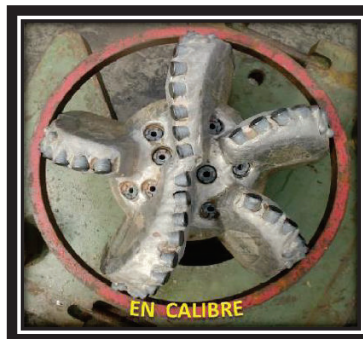
**TABLA 2. 10: CALIFICACIÓN IADC DE BROCAS USADAS - SECCIÓN DE 16”**

Pozos	Estructura cortadora				Cojinete	Calibre	Obs.	
	Hilera Interior	Hilera Exterior	Caract. Desgaste	Ubicación	Cojinete Sello	Gauge Calibre	Otra Característica	Razón de Salida
A	0	0	NO	A	X	I	ER	TD
B	0	1	CT	G	X	I	WT	TD
C	0	0	NO	A	X	I	NO	TD
D	0	2	BT/CT	G	X	I	PN	TD
E	0	0	NO	A	X	I	NO	TD

**Fuente:** Reportes de brocas - Río Napo CEM.

**Elaborado por:** Henry Chanatásig.

**FIGURA 2. 2: BROCA PDC DE 16”**



**Fuente:** Reporte final de brocas – Río Napo CEM.

#### 2.2.2.5 Fluido de Perforación

En la sección de 16” se usa un fluido disperso con una densidad aproximada de 8.4 ppg que controla la presión en la formación. De acuerdo con la tabla N° 2.11 los valores iniciales y finales de la viscosidad se mantienen cercanos descartando la floculación de sólidos, mientras que en la viscosidad plástica se observa una mayor variación en sus valores debido a la mayor cantidad de sólidos, los valores de punto cedente y geles muestran el comportamiento del fluido para mantener sólidos en suspensión en condiciones dinámicas y estáticas respectivamente. En esta sección

no se presenta pérdida de filtrado, el pH es ligeramente básico y el contenido de arena (MBT) es igual a 20.

**TABLA 2. 11: FLUIDOS DE PERFORACIÓN UTILIZADOS – SECCIÓN 16”**

Información	Pozo A	Pozo B	Pozo C	Pozo D	Pozo E
Peso del Lodo (ppg)	8.4-10.2	8.5-10.4	8.5-10.4	8.5-10.4	8.4-10.4
Viscosidad Embudo(sec/qt)	27-32	30-32	30-34	28-33	27-32
Viscosidad Plástica(cPs)	4-6	5-10	3-8	4-9	3-11
Punto Cedente (lb/100pies <sup>2</sup> )	3-10	3-12	3-12	3-8	4-12
Geles (lb/100pies <sup>2</sup> ) 10/20/30	2/3/4 4/14/16	2/3/4 7/12/17	2/3/4 8/13/19	2/3/4 4/11/17	2/3/4 5/9/13
Pérdida de Filtrado(ml/30min)	NC	NC	NC	NC	NC
Ph	7.5-7.8	7.5-7.1	7.5	7.4	7.5-7.8

**Fuente:** Reportes de fluidos de perforación - Rio Napo CEM.

**Elaborado por:** Henry Chanatásig.

## 2.2.3 SECCIÓN DE 12 1/4”

### 2.2.3.1 Información del perfil de los pozos

En esta sección se construye una tangente en la trayectoria, en el caso de los pozos seleccionados se presenta un punto de caída en el ángulo de inclinación (DOP) el cual ayuda a mantener la trayectoria real muy cercana a la planificada. Después de continuar con la perforación se termina con una caída en la inclinación, para posteriormente seguir tangente con un ángulo menor al de la sección anterior. Se continúa verificando los valores de azimuth de cada pozo para evitar la colisión entre pozos (ver tabla 2.12).

**TABLA 2. 12: INFORMACIÓN DE LOS POZOS – SECCIÓN 12 1/4”**

Información (MD)	Pozo A	Pozo B	Pozo C	Pozo D	Pozo E
Intervalo Perforado	4530'-8215'	4526'-8144'	4502'-8913'	4500'-8650'	4507'-8311'
Punto de casing	8204'	8133'	8902'	8640'	8301'
DOP	7589'	7647'	8176'	-	7650'
EOD	8189'	8023'	8644'	-	8231'
Inclinación	16.65°	17.29°	23.27°	26.87°	17°
Azimuth	294.11°	167.52°	310.26°	176.89°	41.36°
Sección Vertical	2332.96'	1869'	3873.21'	3319.70'	2362.46'

**Fuente:** Reportes diarios de perforación - Rio Napo CEM.

**Elaborado por:** Henry Chanatásig.



### 2.2.3.2 Ensamblajes de Fondo

El objetivo del BHA empleado en la sección de 12 1/4" es perforar tangencialmente hasta el punto del casing de 9 5/8", usando un ensamblaje tipo semi-fulcrum colocando los estabilizadores cerca de la broca, estos son la camisa estabilizadora del motor de 12" seguido de un estabilizador de 11 3/4" creando un efecto palanca al aplicar peso sobre la broca (ver tabla 2.13).

Los BHAs usados empiezan con un buen desempeño rotando, pero presentan tendencia a tumbar el ángulo de inclinación al atravesar los conglomerados de Tiyuyacu por lo que la ROP se ve afectada al deslizar con dificultad en varios intervalos presentando poco avance.

**TABLA 2. 13: ENSAMBLAJES DE FONDO UTILIZADOS – SECCIÓN 12 1/4"**

Pozo A	Pozo B	Pozo C	Pozo D	Pozo E
12 1/4" PDC	12 1/4" PDC	12 1/4" PDC	12 1/4" PDC	12 1/4" PDC
MOTOR XP	MOTOR XP	MOTOR XP	MOTOR XP	MOTOR XP
11 3/4"	11 3/4"	11 3/4"	11 3/4"	11 3/4"
Estabilizador	Estabilizador	Estabilizador	Estabilizador	Estabilizador
Pony Monel	Pony Monel	Pony Monel	Pony Monel	Pony Monel
MWD	MWD	MWD	MWD	MWD
Monel	Monel	Monel	Monel	Monel
X-O	X-O	X-O	X-O	X-O
24x HWDP 5"	24x HWDP 5"	30x HWDP 5"	3x DC 6 1/2 "	3x DC 6 1/2 "
Hydraulic Jar	Hydraulic Jar	Hydraulic Jar	23x HWDP 5"	23x HWDP 5"
9x HWDP 5"	9x HWDP 5"	6x HWDP 5"	Hydraulic Jar	Hydraulic Jar
			5x HWDP 5"	5x HWDP 5"

**Fuente:** Reportes diarios de perforación - Rio Napo CEM.

**Elaborado por:** Henry Chanatásig.

### 2.2.3.3 Motores de Fondo

En la sección de 12 1/4" se emplean motores de desplazamiento positivo (PDM), con un diámetro de 8 1/4", una camisa estabilizadora de 12" y un Bend Housing de 1.5° que permite regular la curvatura del motor para realizar trabajo direccional. En el motor del pozo A se presentó desgaste en la camisa del motor de 1/4" que coincide con el bend housing dificultando la construcción del ángulo de inclinación.

Los motores de fondo tienen una válvula de descarga que permite el paso del lodo a la sección de potencia (Rotor/Estator), esta sección mantiene la configuración usada en la sección de 16" con 7 y 8 lóbulos en el rotor y estator respectivamente; que permiten altos valores de caudales, torques, WOB y de presiones en motor y broca. El desgaste del motor en los pozos A, B, D y E, es considerable, mientras que en el pozo C se presenta un desgaste normal con pistas de rodamiento y el pozo E se tuvo que reemplazar el motor al presentar atascamiento por otro motor de iguales características (ver tabla 2.14).

**TABLA 2. 14: DETALLES DE MOTORES UTILIZADOS – SECCIÓN 12 1/4"**

Detalles del Motor	Pozo A	Pozo B	Pozo C	Pozo D	Pozo E
Diámetro Externo	8 1/4"	8 1/4"	8 1/4"	8 1/4"	8 1/4"
Camisa Estabilizadora	12"	12"	12"	12"	12"
Desgaste de la camisa	1/4"	3/4"	1/8"	1/8"	1/8"
Válvula	Si	Si	Si	Si	Si
Rotor/Estator	(7:8)	(7:8)	(7:8)	(7:8)	(7:8)
Rev/gal	0.16	0.16	0.16	0.17	0.17
Bend Housing	1.5°	1.5°	1.5°	1.5°	1.5°
Bearing in	1mm	1mm	1mm	1mm	1.5mm
Bearing out	5mm	6mm	2mm	5mm	4mm

**Fuente:** Reportes diarios de perforación - Rio Napo CEM.

**Elaborado por:** Henry Chanatásig.

#### 2.2.3.4 Tipos de Broca

Las brocas usadas en los pozos de estudio son PDC marca SMITH, con cuerpo de matriz compuesta por 5 aletas con cortadores de 19 mm y 7 jets: 2 jets de 12/32" de diámetro y 5 jets de 13/32" de diámetro, estos proporcionan una área total de flujo de  $0,87 \text{ in}^2$  que ofrece buenas condiciones de enfriamiento y de limpieza. Los cortadores tienen mayor resistencia al desgaste por abrasión o impacto gracias a la protección adicional de diamante que poseen para trabajar en ambientes altamente abrasivos como son los conglomerados de la formación Tiyuyacu.

Las brocas atraviesan la formación Orteguaza donde se presentan zonas de arcillolitas, lutitas, limolitas, conglomerados superior e inferior de la formación Tiyuyacu y el tope de Tena. Para minimizar el daño en las brocas al atravesar

conglomerados se controlan parámetros de perforación reduciendo la ROP, motivo por el cual la ROP promedio de los pozos de estudio es aproximadamente 50 pph. El porcentaje que se perfora deslizando es menor al que se rota, puesto que se desliza solo en tramos para construir un ángulo de inclinación y cumplir con la trayectoria planificada (ver tabla 2.15).

**TABLA 2. 15: BROCAS UTILIZADAS – SECCIÓN 12 1/4”**

Datos	Pozo A	Pozo B	Pozo C	Pozo D	Pozo E
Marca	SMITH	SMITH	SMITH	SMITH	SMITH
Tipo	MSi519HSBPXX	MSi519HSBPXX	MSi519LMHSBPXX	MSi519LMHSBPXX	MSi519HSBPXX
Boquillas(/32")	(2x12+5x13) TFA:0.869	(2X12+5X13) TFA: 0.87	(2X12+5X13) TFA: 0.87	(2X12+5X13) TFA: 0.87	(5x13+2x12) TFA: 0.87
ROP avg/efectiva (pph)	30,2 / 45,85	42,32 / 54,41	48,21 / 63,65	54,47 / 73,93	58,1 / 77,2
ROP /FTGE Rotando	74 pph / 2478' 42 pph / 912'	60 pph / 3480'	74 pph / 4226'	86 pph / 3958'	76 pph / 3195'
ROP/FTGE Deslizando	9 pph / 117' 10 pph / 178'	16 pph / 138'	15 pph / 185'	18 pph / 182'	21 pph / 103'
Formación	OR,TY, TE	OR,TY, TE	OR,TY, TE	OR,TY, TE	OR,TY, TE

**Fuente:** Reportes de brocas - Rio Napo CEM.

**Elaborado por:** Henry Chanasig.

La calificación de las brocas de la sección de 12 1/4” muestra que en el primer pozo se usaron dos brocas, esto se debe a que se atravesó sin parámetros controlados un cuerpo de conglomerado en la base de Ortegua presentando daños en la broca, por tal motivo no se pudo realizar el trabajo direccional necesario teniendo que cambiar de broca (BHA), este incidente fue tomado en cuenta para evitar problemas en los demás pozos de la plataforma.

En la tabla N° 2.16 se observa que las brocas usadas en los pozos presentan pequeños desgastes en sus cortadores ubicados en diferentes partes como son en toda la estructura de corte (A), en área de hombro y calibre (S/G) o solo en el área de calibre (G), causados por cortadores rotos (BT), gastados (WT) o astillados (CT) y los cojinetes son de brocas con cortadores fijos (X). En los pozos A, B y C se tienen brocas con 4/16” y 2/16” fuera de calibre estos desgastes que se presentan en el calibre de las brocas es causado al atravesar los conglomerados de la

formación Tiyuyacu, para los demás pozos las brocas se mantienen en calibre (I) alcanzado la profundidad total (TD) para su posterior salida (ver tabla 2.16).

**TABLA 2. 16: CALIFICACIÓN IADC DE BROCAS USADAS  
SECCIÓN DE 12 1/4”**

Pozos	Estructura cortadora				Cojinete	Calibre	Obs.	
	Hilera Interior	Hilera Exterior	Caract. Desgaste	Ubicación	Cojinete Sello	Gauge Calibre	Otra Característica	Razón de Salida
A	0	2	BT	S/G	X	2	CT	BHA
	1	0	WT	A	X	I	BT	TD
B	2	4	BT	A	X	4	PN	TD
C	0	1	BT/WT	S/G	X	2	CT	TD
D	2	1	BT	S/G	X	I	WT	TD
E	0	1	WT	G	X	I	NO	TD

**Fuente:** Reportes de brocas - Río Napo CEM.

**Elaborado por:** Henry Chanatásig.

**FIGURA 2. 3: BROCA PDC DE 12 1/4”**



**Fuente:** Reporte final de brocas – Río Napo CEM.

### 2.2.3.5 Fluido de Perforación

En esta sección se emplean dos fluidos de perforación, en la parte superior de la sección de 12 1/4” se usa un fluido disperso, se acondiciono el fluido usado en la sección anterior para obtener una densidad inicial de 9.4 ppg y valores similares en las propiedades del fluido a los de la sección de 16” (ver tabla 2.17).

**TABLA 2. 17: FLUIDOS DE PERFORACIÓN UTILIZADOS – SECCIÓN 12 1/4"**

Información	Pozo A	Pozo B	Pozo C	Pozo D	Pozo E
Peso del Lodo (ppg)	9.4-9.7	9.4-9.8	9.4-9.8	9.4-9.8	9.4-9.9
Viscosidad Embudo(sec/qt)	27-30	29-31	29-31	28-29	28-31
Viscosidad Plástica(cPs)	4-6	4-6	4-7	6-8	4-7
Punto Cedente (lb/100pies <sup>2</sup> )	6-8	6-10	6-11	6-10	6-9
Geles (lb/100pies <sup>2</sup> ) 10/20/30	3/4/7 3/5/8	4/7/10 5/8/19	4/7/10 5/8/14	3/5/8 5/12/19	4/7/10 5/8/14
Pérdida de Filtrado(ml/30min)	S/C	S/C	S/C	S/C	S/C
Ph	7.2	7.2	7.2	7.8	7.2

**Fuente:** Reportes de fluidos de perforación - Rio Napo CEM.

**Elaborado por:** Henry Chanatásig.

Al atravesar el conglomerado inferior Tiyuyacu se requiere el uso de un segundo fluido de perforación y en los pozos de estudio se usa KLASTOP para evitar problemas durante la perforación por la presencia de arcillas y poca lubricación.

La densidad inicial es aproximadamente de 9.7 ppg en los pozos, los diferencia entre valores iniciales y finales de la viscosidad de embudo y en la viscosidad plástica determinan que existe floculación de sólidos y una mayor cantidad de sólidos en comparación con las otra secciones. Los valores iniciales de punto cedente y geles son mayores en comparación con secciones anteriores por el mayor número de sólidos que se deben mantener en suspensión en condiciones dinámicas y estáticas respectivamente. En esta sección se presenta pérdida de filtrado a 10 ml/30min siendo un valor aceptable, un pH es básico y un contenido de arena (MBT) de 15 en el fluido de perforación, un valor permisible(ver tabla 2.18).

**TABLA 2. 18: FLUIDOS DE PERFORACIÓN UTILIZADOS – SECCIÓN 12 1/4"**

Información	Pozo A	Pozo B	Pozo C	Pozo D	Pozo E
Peso del Lodo (ppg)	9.7-11	9.6-11	9.8-11	9.8-11	9.8-11
Viscosidad Embudo(sec/qt)	33-43	33-40	35-41	35-45	35-42
Viscosidad Plástica(cPs)	9-14	9-14	10-16	10-16	10-16
Punto Cedente (lb/100pies <sup>2</sup> )	10-17	10-14	15-17	15-17	15-20
Geles (lb/100pies <sup>2</sup> ) 10/20/30	4/8/10 7/12/21	4/5/7 4/11/16	5/8/9 6/11/18	4/5/6 5/11/15	5/8/9 6/11/15
Pérdida de Filtrado(ml/30min)	10-6.4	10-6	10-6	9-6	10-6
pH	9.6-9.8	9.6-9.9	9.6-10	9.8-10	9.6-10

**Fuente:** Reportes de fluidos de perforación - Rio Napo CEM.

**Elaborado por:** Henry Chanatásig.

## 2.2.4 SECCIÓN DE 8 1/2”

### 2.2.4.1 Información del perfil de los pozos

Es la sección de mayor importancia por atravesar las zonas de interés, donde se tiene una caída del ángulo de inclinación cerca al final de la trayectoria característica de los pozos tipo J modificado, y se toma en consideración que la formación Napo presenta una tendencia a disminuir el ángulo de inclinación. Al llegar a los objetivos se tiene una inclinación de 2° a 3° con un azimuth que indica la dirección final que han tomado los pozos seleccionados (ver tabla 2.19).

**TABLA 2. 19: INFORMACIÓN DE LOS POZOS – SECCIÓN 8 1/2”**

Información (MD)	Pozo A	Pozo B	Pozo C	Pozo D	Pozo E
Intervalo Perforado	8215'-10564'	8144'-10460'	8913'-11270'	8650'-11088'	8311'-10570'
Punto de casing	10562'	10458'	11268'	11062'	10568'
DOP	9190'	8400'	9986'	9626'	9238'
EOD	9732'	9616'	10647'	10872'	9802'
Inclinación	1.98°	2.46°	3.42°	15.36°	1.30°
Azimuth	294.11°	176.05°	311.42°	176.88°	41.36°
Sección Vertical	2776.37'	2252.71'	4426.66	4261.36	2816.73

**Fuente:** Reportes diarios de perforación - Rio Napo CEM.

**Elaborado por:** Henry Chanatásig.

### 2.2.4.2 Ensamblajes de Fondo

Para realizar la construcción de la última sección se mantiene la configuración de un BHA semi-fulcrum con el estabilizador de la camisa del motor de 8 3/8” cerca de la broca y un estabilizador de 8 1/4” para obtener un efecto palanca. Se ubica la herramienta MWD entre un Pony Monel y un Monel para evitar la interferencia magnética seguido de tubería pesada y martillo hidráulico.

Esta configuración se usa en todos los pozos con excepción del Pozo C donde el estabilizador de la camisa del motor es de 8 1/4” y un estabilizador de 9 3/8”. Al ser el diámetro del estabilizador mayor al diámetro de la camisa el tipo de BHA usado es pendular, utilizado para disminuir el ángulo en mayor medida.

En el pozo A mientras se perforaba la formación Tena no se obtuvo la caída del ángulo que se esperaba, por tal motivo se retira el pony monel ubicado antes del estabilizador de 8 1/4" en la configuración de los BHAs de los pozos restantes para mejorar la construcción en la inclinación (ver tabla 2.20).

**TABLA 2. 20: ENSAMBLAJES DE FONDO UTILIZADOS – SECCIÓN 8 1/2"**

Pozo A	Pozo B	Pozo C	Pozo D	Pozo E
8 1/2" PDC	8 1/2" PDC	8 1/2" PDC	8 1/2" PDC	8 1/2" PDC
MOTOR XP	MOTOR XP	MOTOR XP	MOTOR XP	MOTOR XP
Pony Monel	8 1/4" Estabilizador	9 3/8" Estabilizador	8 1/4" Estabilizador	8 1/4" Estabilizador
8 1/4" Estabilizador	Pony Monel	Pony Monel	MWD	Pony Monel
Pony Monel	MWD	MWD	Pony Monel	MWD
MWD	Monel	Monel	DC 6 1/4"	Monel
Monel	21x HWDP 5"	21x HWDP 5"	20x HWDP 5"	DC 6 1/4"
21x HWDP 5"	Hydraulic Jar	Hydraulic Jar	Hydraulic Jar	27x HWDP 5"
Hydraulic Jar	9x HWDP 5"	9x HWDP 5"	3x HWDP 5"	Hydraulic Jar
9x HWDP 5"				3x HWDP 5"

**Fuente:** Reportes diarios de perforación - Rio Napo CEM.

**Elaborado por:** Henry Chanasig.

#### 2.2.4.3 Motores de Fondo

En la sección de 8 1/2" se mantiene el uso de motores de desplazamiento positivo (PDM), con un diámetro de 6 3/4", una camisa estabilizadora de 8 3/8" y un Bend Housing de 1.5° que permite controlar la curvatura del motor, para realizar trabajo direccional.

La sección de potencia mantiene la configuración usada en secciones anteriores con 7 y 8 lóbulos en el rotor y estator respectivamente, que permiten altos valores de caudales, torques, WOB y de presiones en motor y broca. El desgaste del motor en los pozos es normal, gracias a que se controlaron parámetros de perforación al atravesar formaciones compuestas por calizas para minimizar el desgaste de herramientas.

**TABLA 2. 21: DETALLES DE MOTORES UTILIZADOS – SECCIÓN 8 1/2"**

Detalles del Motor	Pozo A	Pozo B	Pozo C	Pozo D	Pozo E
Diámetro Externo	6 3/4"	6 3/4"	6 3/4"	6 3/4"	6 3/4"
Camisa Estabilizadora	8 3/8"	8 3/8"	8 3/8"	8 1/4"	8 1/4"
Desgaste de la camisa	-	1/8"	-	-	-
Rotor/Estator	(7:8)	(7:8)	(7:8)	(7:8)	(7:8)
Rev/gal	0.28	0.28	0.28	0.29	0.29
Bend Housing	1.5°	1.5°	1.5°	1.5°	1.5°
Bearing in	1mm	1mm	1mm	1mm	1mm
Bearing out	3mm	3mm	3mm	2,5mm	2mm

**Fuente:** Reportes diarios de perforación - Rio Napo CEM.

**Elaborado por:** Henry Chanatásig.

#### 2.2.4.4 Tipos de Broca

Las brocas usadas en la última sección son PDC marca SMITH, con cuerpo de matriz compuestas por 6 aletas con cortadores de 16mm con 6 jets de 11/32" de diámetro, obteniendo una área total de flujo de 0,557  $in^2$  a excepción del pozo A donde se tienen 3 jets de 11/32" y 3 jets de 12/32" con una área total de flujo de 0,6  $in^2$  (ver tabla 2.22).

Al atravesar las formaciones Tena (TE), Napo (NP), Hollín (H), se encuentran ambientes variados de lutitas, calizas y arenas que podrían causar daños a la broca ya sea por abrasión o por impacto, por tales motivos se selecciona una broca de 6 aletas que es más estable y de cortadores de 16mm que son más resistentes por ser de menor longitud a los usados en secciones anteriores, con esto se consigue una buena ROP y durabilidad en la broca logrando alcanzar la profundidad total de los pozos.

La buena selección, operación y evaluación de las brocas, permiten optimizar la etapa de perforación, obteniendo ventajas económicas al conseguir menores tiempos en la perforación de pozos.



**TABLA 2. 22: BROCAS UTILIZADAS – SECCIÓN 8 1/2"**

Datos	Pozo A	Pozo B	Pozo C	Pozo D	Pozo E
Marca	SMITH	SMITH	SMITH	SMITH	SMITH
Tipo	MSI616MUBPXX	MSI616MUBPXX	MSI616MUBPXX	MSI616MUBPXX	MSI616MUBPXX
Boquillas(/32")	(3X11+3X12) TFA:0.6	(6X11) TFA: 0.557	(6X11) TFA: 0.557	(6X11) TFA: 0.557	(6x11) TFA: 0.557
ROP avg/efectiva (pph)	36,4 / 47,36	46,32 / 60,95	31,22 / 34,71	32,08 / 40,63	32,7 / 43,4
ROP/FTGE Rotando	56 pph / 2257'	66 pph / 2261'	52 pph / 2188'	62 pph / 2074'	65 pph / 2136'
ROP/FTGE Deslizado	9 pph / 92'	15 pph / 55'	6 pph / 169'	6 pph / 141'	6 pph / 65'
Formación	TE, NP, H	TE, BT, NP, H	TE, NP, H	TE, NP, H	TE, BT, NP, H

**Fuente:** Reportes de brocas - Rio Napo CEM.

**Elaborado por:** Henry Chanatásig.

En la tabla 2.23, se observan las brocas usadas en la última sección de 8 1/2"; presentan desgaste mínimo en la hilera exterior (1 a 2) por cortadores gastados (WT), rotos (BT) o astillados (CT), estos desgastes están ubicados en área de hombro y calibre (S/G) o solo en el área de calibre (G), los cojinetes son de brocas con cortadores fijos (X) y las brocas se mantienen en calibre (I) alcanzado la profundidad total (TD) para su posterior salida sin presentar inconvenientes durante la perforación de esta sección.

**TABLA 2. 23: CALIFICACIÓN IADC DE BROCAS USADAS SECCIÓN DE 8 1/2"**

Pozos	Estructura cortadora				Cojinete	Calibre	Obs.	
	Hilera Interior	Hilera Exterior	Caract. Desgaste	Ubicación	Cojinete Sello	Gauge Calibre	Otra Caracte-ristica	Razón de Salida
A	0	1	WT	G	X	I	NO	TD
B	0	1	WT	S/G	X	I	NO	TD
C	0	2	BT/CT	S/G	X	I	WT	TD
D	0	1	WT	G	X	I	NO	TD
E	0	1	WT	G	X	I	NO	TD

**Fuente:** Reportes de brocas - Rio Napo CEM.

**Elaborado por:** Henry Chanatásig.

**FIGURA 2. 4: BROCA PDC DE 8 1/2”**

**Fuente:** Reporte final de brocas – Río Napo CEM.

#### **2.2.4.5 Fluido de Perforación**

En los pozos de estudio se usa fluido de perforación KLASTOP, diseñado para la sección de 8 1/2" con una densidad inicial aproximada de 9.7 ppg, los valores de viscosidad de embudo y plástica iniciales son más altos a los presentados en otras secciones, con el objetivo de acarrear una mayor cantidad de sólidos. Al analizar los valores iniciales y finales de las viscosidades se determina que existe la presencia de floculación de sólidos y una alta cantidad de los mismos.

Los valores de punto cedente y geles son diseñados con mayores rangos de operación, por una alta presencia de sólidos que tienen que mantenerse en suspensión en condiciones dinámicas y estáticas respectivamente.

En esta sección se presenta pérdida de filtrado a 4ml/30min aproximadamente en los pozos dando como resultado un buen revoque en las formaciones de interés, un pH básico y un contenido de arena (MBT) de 5 indicando una buena inhibición de arcillas (ver tabla 2.24).

**TABLA 2. 24: FLUIDOS DE PERFORACIÓN UTILIZADOS – SECCIÓN 8 1/2"**

Información	Pozo A	Pozo B	Pozo C	Pozo D	Pozo E
Peso del Lodo (ppg)	9.6-9.9	9.6-9.9	9.6-9.9	9.6-9.9	9.6-9.9
Viscosidad Embudo(sec/qt)	47-57	47-50	45-60	35-52	35-50
Viscosidad Plástica(cPs)	10-22	10-22	10-25	11-20	8-25
Punto Cedente (lb/100pies <sup>2</sup> )	20-28	20-30	20-30	14-29	12-28
Geles (lb/100pies <sup>2</sup> ) 10/20/30	6/11/14 12/16/20	6/11/14 12/16/20	6/11/14 12/16/20	4/8/10 9/11/15	4/6/8 6/10/12
Pérdida de Filtrado(ml/30min)	6 - 4.4	6 - 4.5	6 - 4.8	6 - 4.4	10 - 5
pH	9.7-9.8	9.7-9.8	9.7-9.8	9.7-10	9.3-10.3

**Fuente:** Reportes de fluidos de perforación - Rio Napo CEM.

**Elaborado por:** Henry Chanatásig.

## 2.3 PROBLEMAS OPERACIONALES

Mediante el uso de diagramas de Pareto para cada pozo de estudio (ANEXO 2); se logró separar los problemas de mayor relevancia del resto de problemas que se presentaron. El principio de Pareto se fundamenta en pocos vitales y muchos triviales, es decir, existen muchos problemas sin importancia frente solo a unos graves, visto de otra manera también se puede representar como: el 20% de problemas es causa del 80% del tiempo no planificado. (Martínez, 2005)

Una vez seleccionados los problemas de importancia de cada pozo, estos serán detallados a continuación, incluyendo huecos apretados en las secciones de 12 1/4" y 8 1/2" y las vibraciones en la sarta (stick & slip), que son problemas que van de la mano con problemas de mayor importancia como el desgaste en la broca, pero que requieren una análisis por separado. Si bien el problema de broca embolada no se encuentra en la zona de pocos vitales, será tomado en cuenta por presentarse en todos los pozos seleccionados.

### 2.3.1 PROBLEMAS OPERACIONALES PRESENTES EN EL POZO A

Durante la perforación del pozo A se presentaron varias dificultades en cada sección perforada, destacando un desgaste temprano en la broca y estabilizadores que dificultan el trabajo direccional, causados al atravesar sin parámetros controlados un cuerpo de conglomerado ubicado en la base de Orteguzza.

**FIGURA 2. 5: DESGASTE AGRESIVO DE BROCA**



Fuente: Río Napo CEM.

**TABLA 2. 25: PROBLEMAS OPERACIONALES EN EL POZO A**

Hoyo	Problema Operativo	Causa	Consecuencias	Solución
26"	Broca embolada	Bajo galonaje para no provocar fracturas superficiales	Baja ROP < 10 pph observada a 87 ft Viaje a superficie para limpiar broca	Peforar con broca bicónica o CwD para evitar embolamiento y reducir tiempos de perforación
16"	Huevo apretado	Hinchamiento de arcillas Baja densidad de lodo para viaje	Tiempo excesivo en viaje de calibración (4530 ft - 400 ft), observa muchos puntos apretados sacando y bajando tubería. Tripping out: 7.5 hrs; Tripping in: 10 hrs; Tripping out: 4 hrs Tiempo bajada casing 13 3/8": 11 hrs	Usar fluido a base Nitrato de Calcio para inhibir arcillas de Chalcana
12 1/4"	Desgaste temprano de broca	Se perforó sin parámetros controlados aproximadamente 30 ft del conglomerado cuarzoso de orteguaza Vibración torsional de la sarta (Stick & Slip)	ROP menor a 5 pph deslizando Viaje a superficie no planificado para cambio de broca a 7126 ft. (NPT: 15.5 hrs)	Controlar parámetros por posible presencia de conglomerado cuarzoso en la base de Ortegua, confirmar topes con geología
	Desgaste agresivo de estabilizadores	Atravesar formaciones duras y abrasivas con estabilizadores no adecuados	Viaje a superficie no planificado para cambio de camisa del motor a 7126 ft, el BHA no levanta la inclinación requerida. (NPT: 15.5 hrs) Atravesando el conglomerado inferior y hasta punto de casing a 8215 ft, se perdió 4° de inclinación en referencia a lo planeado y con tendencia de giro a la izquierda. Para recuperar la inclinación pérdida en esta sección se requiere mayor trabajo direccional en la sección de 8 1/2" en la formación Tena con ROP<10 pph deslizando.	Usar estabilizadores con HF 3000, diseñados para atravesar formaciones duras y abrasivas, conglomerados superior e inferior de Tiyuyacu
	Vibración torsional de la sarta (Stick & Slip con niveles mayores al 100%)	Se perforó esta sección de 4530 ft hasta 6729 ft con un fluido disperso y sin lubricante	Daño temprano de la broca	Iniciar la perforación de la sección de 12 1/4" con fluidos de perforación con lubricidad adecuada > 1% v/v
	Empaquetamiento de la sarta	Mala limpieza del hoyo Hinchamiento de arcilla de Chalcana Punto de asentamiento de casing 13 3/8" no adecuado	Realizando viaje de calibración en intervalo 8215 ft - 4530 ft, se presenta empaquetamiento de la sarta a 4904 ft y 4594 ft. Saca 3 paradas y 1 sencillo en 8 hrs. (NPT: 8 hrs)	Cambiar punto de asentamiento de casing de 13 3/8" sobre el tope de Ortegua para aislar arcillas de Chalcana

**Tabla 2.25: CONTINUACIÓN**

8 1/2"	Corrida de Registros eléctricos OH con problemas	Trabajo direccional excesivo en formación Tena	Herramientas de registros se apoyaron a 8400 ft, intentó pasar por dos ocasiones sin éxito, pasó al tercer intento. Al sacar registrando se cerró caliper a 8780 ft por observar sobretensiones de la sonda.	Perforar con broca PDC con cortador cónico central para mejorar la calidad del hoyo
--------	--	--	--	---

**Fuente:** Reportes diarios de perforación, Rio Napo CEM.

**Elaborado por:** Henry Chanatásig.

### 2.3.2 PROBLEMAS OPERACIONALES PRESENTES EN EL POZO B

En el pozo B se puede observar embolamiento de broca entre otros problemas de consideración, los cuales causan tiempos no productivos al realizar viajes a superficie no planificados, observando poco avance en la perforación y comprometiendo el desarrollo de las operaciones en las demás secciones del pozo.

**FIGURA 2. 6: EMBOLAMIENTO Y LIMPIEZA DE BROCA**

**Fuente:** Rio Napo CEM.

**TABLA 2. 26: PROBLEMAS OPERACIONALES EN EL POZO B**

Hoyo	Problema Operativo	Causa	Consecuencias	Solución
26"	Broca embolada	Bajo galonaje para no provocar fracturas superficiales	A 37 ft no se observa avance Viaje a superficie para limpiar broca	Perforar con broca bicónica o CwD para evitar embolamiento y reducir tiempos de perforación
16"	Huevo apretado	Hinchamiento de arcillas	Presencia de varios puntos apretados sacando tubería (4526 ft - 360 ft) en viaje de calibración Tripping out: 7 hrs; Tripping in: 4 hrs; Tripping out: 3 hrs Tiempo de bajada de casing 13 3/8": 8 hrs con método convencional, normal	Usar fluido a base Nitrato de Calcio para inhibir arcillas de Chalcana

**Tabla 2.26: CONTINUACIÓN**

12 1/4"	Desgaste temprano de broca	Perforar formaciones duras y abrasivas con brocas PDC	Hoyo no en gauge debido a que la broca perdió 4/16" de calibre. Bajando Casing de 9 5/8", se observa fuerte restricción en Conglomerado inferior desde 8005 ft hasta 8095 ft (Pto csg: 8144 ft), se aplicó peso hasta 140 klbs sobre el peso normal bajando del casing 300 Klbs. Tiempo bajando Casing 9 5/8": 16.5 hrs con método convencional.	Controlar parámetros 20 ft antes y después de la prognosis de los topes de los conglomerados Mantener comunicación contante con el Geólogo
	Desgaste agresivo de estabilizadores	Atravesar formaciones duras y abrasivas con estabilizadores no adecuados	Invalíd estrategia de trayectoria: se entró con 20 ft sobre el plan en conglomerado inferior para mitigar la caída de inclinación por desgaste de camisa del motor, sin embargo al atravesar esta formación únicamente cayo 5 ft, lo que incide en mayor trabajo direccional para corregir la trayectoria en la sección de 8 1/2".	Usar estabilizadores con HF 3000, diseñados para atravesar formaciones duras y abrasivas, conglomerados superior e inferior de Tiyuyacu
8 1/2"	Corrida de Registros eléctricos OH con problemas	Trabajo direccional excesivo en formación Tena	Al sacar registrando se observó sobretensiones del cable desde 9150 ft hasta 8133 ft (Principamente en la formación Tena)	Perforar con broca PDC con cortador cónico central para mejorar la calidad del hoyo

**Fuente:** Reportes diarios de perforación, Rio Napo CEM.

**Elaborado por:** Henry Chanatásig.

### 2.3.3 PROBLEMAS OPERACIONALES PRESENTES EN EL POZO C

El principal problema a tomar en cuenta en el pozo C es el daño en el motor de fondo, provocando incrementos repentinos en la presión con un bajo galonaje dificultando la perforación, siendo necesario un viaje no planificado a superficie para verificar herramientas y observando daños en la goma del estator del motor de fondo.

**FIGURA 2. 7: GOMA DEL ESTATOR**



**Fuente:** Rio Napo CEM.

**TABLA 2. 27: PROBLEMAS OPERACIONALES EN EL POZO C**

Hoyo	Problema Operativo	Causa	Consecuencias	Solución
26"	Broca embolada	Bajo galonaje para no provocar fracturas superficiales	Baja ROP < 10 pph observada a 206 ft Viaje a superficie para limpiar broca	Peforar con broca bicónica o CwD para evitar embolamiento y reducir tiempos de perforación
16"	Riesgo de colisión	No correr Gyro en sección 26"	A 477 ft se toma registro Gyro y determinan distancia Ct-Ct: 7.72 ft respecto a pozo "B" Viaje a superficie no planificado a 483 ft para posicionar UBHO más cerca de la broca retirando MWD y Pony Monel del BHA Una vez realizada la corrección de la trayectoria del pozo, a 766 ft realiza viaje a superficie para armar BHA original para la sección de 16" NPT por cambios de BHA: 9 hrs	Desarmar MWD y colocar UBHO sobre el motor de fondo para registrar mas cerca de la broca
	Hueco apretado	Hinchamiento de arcillas	Presencia de varios puntos apretados sacando y bajando tubería (4502 ft - 364 ft) en viaje de calibración Tripping out: 7 hrs; Tripping in: 6.5 hrs; Tripping out: 4 hrs Tiempo bajada casing 13 3/8": 7.5 hrs	Usar fluido a base Nitrato de Calcio para inhibir arcillas de Chalcana
12 1/4"	Daño mecánico de motor de fondo	Demasiadas horas de trabajo Inspección de componentes no adecuada	Perforando a 8424 ft, la presión se incrementa repentinamente de 2400 psi a 2800 psi con 650 gpm En conexión a 8706 ft, la presión se incrementa hasta 3600 psi con 100 gpm. Se trabaja sarta y recupera circulación. Perforando con presión anormal de 3600 psi con 650 gpm hasta Punto de Casing 9 5/8" a 8913 ft. Se saca sarta hasta 4502 ft en 19 hrs, para realizar pruebas y se mantiene el problema de alta presión. Se realiza viaje no planificado a superficie para verificar herramientas, observando daño de la sección de transmisión del motor de fondo. Arma BHA simulado para realizar viaje de calibración NPT: 10.5 Hrs tiempo únicamente tomado del viaje en hueco entubado.	Verificar el ensablaje de los motores de fondo enviados al pozo con especialistas en control de calidad
	Desgaste temprano de broca	Perforar formaciones duras y abrasivas con brocas PDC	Hoyo no en gauge debido a que la broca perdió 2/16" de calibre.	Controlar parámetros 20 ft antes y después de la prognosis de los topes de los conglomerados Mantener comunicación contante con el Geólogo
	Desgaste agresivo de estabilizadores	Atravesar formaciones duras y abrasivas con estabilizadores no adecuados	Atravesando el conglomerado inferior y hasta punto de casing a 8913 ft, se quedo 11 ft debajo del plan. Para recuperar la inclinación perdida en esta sección se realizó mayor trabajo direccional en la sección de 8 1/2" en la formación Tena con ROP<5 pph deslizando, lo que indujo un viaje de control desde 9840 ft al zapato de csg 9 5/8"	Usar estabilizadores con HF 3000, diseñados para atravesar formaciones duras y abrasivas, conglomerados superior e inferior de Tiyuyacu
	Hueco apretado	Mala limpieza del hoyo, se circulo en Pto de casing 9 5/8" con bajo galonaje por presentar alta presión de circulación por daño en el motor de fondo	Realizando viaje de calibración en intervalo 4502 ft - 8913 ft, se presentan varios puntos apretados. Tripping in: 42.5 hrs, Tripping out: 9 hrs Bajando Casing 9 5/8": 21 hrs con método rotatorio	Realizar una inspección previa a los motor de fondo para perforar con un mayor diferencial de perforación

**Tabla 2.27: CONTINUACIÓN**

	Vibración torsional de la sarta (Stick & Slip con niveles mayores al 100%)	Falta de lubricidad en el fluido de perforación	Se debió incrementar la lubricidad del fluido de 1.5% a 2% y reparar dos veces cada parada	Usar fluidos de perforación con lubricidad adecuada > 1.5% v/v
8 1/2"	Corrida de Registros eléctricos OH con problemas	Trabajo direccional excesivo en formación Tena	Se realizó la corrida de registros eléctricos open hole con tecnología TDL (Weatherford) a través de la tubería de perforación posicionada a 9795 ft. Registró intervalo 11270 ft - 9795 ft. Tiempo para toma de registro OH: 20.5 hrs	Perforar con broca PDC con cortador cónico central para mejorar la calidad del hoyo

**Fuente:** Reportes diarios de perforación, Rio Napo CEM.

**Elaborado por:** Henry Chanatásig.

### 2.3.4 PROBLEMAS OPERACIONALES PRESENTES EN EL POZO D

Los problemas de mayor relevancia presente en el pozo D, son la presencia de hueco apretado y la obtención de una data errónea de registros eléctricos en la sección de 8 1/2", estos problemas son consecuencia de tener hoyo abierto expuesto por demasiado tiempo, al usar estabilizadores inadecuados en la perforación de la sección de 12 1/4", siendo necesario perforar deslizando en gran porcentaje con bajas ROP para corregir la trayectoria, este tiempo no planificado que se requiere para cumplir con la trayectoria planificada permite que la cantidad de sólidos en fondo aumente.

**FIGURA 2. 8: DESGASTE AGRESIVO DE ESTABILIZADORES**



**Fuente:** Rio Napo CEM.



**TABLA 2. 28: PROBLEMAS OPERACIONALES EN EL POZO D**

Hoyo	Problema Operativo	Causa	Consecuencias	Solución
26"	Broca embolada	Bajo galonaje para no provocar fracturas superficiales	Baja ROP < 10 pph observada a 182 ft, alta presión de 280 psi a 700 psi a 247 ft Viajes a superficie para limpiar broca y destapar jets	Perforar con broca bicónica o CwD para evitar embolamiento y reducir tiempos de perforación
16"	Hueco apretado	Hinchamiento de arcillas	Presencia de varios puntos apretados bajando tubería (4510 ft - 372 ft) en viaje de calibración Tripping out: 4 hrs; Tripping in: 7.5 hrs; Tripping out: 4 hrs Tiempo bajada casing 13 3/8": 8 hrs	Usar fluido a base Nitrato de Calcio para inhibir arcillas de Chalcana
12 1/4"	Desgaste agresivo de estabilizadores	Atravesar formaciones duras y abrasivas con estabilizadores no adecuados	Atravesando el conglomerado inferior y hasta punto de casing a 8650 ft, se quedo 11 ft debajo del plan. Para recuperar la inclinación pérdida en esta sección se realizó mayor trabajo direccional en la sección de 8 1/2" en la formación Tena con ROP<10 pph deslizando, lo que indujo un viaje de control desde 10181 ft al zapato de csg 9 5/8"	Usar estabilizadores con HF 3000, diseñados para atravesar formaciones duras y abrasivas, conglomerados superior e inferior de Tiyuyacu
8 1/2"	Corrida de Registros eléctricos OH con problemas	Trabajo direccional excesivo en formación Tena	Se realizó toma de registros con LWD (Weatherford). Data no validada por Geociencias. Se realizó corrida de registros con tecnología TDL (Weatherford). Tiempo para toma de registro OH: 23 hrs	Perforar con broca PDC con cortador cónico central para mejorar la calidad del hoyo
	Hueco apretado	Demasiado tiempo de exposición de hueco abierto	Liner 7" bajo hasta 11076 ft, 12 ft sobre TD: 11088 ft	
	Alta presión en la cementación	Falta de limpieza del hoyo	Durante la cementación del liner de 7" en el desplazamiento de las lechadas, se bombeó con galonaje reducido 0.4 gpm y 4100 psi presentándose pérdida de circulación. Levanto liner 7" hasta 11062 ft, 24 ft sobre lo planeado para reducir presión y lograr finalizar el desplazamiento	Acondicionar el hoyo bombeado pildoras viscosas y dispersas hasta observas retornos limpios en zarandas.

**Fuente:** Reportes diarios de perforación, Rio Napo CEM.

**Elaborado por:** Henry Chanatásig.

### 2.3.5 PROBLEMAS OPERACIONALES PRESENTES EN EL POZO E

El pozo E a pesar de ser el último pozo en ser analizado, presenta varios problemas que se repiten en pozos anteriores, lo cual muestra que no es suficiente con controlar parámetros de perforación para mejorar la etapa de perforación.

Siendo necesario la implementación de otras tecnologías, que ayuden a solucionar o mitigar los efectos causados por los problemas que se han presentado en el transcurso de la perforación de los pozos.

**TABLA 2. 29: PROBLEMAS OPERACIONALES EN EL POZO E**

Hoyo	Problema Operativo	Causa	Consecuencias	Solución
26"	Broca embolada	Bajo galonaje para no provocar fracturas superficiales	Baja ROP < 10 pph observada a 214 ft Viajes a superficie para limpiar broca	Perforar con broca bicónica o CwD para evitar embolamiento y reducir tiempos de perforación
16"	Hueco apretado	Hinchamiento de arcillas	Tiempo bajada casing 13 3/8" a 4507 ft: 11 hrs con sistema rotatorio, se observó puntos de apoyo.	Usar fluido a base Nitrato de Calcio para inhibir arcillas de Chalcana
12 1/4"	Daño mecánico de motor de fondo	Demasiadas horas de trabajo Inspección de componentes no adecuada	Perforando a 5013 ft se observa incremento abrupto de presión 3900 psi con 350 gpm Realiza viaje a superficie no planificado para verificar herramientas, verificando atascamiento del motor de fondo NPT para cambio de motor: 13.5 hrs	Verificar el ensablaje de los motores de fondo enviados al pozo con especialistas en control de calidad
	Desgaste agresivo de estabilizadores	Atravesar formaciones duras y abrasivas con estabilizadores no adecuados	Atravesando el conglomerado inferior y hasta punto de casing a 8311 ft, se quedo 57.68 ft arriba del plan. La inclinación no cayó como se esperaba. Para reducir la inclinación se debió realizar mayor trabajo direccional en la sección de 8 1/2" en la formación Tena con ROP<10 pph deslizando, lo que indujo a un viaje de control desde 9705 ft al zapato de csg 9 5/8"	Usar estabilizadores con HF 3000, diseñados para atravesar formaciones duras y abrasivas, conglomerados superior e inferior de Tiyuyacu
8 1/2"	Corrida de Registros eléctricos OH con problemas	Trabajo direccional excesivo en formación Tena	Se realizó corrida de registros con tecnología TDL (Weatherford). Tiempo para toma de registro OH: 20.5 hrs	Perforar con broca PDC con cortador cónico central para mejorar la calidad del hoyo

**Fuente:** Reportes diarios de perforación, Río Napo CEM.

**Elaborado por:** Henry Chanatásig.

## **CAPÍTULO III**

### **SOLUCIONES TÉCNICAS PARA MEJORAR LA ETAPA DE PERFORACIÓN DE POZOS NUEVOS**

#### **3.1 INTRODUCCIÓN**

Después de haber analizado la etapa de perforación de los pozos A, B, C, D y E, identificando los problemas, su causa de origen y las consecuencias que estos representan, se dará a conocer propuestas que eviten o mitiguen los efectos de problemas operacionales con el propósito de disminuir el tiempo necesario para perforar pozos petroleros.

A continuación se detalla cada propuesta acorde a la sección en la que se recomienda su uso, explicando en que consiste cada una y como estas pueden mejorar la etapa de perforación.

#### **3.2 SOLUCIONES TÉCNICAS PARA LA SECCION DE 26”**

##### **3.2.1 BROCAS BICÓNICAS**

Como solución al embolamiento de broca, se propone el uso de una broca bicónica para perforar el hoyo conductor, esta broca ha sido utilizada en pozos del campo Auca sin reportar embolamiento de la misma, evitando tiempos no productivos y mejorando la etapa de perforación.

**FIGURA 3. 1: BROCA BICÓNICA**

**Fuente:** Product Catalog – SMITH BITS

Históricamente las bicónicas fueron creadas antes de las tricónicas, pero les faltaba estabilidad al perforar secciones profundas. Sin embargo la ROP era siempre mayor, al presentar una carga puntual más alta por diente, mejorando la penetración en la roca y por ende la ROP.

Al realizar una comparación con las brocas tricónicas, las brocas bicónicas presentan:

- Mayor ROP para igual WOB.
- Menor WOB para igual ROP.

(Rosero & Toscano , 2012)

### **3.2.2 CASING with DRILLING (CwD)**

La implementación de la perforación con casing de 20” en el hoyo conductor de pozos petroleros en el campo Sacha, es una propuesta innovadora que integra los procesos de perforación y corrida de revestimiento en uno solo, ahorrando entre un 30 y 35% en el tiempo de perforación de esta sección. (Moreno & Ballesteros, 2011)

Esta tecnología ha sido empleada en pozos ubicados en el campo YUCA, para perforar la sección de 24" y terminar operaciones en un tiempo de 26 horas, observando los siguientes parámetros de perforación.

**TABLA 3. 1: PARÁMETROS DE PERFORACIÓN – POZO CON CwD**

Diámetro broca (in)	Profundidad (ft)	ROP (ft/h)	WOB (Klb)	RPM	GPM	TFA (in <sup>2</sup> )	MW (ppg)	PV (lb/100ft)	YP (cp)	HSI (hp/in <sup>2</sup> )
24	0-200	25	2 3	20 30	190 - 225	1.503	9.6	7 9	10	0.119
	200-460	35	3 5	30 60	300 - 560					

**Fuente:** Programa de perforación – Pozo YUCA

**Elaborado por:** Henry Chantásig.

Esta tecnología se ha desarrollado básicamente de dos maneras, con BHA recuperable usado para operaciones direccionales y BHA no recuperable para secciones verticales. (Jiménez, 2012)

Para secciones verticales y someras la perforación con casing se realiza de manera rudimentaria utilizando un BHA no recuperable, sin conjunto de fondo con una broca de sacrificio o zapata rimadora y accesorios de flotación que se encuentran soldados directamente al casing los cuales serán cementados. El ensamblaje de fondo usado para perforar esta sección consta de una zapata rimadora de 24" con conexión 20" BTC, una junta de casing de 20" BTC 106,5 Lb/Ft K-55 y un collar flotador de 20" convencional BTC.

La zapata rimadora está fabricada de una aleación especial de acero para que sea perforada con facilidad y continuar con la siguiente sección, esta zapata rimadora cuenta con las siguientes características:

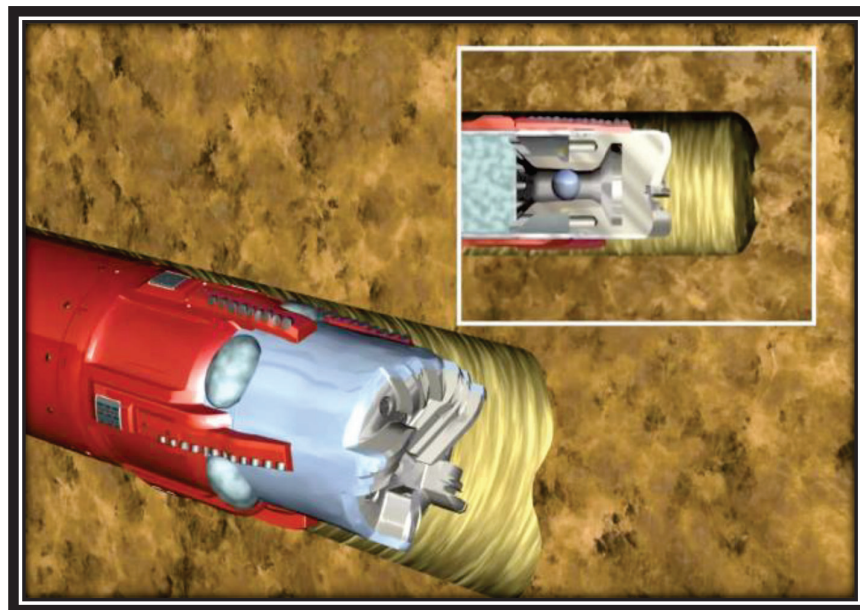
- Cortadores de diamante térmicamente estables TSP.
- Protección de Carburo de Tungsteno en el "Gauge".
- Se pueden perforar con brocas PDC o tricónicas.
- Boquillas perforables.
- Cortadores PDC en el hombro.

(Moreno & Ballesteros, 2011)

**FIGURA 3. 2: ZAPATA RIMADORA DE 24”**

Fuente: Casing with Drilling - ODFJELL

La cementación se realiza de manera similar a la convencional, usando un dispositivo que permite el alojamiento de tapones de desplazamiento como se realiza en una cementación normal. (Jiménez, 2012)

**FIGURA 3. 3: PROCESO DE CEMENTACION - PERFORACION CON CASING**

Fuente: Casing with Drilling - Weatherford

### 3.2.1.1 Ventajas

- Elimina una importante fracción en el tiempo de perforación mediante la utilización de un sistema que permite entubar el mismo a medida que está siendo perforado.
- Elimina el tiempo de corrida de casing.
- La cementación se realiza de manera similar a la convencional.
- Se usa en tramos cortos.
- Mejora la limpieza de recortes.
- Reduce pérdidas de circulación.
- Al perforar con un mayor galonaje se puede prevenir embolamiento de broca.
- Inestabilidad de paredes.
- Se eliminan tiempos muertos sin circular el pozo.
- Aumenta la seguridad al reducir el número de herramientas en el taladro.

(Gigera, 2011)

### 3.2.1.2 Desventajas:

- Requiere equipo especial.
- Al usar CwD en todas las etapas del pozo, se consigue un pozo más eficiente y controlado pero a la vez con un limitante en los fondos económicos necesarios para cubrir la inversión.

(Gigera, 2011)

Cabe recalcar, que no se recomienda el uso de CwD en la perforación de las demás secciones de un pozo, ya que se necesitan conexiones y tuberías especialmente diseñadas, para soportar las condiciones a las que se someten las tuberías a diferentes profundidades, siendo la principal el torque que estas tienen que soportar al rotar, elevando costos de perforación.

### 3.2.3 SISTEMA ROTATORIO “CASING DRIVE SYSTEM (CDS)”

Una de las operaciones que abarca un considerable tiempo en la etapa de perforación es revestir de manera convencional los hoyos perforados, siendo necesario una gran cantidad de personal y herramientas para alcanzar el punto de asentamiento de casing, disminuyendo la eficiencia y seguridad al revestir los hoyos conductor, superficial e intermedio, por estos motivos se plantea el uso de casing drive system como una solución para mejorar la etapa de perforación en las secciones de 24”, 16” y 12 1/4”.

**FIGURA 3. 4: CORRIDA DE CASING DE MANERA CONVENCIONAL**



**Fuente:** Casing Operations – eTools

Para reducir el tiempo de corrida de casing en los pozos del campo Sacha, se propone el uso de la herramienta Casing Drive System desarrollada por la empresa Tesco. En el hoyo conductor las tecnologías de CwD y Casing Drive System van de la mano optimizando aún más los procesos de perforación y corrida de casing que se realizan de manera simultánea y de forma segura.



Esta herramienta de accionamiento hidráulico, permite tener un control total en la sarta de casing para levantar el revestimiento por el ID o el OD con brazos hidráulicos desde el V door del taladro de perforación, hacer conexiones, transportar la tubería a una posición vertical, llenar con fluido de perforación y transmitir la rotación del top drive a la sarta de casing durante la perforación. Todo este procedimiento se realiza de una forma segura y eficiente donde el perforador mantiene el control de la sarta en todo momento. (Moreno & Ballesteros, 2011)

**FIGURA 3. 5: CASING DRIVE SYSTEM**



**Fuente:** Casing Running Tools - TESCO

Como requerimiento técnico para el uso del CDS es necesario contar con un Top Drive que puede ser de cualquier fabricante en todos sus tamaños y capacidades, además una conexión eléctrica de 450 voltios para la unidad de potencia y para el manejo del casing. La herramienta CDS ha demostrado ser muy versátil debido a que se encuentra disponible para todos los diámetros de casing, se puede emplear en varias profundidades en pozos con diferentes grados de inclinación y se aplica a todas las geometrías del hoyo. (Tesco, 2016)

**TABLA 3. 2: ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL CDS**

Especificaciones Técnicas			
Capacidad de elevación	350 Ton	500 Ton	750 Ton
Tamaños de casing	3 1/2 in – 8 5/8 in	4 1/2 in – 20 in	9 5/8 in – 20 in
Longitud	10 ft	10 ft	19 ft
Torque máximo	40,000 ft/lbs	40,000 ft/lbs	80,000 ft/lbs
Máxima presión de fluido de perforación	5,000 psi	5,000 psi	5,000 psi
Máxima velocidad de operación	200 rpm	200 rpm	100 rpm
Máxima capacidad de peso	25,000 lbs	25,000 lbs	25,000 lbs

**Fuente:** Casing Running Tools – TESCO

**Elaborado por:** Henry Chanatásig.

El CDS incrementa la seguridad del equipo de perforación eliminando el trabajo en la altura, reduciendo la cantidad de herramientas y de personal en el taladro y manteniendo toda maniobra bajo control por parte del perforador. Entre las herramientas que se dejan de utilizar se tienen:

- Llave hidráulica (y el operador de la misma).
- Elevadores de casing de gran tamaño.
- El piso de entubar (y el enganchador).
- Plataformas elevadas de trabajo.
- Las herramientas de llenado de casing.

(Moreno & Ballesteros, 2011)

**FIGURA 3. 6: CORRIDA DE CASING MEDIANTE CDS**

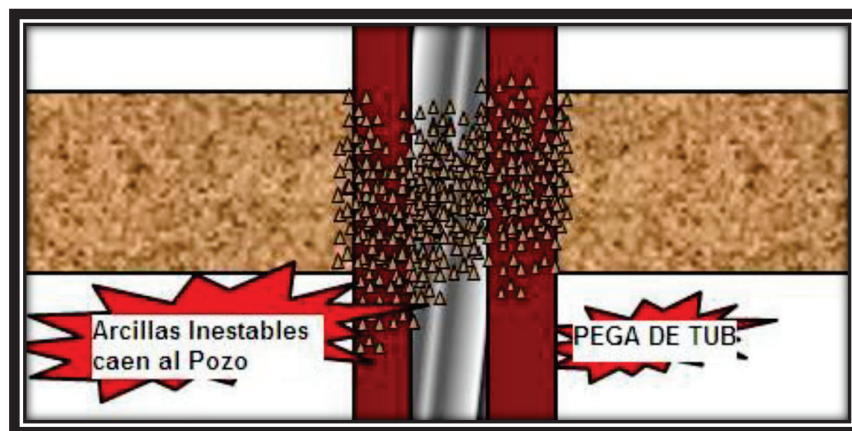
**Fuente:** Casing Drive System - TESCO

### 3.3 SOLUCIONES TÉCNICAS PARA LA SECCION DE 16”

#### 3.3.1 FLUIDOS DE PERFORACIÓN CON BASE NITRATO DE CALCIO

El fluido de perforación es el factor más importante durante la perforación si se trata de evitar tiempos no productivos. Un fluido de perforación en la sección de 16” con propiedades inhibitoras no adecuadas produce uno de los problemas que se presenta con mayor frecuencia al perforar formaciones arcillosas. Estas reaccionan al entrar en contacto con el agua expandiendo su estructura que deriva en un hinchamiento de arcillas. El hinchamiento de arcillas provoca un diámetro menor del hueco perforado dando origen a puntos de arrastre y de apoyo que dificultan los viajes de calibración. Además genera inestabilidad en paredes del hoyo que ocasionan derrumbes provocando embolamiento de broca y empaquetamiento de sarta. (Moreira & Román, 2000)

**FIGURA 3. 7: ARCILLAS INESTABLES**



**Fuente:** Pega de tubería - PerfoBlogger

En últimos pozos perforados en el campo Sacha, pozo Sacha-461D y Sacha-462D, se ha utiliza un fluido altamente inhibitorio, como es el Nitrato de Calcio para la perforación del tramo superficial de 16”, observando buenos resultados en la estabilidad del pozo, lo que facilita los viajes de calibración y corrida de casing, por lo que se recomienda seguir utilizando este fluido para pozos futuros.

Para pozos perforados en el campo Sacha, a los 400 pies se espera tener arcillas muy hidratables y expandibles con lentes de carbón, limo, arenas y arcillas. Por lo que se recomienda iniciar la perforación de esta sección directamente con un fluido Nitrato de Calcio, el cual se ha programado con valores de punto cedente próximos entre 6 - 10 hasta alcanzar los 4000 pies y de 8 - 12 hasta alcanzar el punto de casing, sugiriendo repasar cada parada con el máximo galonaje, altas RPM y el empleo de píldoras viscosa de barrido, manteniendo el fluido lo más disperso posible para asegurar la remoción de los cortes perforados y una óptima limpieza del hoyo.

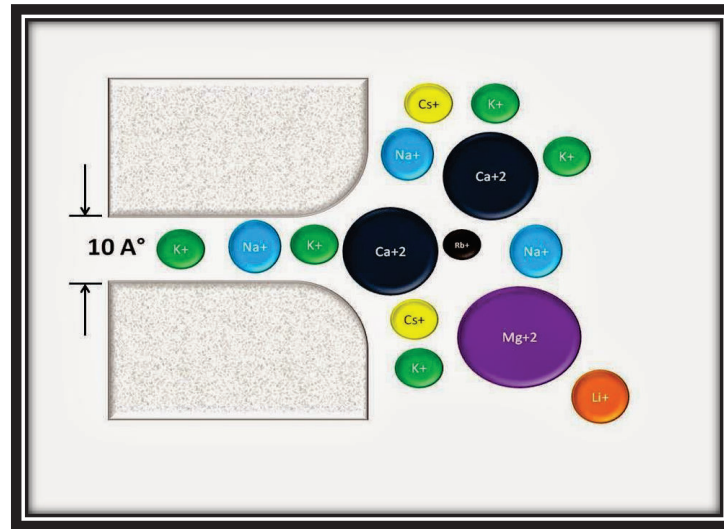
El Nitrato de Calcio también cumple con las funciones principales que poseen los fluidos de perforación, que son las siguientes:

- Transportar los ripios de perforación desde el fondo del hoyo hasta superficie.
- Enfriar y lubricar la sarta de perforación.
- Estabilizar las paredes del hoyo.
- Mantener en suspensión los ripios.
- Soportar parte del peso de la sarta de perforación o del revestidor.
- Prevenir daños a la formación.
- Facilitar la obtención de información de las formaciones atravesadas.
- Transmitir potencia hidráulica a la broca.

(Prieto, 2007)

Este fluido de perforación, aprovecha la química de las arcillas para evitar su hinchamiento, basándose en la propiedad de intercambio catiónico que es la más importante para inhibir arcillas. Esta propiedad se fundamenta en intercambiar un catión de mayor radio iónico por un catión de menor radio iónico, en este caso el catión de intercambio será  $Ca^{2+}$  que puede penetrar en las intercapas de las arcillas y mantener las láminas unidas. (UNIVERSO DE HIDROCARBUROS, 2014)

**FIGURA 3. 8: EFECTO DEL TAMAÑO DE CATIÓN EN UNA INTERCAPA DE ARCILLA**



**Fuente:** Origen y Efecto del tamaño de catión – UNIVERSO DE HIDROCARBUROS

Este intercambio se debe a la capacidad que tienen las arcillas para cambiar fácilmente los iones que se encuentran fijados en la superficie exterior de sus cristales, en los espacios interlaminares o en otros espacios interiores de las estructuras por otros existentes en el fluido de perforación. (Carvajal, 2004)

**TABLA 3. 3 DIÁMETROS IÓNICOS**

Átomo	Ion deshidratado Diámetro en Angstroms	Ion hidratado Diámetro en Angstroms
Na- Sodio	1.9	5.5 – 11.2
K- Potasio	2.66	4.64 – 7.6
Cs- Cesio	3.34	4.6 – 7.6
Mg- Magnesio	1.3	21.6
Ca- Calcio	1.9	19

**Fuente:** M-I SWACO

**Elaborado por:** Henry Chanatásig

### **3.3.2 ASENTAMIENTO DE CASING SOBRE ORTEGUAZA**

Una operación fundamental en la perforación de pozos petroleros es revestir el hueco con casing, por lo que un diseño adecuado de los puntos de asentamiento influirá en la etapa de perforación.

Como se pudo observar en los pozos de estudio, el punto de asentamiento del casing de 13 3/8" se encuentra en la formación de Chalcana, dejando una zona de arcilla descubierta en el hoyo intermedio, causando problemas de hoyo apretado dificultando los trabajos de corrida de casing.

Con el propósito de reducir el efecto del problema mencionado se propone cambiar el punto de asentamiento sobre el tope de Orteguaza para aislar las arcillas de Chalcana, de tal manera que se emplee el uso de un fluido de perforación adecuado como es el nitrato de calcio, diseñado para perforar las zonas de arcilla que se encuentran sobre Orteguaza.

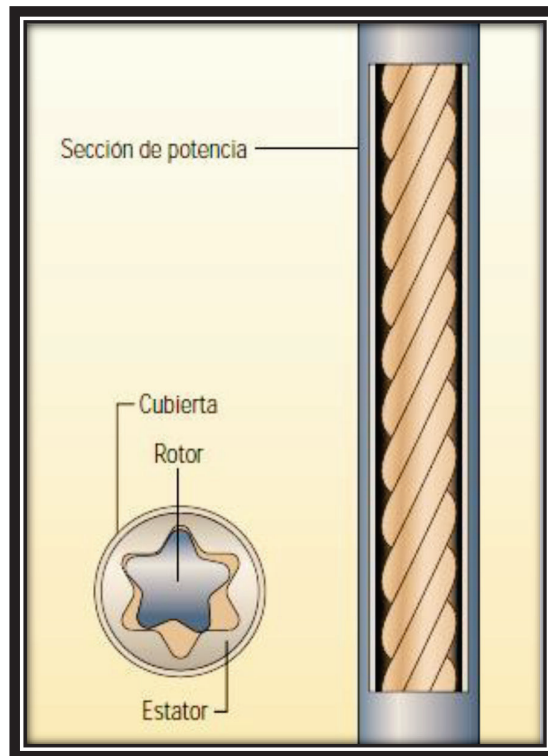
### **3.3.3 USO DE MOTORES GT (GREAT TORQUE)**

Son motores de alto rendimiento que transforman la potencia hidráulica en potencia mecánica, permitiendo trabajar altos valores de galonaje, para mejorar la limpieza del hoyo y la ROP, estos motores fueron utilizados en los pozos A, B, C; pero al cambiar de compañía se dejaron de utilizar en los pozos E y D.

Los motores de fondo GT presentan una válvula de descarga que permite el paso del lodo a la sección de potencia (Rotor/Estator), esta sección de potencia presenta una configuración de 7 y 8 lóbulos en el rotor y estator, cuando el rotor se inserta dentro del estator, se crea un pasaje para el fluido debido a que el rotor tiene un lóbulo menos que el estator. El fluido es forzado a través de las cavidades que existen entre el estator y rotor, lo cual resulta en la rotación de este último. Además esto permite altos valores de: caudales, torques, WOB y de presiones en motor y broca, consiguiendo una buena ROP que permita atravesar las arcillas de la

sección de 16" en un menor tiempo, por tal motivo se propone el uso de estos motores en el hoyo superficial para todos los pozos futuros. (Toro, 2010)

**FIGURA 3. 9: MOTOR DE FONDO – SECCIÓN DE POTENCIA**



**Fuente:** DATALOG

### **3.4 SOLUCIONES TÉCNICAS PARA LA SECCION DE 12 1/4"**

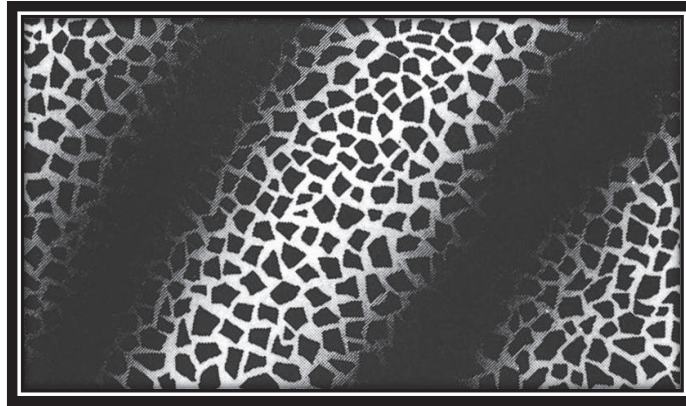
#### **3.4.1 USO DE ESTABILIZADORES ADECUADOS PARA FORMACIONES ABRASIVAS**

Si bien todos los estabilizadores tienen la función de centrar la tubería, mantener la dirección programada del pozo y estabilización del mismo, evitando el pandeo de toda la sarta de perforación; existe un factor decisivo a la hora de seleccionar los estabilizadores de acuerdo a la formación que se pretende perforar diseñados para satisfacer todas las condiciones de perforación, teniendo así los siguientes tipos de estabilizadores de acuerdo a su hardfacing.

### 3.4.1.1 HF 1000

Se trata de una matriz de níquel bronce con incrustaciones de carburo de tungsteno triturado y un tamaño de grano de 3mm, asegurando una mayor concentración de carburo que es ideal para la perforación de formaciones suave. (SB DARRON, 2014)

**FIGURA 3. 10: SECCIÓN DE HARDFACING 1000**

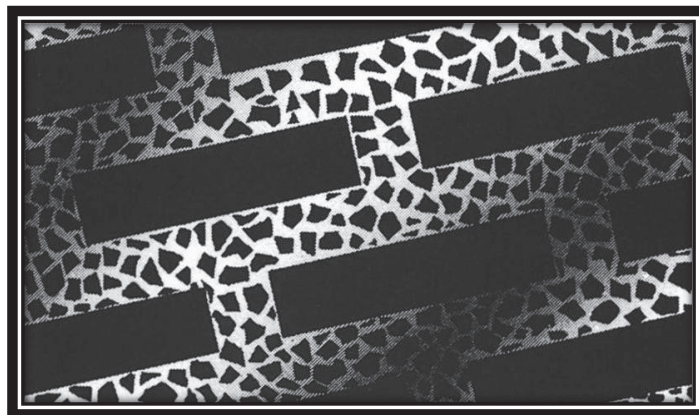


**Fuente:** Hardfacing Types – SB DARRON.

### 3.4.1.2 HF 2000

Presenta una matriz de níquel bronce con insertos de carburo de tungsteno trapezoidal que da una mayor profundidad en la cobertura del carburo, diseñado para formaciones abrasivas y con alta desviación de perforación. (SB DARRON, 2014)

**FIGURA 3. 11: SECCIÓN DE HARDFACING 2000**



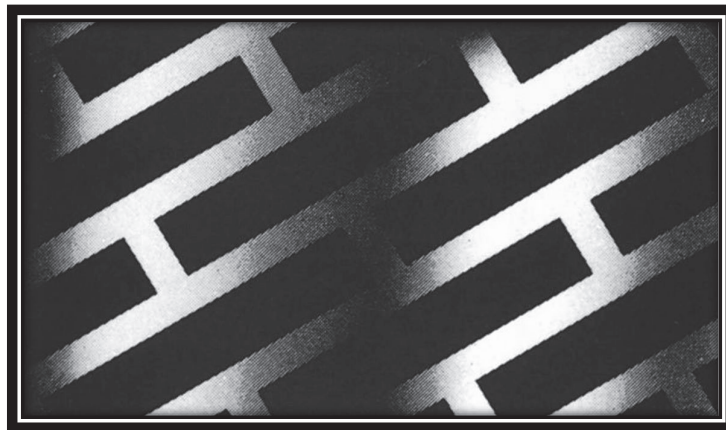
**Fuente:** Hardfacing Types – SB DARRON.



### 3.4.1.3 HF 3000

Los depósitos de carburo de tungsteno se realizan a través de un sistema de aerosol de polvo, garantizando un 97% en la vinculación entre el carburo y la matriz, ideales en la perforación de formaciones duras y abrasivas. (SB DARRON, 2014)

**FIGURA 3. 12: SECCIÓN DE HARDFACING 3000**



**Fuente:** Hardfacing Types – SB DARRON.

De pozos perforados en últimas campañas en el campo Sacha, pozo Sacha-461D y Sacha-462D, se observó que se utilizaban estabilizadores con HF 3000 solo en los motores, esto ayudó a mejorar el trabajo direccional, pero se recomienda que todos los estabilizadores de la sarta de perforación tengan HF 3000 para un mejor resultado.

La selección adecuada del tipo de estabilizador permite reducir el desgaste del mismo; por lo cual el trabajo direccional no va a estar comprometido, sin tener la necesidad de perforar sobre o debajo de la trayectoria planificada para contrarrestar la caída de la inclinación causada por el desgaste de los estabilizadores al atravesar formaciones duras y abrasivas. Estos estabilizadores permiten alcanzar un mejor control direccional, mejorando la ROP y reduciendo los intervalos en los que se ve obligado a deslizar para corregir la trayectoria. Recomendando el uso de estabilizadores con hardfacing 3000 para perforar los conglomerados de Tiyuyacu en pozos futuros.

### **3.4.2 INSPECCIÓN DE MOTORES DE FONDO**

Las fallas mecánicas en los motores de fondo utilizados en la sección de 12 1/4", se deben principalmente a la fatiga que estos presentan luego de superar su vida útil. Esta vida útil oscila entre las 200 y 400 horas; normalmente la goma del estator es la más afectada. Estas fallas repercuten en la perforación de los pozos, provocando que el peso de la sarta no caiga sobre la broca, altas presiones a bajos caudales y atascamiento del motor. Estos aspectos influyen en tiempos no productivos al realizar viajes a superficie no planificados y dificultan el trabajo direccional.

Para evitar estos eventos es necesario la contratación de servicios de personal de control de calidad, quienes verificarán e inspeccionarán todos los componentes del motor de fondo durante el ensamblaje previo a ser enviado a las operaciones en el taladro de perforación.

De igual manera se recomienda verificar la información necesaria, que permita planificar las actividades de mantenimiento y sustitución de herramientas, de manera que se lleven a cabo en el momento oportuno.

### **3.4.3 SARTA COMBINADA DE DRILL PIPE 5 1/2" Y HWDP 5"**

Con el objetivo de mejorar la limpieza del pozo, se propone usar tubería de perforación de diámetro 5 1/2", conexión Premium o API y HWDP 5", como parte de la sarta de perforación, lo cual permite aplicar un mayor caudal a menor presión beneficiándose de un alto índice de limpieza, un diferencial de presión adecuado y mejorando la ROP. En los pozos de estudio se verificó que la tubería de perforación utilizada fue de 5" de diámetro y conexión API. Esto limitó el caudal en la etapa de perforación por la alta presión observada, disminuyendo así, la limpieza del hoyo, especialmente en la sección de 12 1/4".

Al perforar con una mayor ROP se incrementan los cortes de perforación los cuales pueden provocar hoyos apretados y puntos de tensión. Se sugiere perforar con el

máximo galonaje para mejorar el acarreo de los cortes para una buena limpieza del hoyo. Generalmente debería ser una exigencia contractual la disponibilidad de drill pipe de 5 1/2" en los taladros de perforación.

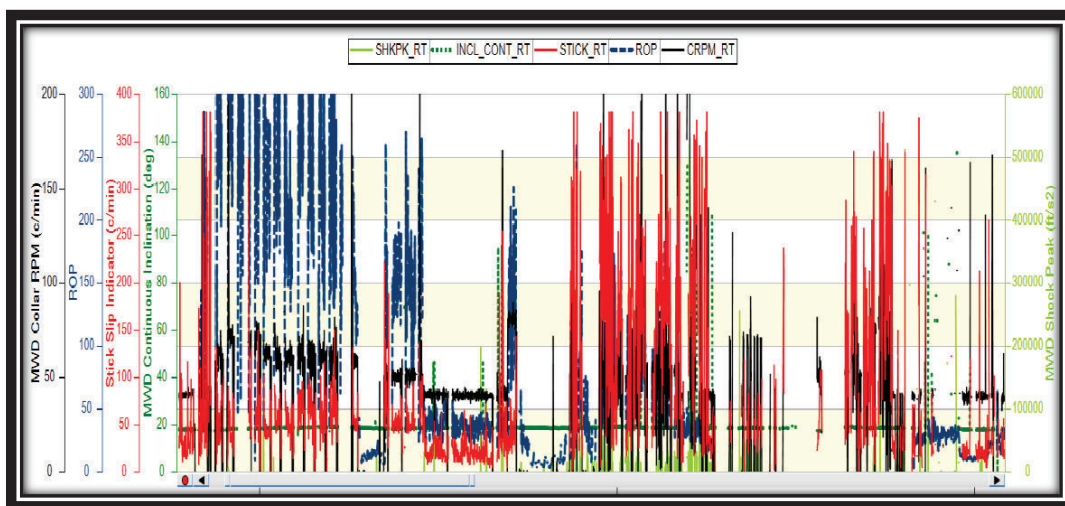
### 3.4.4 FLUIDO DE PERFORACIÓN CON LUBRICIDAD ADECUADA

Mientras se perforaban los pozos de estudio se presentaron altos valores de stick & slip, causados principalmente por atravesar formaciones duras y abrasivas como son los conglomerados superior e inferior de Tiyuyacu, presentes en la sección de 12 1/4" y las calizas de la sección de 8 1/2".

Estas vibraciones en la sarta de perforación (stick & slip), provocan un torque errático, bajas ROP y desgaste temprano en broca y estabilizadores, siendo necesario proponer una solución para evitar estas complicaciones, que pueden derivar en problemas de mayor complejidad.

La lubricidad del lodo de perforación es un aspecto de vital importancia, para las secciones de 12 1/4" y 8 1/2" se requiere emplear un rango > 1% v/v. Para mitigar el desgaste temprano en broca y estabilizadores, mejorar el control direccional y la rata de perforación, reducir el torque y la fatiga en la sarta de perforación; obteniendo perforaciones más eficientes y mejorando la estabilidad de los pozos.

**FIGURA 3. 13: ALTOS VALORES DE STICK AND SLIP**



**Fuente:** Reporte final de brocas – Río Napo CEM.

### 3.5 SOLUCIONES TÉCNICAS PARA LA SECCIÓN DE 8 1/2”

#### 3.5.1 BROCA PDC CON CORTADOR CÓNICO CENTRAL

Con el objetivo de mejorar la calidad del hoyo y la velocidad al correr registros eléctricos en la sección de 8 1/2", se sugiere el uso de brocas con cortador cónico central, las cuales fueron usadas por Petroamazonas en la perforación de pozos tipo J y S del campo Eden Yuturi de la cuenca oriente del Ecuador.

**FIGURA 3. 14: BROCA PDC CON CORTADOR CÓNICO CENTRAL**

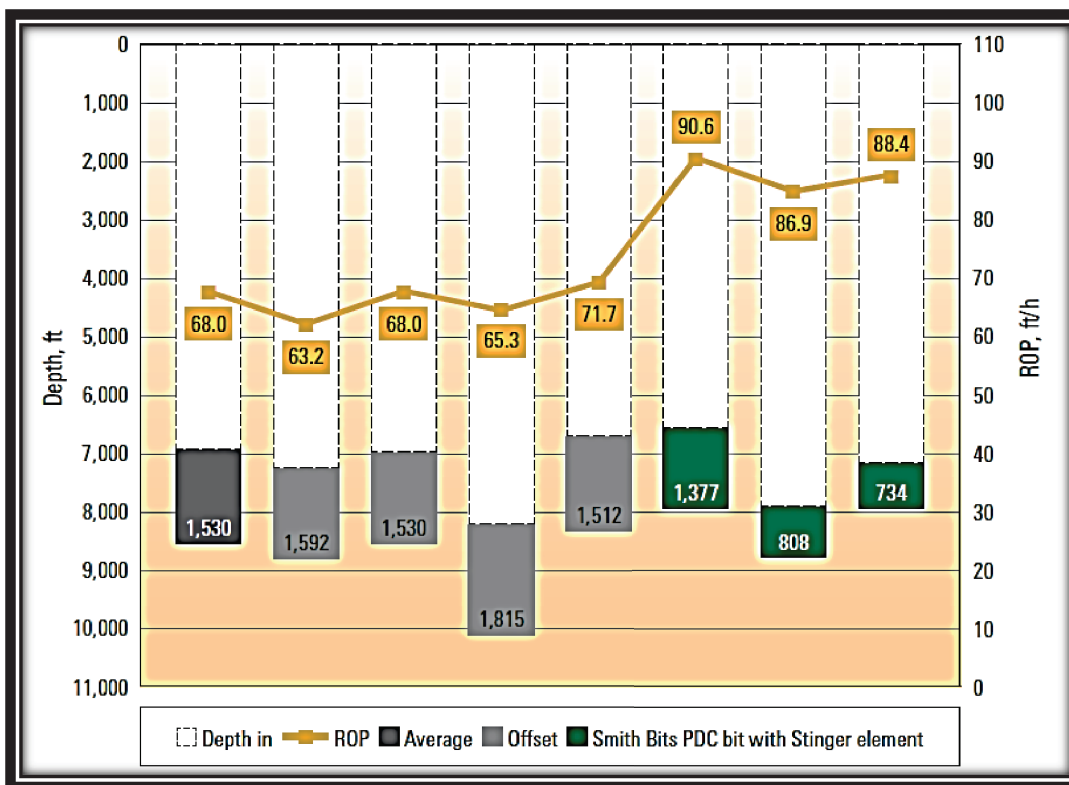


**Fuente:** Caso de estudio – SMITH BITS

En pozos adyacentes, el perforador logró conseguir una ROP de 60 a 65 pph llegando a TD en buenas condiciones; pero presentando poca estabilidad lateral causando dificultades al bajar herramientas de fondo, siendo necesario viajes de calibración para acondicionar el hoyo antes de correr registros eléctricos en las zonas de interés.

Mediante el uso de la broca con cortador cónico central, se obtiene un aumento en la ROP de hasta un 33% en comparación a pozos adyacentes, mejorando la calidad de la perforación al tener una buena estabilidad en la broca.

**FIGURA 3. 15: POZOS PERFORADOS CON Y SIN BROCA PDC CON STINGER**

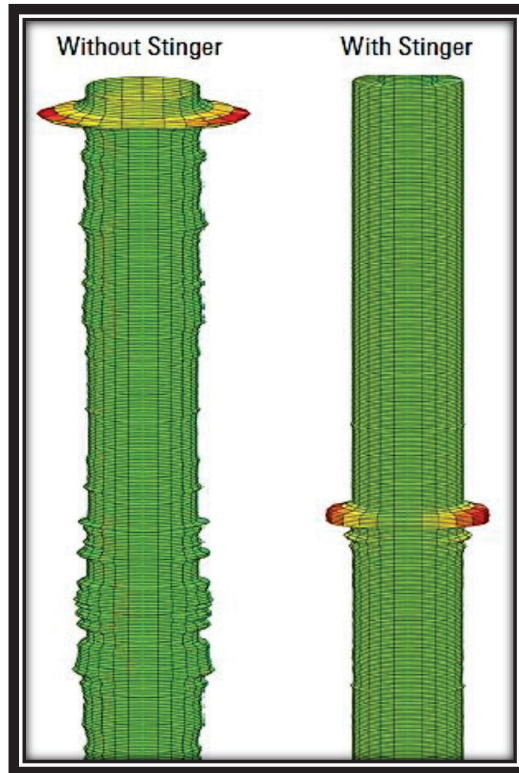


**Fuente:** Caso de estudio – SMITH BITS

Para mejorar la estabilidad lateral de las brocas de perforación, Smith Bits sugirió una broca modificando un elemento central de diamante cónico, el cual tiene una composición de diamante policristalino diseñado para una máxima resistencia y durabilidad, lo que permite una carga alta para fracturar la roca de una manera más eficiente, con una mayor ROP manteniendo estabilidad lateral, logrando trayectorias planificadas con una buena respuesta direccional.

La broca también realiza una forma de perforación más uniforme, proporcionando condiciones idóneas para las operaciones de wireline logrando correr registros hasta TD sin presentar apoyos.

(SMITH BITS, 2014)

**FIGURA 3. 16: SECCIÓN DE 8 1/2" DE UN POZO**

**Fuente:** Caso de estudio – SMITH BITS

### **3.6 CURVA PROFUNDIDAD VS TIEMPO - EMPLEANDO LAS SOLUCIONES PROPUESTAS**

Con el fin de mejorar la etapa de perforación se ha descrito varias soluciones técnicas a utilizar en la perforación de cada sección del pozo. Sin embargo el resultado de esta optimización es la reducción del tiempo de perforación en futuros pozos, es así, que se elaboró una curva profundidad vs tiempo (ver figura 3.17) aplicando las soluciones técnicas presentadas, las cuales se traducen en mayores ROP, menores tiempos en viajes de calibración y corridas de revestimiento y mejor calidad en el hoyo perforado.

Para la elaboración de la curva se utilizó como referencia datos del pozo B, el cual presentó el menor tiempo de perforación en comparación a los demás pozos

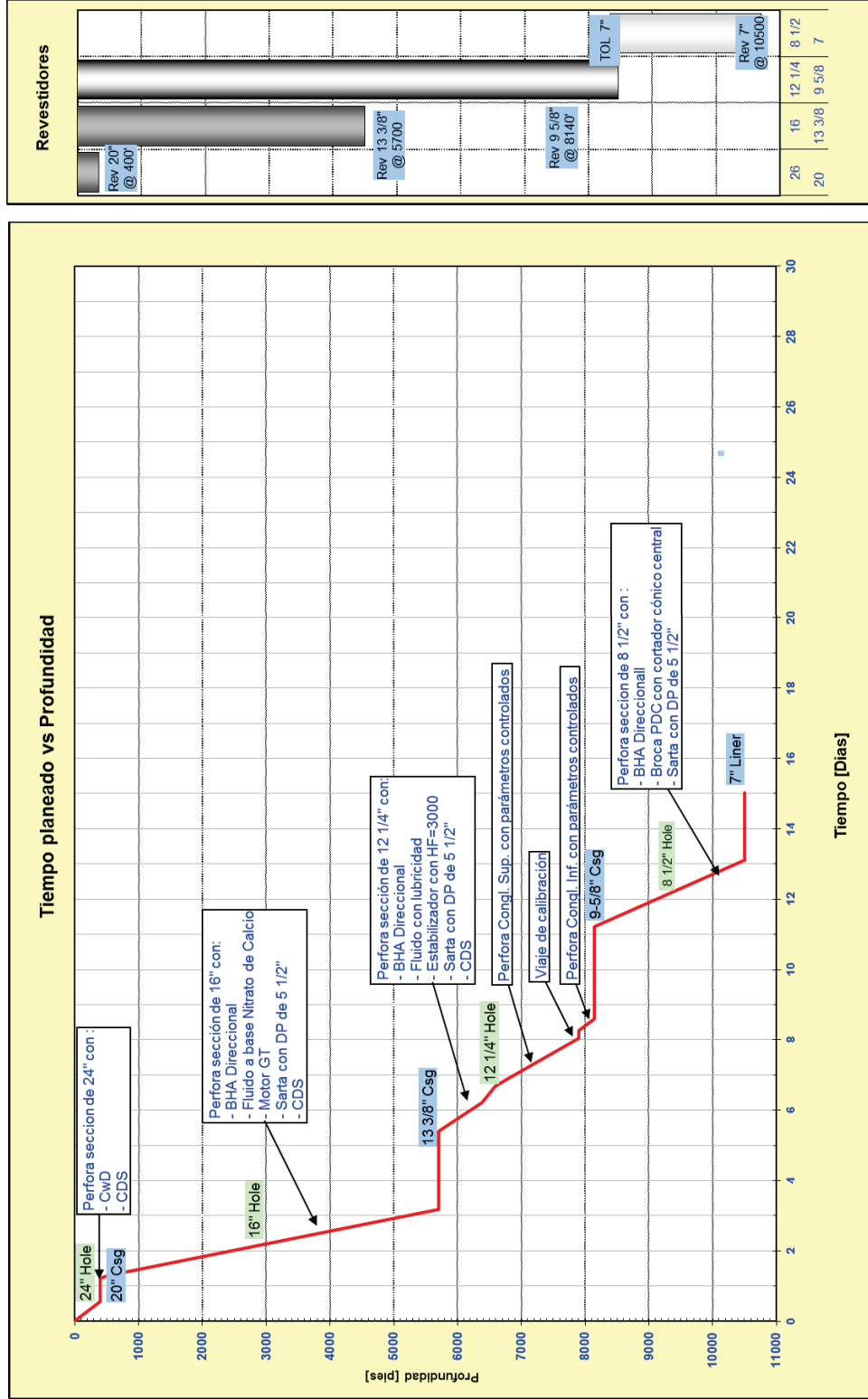
seleccionados, además se aplicó las experiencias de operación de otros campos del oriente ecuatoriano (ver tabla 3.4).

**TABLA 3. 4: TIEMPOS DEL POZO PLANEADO**

Sección	Descripción	Tiempo planeado (hrs)
24"	De un pozo perforado con CwD, ubicado en el campo Yuca se obtiene el tiempo a usarse en esta sección, este tiempo se debe a una ROP entre los 25 y 30 pph, no armar herramientas de cementación, no correr casing y la ausencia de problemas durante la perforación.	26
16"	Al cambiar el punto de asentamiento del casing de 13 3/8", se usa la ROP avg del pozo B, la cuál es igual a 101,6 pph, para calcular el tiempo de perforación hasta los 5700 ft (Tope de Orteguzaza), siendo este igual a 52 horas. También se toma en cuenta el tiempo de operaciones en la sección de 16" del pozo B, que es igual a 62.4 horas, para obtener el tiempo en la sección de 16" del pozo planeado.  En últimos pozos perforados en el campo Sacha, se usó un fluido a base nitrato de calcio, obteniendo tiempos de tripping out: 6 hrs y tiempos de bajada de casing: 10 hrs. Tiempos diferentes a los obtenidos en el pozo B, tripping out: 7 hrs; tripping in: 4 hrs; tripping out: 3 hrs y tiempo de bajada de casing: 8 hrs. Obteniendo una reducción de 6 hrs.	108.4
12 1/4"	El tiempo planeado para esta sección, será el tiempo que se necesito en el pozo B igual a 168,9 hrs, menos los tiempos obtenidos a continuación:  Al cambiar el inicio de la sección de los 4526 ft a los 5700 ft, se reduce el tiempo de perforación de esta sección, puesto que el intervalo a perforar es menor. Para obtener esta reducción de tiempo, se tomará el tiempo de perforación que se necesitó en el pozo B para perforar desde 4526 ft hasta 5700 ft con ROP avg de 42 pph. Siendo este tiempo igual a 27.95 hrs.  En el pozo B se realizó trabajo direccional en exceso, lo cual representó 3 hrs de perforación en modo deslizado. Con el uso de estabilizadores adecuados HF 3000, se reduce el trabajo direccional.	137.96
8 1/2"	El tiempo planeado, será el tiempo que se necesito en el pozo B igual a 115,2 hrs, menos los tiempos obtenidos a continuación:  De pozos ubicados en el campo Eden Yuturi, donde se perforó con brocas PDC con cortador cónico central, se obtuvo una ROP avg igual a 70 pph, reduciendo el tiempo de perforación en 15.5 hrs, en comparación al pozo B, donde la ROP avg es igual a 46 pph. Esta broca mejora la calidad del hoyo, facilitando la corrida de registro en OH con un tiempo de 8 hrs, a diferencia del pozo B donde el tiempo fue de 11 hrs.  En el pozo B, donde no se utilizaron estabilizadores con HF 3000 en la sección de 12 1/4", se tuvo que corregir la trayectoria, deslizando en Napo necesitando un tiempo de 3,6 hrs.	92.88

**Elaborado por:** Henry Chanatásig

FIGURA 3. 17: POZO PLANEADO – TIEMPO VS PROFUNDIDAD



Elaborado por: Henry Chanatásig



### 3.7 CURVA PROFUNDIDAD VS TIEMPO – COMPARACIÓN ENTRE UN POZO REAL Y UN POZO PLANEADO

En la curva de profundidad vs tiempo, se señala el progreso que se tiene al perforar cada sección de un pozo; si bien el tiempo planeado es el óptimo, este puede aumentar o disminuir acorde a las circunstancias que se presenten durante la perforación del pozo.

Al ser el pozo B utilizado como referencia, se realiza una comparación, entre el pozo B como pozo real y el pozo planeado donde se han aplicado todas las soluciones propuestas, indicando la profundidad y el tiempo requerido para perforar cada sección (Tabla 3.5). Donde se observa el tiempo ahorrado que se consiguió como finalidad, logrando una reducción total de 58.1 horas en el tiempo necesario para perforar un pozo en el campo Sacha.

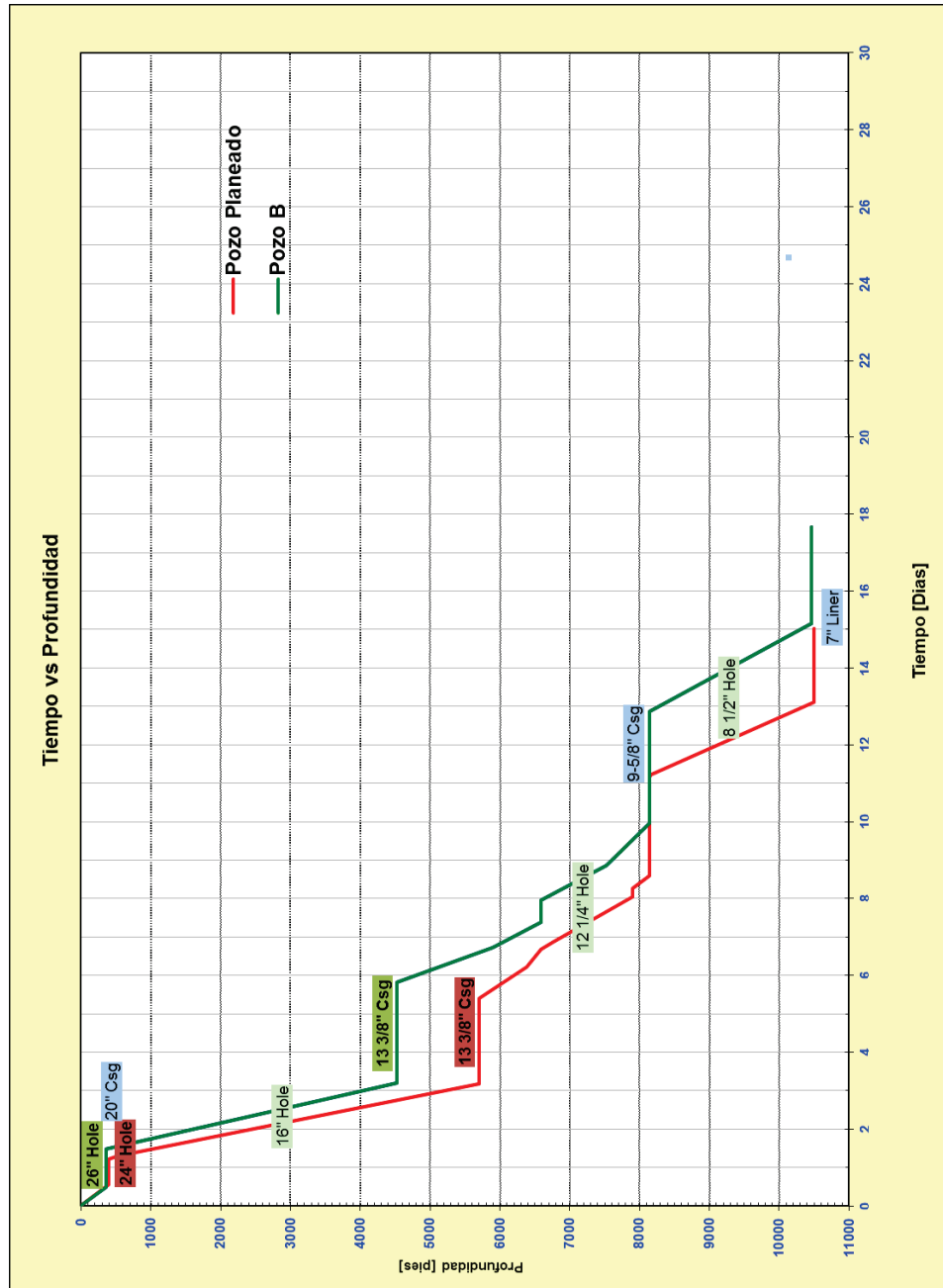
Esta reducción de tiempo se debe principalmente a la implementación de Casing with Drilling (CwD) en la sección de 26", fluido a base nitrato de calcio en la sección de 16", estabilizadores con HF 3000 en la sección de 12 1/4" y broca PDC con cortador cónico central en la sección de 8 1/2"; siendo estas las que permitieron la reducción de puntos apretados, un buen trabajo direccional y una buena estabilidad y uniformidad del hoyo, mejorando de esta manera la etapa de perforación.

**TABLA 3. 5: POZO B VS POZO PLANEADO**

Sección	Pozo B		Pozo Planeado		Tiempo ahorrado (horas)
	Tiempo de perforación (Días)	Punto de casing (ft)	Tiempo de perforación (Días)	Punto de casing (ft)	
26"	1.48	360	1.06	400	10
16"	4.3	4526	4.52	5700	-5.28
12 1/4"	7.04	8144	5.75	8140	30.9
8 1/2"	4.8	10460	3.87	10500	22.1
Total	17.62		15.2		58.1

**Elaborado por:** Henry Chanatásig

FIGURA 3. 18: COMPARACIÓN POZO B Y POZO PLANEADO - TIEMPO VS PROFUNDIDAD



Elaborado por: Henry Chanatásig

## **CAPÍTULO IV**

### **CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

#### **4.1 CONCLUSIONES**

- La perforación de pozos es una de las etapas más importantes de la industria petrolera, especialmente por los altos costos que implica perforar un pozo; por tal motivo buscar constantemente la reducción del tiempo de perforación, aplicando las nuevas tecnologías existentes, se convierte en un gran desafío para los futuros ingenieros de perforación.
- Si bien no existe una fórmula única para perforar pozos, se tienen lineamientos a los cuales se pueden añadir las soluciones técnicas propuestas. Las cuales pueden aportar a mejores prácticas en la perforación, eliminando o mitigando los efectos de los problemas que se presentaron, reduciendo los tiempos no productivos, mejorando la seguridad y minimizando riesgos para optimizar la etapa de perforación de pozos direccionales en el campo Sacha.

A continuación, se presenta un resumen de los problemas operacionales que tomaron lugar en los pozos de estudio, concluyendo con soluciones a aplicar para optimizar la etapa de perforación.

**TABLA 4. 1: RESUMEN DE POZOS DE ESTUDIO**

PROBLEMA	POZO	A	B	C	D	E	SOLUCIÓN
Broca embolada		Baja ROP < 10 pph observada a 87 ft.	A 37 ft no observa avance	Baja ROP < 10 pph observada a 206 ft.	Baja ROP < 10 pph observada a 182 ft.	Baja ROP < 10 pph observada a 214 ft.	Aplicando la tecnología de Casing with Drilling en la sección de 26" se consigue reducción en el tiempo de perforación y se evita las fracturas superficiales
Huevo apretado		Tiempo excesivo en viaje de calibración (4530 ft - 400 ft)	Presencia de varios puntos apretados sacando tubería (4526 ft - 360 ft) en viaje de calibración	Presencia de varios puntos apretados sacando y bajando tubería (4502 ft - 364 ft) en viaje de calibración	Presencia de varios puntos apretados bajando tubería (4510 ft - 372 ft) en viaje de calibración	Tiempo bajada casing 13 3/8" a 4507 ft. 11 hrs	Un fluido de perforación a base de nitrato de calcio, es el más adecuado para perforar la arcilla presente en el terciario indiferenciado en la sección de 16", ya que gracias a sus propiedades químicas inhibe el hinchamiento de estas arcillas, reduciendo tiempos de viajes de calibración y tiempos de corridas de revestimiento.
Riesgo de colisión				A 477 ft toma registro Gyro y determinan distancia Ct- "B".			Se debe posicionar UBHO más cerca de la broca retirando MWD y Pony Monel del BHA para registrar.
Daños mecánico en motor de fondo				Perforando a 8424 ft, presión se incrementa repentinamente de 2400 psi a 2800 psi con 650 gpm		Perforando a 5013 ft se observa incremento abrupto de presión 3900 psi con 350 gpm	Un adecuado control de calidad por especialistas contratados durante el ensamble de los motores de fondo, permitirá disminuir los casos de daños mecánicos de estas herramientas
Desgaste temprano en broca		ROP menor a 5 pph deslizando cambio de broca a 7126 ft.	Hoyo no en gauge debido a que la broca perdió 4/16" de calibre.	Hoyo no en gauge debido a que la broca perdió 2/16" de calibre.			La sección de 12 1/4", es la sección que más problemas presenta durante la perforación de los pozos estudiados, esto especialmente por la presencia de los conglomerados Superior e Inferior de Tluyacu, formaciones duras y abrasivas, que afectan a las herramientas como: brocas, estabilizadores, motores de fondo, MWD, etc. Por lo que debe perforar con parámetros controlados y estabilizadores adecuados con HF 3000.
Desgaste agresivo en estabilizadores		Atravesando el conglomerado inferior y hasta punto de casing a 8215 ft, se perdió 4" de inclinación	Invalido estrategia de trayectoria; entró con 20 ft sobre el plan en conglomerado inferior	Atravesando el conglomerado inferior y hasta punto de casing a 8913 ft, se quedó 11 ft debajo del plan.	Atravesando el conglomerado inferior y hasta punto de casing a 8650 ft, se quedó 11 ft debajo del plan	Atravesando el conglomerado inferior y hasta punto de casing a 8311 ft, se quedó 57.68 ft arriba del plan	
Vibración torsional de la sarta (Slick & Slip con niveles mayores al 100%)		Daño temprano de la broca		Se debió incrementar la lubricidad del fluido de 1.5% a 2%.			Se debe iniciar y mantener una lubricidad adecuada > 1.5% v/v del fluido de perforación para evitar vibraciones en la sarta.
Empaquetamiento de la sarta		Realizando viaje de calibración en intervalo 8215 ft - 4530 ft, se presenta empaquetamiento de la sarta a 4904 ft					
Corrida de Registros eléctricos OH con problemas		Herramientas de registros apoyaron a 8400 ft	Al sacar registrando observó sobretensiones desde 9150 ft hasta 8133 ft	Registró intervalo 11270 ft - 9795 ft. Tiempo para toma de registro OH: 20.5 hrs	Data no validada por Geociencias. Tiempo para toma de registro OH: 23 hrs	Tiempo para toma de registro OH: 20.5 hrs	Para la sección de 8 1/2" se requiere perforar un hoyo prácticamente en calibre, sin demasiados washout, esto para garantizar una corrida exitosa de registros eléctricos con cable; con la broca PDC con slinger propuesta se garantiza perforar un hoyo en calibre en las formaciones Tenar, Napo y Hollin.

Elaborado por: Henry Chanatásig

- Aplicando la tecnología de Casing with Drilling en la sección de 26" se consigue una considerable reducción en el tiempo de perforación, además que evita las fracturas superficiales que son frecuentes en esta sección (ver tabla 4.1).
- Un fluido de perforación a base de nitrato de calcio, es el más adecuado para perforar la arcillolita presente en la sección de 16", especialmente en la formación Chalcana, ya que gracias a sus propiedades químicas inhibe el hinchamiento de estas arcillas, reduciendo tiempos de viajes de calibración y tiempos de corridas de revestimiento (ver tabla 4.1).
- Realizar un diseño adecuado de puntos de asentamiento de casing, influye directamente en las operaciones de perforación. De acuerdo a lo observado en los pozos de estudio se evidencia que el casing de 13 3/8", en todos los pozos se asentó en la formación Chalcana +/- 4500 ft de profundidad. Esto ha provocado problemas en los viajes de calibración de la sección de 12 1/4", pues genera varios puntos apretados en el hoyo por el hinchamiento de la arcillolita de esta formación (ver tabla 4.1).
- En el campo Sacha, la sección de 12 1/4", es la sección que más problemas presenta durante la perforación de los pozos estudiados, esto especialmente por la presencia de los conglomerados Superior e Inferior de Tiyuyacu, formaciones duras y abrasivas, que afectan a las herramientas como: brocas, estabilizadores, motores de fondo, MWD, etc.; y que si no se toma las medidas correctivas, generan tiempos no productivos por viajes no planificados para cambio de estos componentes. Además, se puede ver comprometida la trayectoria direccional requiriendo mayor perforación en modo deslizamiento para corregir la trayectoria a bajas ROP (ver tabla 4.1).
- Un adecuado control de calidad por especialistas contratados durante el ensamblaje de los motores de fondo, permitirá disminuir los casos de daños mecánicos de estas herramientas, ya que los especialistas verificarán cada componente del estator y de la sección de transmisión, los mismos que se

vieron afectados en la perforación de algunos pozos de estudio (ver tabla 4.1).

- El uso de estabilizadores adecuados con HF 3000, en formaciones duras y abrasivas, conglomerados superior e inferior de Tiyuyacu, permite mantener la trayectoria planificada, reduciendo la perforación en modo deslizamiento con mejores ROPs (ver tabla 4.1).
- Para la sección de 8 ½" se requiere perforar un hoyo prácticamente en calibre, con una buena calidad en el hoyo, esto para garantizar una corrida exitosa de registros eléctricos con cable. Con la broca PDC con stinger propuesta se garantiza perforar un hoyo en calibre en las formaciones Tena, Napo y Hollín según el diseño de pozo planificado (ver tabla 4.1).

## 4.2 RECOMENDACIONES

- Se recomienda realizar una evaluación técnica de la tecnología Casing with Drilling (CwD), para perforar otras secciones, puesto que los requerimientos para perforar las demás secciones son diferentes a los utilizados en la sección de 24".
- Diseñar adecuadamente los puntos de asentamiento de las diferentes tuberías de revestimiento a correrse en el pozo. Para el Casing de 13 3/8", se recomienda asentarlos en el tope de la formación Orteguaza.
- Se recomienda utilizar el sistema rotario Casing Drive System (CDS) para la corrida de tuberías de revestimiento de 13 3/8" y 9 5/8", ya que se logra disminuir los tiempos de corrida con esta tecnología en comparación con los tiempos realizados de manera convencional.

- En la sección de 12 ¼" se recomienda mantener una lubricidad adecuada > 1% v/v del fluido de perforación para evitar el desgaste prematuro de las herramientas de fondo y vibraciones de la sarta.
- Utilizar estabilizadores con un HF 3000, para evitar el desgaste agresivo que sufren en los conglomerados de Tiyuyacu y no se afecte la trayectoria direccional del pozo.
- Se recomienda la contratación de especialistas de control de calidad que verifiquen el ensamblaje de los motores de fondo que serán enviados al pozo.

## BIBLIOGRAFÍA

- Baby, P., Rivadeneira, M., & Barrágan, R. (2004). LA CUENCA ORIENTE: GEOLOGÍA Y PETRÓLEO. Quito.
- Carvajal, L. A. (2004). ESTUDIO DE LOS PROBLEMAS DE INHIBICIÓN Y DISPERSIÓN DE ARCILLAS PARA MEJORAR UN LODO DE PERFORACIÓN APLICADO EN MUESTRAS DE LAS FORMACIONES ORTEGUAZA, TIYUYACU Y TENA DEL BLOQUE TARAPOA. Guayaquil.
- DATALOG MANUAL DE OPERACIONES EN EL POZO. (6 de Octubre de 2015). Perfoblogger. Obtenido de <http://perfob.blogspot.com/2015/10/vibraciones-en-la-sarta-de-perforacion.html>
- Dueñas, J. (2015). Curso de perforación direccional. Quito.
- Ecopetrol. (1994). MANUAL DE OPERACIONES DE PERFORACION.
- Escobar , N. V. (2008). INGENIERÍA BÁSICA DEL ÁREA ELÉCTRICA Y DE INSTRUMENTACIÓN PARA LA CONSTRUCCIÓN DE UNA PLATAFORMA PETROLERA DE PRODUCCIÓN ECUATORIANA. Quito.
- Gigerá, M. (2011). Perforación con Casing en Secciones de Superficie de la CGSJ. Argentina: SINOPEC.
- Heras, K. F. (2013). Factores que afectan la velocidad de penetración.
- Jiménez, G. (7 de Abril de 2012). UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRÉS-INGENIERIA GEOLÓGICA. Obtenido de <https://practicageologiadelpetroleo.wordpress.com/2012/04/07/nuevos-metodos-de-perforacion-y-terminacion-de-pozos-petroleros-que-pueden-aplicarse-en-bolivia/>
- Martínez, M. (2005). Diagramas Causa-Efecto, Pareto y Flujogramas. Caracas: Universidad Alejandro de Humboldt.
- Moreira, L. F., & Román, H. (2000). ANÁLISIS DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN VISPLEX PARA POZOS HORIZONTALES UTILIZADO EN UN CAMPO DEL ORIENTE ECUATORIANO .
- Moreno, G. H., & Ballesteros, J. A. (2011). PERFORACION DE POZOS DE PETROLEO CON LA TECNICA NO CONVENCIONAL CASING DRILLING. Bucaramanga.
- Piasco, L. E. (s.f.). EXPERIENCIAS EN LA APLICACIÓN DE CASING DRILLINGTM EN LA PERFORACIÓN DE POZOS DE PETRÓLEO Y GAS. . Tesco Corporation.

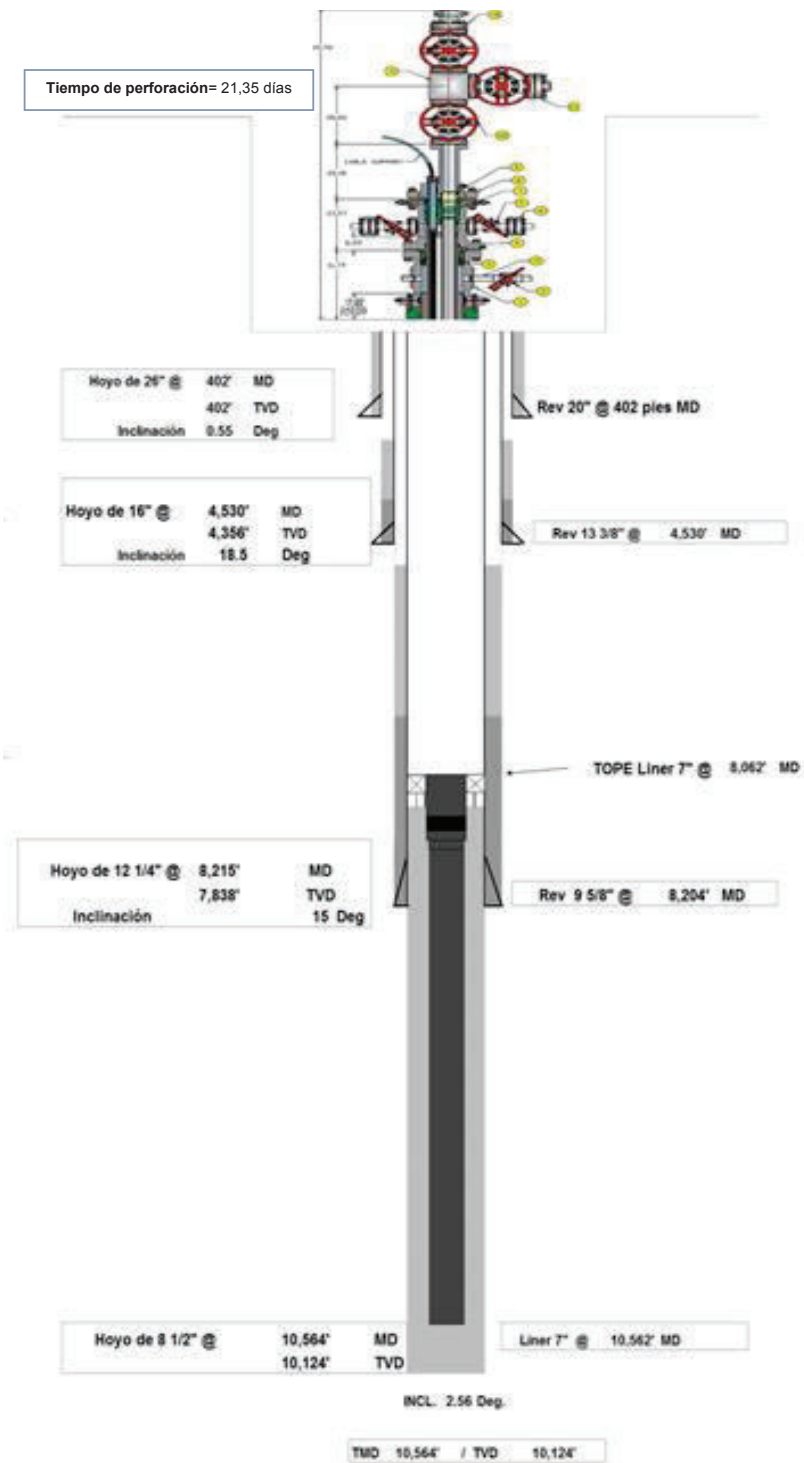


- Prieto, A. (2007). TECNOLOGÍA DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN MANUAL TÉCNICO.
- Rosero, F. R., & Toscano, J. N. (2012). DISEÑO Y OPTIMIZACIÓN DE LA PERFORACIÓN HORIZONTAL EN LAS SECCIONES 8 ½" Y 6 ¾" CON EL USO DE BROCAS SMITH INTERNATIONAL. Quito.
- SB DARRON. (2014). Integral Blade Stabilizers.
- SMITH BITS. (2014). Petroamazonas Saves 1.5 Days in Three Wells with Central Stinger Element, Ecuador. Ecuador.
- Tesco. (2016). Casing Drive System.
- Toro. (2010). Manual de motores de perforación.
- UNIVERSO DE HIDROCARBUROS. (23 de JUNIO de 2014). UNIVERSO DE HIDROCARBUROS. Obtenido de <http://universodehidrocarburos.blogspot.com/>
- Zapata, L. A., & Cevallos, E. (Julio de 2012). ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA EL APROVECHAMIENTO DEL GAS PRODUCIDO EN EL CAMPO SACHA PARA LA SUSTITUCIÓN DEL DIESEL EN LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA. Quito.

## ANEXOS

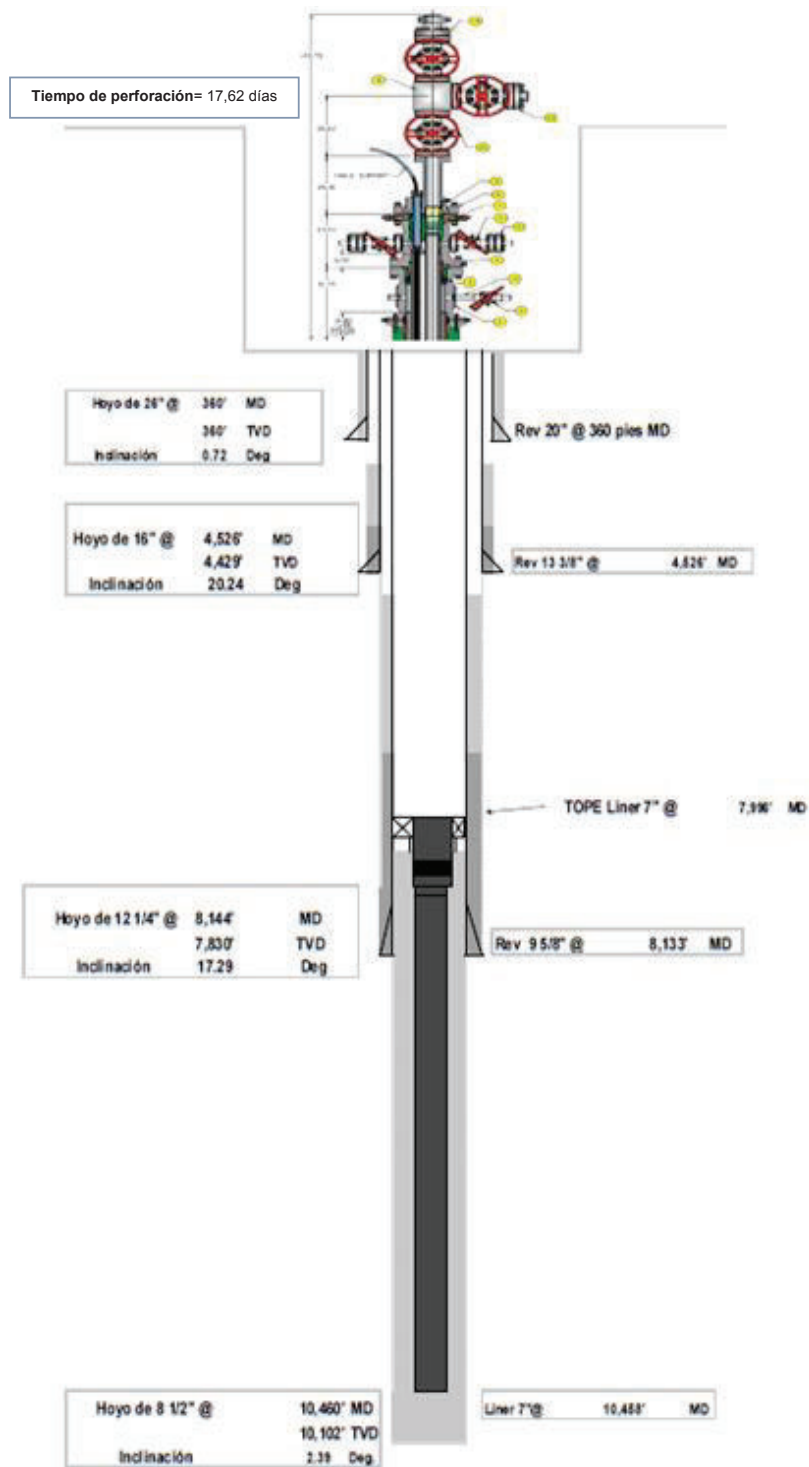
**ANEXO No 1.**  
**DIAGRAMAS MECÁNICOS DE LOS POZOS DE ESTUDIO**

## 1.1 DIAGRAMA MECÁNICO POZO A



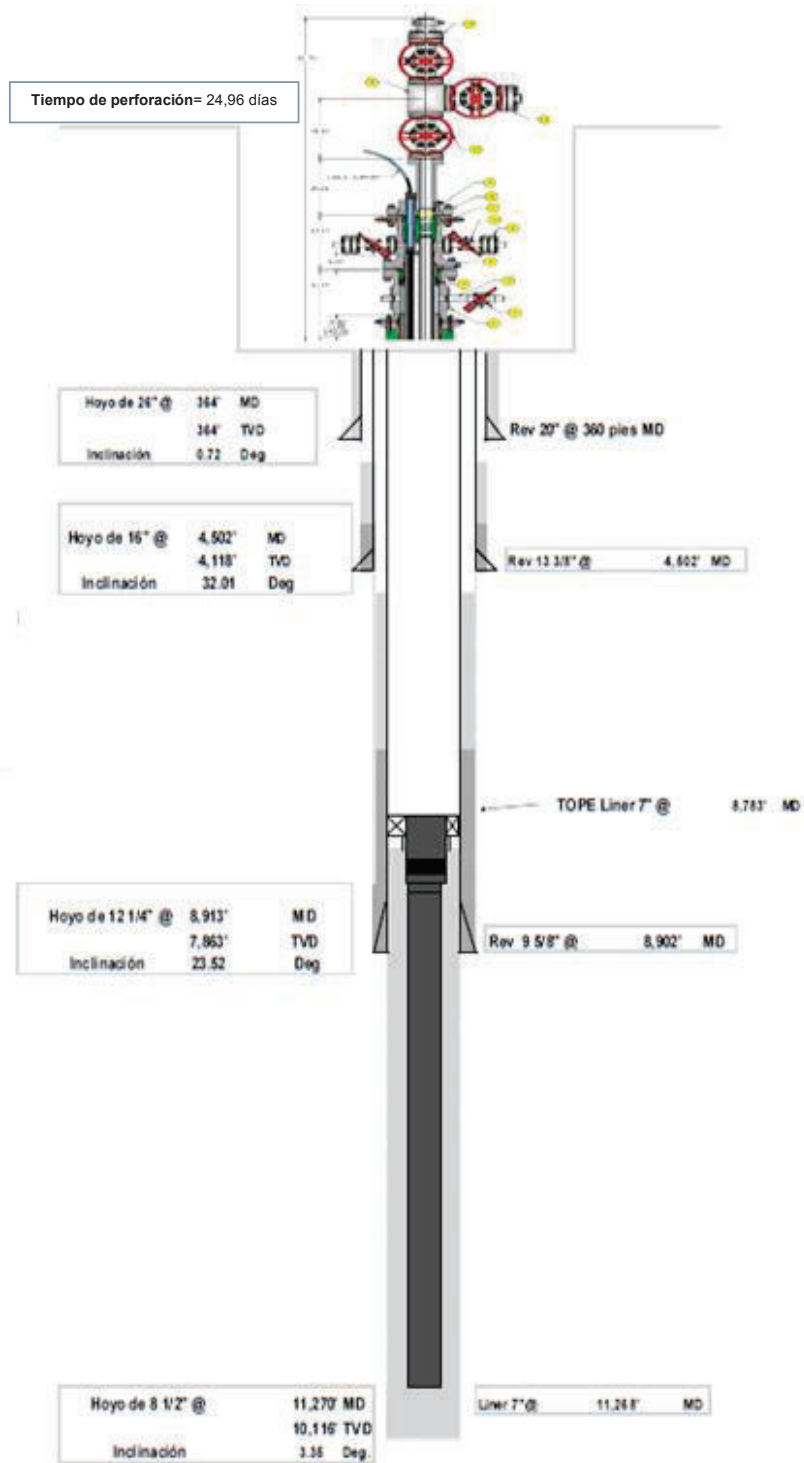
Fuente: Reporte final de perforación - Rio Napo CEM.

## 1.2 DIAGRAMA MECÁNICO POZO B



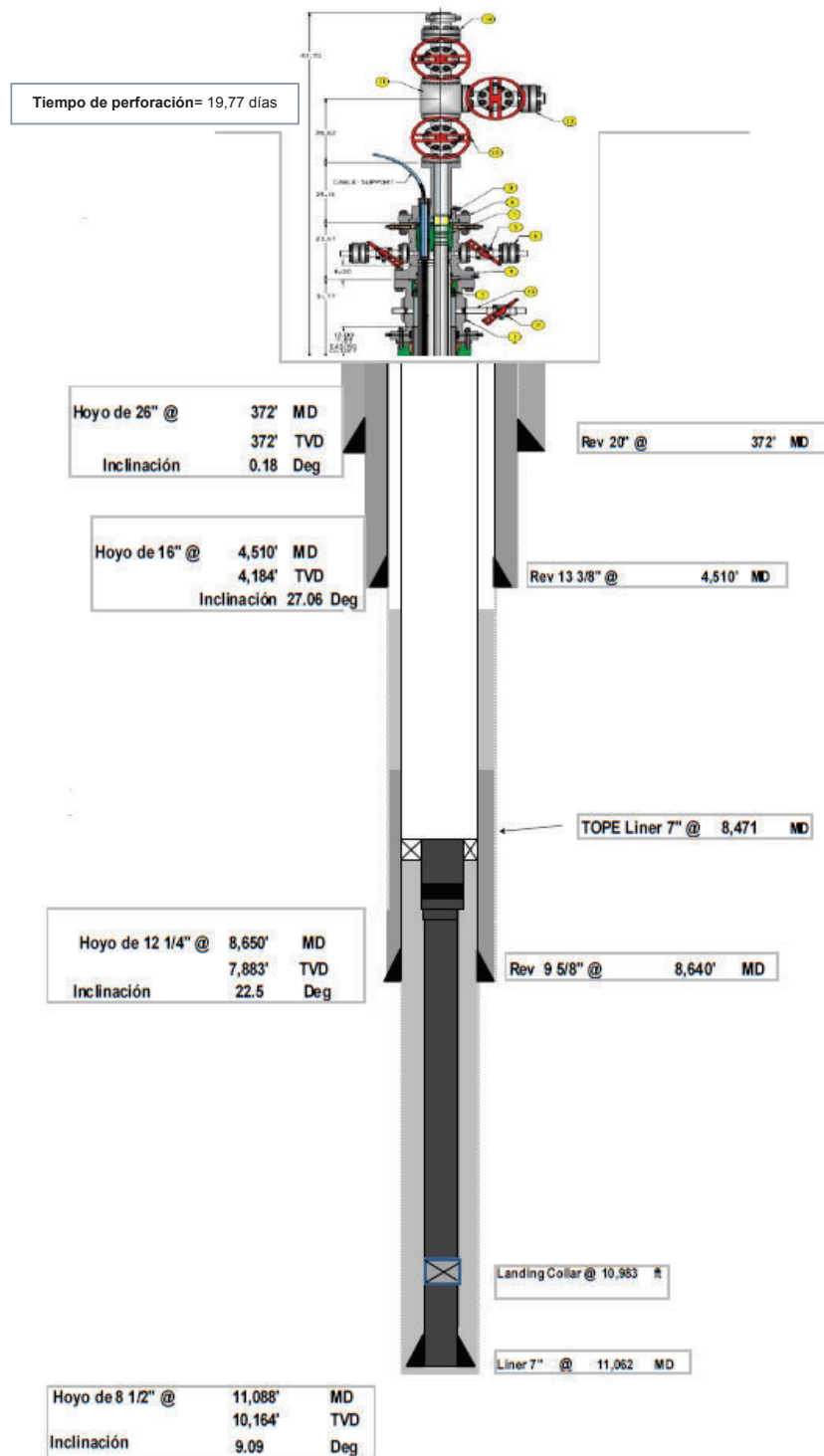
Fuente: Reporte final de perforación - Rio Napo CEM.

### 1.3 DIAGRAMA MECÁNICO POZO C



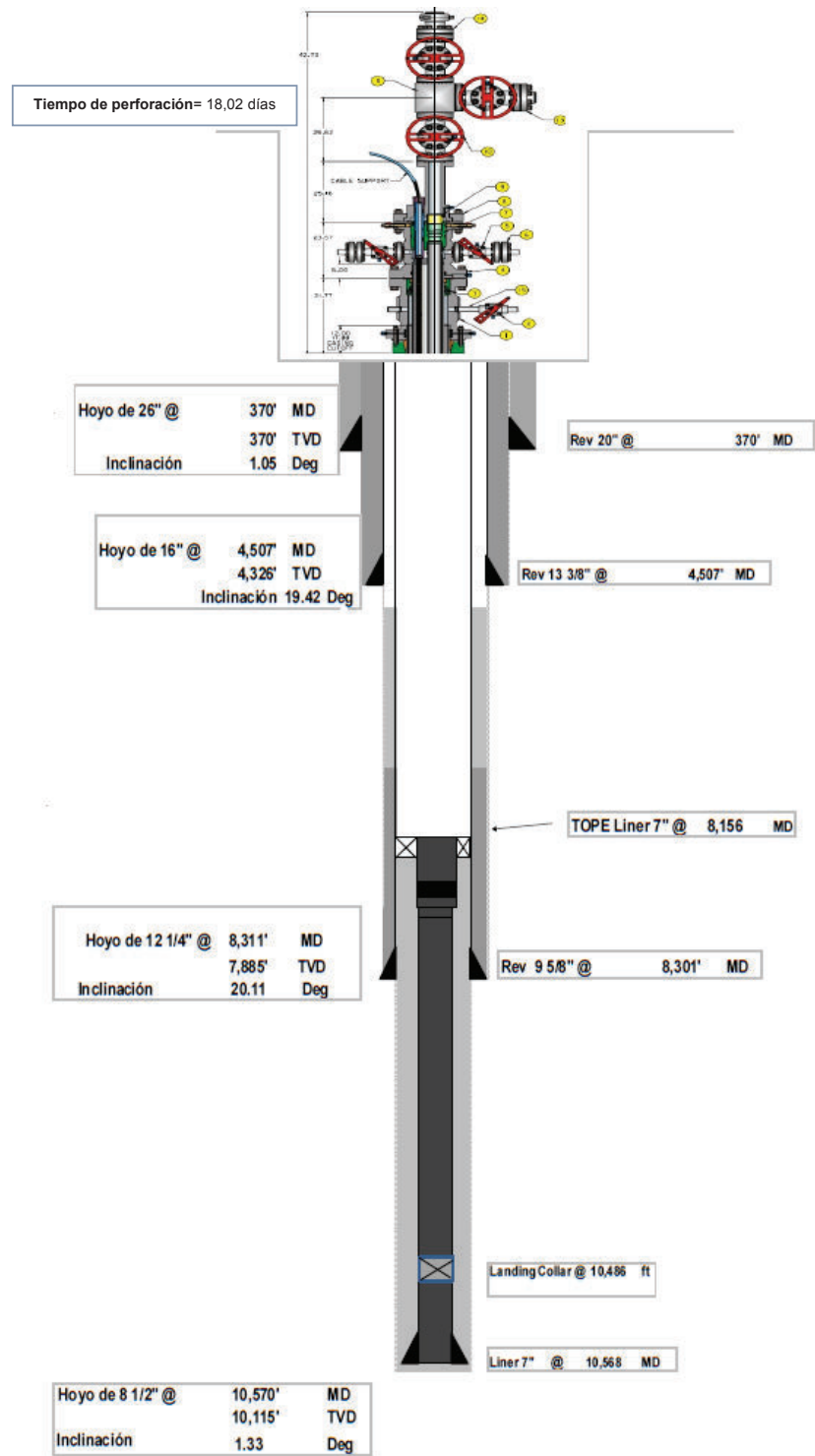
Fuente: Reporte final de perforación - Rio Napo CEM.

### 1.4 DIAGRAMA MECÁNICO POZO D



Fuente: Reporte final de perforación - Rio Napo CEM.

### 1.5 DIAGRAMA MECÁNICO POZO E



Fuente: Reporte final de perforación - Rio Napo CEM.



**ANEXO No 2.**  
**DIAGRAMAS DE PARETO DE LOS POZOS DE ESTUDIO**

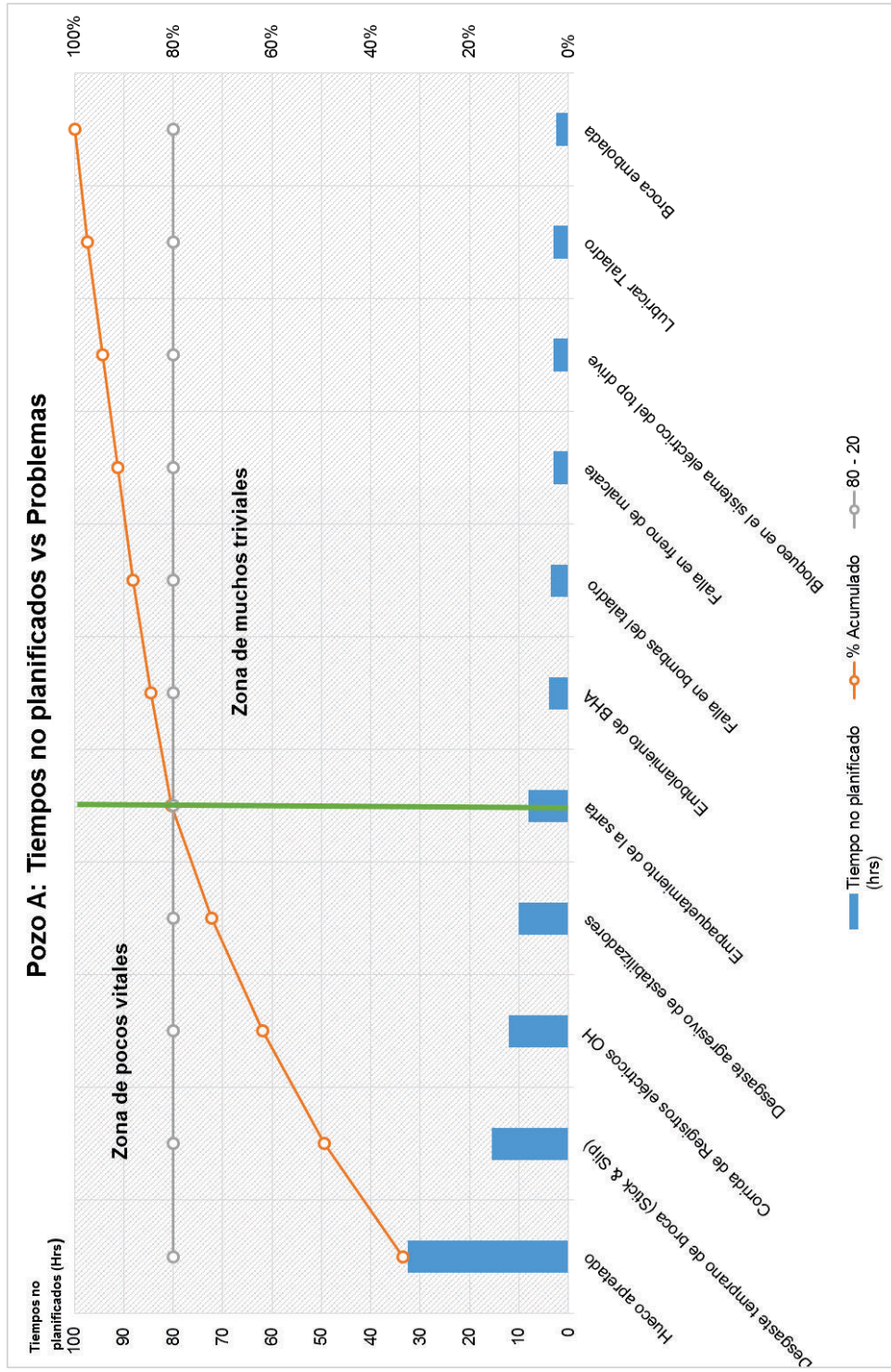
## 2.1 DIAGRAMA DE PARETO POZO A

Tabla de datos – Diagrama de Pareto

Problema	Tiempo no planificado (hrs)	% Acumulado	frecuencia acumulada	80 - 20
Hueco apretado	32.5	34%	32.5	80%
Desgaste temprano de broca (Stick & Slip)	15.5	49%	48	80%
Corrida de Registros eléctricos OH	12	62%	60	80%
Desgaste agresivo de estabilizadores	10	72%	70	80%
Empaquetamiento de la sarta	8	80%	78	80%
Embolamiento de BHA	4	85%	82	80%
Falla en bombas del taladro	3.5	88%	85.5	80%
Falla en freno de malcate	3	91%	88.5	80%
Bloqueo en el sistema eléctrico del top drive	3	94%	91.5	80%
Lubricar Taladro	3	97%	94.5	80%
Broca embolada	2.5	100%	97	80%

Elaborado por: Henry Chanatásig

### Diagrama de Pareto



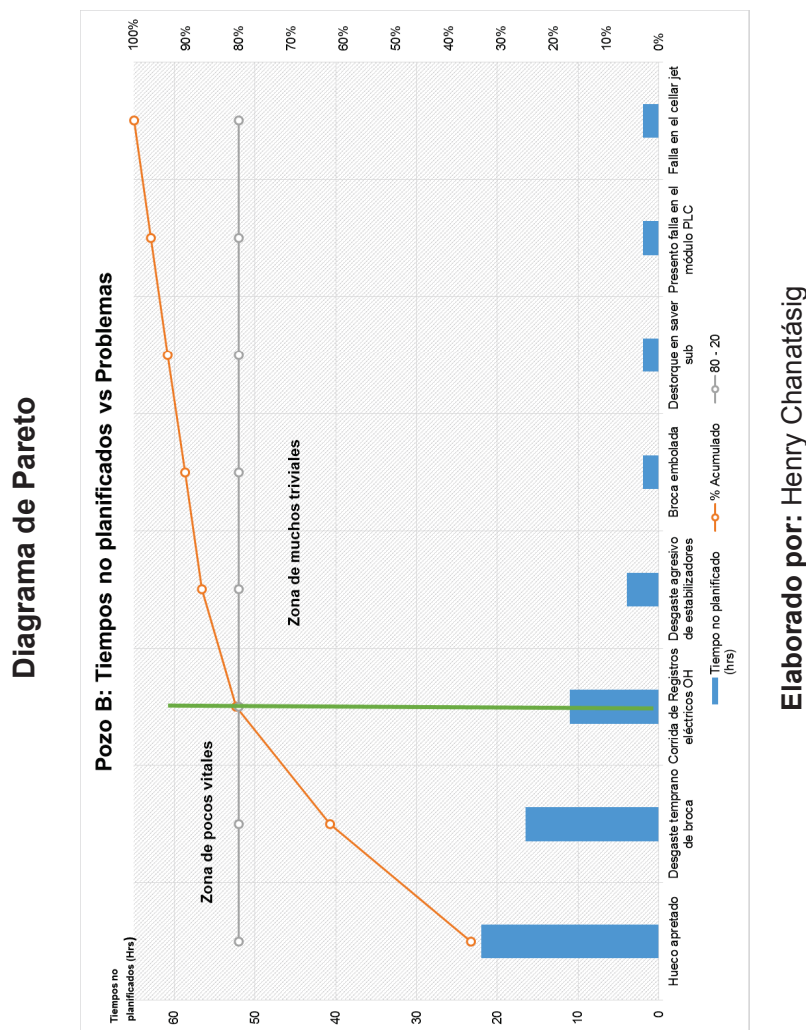
Elaborado por: Henry Chanatásig

## 2.2 DIAGRAMA DE PARETO POZO B

Tabla de datos – Diagrama de Pareto

Problema	Tiempo no planificado (hrs)	% Acumulado	frecuencia acumulada	80 - 20
Huevo apretado	22	36%	22	80%
Desgaste temprano de broca	16.5	63%	38.5	80%
Corrida de Registros eléctricos OH	11	80%	49.5	80%
Desgaste agresivo de estabilizadores	4	87%	53.5	80%
Broca embolada	2	90%	55.5	80%
Destorque en saver sub	2	93%	57.5	80%
Presento falla en el módulo PLC	2	97%	59.5	80%
Falla en el cellar jet	2	100%	61.5	80%

Elaborado por: Henry Chanatásig.



También se considera el desgaste agresivo de estabilizadores, por ser un problema de consideración en los demás pozos.

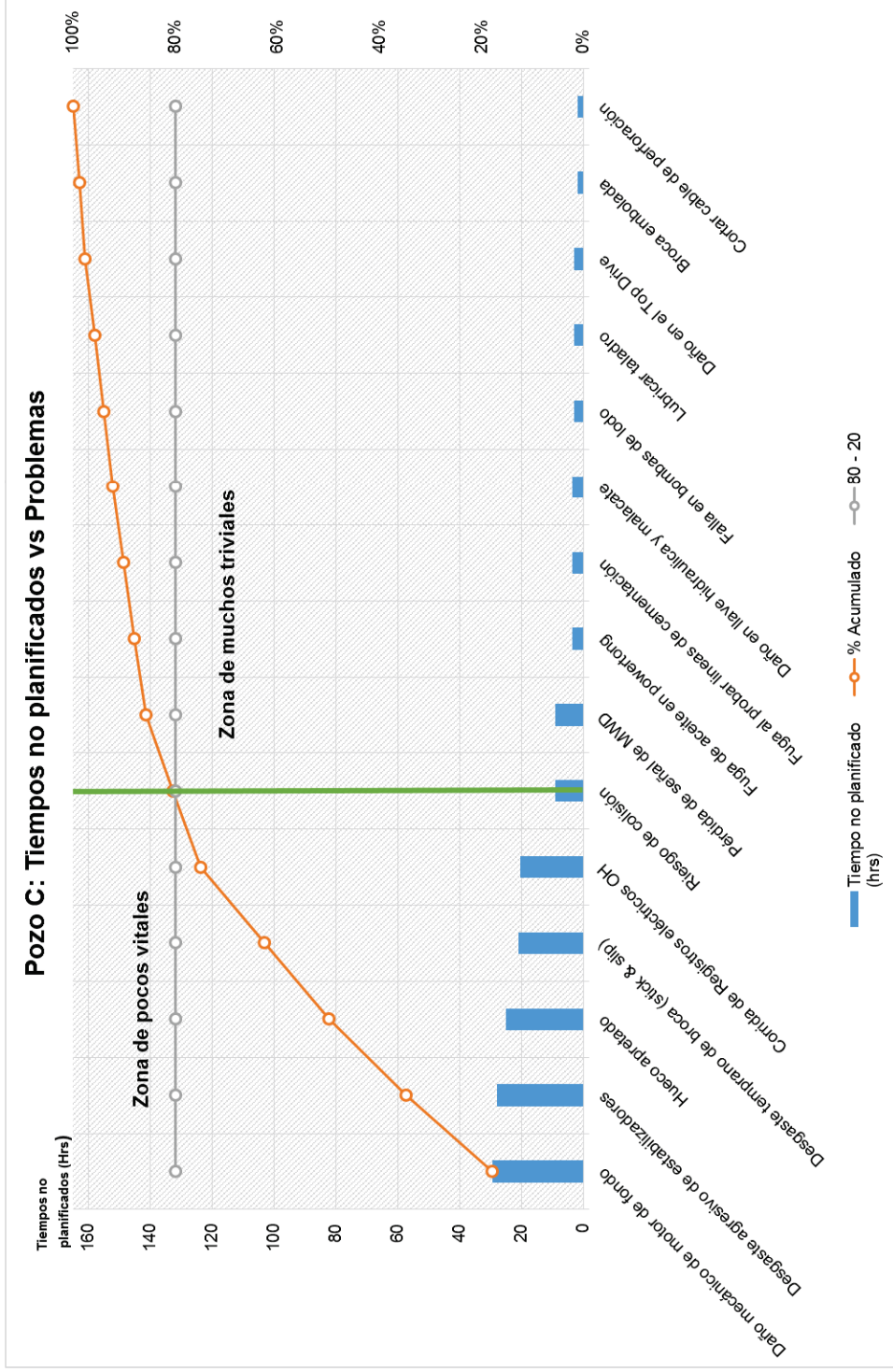
## 2.3 DIAGRAMA DE PARETO POZO C

Tabla de datos – Diagrama de Pareto

Problema	Tiempo no planificado (hrs)	% Acumulado	frecuencia acumulada	80 - 20
Daño mecánico de motor de fondo	29.5	18%	29.5	80%
Desgaste agresivo de estabilizadores	28	35%	57.5	80%
Hueco apretado	25	50%	82.5	80%
Desgaste temprano de broca (stick & slip)	21	63%	103.5	80%
Corrida de Registros eléctricos OH	20.5	75%	124	80%
Riesgo de colisión	9	80%	133	80%
Pérdida de señal de MWD	9	86%	142	80%
Fuga de aceite en power tong	3.5	88%	145.5	80%
Fuga al probar líneas de cementación	3.5	90%	149	80%
Daño en llave hidráulica y malacate	3.5	92%	152.5	80%
Falla en bombas de lodo	3	94%	155.5	80%
Lubricar taladro	3	96%	158.5	80%
Daño en el Top Drive	3	98%	161.5	80%
Broca embolada	2	99%	163.5	80%
Cortar cable de perforación	2	100%	165.5	80%

Elaborado por: Henry Chanatásig

## Diagrama de Pareto



Elaborado por: Henry Chanatásig

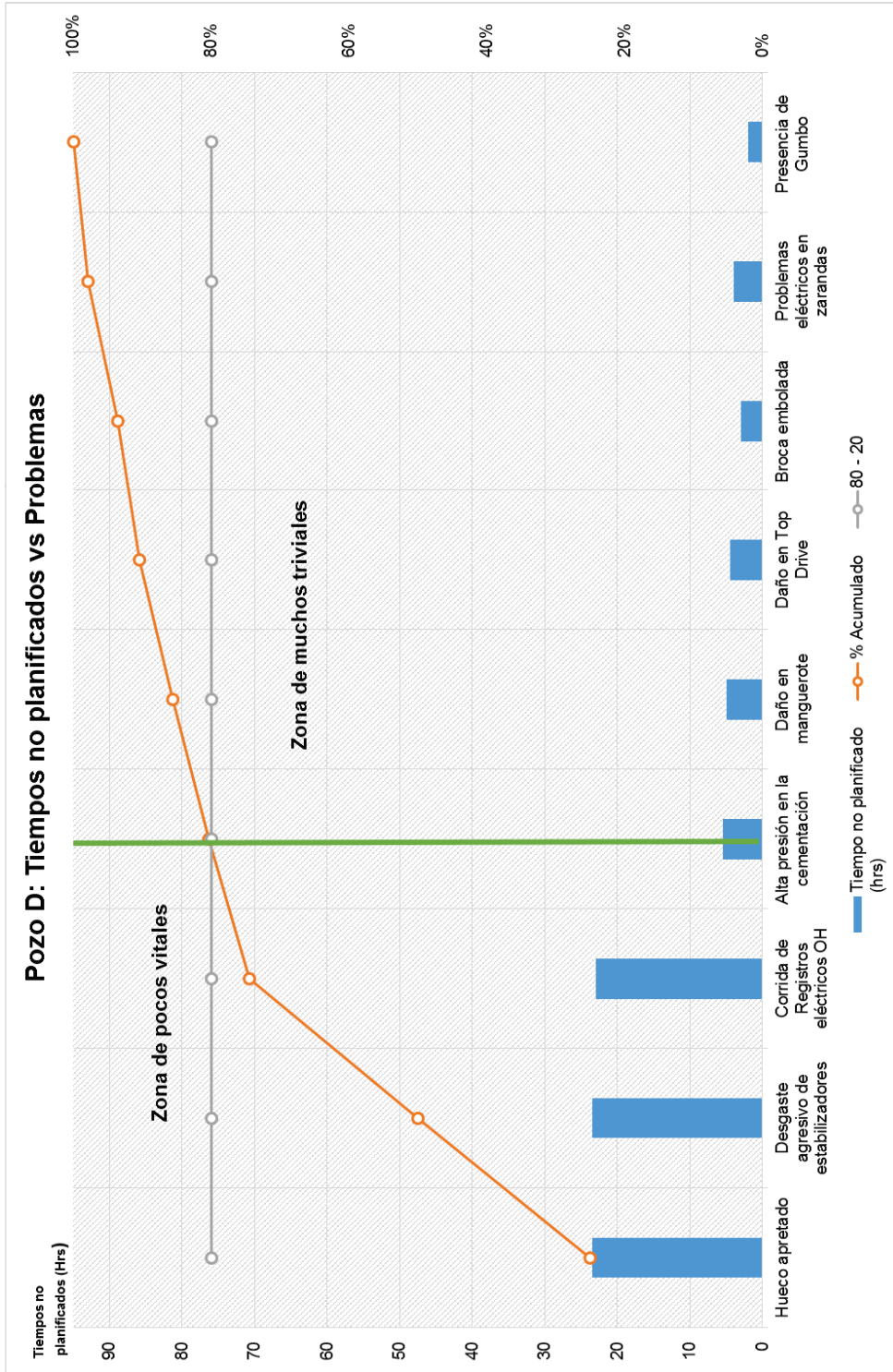
## 2.4 DIAGRAMA DE PARETO POZO D

Tabla de datos – Diagrama de Pareto

Problema	Tiempo no planificado (hrs)	% Acumulado	frecuencia acumulada	80 - 20
Hueco apretado	23.5	25%	23.5	80%
Desgaste agresivo de estabilizadores	23.5	50%	47	80%
Corrida de Registros eléctricos OH	23	74%	70	80%
Alta presión en la cementación	5.5	80%	75.5	80%
Daño en manguerote	5	86%	80.5	80%
Daño en Top Drive	4.5	90%	85	80%
Broca embolada	3	94%	88	80%
Problemas eléctricos en zarandas	4	98%	92	80%
Presencia de Gumbo	2	100%	94	80%

Elaborado por: Henry Chanatásig

### Diagrama de Pareto



Elaborado por: Henry Chanatásig



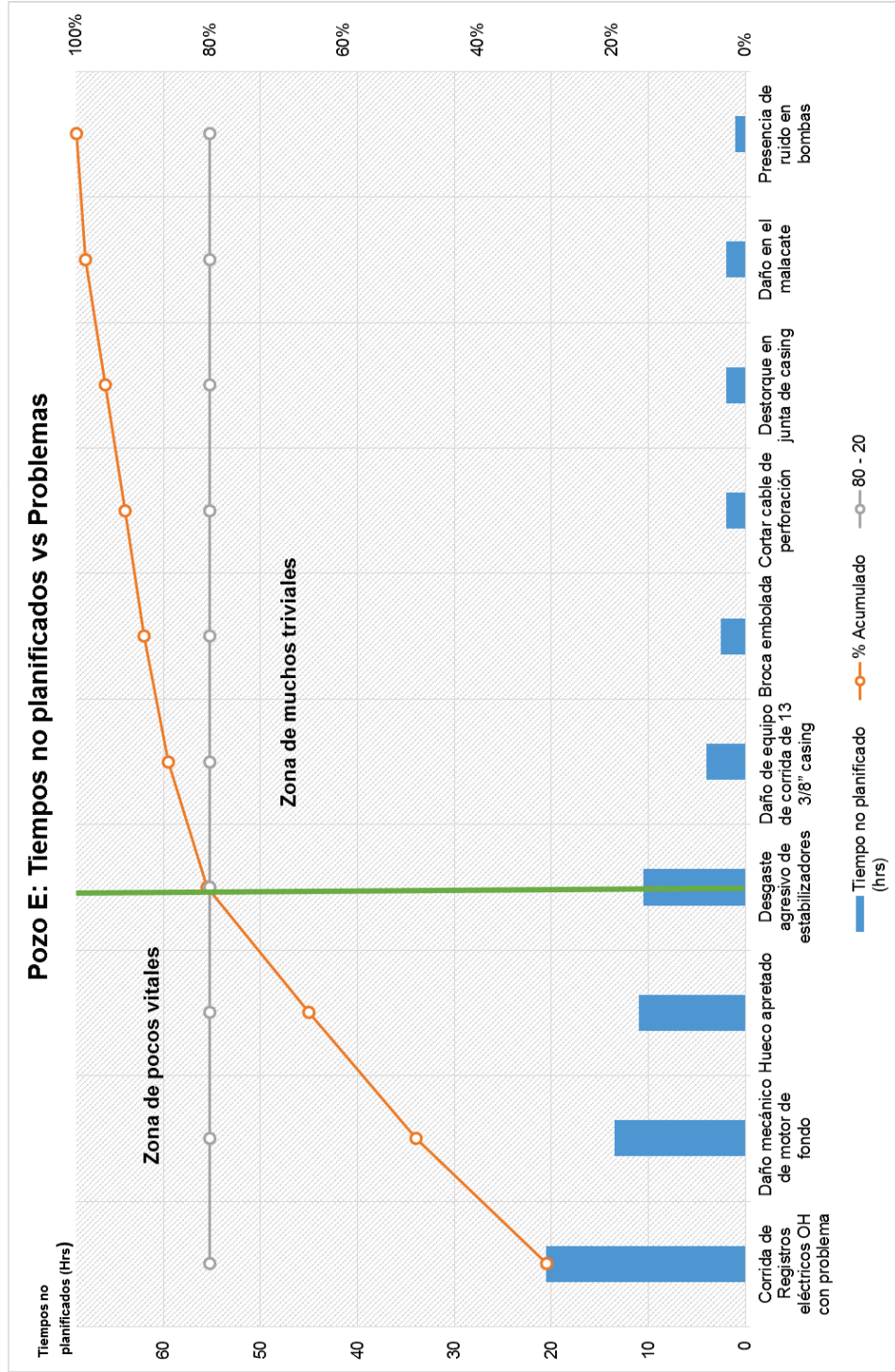
## 2.5 DIAGRAMA DE PARETO POZO E

Tabla de datos – Diagrama de Pareto

Problema	Tiempo no planificado (hrs)	% Acumulado	frecuencia acumulada	80 - 20
Corrida de Registros eléctricos OH con problema	20.5	30%	20.5	80%
Daño mecánico de motor de fondo	13.5	49%	34	80%
Hueco apretado	11	65%	45	80%
Desgaste agresivo de estabilizadores	10.5	80%	55.5	80%
Daño de equipo de corrida de 13 3/8" casing	4	86%	59.5	80%
Broca embolada	2.5	90%	62	80%
Cortar cable de perforación	2	93%	64	80%
Destorque en junta de casing	2	96%	66	80%
Daño en el malacate	2	99%	68	80%
Presencia de ruido en bombas	1	100%	69	80%

Elaborado por: Henry Chanatásig

### Diagrama de Pareto



Elaborado por: Henry Chanatásig