

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

**FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y
PETRÓLEOS**

**OPTIMIZACIÓN DEL DISEÑO DE BHA PARA LA TOMA DE
NÚCLEOS EN POZOS DIRECCIONALES TIPO “J”**

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

PATRICIA MICHELLE LOURIDO SAN LUCAS

louridomichelle@gmail.com

DIRECTOR: DR. JOHNNY ROBINSON ZAMBRANO CARRANZA

johnny.zambrano@epn.edu.ec

Quito, Junio 2016

DECLARACIÓN

Yo, Patricia Michelle Lourido San Lucas, 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 correspondiente 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.

PATRICIA MICHELLE LOURIDO

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Patricia Michelle Lourido San Lucas, bajo mi supervisión.

DR. JOHNNY ZAMBRANO
DIRECTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a Dios por haberme guiado durante todo este trayecto de mi vida, por permanecer conmigo en momentos alegres y tristes, por brindarme su mano en aquellos momentos que sentía que perdía la lucha de conseguir mis metas. Sin él jamás lo hubiera conseguido.

Agradezco a mis padres que con su esfuerzo, dedicación y sacrificio hicieron posible que culminen mis estudios de pregrado en una de las mejores universidades del país. Su amor incondicional brindado hacia mi es el motor fundamental de mi vida y el empuje de todos los días.

Agradezco de manera especial a mi amigo y guía Ingeniero Cristian Collaguazo por haber hecho posible este proyecto, por no abandonarme en la lucha de este tema, por brindarme incondicionalmente su apoyo y conocimientos.

Mis más sinceros agradecimientos de manera especial a la Ingeniera Nancy Carrera por haberme permitido realizar mis prácticas pre – profesionales y proyecto de titulación en la empresa NOV Downhole, por depositar en mi su confianza.

Agradezco a la Escuela Politécnica Nacional por haber hecho de mi una profesional capacitada y con las bases necesarias para poder desempeñarme en cualquier ámbito laboral.

A mis docentes y compañeros con quien tuve el gusto de compartir experiencias académicas y que han sido de gran ayuda en el trayecto de esta etapa universitaria.

A mis amigos cercanos y de promoción: Majo, Eve, Vales, Pablo, Juan C, Santy, Iván, Joao, con los que he compartido momentos únicos e inolvidables, sin ellos los días de universidades se volverían monótonos, los llevaré siempre en mi corazón.

DEDICATORIA

Dedico este proyecto de titulación a mi mamá, Patricia San Lucas por todo su sacrificio y amor puesto en mí durante estos cinco años de formación profesional, por sus consejos brindados y por jamás abandonarme en ninguna de mis decisiones, por ser la luz que ilumina mi camino.

A mi querido papá por sus grandes noches de trabajo, de esfuerzos brindados, por ser su lucha constante de cada día para que no me falte nada. Por ser un padre incondicional.

A mi familia que con su apoyo han permitido que de una u otra manera este proyecto en mi vida se cristalice.

A mi querida Universidad por ser mi segunda casa de la cual me llevo los mejores recuerdos de mi vida, por cada uno de los días vividos que fueron gratificantes.

Michelle Lourido San Lucas

CONTENIDO

DECLARACIÓN	II
CERTIFICACIÓN	III
AGRADECIMIENTOS	IV
DEDICATORIA.....	V
ÍNDICE DE FIGURAS	XII
ÍNDICE DE TABLAS.....	XIV
ÍNDICE DE GRÁFICAS.....	XVI
SIMBOLOGÍA Y SIGLAS.....	XVIII
RESUMEN	XIX
PRESENTACIÓN	XX
CAPITULO I.....	1
CARACTERÍSTICAS GEOLÓGICAS DEL CAMPO YANAQUINCHA, DESCRIPCIÓN DE HERRAMIENTAS Y PARÁMETROS DE PERFORACIÓN.....	1
1.1. ANTECEDENTES	1
1.2. UBICACIÓN GEOGRÁFICA	2
1.3. GEOLOGÍA DEL CAMPO YANAQUINCHA	2
1.3.1. Descripción estructural	2
1.3.2. Descripción estratigráfica	4
1.3.2.1. Formación Napo.....	6
1.3.2.1.1. Arenisca “U”	6
1.3.2.1.2. Arenisca “T”	6
1.4. PROPIEDADES PETROFÍSICAS	7
1.4.1. Porosidad.....	7
1.4.2. Permeabilidad.....	7
1.4.3. Saturación de fluidos	7
1.4.3.1. Saturación de agua connata (Swc)	8

1.4.4.	Presión Capilar	8
1.4.5.	Tamaño de poro	8
1.4.6.	Contacto Agua – Petróleo (CAP).....	8
1.5.	FUNDAMENTOS TÉCNICOS QUE INTERVIENEN EN LA PERFORACIÓN DIRECCIONAL	9
1.5.1.	Pozo direccional	9
1.5.2.	Tipos de perfiles de pozos direccionales	9
1.5.2.1.	Tipo “S”	9
1.5.2.2.	Tipo “J”	9
1.5.2.2.1.	Tipo “J” modificado	10
1.5.2.3.	Tipo Horizontal	10
1.6.	CONCEPTOS GENERALES DE LA PERFORACIÓN DIRECCIONAL....	10
1.6.1.	Profundidad Medida (MD).....	10
1.6.2.	Profundidad Vertical (TVD).....	11
1.6.3.	Inclinación (°).....	11
1.6.4.	Vertical Section (Vs)	11
1.6.5.	Azimuth.....	11
1.6.6.	Dog Leg	11
1.6.7.	Dog Leg Severity	11
1.6.8.	Build Up Rate (BUR).....	11
1.6.9.	Kick off Point (KOP).....	11
1.7.	FACTORES QUE INTERVIENEN EN EL ENSAMBLAJE DE FONDO DURANTE LA PERFORACIÓN	12
1.7.1.	Pandeo	12
1.7.2.	Vibraciones.....	12
1.7.2.1.	Vibraciones axiales	13
1.7.2.2.	Vibraciones Torsionales	13
1.7.2.2.1.	Stick –Slip.....	13
1.7.2.3.	Vibraciones laterales	14

1.7.3.	Fatiga de la tubería.....	15
1.7.4.	Fuerzas laterales	14
1.7.5.	Torque y Arrastre.....	14
1.7.6.	Tensión.....	14
1.7.7.	Peso de la sarta WOH.....	14
1.7.8.	Rigidez.....	16
1.8.	DEFINICIÓN DE ENSAMBLAJES DE FONDO.....	16
1.9.	COMPONENTES DEL BHA PARA LA TOMA DE NÚCLEOS	17
1.9.1.	Tubería de perforación (DP).....	17
1.9.2.	Tubería pesada (HWDP)	18
1.9.3.	Martillos	18
1.9.4.	Cross Over.....	19
1.9.5.	Drill Collar	19
1.9.6.	Top Sub	20
1.9.7.	Junta de seguridad	20
1.9.8.	Cojinete (Bearing).....	20
1.9.9.	Swivel (Unión giratoria).....	21
1.9.10.	Esfera de acero	21
1.9.11.	Asiento de esfera.....	22
1.9.12.	Barril externo	22
1.9.13.	Barril interno	22
1.9.14.	Estabilizadores	22
1.9.14.1.	Estabilizadores externos	22
1.9.14.2.	Estabilizadores internos	23
1.9.15.	Conjunto receptor (Catcher assembly).....	23
1.9.15.1.	Retenedores (Core Catcher).....	24
1.9.15.2.	Zapatas	24
1.9.16.	Broca (Corona).....	25

1.10.	PARÁMETROS DE OPERACIÓN EN EL CORTE DE NÚCLEOS	28
1.10.1.	Rata de penetración (ROP)	28
1.10.2.	Peso sobre la broca (WOB).....	28
1.10.3.	Velocidad de rotación (RPM).....	29
1.10.4.	Tasa de flujo	29
1.10.5.	Torque	29
1.10.6.	Sobre tensión (overpull)	30
1.10.7.	Presión	30
CAPITULO II		31
PROBLEMAS COMUNES DURANTE LA TOMA DE NÚCLEOS Y MODELO MATEMÁTICO PARA EL DISEÑO DE BHA		31
2.1.	INTRODUCCIÓN	31
2.2.	PROCEDIMIENTO GENERAL EN LA TOMA DE NÚCLEOS	31
2.2.1.	Ensamble del barril porta – núcleo (60 – 120 pies de longitud)	31
2.2.2.	Bajando el ensamblaje al pozo	34
2.2.3.	Cortando el núcleo.....	34
2.2.4.	Sacando el equipo toma – núcleos del pozo	36
2.2.5.	Recuperación del núcleo – barriles de aluminio	36
2.3.	PROBLEMAS COMUNES EN LA TOMA DE NÚCLEOS.....	37
2.3.1.	Problemas para bajar BHA en hueco abierto.....	37
2.3.2.	Atascamiento del núcleo (JAMMING).....	38
2.3.3.	Pega diferencial	39
2.3.4.	Aplicación de alto WOB	39
2.3.5.	Aplicación de alto caudal	40
2.3.6.	Aplicación de altas RPM.....	40
2.3.7.	Problemas de formaciones no consolidadas y fracturadas.....	40
2.4.	MODELOS MATEMÁTICOS	41

2.4.1.	Compresibilidad de la formación.....	41
2.4.1.1.	Correlación de Newman.....	42
2.4.2.	MSE (Mechanical Specific Energy).....	42
2.4.3.	Factor de fricción	43
2.4.3.1.	Número de Reynolds.....	43
2.4.3.2.	Carta del factor de fricción	44
2.4.4.	Factor de boyancia	44
2.4.5.	Hidráulica de perforación.....	44
2.4.6.	Cálculos de peso disponibles en la sarta.....	46
2.4.6.1.	Peso Nominal para el cuerpo del tubo	46
2.4.6.2.	Peso aproximado incluyendo la masa de los acoples	47
2.4.6.3.	Peso flotado o sumergido.....	47
2.5.	POZOS DE ESTUDIO.....	48
2.5.1.	Litología del pozo a cortar	49
2.5.2.	Trayectoria direccional.....	54
2.5.3.	Ensamblaje de fondo – BHA.....	58
2.5.4.	Condición de desgaste de la corona.....	63
2.5.4.1.	Yanaquincha Norte A-002	63
2.5.4.2.	Quinde A-003	65
2.5.4.3.	Pañacocha A-039.....	67
2.5.4.4.	Edén Yuturi J – 185.....	68
2.5.5.	Desempeño en la toma de núcleos en la sección 8 ½”	69
CAPITULO III		75
DISEÑO DE BHA Y PARÁMETROS DE PERFORACIÓN ÓPTIMOS PARA LA TOMA DE NÚCLEOS EN LA SECCIÓN DE 8 ½” DE LA FORMACIÓN NAPO..		75
3.1.	INTRODUCCIÓN	75
3.2.	ANÁLISIS DE BHA PARA EL POSICIONAMIENTO DEL MARTILLO	75
3.2.1.	Yanaquincha Norte A – 002.....	76
3.2.2.	Quinde A-003.....	78

3.2.3. Pañacocha A – 039	81
3.2.4. Edén Yuturi J – 185	83
3.3. ANÁLISIS DE TORQUE Y ARRASTRE	85
3.3.1. Deformación de tubería	85
3.3.2. Torque y arrastre	93
3.3.3. Zonas seguras de trabajo	98
3.4. ANÁLISIS DE PARÁMETROS DE PERFORACIÓN	102
3.5. PROPUESTA DE BHA Y PARÁMETROS DE PERFORACIÓN	110
3.5.1. Yanaquincha Norte A - 002	110
3.5.2. Quinde A – 003.....	116
3.5.3. Edén Yuturi J – 185	122
3.5.4. Lineamientos generales para la optimización de BHA.....	127
CAPITULO IV.....	129
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	129
4.1. CONCLUSIONES.....	129
4.2. RECOMENDACIONES	131
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	133

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1.1. MAPA UBICACIÓN DEL CAMPO YANAQUINCHA	3
FIGURA 1.2. MAPA ESTRUCTURAL DEL CAMPO YANAQUINCHA	4
FIGURA 1.3. COLUMNA ESTATIGRÁFICA DEL BLOQUE 15.....	5
FIGURA 1.4. PERFIL DE POZOS DIRECCIONALES	10
FIGURA 1.5. TIPOS DE PANDEO	12
FIGURA 1.6. VIBRACIONES EN LA SARTA DE PERFORACIÓN	13
FIGURA 1.7. FATIGA EN TUBERÍA DE PERFORACIÓN	14
FIGURA 1.8. FUERZAS LATERALES QUE ACTÚAN EN EL BHA	15
FIGURA 1.9. FUERZAS SOBRE LA TUBERIA EN UN POZO DESVIADO	16
FIGURA 1.10. TUBERIA DE PERFORACION – DRILL PIPE.....	17
FIGURA 1.11. TIPOS DE HWDP	18
FIGURA 1.12. PARTES DE UN MARTILLO (HYDRA – JAR).....	18
FIGURA 1.13. CROSS OVER SUB	19
FIGURA 1.14. DRILL COLLARS DE PERFORACIÓN.....	19
FIGURA 1.15. JUNTA DE SEGURIDAD	20
FIGURA 1.16. BEARING (COJINETES)	20
FIGURA 1.17. SWIVEL	21
FIGURA 1.18. CONJUNTO DE ASIENTO Y ESFERA	21
FIGURA 1.19. ESTABILIZADORES EXTERNOS	23
FIGURA 1.20. ESTABILIZADOR INTERNO	23
FIGURA 1.21. CORE CATCHER	24
FIGURA 1.22. ZAPATA INFERIOR Y SUPERIOR.....	25
FIGURA 1.23. CORONA PDC	25
FIGURA 1.24. CONFIGURACIÓN HIDRÁULICA DE CORONAS.....	26
FIGURA 1.25. EQUIPO DE CORING	27
FIGURA 1.26. RELACION DE ROP VS WOB – ROP VS RPM.....	28
FIGURA 1.27. PESO SOBRE LA BROCA	29
FIGURA 2.1. ATASCAMIENTO DEL NÚCLEO.....	38
FIGURA 2.2. PEGA DE TUBERIA POR PRESIÓN DIFERENCIAL.....	39
FIGURA 2.3. CORONAS 8 ½” POZO YNNA – 002	64
FIGURA 2.4. CORONAS 8 ½” POZO QUINDE A – 003	66

FIGURA 2.5. CORONAS 8 ½" POZO PCCA – 03967
FIGURA 2.6. CORONA 8 ½" EDYJ – 185.....69

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 1.1. COORDENADAS GEOGRÁFICAS DEL CAMPO YANAQUINCHA... 2	2
TABLA 1.2. PROPIEDADES PETROFÍSICAS DE LAS ARENAS DE LA FORMACIÓN NAPO EN EL CAMPO YANAQUINCHA..... 9	9
TABLA 2.1. PARÁMETROS PROMEDIOS DE CORTE DE NÚCLEOS.....34	34
TABLA 2.2. CONSTANTES PARA TIPOS DE ROCAS.....42	42
TABLA 2.3. PROGRAMA DE CORTE YNNA – 00249	49
TABLA 2.4. PROGRAMA DE CORTE QUINDE A-00351	51
TABLA 2.5. PROGRAMA DE CORTE PCCA – 03952	52
TABLA 2.6. PROGRAMA DE CORTE EDYJ – 185.....53	53
TABLA 2.7. ENSAMBLAJE YANAQUINCHA NORTE A-00259	59
TABLA 2.8. ENSAMBLAJE QUINDE A-003 (8435´ – 8495´ / “M1”)60	60
TABLA 2.9. ENSAMBLAJE PAÑACOCCHA A-03961	61
TABLA 2.10. ENSAMBLAJE EDÉN YUTURI J-18562	62
TABLA 2.11. CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DE CORONAS UTILIZADAS63	63
TABLA 2.12. CALIFICACIÓN DE DESGASTE YNNA – 00264	64
TABLA 2.13. CALIFICACIÓN DE DESGASTE QUINDE A – 003.....65	65
TABLA 2.14. CALIFICACIÓN DE DESGASTE PCCA – 03967	67
TABLA 2.15. CALIFICACIÓN DE DESGASTE EDYJ – 185.....68	68
TABLA 3.1. CONFIGURACIONES DE POSICIONAMIENTO YNNA – 002.....76	76
TABLA 3.2. CONFIGURACIONES DE POSICIONAMIENTO QUINDE A-003.....79	79
TABLA 3.3. CONFIGURACIONES DE POSICIONAMIENTO PCCA – 039.....81	81
TABLA 3.4. CONFIGURACIONES DE POSICIONAMIENTO EDYJ – 18583	83
TABLA 3.5. PARÁMETROS DE PERFORACIÓN UTILIZADOS EN EL POZO YANAQUINCHA NORTE A-00286	86
TABLA 3.6. PARÁMETROS DE PERFORACIÓN UTILIZADOS EN EL POZO QUINDE A – 00388	88
TABLA 3.7. PARÁMETROS DE PERFORACIÓN POZO PCCA – 03990	90
TABLA 3.8. PARÁMETROS DE PERFORACIÓN POZO EDYJ – 185.....92	92
TABLA 3.9. COEFICIENTES DE FRICCIÓN EN POZOS DE ESTUDIO94	94

TABLA 3.10. CONFIGURACIÓN DE BHA YNNA – 002.....	111
TABLA 3.11. CONFIGURACIÓN DE BHA QUINDE A – 003	116
TABLA 3.12. CONFIGURACIÓN DE BHA EDYJ – 185	122

ÍNDICE DE GRÁFICAS

GRÁFICA 2.1. LITOLÓGÍA DE CORTE YNNA – 002	50
GRÁFICA 2.2. CORTE DE NÚCLEO QUINDE A-003	51
GRÁFICA 2.3. CORTE DE NÚCLEO PCCA – 039.....	52
GRÁFICA 2.4. LITOLÓGÍA DE CORTE EDYJ – 185.....	53
GRÁFICA 2.5. PERFIL DIRECCIONAL – POZO YANAQUINCHA NORTE A-002	54
GRÁFICA 2.6. PERFIL DIRECCIONAL – POZO QUINDE A-003.....	55
GRÁFICA 2.7. PERFIL DIRECCIONAL – POZO PAÑACocha A-039.....	56
GRÁFICA 2.8. PERFIL DIRECCIONAL – POZO EDEN YUTURI J-185.....	57
GRÁFICA 2.9. DESEMPEÑO DE LA SECCIÓN 8 ½”	70
GRÁFICA 2.10. RELACIÓN PROPUESTO VS REAL	71
GRÁFICA 2.11. DESEMPEÑO DE LA SECCIÓN DE 8 ½” EN ROP Y HORAS ...	72
GRÁFICA 2.12. DESEMPEÑO GENERAL DE LA SECCIÓN DE 8 ½”	74
GRÁFICA 3.1. IMPULSO E IMPACTO HACIA ARRIBA YNNA – 002	77
GRÁFICA 3.2. IMPULSO E IMPACTO HACIA ABAJO YNNA – 002.....	78
GRÁFICA 3.3. IMPULSO E IMPACTO HACIA ARRIBA QUINDE A – 003.....	80
GRÁFICA 3.4. IMPULSO E IMPACTO HACIA ABAJO QUINDE A – 003	80
GRÁFICA 3.5. IMPULSO E IMPACTO HACIA ARRIBA PCCA – 039	82
GRÁFICA 3.6. IMPULSO E IMPACTO HACIA ABAJO PCCA – 039.....	82
GRÁFICA 3.7. IMPULSO E IMPACTO HACIA ARRIBA EDYJ – 185	84
GRÁFICA 3.8. IMPULSO E IMPACTO HACIA ABAJO EDYJ – 185.....	84
GRÁFICA 3.9. PANDEO – PRIMER INTERVALO DE CORE YNNA – 002.....	86
GRÁFICA 3.10. PANDEO – SEGUNDO INTERVALO DE CORE YNNA – 002....	87
GRÁFICA 3.11. PANDEO – PRIMER INTERVALO DE CORE QUINDE A-003 ...	89
GRÁFICA 3.12. PANDEO – SEGUNDO INTERVALO DE CORE QUINDE A-003	90
GRÁFICA 3.13. PANDEO EN EL INTERVALO DE CORE PCCA – 039	91
GRÁFICA 3.14. TIPO DE PANDEO INTERVALO DE CORE EDYJ – 185	92
GRÁFICA 3.15. TORQUE Y ARRASTRE POZO YANAQUINCHA NORTE A – 002	94
GRÁFICA 3.16. TORQUE Y ARRASTRE POZO QUINDE A – 00.....	95

GRÁFICA 3.17. TORQUE Y ARRASTRE POZO PAÑACocha A – 039	96
GRÁFICA 3.18. TORQUE Y ARRASTRE POZO EDÉN YUTURI J – 185	97
GRÁFICA 3.19. ZONA SEGURA YANAQUINCHA NORTE A – 002	98
GRÁFICA 3.20. ZONA SEGURA QUINDE A – 003	99
GRÁFICA 3.21. ZONA SEGURA PAÑACocha A – 039	100
GRÁFICA 3.22. ZONA SEGURA EDÉN YUTURI J – 185	101
GRÁFICA 3.23. PARÁMETROS DE PERFORACIÓN YNNA – 002	103
GRÁFICA 3.24. PARÁMETROS DE PERFORACIÓN QUINDE A – 003	105
GRÁFICA 3.25. PARÁMETROS DE PERFORACIÓN PCCA – 039	107
GRÁFICA 3.26. PARÁMETROS DE PERFORACIÓN EDYJ – 185	109
GRÁFICA 3.27. IMPULSO E IMPACTO HACIA ARRIBA Y ABAJO DE YNNA – 002	112
GRÁFICA 3.28. PANDEO POZO YANAQUINCHA NORTE A – 002	113
GRÁFICA 3.29. TORQUE Y ARRASTRE YANAQUINCHA NORTE A – 002	114
GRÁFICA 3.30. ZONAS SEGURAS – VIBRACIONES YNNA – 002	115
GRÁFICA 3.31. IMPULSO E IMPACTO HACIA ARRIBA Y ABAJO (6DC Y 29HWDP) QUINDE A – 003	117
GRÁFICA 3.32. PANDEO POZO QUINDE A – 003	118
GRÁFICA 3.33. TORQUE Y ARRASTRE PARA QUINDE A – 003	120
GRÁFICA 3.34. ZONAS SEGURAS – VIBRACIONES QUINDE – A003	121
GRÁFICA 3.35. IMPULSO E IMPACTO HACIA ARRIBA Y ABAJO EDYJ – 185	123
GRÁFICA 3.36. PANDEO POZO EDYJ – 185	124
GRÁFICA 3.37. TORQUE Y ARRASTRE EDYJ – 185	125
GRÁFICA 3.38. ZONA SEGURA – VIBRACIONES EDYJ - 185	126

SIMBOLOGÍA Y SIGLAS

BHA: Bottom Hole Assembly

CAP: Contacto Agua – Petróleo

DP: Drill Pipe

DC: Drill Collar

GPM: Galones por minuto

HWDP: Heavy Weight Drill Pipe

MD: Measure Depth

MSE: Mechanical Specific Energy

ROP: Rate of penetration

RPM: Revoluciones por minuto

Swc: Saturación de agua connata

SJ: Joint Security

TFA: Total Flow Area

TQ: torque

TVD: Profundidad vertical

Vs: Vertical Section

WOB: Weight on Bit

WOH: Weight out Hole

XO: Cross Over

RESUMEN

En el primer capítulo se describen las características geológicas del campo Yanaquincha, su ubicación, litología y producción, además de las propiedades petrofísicas para el análisis de coring. Se explica de manera general los conceptos generales de perforación y se detalla cada uno de los componentes de la sarta de perforación y equipo de corte de núcleo.

El segundo capítulo muestra los problemas más comunes que se generan al realizar una operación de Coring, se especifica el procedimiento general para la toma de núcleos, los modelos matemáticos que se aplican y una descripción del tipo de litología, trayectoria, ensamblaje, condición de desgaste y desempeño general de cada uno de los pozos de estudio.

En el tercer capítulo se realiza un análisis de posicionamiento de martillo, deformación de tubería, torque, arrastre, zonas seguras, ensamblaje de fondo y parámetros de perforación de los pozos de estudio; que implica el empleo de varios software en donde se identifica con mayor exactitud los problemas suscitados en corridas anteriores, para de esta manera recomendar, diseñar y optimizar un adecuado BHA de Coring.

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

PRESENTACIÓN

La toma de núcleos dentro de las operaciones de perforación es de vital importancia para los diferentes análisis petrofísicos y geológicos requeridos en la industria petrolera, los que se obtienen mediante la perforación de la formación con un taladro rotatorio de sección transversal hueca, en donde se obtienen muestras en forma cilíndrica.

Como parte del estudio se pretende establecer una metodología dinámica de investigación en donde se analizan los diferentes problemas que han ocurrido en Yanaquincha Norte A – 002 y los pozos cercanos al mismo, para de esta manera adaptar al problema principal las debidas soluciones y poder optimizar el diseño del BHA y selección de parámetros de perforación para el corte y recuperación de núcleos de la formación Napo en pozos direccionales tipo “J”.

El análisis se desarrolla considerando las problemáticas presentadas, su relación con el BHA y parámetros de perforación utilizados en el pozo Yanaquincha Norte A-002 en la formación Napo del campo Yanaquincha y en 3 pozos de similares características, con el servicio de Coring de la empresa NOV Wellbore Technologies de Ecuador.

Realizado el análisis, se emplean ecuaciones disponibles de ubicación del martillo de perforación, compresibilidad de la formación, peso disponible sobre la broca, esfuerzo mecánico, así como el uso de Software VIBRASCOPE, JAR PLACEMENT y TERRASCOPE, para identificar problemas relacionados directamente con el BHA.

Identificado el problema, se modifica el diseño de BHA de tal manera que elimine los problemas presentados durante la toma de núcleos en los pozos de estudio, el cual será ingresado y simulado en los Softwares mencionados para corroborar el diseño planteado y de esta manera poder sugerirlos para futuros proyectos.

CAPITULO I

CARACTERÍSTICAS GEOLÓGICAS DEL CAMPO YANAQUINCHA, DESCRIPCIÓN DE HERRAMIENTAS Y PARÁMETROS DE PERFORACIÓN

1.1. ANTECEDENTES

El Estado Ecuatoriano, en el año 1985, adjudicó el Bloque 15 a la empresa “Occidental Exploration and Production Company (OEPC)”, iniciando los trabajos exploratorios pero sin ningún resultado favorable. En el año 1998 se retoma la perforación exploratoria, se conforma el campo Yanaquincha y se identifica, mediante sísmica 2D, las estructuras de este complejo hidrocarburífero.

En octubre del 2002 se perforó el primer pozo exploratorio, Yanaquincha Este A1, hasta la profundidad de 10479 ft, se instaló tubería de revestimiento y se cerró para posteriores pruebas de evaluación.

El 21 de Julio del 2003 se aprueba un plan de desarrollo para el Complejo Yanaquincha e inicia la producción con los pozos Yanaquincha Oeste A-01 y Yanaquincha Este A-01; ambos de la arena “U” Inferior.

Petroamazonas realizó sísmica a través de la Cia. Seisexpo Geophysics Inc. LandOcean en el 2011, confirmando la existencia de un alto estructural en la parte norte de Yanaquincha Oeste y con la perforación del pozo Yanaquincha Norte A-001 se encontró hidrocarburo en los reservorios U media, U inferior y T principal. Con estos resultados, para el 2012, se aprueba un nuevo plan en donde se decide perforar la zona de Yanaquincha Norte sumando un total de 19 pozos para el período 2012 – 2014.

El área Yanaquincha cubre aproximadamente una superficie de 1054 Km² y es considerado, por la calidad del crudo y las reservas estimadas, como una de las de mayor importancia para la producción del bloque petrolero. El campo Yanaquincha aporta con una producción diaria de aproximadamente 8232 BPPD.

En la actualidad el Bloque 15 es operado por Petroamazonas EP y está integrado por: Yanaquincha, Limoncocha, Indillana, Paka Sur y Norte, Palmar Oeste y Norte, Pañayacu y Tuich.

1.2. UBICACIÓN GEOGRÁFICA

El campo Yanaquincha se localiza en la parroquia La Unión Milagreña, Cantón Joya de los Sachas, provincia de Orellana, sector Oeste del Bloque 15 de EP PETROAMAZONAS, ubicado en la Cuenca Oriente, en el Este del Ecuador, al Suroeste del campo Shushufindi, (Garcés, 2014).

Limita al Sur con el campo Yuca, al Norte con el campo Paka, al Este por los campos Limoncocha e Indillana y al Oeste por los campos MDC y Sacha.

En la Tabla 1.1 se presenta la ubicación geográfica en latitud y longitud.

TABLA 1.1. COORDENADAS GEOGRÁFICAS DEL CAMPO YANAQUINCHA

Coordenadas del campo Yanaquincha	
Latitud	76°48'53.95''W y 76°42'25.88''W
Longitud	0°22'47.25''S y 0°19'32''S

Fuente: Petroamazonas EP

Elaborado por: Michelle Lourido

En la Figura 1.1 se visualiza la ubicación del campo Yanaquincha.

1.3. GEOLOGÍA DEL CAMPO YANAQUINCHA

1.3.1. Descripción estructural

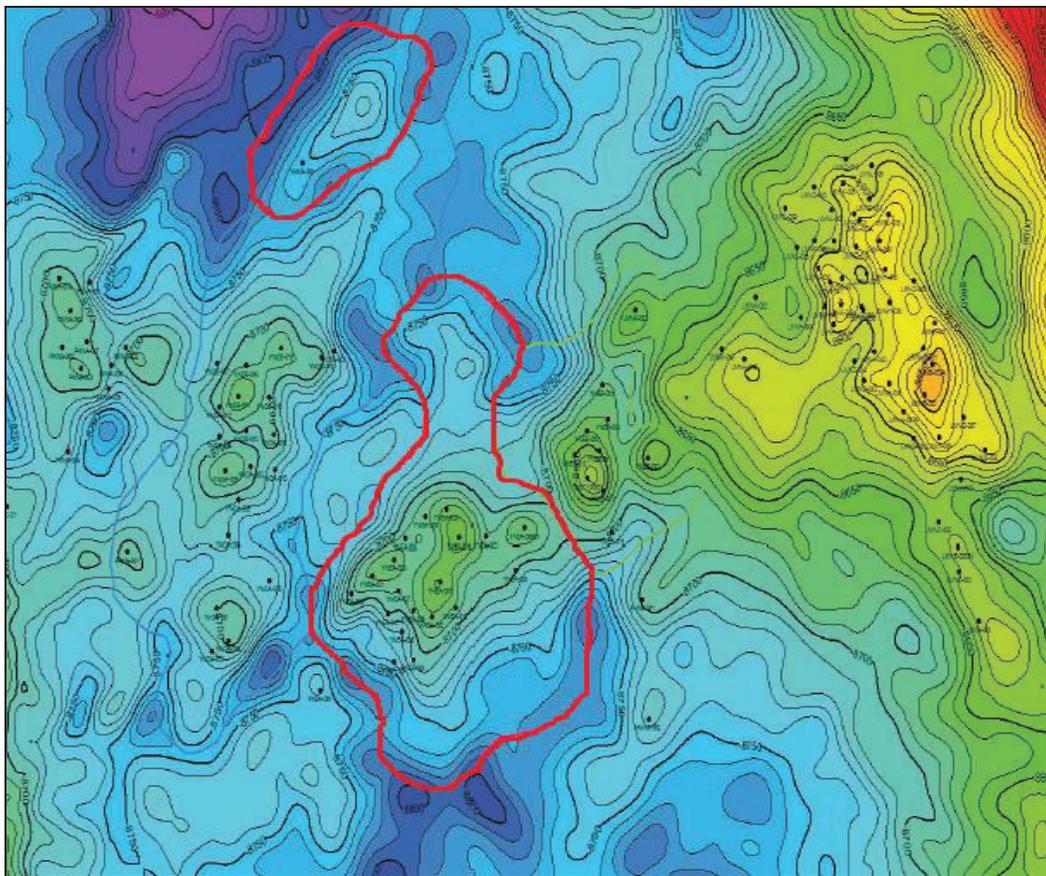
En el campo Yanaquincha se identifican dos estructuras anticlinales claramente definidas y son: Yanaquincha Este, es un anticlinal tenue de orientación Noroeste – Suroeste conformado por altos estructurales y el Yanaquincha Oeste localizado inmediatamente al Este de los campos MDC y Paka Norte, es un anticlinal de

1.3.2. Descripción estratigráfica

La formación Napo de edad Cretácica, integrada por varios yacimientos separados verticalmente, donde se encuentra la mayor parte de hidrocarburos; su valor estratigráfico y productor se registra en las areniscas productoras “U” y “T”, (Garcés, 2014).

La Figura 1.2 muestra el mapa estructural del campo Yanaquincha y la distribución de los pozos perforados.

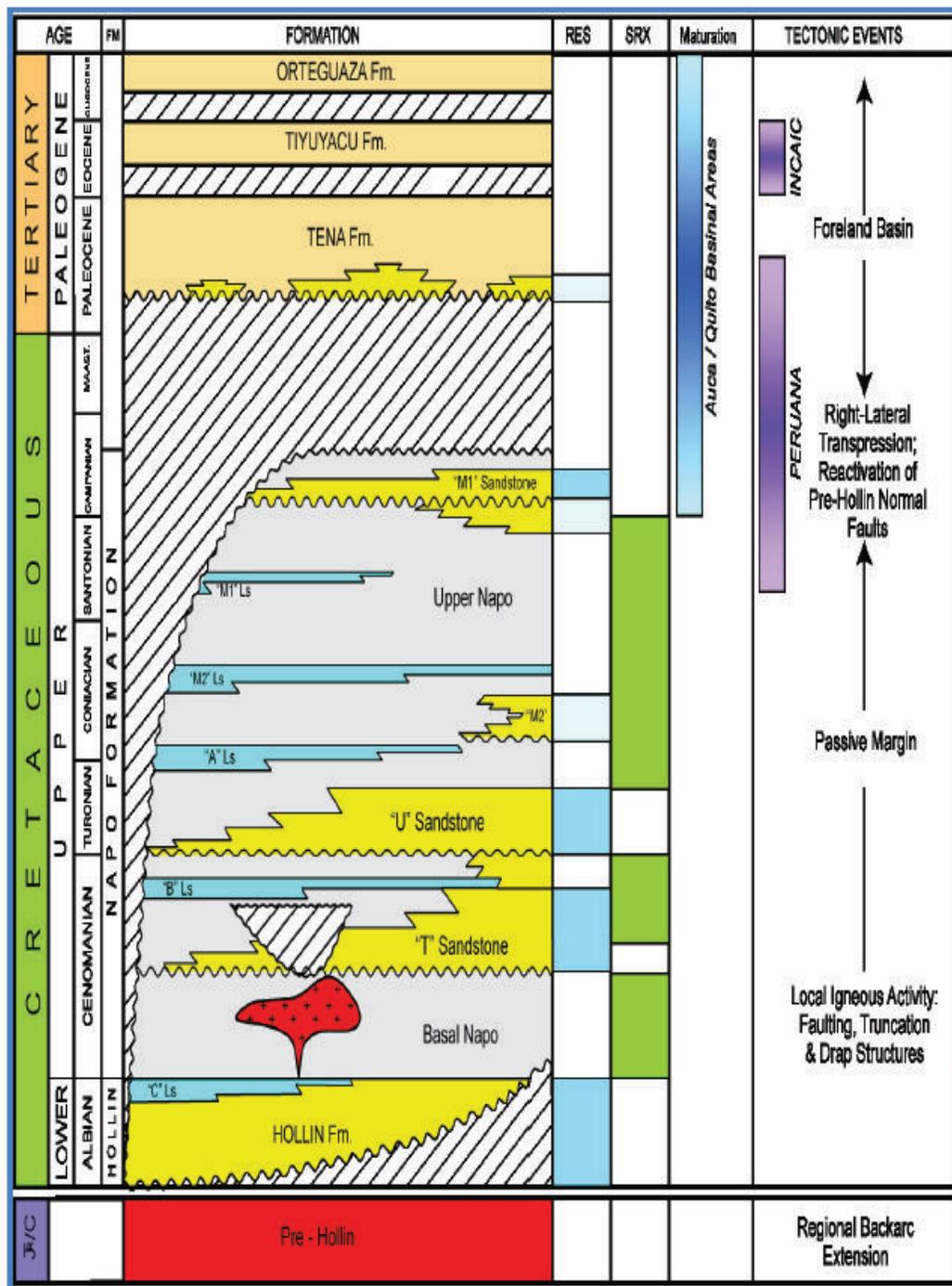
FIGURA 1.2. MAPA ESTRUCTURAL DEL CAMPO YANAQUINCHA



Fuente: Petroamazonas EP

En la figura 1.3 se representa la columna estratigráfica generalizada del Bloque 15, donde las principales arenas productoras son: “U” Inferior y “T” Principal.

FIGURA 1.3. COLUMNA ESTATIGRÁFICA DEL BLOQUE 15



Fuente: Petroamazonas EP

1.3.2.1. Formación Napo

La formación Napo se encuentra sobre la formación Hollín, constituida por lutitas y calizas con intercalaciones de areniscas; fácilmente reconocible en sísmica por la presencia de reflectores fuertes que corresponden a niveles de calizas, (Jaillard, 1997).

1.3.2.1.1. Arenisca “U”

Este estrato se divide en tres partes:

- Arenisca “U” Superior

Se encuentra constituida por una arenisca de color blanco a gris, en donde los granos están compactados de fino a medio, subredondeada a redondeada y sin manifestaciones de hidrocarburo. Hay presencia de intercalaciones de lutitas gris oscura a negra, moderadamente dura, (Acaro, A; León, J; 2015).

- Arenisca “U” Media

Posee una arenisca café claro, blanca, translúcida a transparente, en donde los granos van de fino a medio, pobre manifestación de hidrocarburos. Hay presencia de intercalaciones de lutitas y calizas al tope y base de la misma, (Acaro, A; León, J; 2015).

- Arenisca “U” Inferior

Constituida por arenisca color café claro, blanca, translúcidas a transparente, de grano fino a medio, cuarzosa. Las manifestaciones de hidrocarburos van del 10 al 20% de la muestra.

1.3.2.1.2. Arenisca “T”

Se divide en dos secciones:

- Arenisca “T” Superior

Presenta un color gris claro, blanco, translúcido a transparente, los granos son muy finos con pobre manifestación de hidrocarburos; cuenta con intercalaciones de lutitas y caliza en el tope, (Acaro, A; León, J; 2015).

- Arenisca “T” Principal

La Arenisca “T” Principal posee un color café claro, hialino, transparente a translúcida, suelta a friable, los granos van de medio a fino, con una moderada selección, cemento no visible, porosidad no visible, y presencia de hidrocarburo residual. Además de contener delgadas intercalaciones de lutitas, (Acaro, A; León, J; 2015).

1.4. PROPIEDADES PETROFISICAS

1.4.1. Porosidad

La porosidad es la capacidad para acumular y almacenar fluidos, requiere de espacios vacíos en la roca – reservorio. Se clasifican en: primaria, que se debe a los procesos sedimentarios que originaron el reservorio (arenas); y, secundaria, que se debe a movimientos posteriores como fracturamiento, disolución, cementación o combinación de los mismos (calizas, dolomitas), (Bidner, 2001).

1.4.2. Permeabilidad

Es la capacidad para hacer mover (transferir) los fluidos, se mide en Darcy; es conocida como permeabilidad absoluta, depende exclusivamente del medio poroso y es independiente del fluido que lo inunda. (Bidner, 2001).

El tamaño de los granos es proporcional a la permeabilidad; a granos grandes permeabilidades altas y a granos pequeños permeabilidades bajas.

1.4.3. Saturación de fluidos

La saturación de fluidos se define como la fracción del volumen poroso del yacimiento ocupado por determinado fluido.

La sumatoria de las saturaciones de todos los fluidos que se encuentran presente en el espacio poroso de una roca es igual a 1. La saturación de agua siempre está

presente en la zona de hidrocarburo, ya sea de manera móvil o como saturación de agua connata (S_{wc}), (Bidner, 2001).

1.4.3.1. Saturación de agua connata (S_{wc})

Es la saturación de agua presente en el yacimiento al momento del descubrimiento; considerado como el remanente, se correlaciona con la permeabilidad, el área superficial y el tamaño de los poros. A mayor área superficial y menor tamaño de partículas, mayor es la saturación de agua connata, (Bidner, 2001).

1.4.4. Presión Capilar

La presión capilar es la diferencia en presión que resulta a través de la interfase que separa dos fluidos inmiscibles; es decir, la capacidad de succión de una roca para un líquido que humecta la roca, o la capacidad de la roca para repeler un fluido no humectante, (Bidner, 2001).

1.4.5. Tamaño de poro

Se debe entender como el radio de la esfera más grande que se puede dibujar dentro del mismo. También, el radio de la garganta poral es el radio de la circunferencia menor trazada en dirección perpendicular a la dirección del flujo.

Se define al poro como al espacio vacío que posee la roca que no está ocupado ni por granos ni matriz, y que en ocasiones está lleno de fluidos.

1.4.6. Contacto Agua – Petróleo (CAP)

El petróleo y el agua son inmiscibles, por lo tanto el contacto entre ambos corresponde normalmente a una zona de transición y suele existir agua irreductible que es absorbida por los granos de las rocas y petróleo inmóvil que no puede ser producido. El CAP no siempre conforma una superficie horizontal plana, sino que puede estar inclinado o ser irregular, (Schlumberger, 2015)

Las propiedades petrofísicas de las arenas de la formación Napo se presentan en la Tabla 1.2.

TABLA 1.2. PROPIEDADES PETROFÍSICAS DE LAS ARENAS DE LA FORMACIÓN NAPO EN EL CAMPO YANAQUINCHA

Arena	Porosidad (%)	Saturación del agua (%)	Volumen de arcilla (%)
“U” Superior	12.6	41 – 59	< 35
“U” Media	13	15 – 53	< 35
“U” Inferior	16	15 – 38	10 – 22
“T” Superior	13	26 – 55	11 – 35
“T” Principal	16	14 – 57	7 – 23

Fuente: Petroamazonas EP

Modificado por: Michelle Lourido

1.5. FUNDAMENTOS TÉCNICOS QUE INTERVIENEN EN LA PERFORACIÓN DIRECCIONAL

1.5.1. Pozo direccional

Un pozo direccional es aquel que se perfora a lo largo de una trayectoria planeada a través del yacimiento hasta llegar a un objetivo, el cual se encuentra a determinada distancia lateral de la localización superficial del equipo de perforación.

1.5.2. Tipos de perfiles de pozos direccionales

1.5.2.1. Tipo “S”

Los pozos tipo “S” están formados por una sección vertical y su desviación inicia cerca de la superficie, la inclinación se mantiene hasta que se logra casi todo el desplazamiento lateral, seguidamente se reduce el ángulo de desviación hasta volver el pozo a la vertical y llegar a TD, (Cárdenas, 2008) (ver figura 1.4).

1.5.2.2. Tipo “J”

En estos pozos, la desviación comienza a una gran profundidad por debajo de la superficie y el ángulo promedio de inclinación se mantiene constante hasta llegar a TD del pozo, (Cárdenas, 2008) (ver figura 1.4)

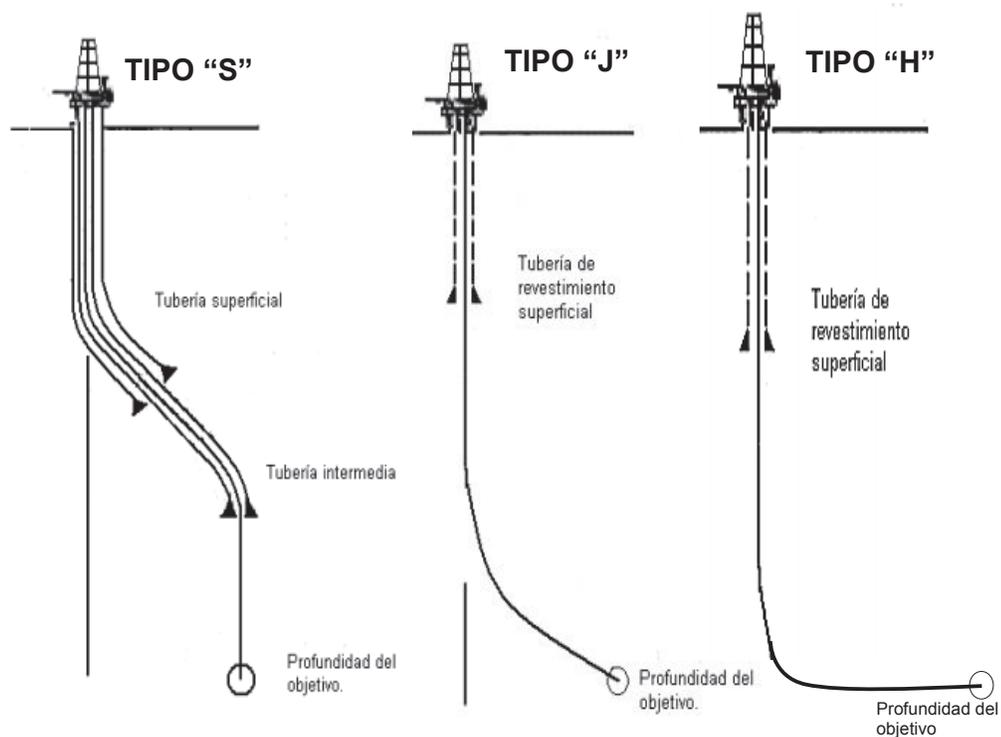
1.5.2.2.1. Tipo "J" modificado

Una vez alcanzado el ángulo previsto en el plan, y mantenida la inclinación, se inicia la caída del ángulo sin llegar a verticalizar hasta la profundidad del pozo.

1.5.2.3. Tipo Horizontal

Se denomina horizontal los pozos con un ángulo de inclinación no menor de 86° respecto a la vertical; la longitud de la horizontal depende de la extensión del yacimiento, (ver figura 1.4).

FIGURA 1.4. PERFIL DE POZOS DIRECCIONALES



Fuente: IADC, IADC Drilling Manual, 2000, p – 54

Modificado por: Michelle Lourido

1.6. CONCEPTOS GENERALES DE LA PERFORACIÓN DIRECCIONAL

1.6.1. Profundidad Medida (MD)

Distancia medida a lo largo de la trayectoria real del pozo, desde el punto de referencia en la superficie hasta el punto de registros direccionales.

1.6.2. Profundidad Vertical (TVD)

Distancia vertical desde el nivel de referencia de profundidad hasta un punto en la trayectoria del pozo.

1.6.3. Inclinación (°)

Ángulo en grados entre la vertical local y la tangente al eje del pozo en un punto determinado.

1.6.4. Vertical Section (Vs)

Distancia total y lineal, en el plano horizontal hasta el objetivo del pozo.

1.6.5. Azimuth

Dirección del pozo sobre el plano horizontal medida como un ángulo en sentido de las manecillas del reloj, a partir del Norte como referencia.

1.6.6. Dog Leg

Curvatura total del pozo entre dos estaciones de registro direccional, se mide en grados.

1.6.7. Dog Leg Severity

Cantidad de cambio en la inclinación de un pozo, normalmente se expresa en grados por cada 100 pies de longitud.

1.6.8. Build Up Rate (BUR)

Es la velocidad de incremento de ángulo de inclinación con que se va construyendo la trayectoria del pozo, se expresa en grados por cada 100 pies.

1.6.9. Kick off Point (KOP)

Es el punto por debajo de la superficie donde empieza a desviarse la vertical, depende de la geometría del pozo y proximidad de pozos vecinos.

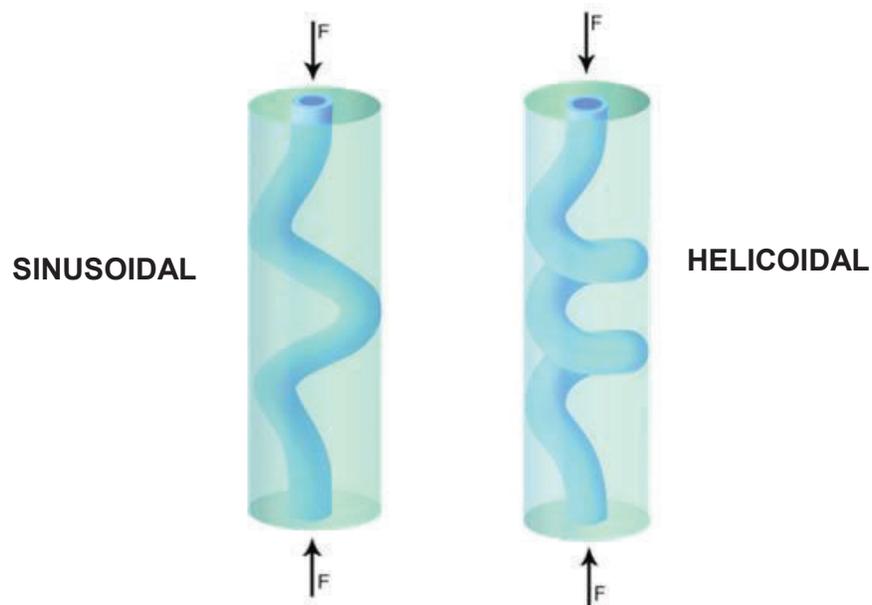
1.7. FACTORES QUE INTERVIENEN EN EL ENSAMBLAJE DE FONDO DURANTE LA PERFORACIÓN

1.7.1. Pandeo

El pandeo, o también denominado buckling, es un fenómeno resultante de la deformación de la sarta de perforación que se produce debido a las grandes fuerzas compresivas que afectan su estabilidad elástica y distorsiona la tubería.

Existen dos tipos de pandeo: sinusoidal y helicoidal (ver Figura 1.5); cuando hay mucho aumento en las fuerzas compresivas es probable que el ensamblaje de fondo se atasque, ocasionando problemas muy severos, (Gallegos, 2013).

FIGURA 1.5. TIPOS DE PANDEO

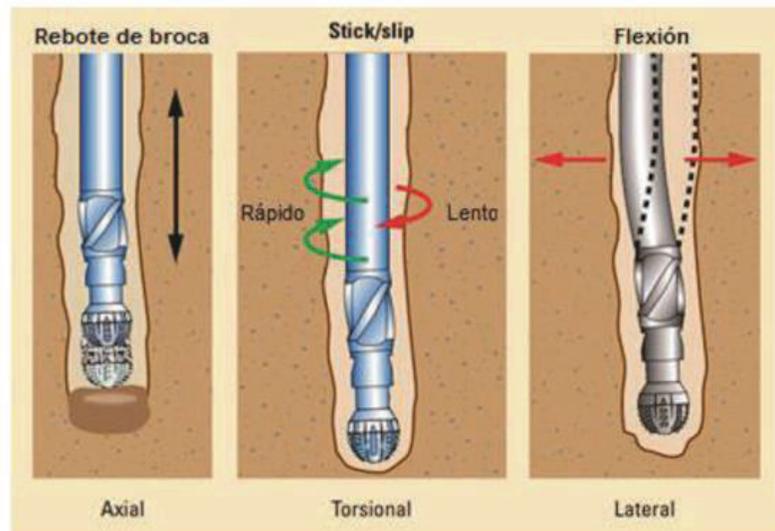


Fuente: DSE Downhole Tools & ICT

1.7.2. Vibraciones

Las principales razones para que la sarta de perforación vibre son el contacto de la corona con la formación y el contacto entre la sarta de perforación y la pared del agujero. Esas vibraciones pueden generar movimientos axiales, laterales y torsionales (ver Figura 1.6).

FIGURA 1.6. VIBRACIONES EN LA SARTA DE PERFORACIÓN



Fuente: Documentos NOV, Downhole

1.7.2.1. Vibraciones axiales

Este tipo de vibraciones o movimientos se genera en manera vertical y se manifiesta como saltos en la sarta de perforación. Se produce el fenómeno denominado rebote de broca como se muestra en la Figura 1.6.

1.7.2.2. Vibraciones Torsionales

Estas vibraciones provocan que la rotación de la corona sea irregular, y puede generar daños en la tubería. Este movimiento hace que la corona y los estabilizadores acumulen una gran cantidad de energía, que al liberarse, provoca un incremento drástico y peligroso en la velocidad de rotación, (Arellano, Cárdenas, 2008).

1.7.2.2.1. Stick –Slip

Es un tipo de vibración torsional denominado también “atascamiento – deslizamiento”, en donde la corona permanece estacionada por un periodo de tiempo debido a la fricción producida entre ésta y la formación, (Benítez, 2015).

1.7.2.3. Vibraciones laterales

Las vibraciones laterales ocurren cuando la corona o los estabilizadores giran alrededor de un eje no coincidente con el agujero provocado por un desbalance en la sarta, lo que causa una ampliación en el diámetro del agujero, (Arellano, Cárdenas, 2008).

1.7.3. Tensión

Es la fuerza de reacción que intenta devolver la sarta de perforación a su estado inicial, (Gallegos, 2013).

1.7.4. Peso de la sarta WOH

Es la fuerza que actúa en la sarta de perforación que por efecto de la gravedad tiende llevarla al fondo del hoyo.

1.7.5. Fuerzas laterales

Las fuerza laterales se hacen más intensas en la broca y ocasionan un incremento en la construcción del ángulo (ver Figura 1.8). Mientras mayor peso a la broca se aplique, mayor será el efecto sobre el BHA para cambiar la dirección, (Gallegos, 2013).

1.7.6. Torque y Arrastre

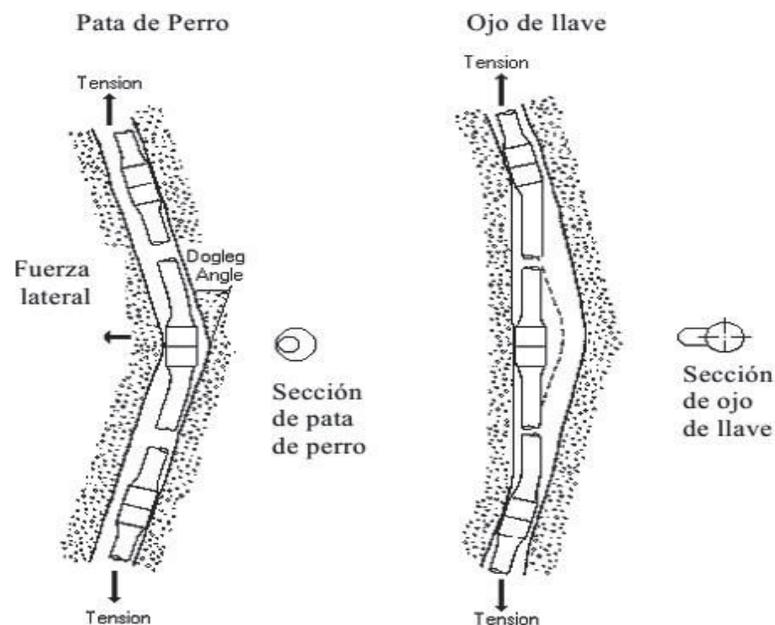
El torque es una carga rotacional generada por diferentes fuentes en el hoyo: torque friccional, torque mecánico. El torque friccional es una carga generada debido a las fuerzas de contacto entre la sarta de perforación y el hoyo. El mecánico es generado por la interacción del BHA con los ripios de la formación.

El arrastre es una fuerza axial generada de forma similar al torque y ocurre cuando la sarta se detiene y la tubería se mueve únicamente en dirección axial. El arrastre siempre va a operar en la dirección opuesta en la cual la tubería está siendo movida. En la Figura 1.9 se muestran las diferentes fuerzas que actúan sobre la tubería en un pozo desviado, (Chacón, Ciccola, Pineda, Martínez, 2012).

1.7.7. Fatiga de la tubería

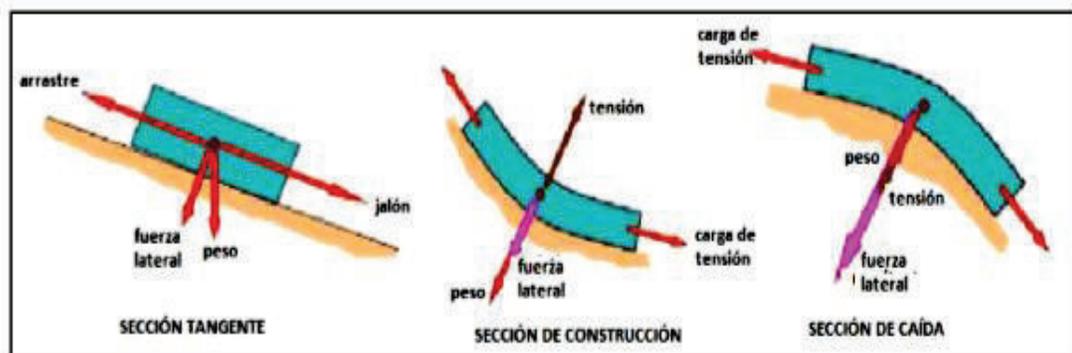
La falla por fatiga es un modo de falla asociado a la aplicación repetida de cargas variables, la cual genera o propaga una grieta hasta la eventual falla del componente. Esta fatiga ocasiona un ojo de llave (ver Figura 1.7) que es la deformación del diámetro del agujero debido al continuo contacto de la tubería con las paredes de la formación, (Grittini, Rodríguez, 2011).

FIGURA 1.7. FATIGA EN TUBERÍA DE PERFORACIÓN



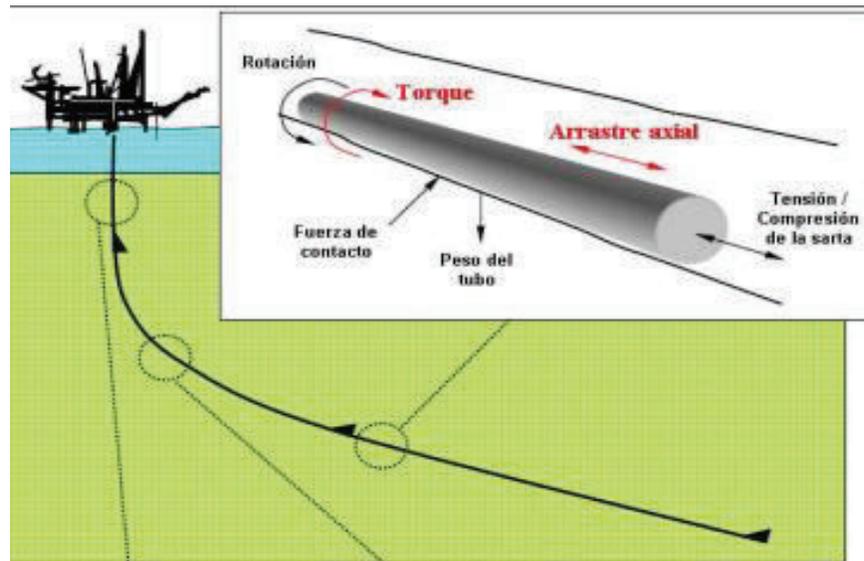
Fuente: DATALOG, Manual de operaciones en el pozo

FIGURA 1.8. FUERZAS LATERALES QUE ACTÚAN EN EL BHA



Fuente: Aplicación de Torque y Arrastre, Schlumberger

FIGURA 1.9. FUERZAS SOBRE LA TUBERIA EN UN POZO DESVIADO



Fuente: Mims, 2003

1.7.8. Rigidez

Es la capacidad de resistencia de la tubería a doblarse o torcerse por la acción de fuerzas exteriores que actúan sobre la misma.

1.8. DEFINICIÓN DE ENSAMBLAJES DE FONDO

Para realizar el trabajo de toma de núcleos es preciso diseñar, establecer y proceder a perforar con un ensamblaje de fondo también conocido como BHA, que comprende varias herramientas entre la broca y la tubería de perforación.

Tiene como principales funciones transmitir y soportar cargas axiales (WOB), transmitir y soportar cargas torsionales (torque), transmitir hidráulica para limpiar el hoyo y enfriar la broca, además de producir hoyos en calibre, evitar la formación de desviaciones, mantener estabilidad en el hoyo, minimizar las vibraciones y la pega de la sarta de perforación.

Cuando se aplica peso sobre la broca (WOB), se genera una fuerza sobre ella que le dará tendencia al hoyo a desviarse de la vertical; la resultante de estas fuerzas puede estar en la dirección en la que se requiera incrementar, disminuir o mantener una inclinación constante, (Gallegos, 2013).

En lo que a litología se refiere, cuando hay formaciones suaves, pozos verticales o secciones en donde hay menor ángulo de inclinación, es mucho más fácil perforar con respecto a formaciones fuertes y pozos direccionales ya que debido a los altos ángulos se requiere un mayor peso a la broca para de esta manera combatir los efectos de fricción, arrastre, torque y pandeo de la sarta de perforación, (Gallegos, 2013).

1.9. COMPONENTES DEL BHA PARA LA TOMA DE NÚCLEOS

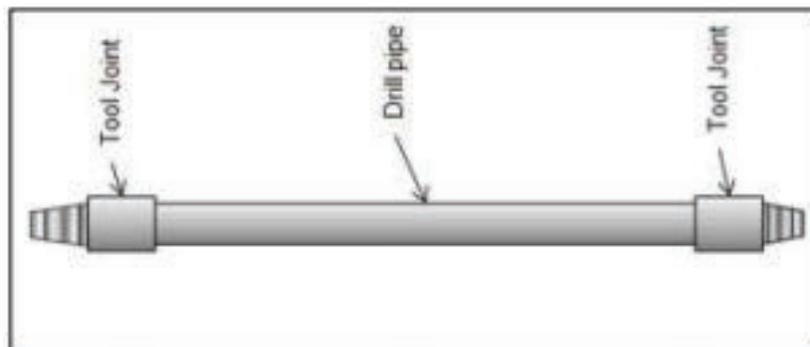
El equipo de Coring Convencional está diseñado con un barril interior y un barril exterior; este último es elaborado con tubería de acero y similar al collar de perforación, rodea al barril interno que usa una tubería lisa o ranurada con el fin de facilitar la entrada del núcleo, (López, 2009).

A continuación se detalla los componentes y equipos que se utilizan en un BHA para la toma de núcleos.

1.9.1. Tubería de perforación (DP)

Conocida como Drill Pipe, constituye más del 90% de la sarta de perforación; son tuberías de acero que miden entre 18 – 45 pies de longitud y une el ensamblaje de fondo con la superficie. Su función es de transmitir la potencia generada por los equipos de rotación de superficie a la corona, además de permitir que la sarta alcance la profundidad deseada, (Gallegos, 2013). En la Figura 1.10 se presenta un modelo de tubería de perforación o drill pipe.

FIGURA 1.10. TUBERIA DE PERFORACION – DRILL PIPE



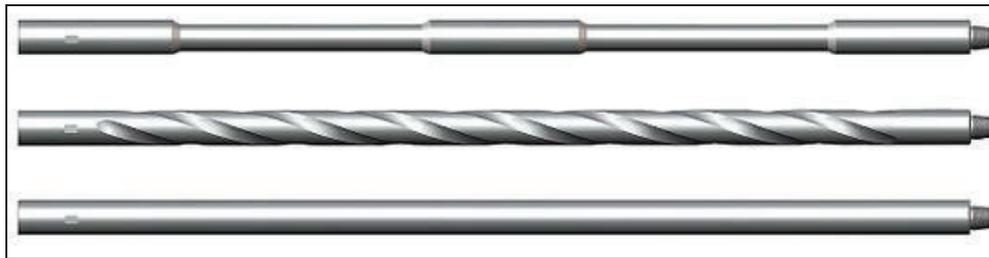
Fuente: Drilling Formulas, Coefficient of the Bore of Drill Pipe and Tool Joint

1.9.2. Tubería pesada (HWDP)

Es una tubería de menor tamaño que en los extremos posee juntas de conexión para tubería de perforación, sirve como zona de transición entre las herramientas direccionales y la tubería de perforación, minimizando los cambios de rigidez de los componentes de la sarta. Su función es mantener el Drill Pipe en tensión y dar peso a la broca de igual manera a los Drill Collar, especialmente en la perforación direccional.

Se conocen dos tipos de HWDP: convencional (amortiguador de desgaste) y espiral (sin amortiguador de desgaste), (ver Figura 1.11).

FIGURA 1.11. TIPOS DE HWDP

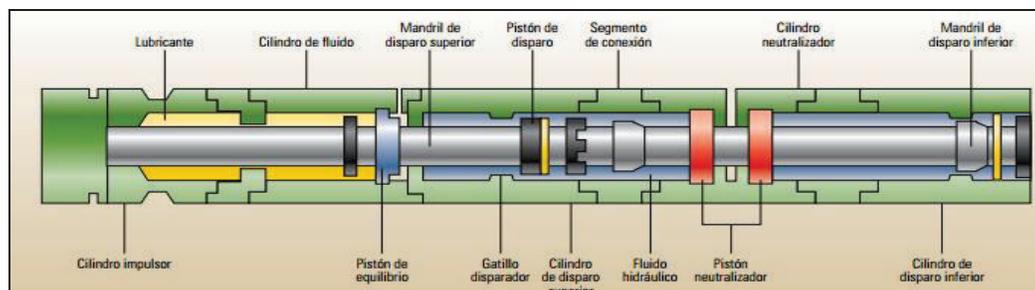


Fuente: China Petroleum Technology & Development Corporation, HWDP

1.9.3. Martillos

Son herramientas utilizadas en caso de atascamiento o pega de tubería, diseñados para proveer un impacto ya sea hacia arriba o hacia debajo de la sarta de perforación, (Gallegos, 2013). En la Figura 1.12 se muestra las partes de un martillo.

FIGURA 1.12. PARTES DE UN MARTILLO (HYDRA – JAR)

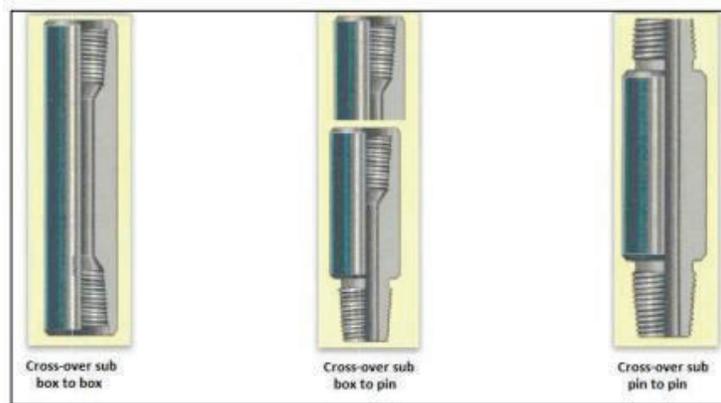


Fuente: Oilfield Review, Schlumberger, Hydra – Jar AP y Jar – Pact

1.9.4. Cross Over

Son componentes de fondo de la sarta de perforación que generalmente no superan los 4 ft de longitud, sirven para conectar herramientas y tuberías que tienen diámetros diferentes o que no son compatibles con el tipo de conexión, (ver Figura 1.13).

FIGURA 1.13. CROSS OVER SUB



Fuente: Jereh Drilltech, Cross – Over Sub

1.9.5. Drill Collar

Los collares de perforación son tuberías de acero o metal no magnético de gran espesor, localizados encima de la broca, lo cual le proporciona rigidez y peso necesario para una mejor penetración de la formación.

En la Figura 1.14 se muestra dos tipos de collares: espiral y lisos, respectivamente.

FIGURA 1.14. DRILL COLLARS DE PERFORACIÓN



Fuente: JA Oilfield Manufacturing Inc., Steel Drill Collars

A continuación se detallan los componentes del Equipo de Coring.

1.9.6. Top Sub

Es la parte superior del sistema de corte de núcleos que se conecta con el aparejo de perforación, (López, 2009).

1.9.7. Junta de seguridad

La junta de seguridad está constituida por 2 partes esenciales: el PIN y el BOX; la función de esta junta es de aislar el tubo interno para evitar la rotación de la misma, (NOV, 2015) (ver Figura 1.15).

FIGURA 1.15. JUNTA DE SEGURIDAD



Fuente: NOV CORING, 2015

1.9.8. Cojinete (Bearing)

Está localizado en la parte superior en el barril, proporcionando independencia entre la rotación del barril interior y el barril exterior, (López, 2009), (ver Figura 1.16).

FIGURA 1.16. BEARING (COJINETES)



Fuente: NOV CORING, 2015

1.9.9. Swivel (Unión giratoria)

La unión giratoria permite al barril exterior rotar alrededor del barril interior (fijo) conservando el ritmo de penetración y permitiendo optimizar el flujo del fluido a través del barril interno para de esta manera mejorar el sistema hidráulico de la corona y mantener la circulación, (López, 2009) (ver Figura 1.17).

FIGURA 1.17. SWIVEL



Fuente: NOV CORING, 2015

1.9.10. Esfera de acero

Este componente es lanzado para que sea asentado en el interior del swivel, empujando e impidiendo el paso del fluido de perforación a través del barril interior, su principal acción es forzar al fluido a pasar por el espacio anular conformado entre el barril interior y el barril exterior, (López, 2009).

En la Figura 1.18 se observa la esfera junto al asiento.

FIGURA 1.18. CONJUNTO DE ASIENTO Y ESFERA



Fuente: NOV CORING, 2015

1.9.11. Asiento de esfera

Permite circular un volumen de lodo de perforación que asegurará la limpieza en el barril interior y en el pozo antes de empezar a cortar el núcleo. Sobre éste se aloja la esfera para crear un by pass para desviar el fluido hacia el anular, (NOV, 2015).

1.9.12. Barril externo

Estos barriles tienen una longitud normalmente de 28 ft y se pueden añadir conjuntamente para hacer un conjunto de cuerpo central más largo; son armados con estabilizadores cada 28 ft, (NOV, 2015).

1.9.13. Barril interno

Esta herramienta se une al barril exterior mediante la junta de seguridad y retiene el núcleo una vez que ha sido cortado, apoyándolo de forma mecánica y aislándolo del fluido de perforación, (NOV, 2015).

Se dispone de tipos de barril internos, como: PVC, aluminio (lisos – acanalados) y fibras de vidrios; siendo los dos últimos los más usados como método estándar para contener el núcleo.

1.9.14. Estabilizadores

Consta de un pin y una caja centralizadora en sus extremos; la función es mantener la tubería de perforación lejos de las paredes del hueco para prevenir el desgaste y guiar la broca en la dirección deseada.

Dentro del equipo de Coring se emplean los siguientes estabilizadores externos e internos.

1.9.14.1. Estabilizadores externos

Segmentos del barril externo, generalmente de 3 pies de longitud, fabricados con paredes endurecidas de tungsteno que ayuda a mantener el core barrel centrado en el hoyo.

Los estabilizadores externos se aprecian en la Figura 1.19.

FIGURA 1.19. ESTABILIZADORES EXTERNOS

Fuente: NOV CORING, 2015

1.9.14.2. Estabilizadores internos

Ayuda a centrar el barril interno independientemente del barril externo, para de esta manera mantenerlo derecho y prevenir contacto entre el diámetro exterior del barril interno y el diámetro interno del barril externo, (ver Figura 1.20).

FIGURA 1.20. ESTABILIZADOR INTERNO

Fuente: NOV CORING, 2015

1.9.15. Conjunto receptor (Catcher assembly)

Es el conjunto de componentes conectados al inicio del barril interno con el objetivo de retener la muestra. A continuación se describen cada uno de los elementos.

1.9.15.1. Retenedores (Core Catcher)

Diseñado para no dejar caer al núcleo cuando se levanta la sarta de tubería del fondo, (NOV, 2015).

Se han desarrollado tres tipos de retenedores:

- *Retenedores de giro.*- Su forma es de cuña tipo y se emplea para la mayoría de los tipos de núcleos.
- *Retenedores deslizables.*- Es una pequeña cuña deslizable, empleada para núcleos direccionales.
- *Retenedor hidráulico.*- Es insertado en un tubo cerrado hidráulicamente, recomendable para formaciones friables y fracturadas.

En la Figura 1.21 se observa el core catcher utilizado en la toma de núcleos.

FIGURA 1.21. CORE CATCHER



Fuente: NOV CORING, 2015

1.9.15.2. Zapatas

Equipo donde se aloja el catcher, localizado en la parte baja del barril interno, sirve como una guía para centrar la parte interna de la corona el barril mencionado, (ver Figura 1.22).

FIGURA 1.22. ZAPATA INFERIOR Y SUPERIOR

Fuente: NOV CORING, 2015

1.9.16. Broca (Corona)

Es una herramienta de corte que se sitúa en la parte inferior de la sarta de perforación, presenta las mismas características que una broca PDC con la diferencia de tener un agujero en el centro que forma el núcleo antes de entrar en el core catcher y el barril interno, (NOV. 2015) (ver Figura 1.23).

FIGURA 1.23. CORONA PDC

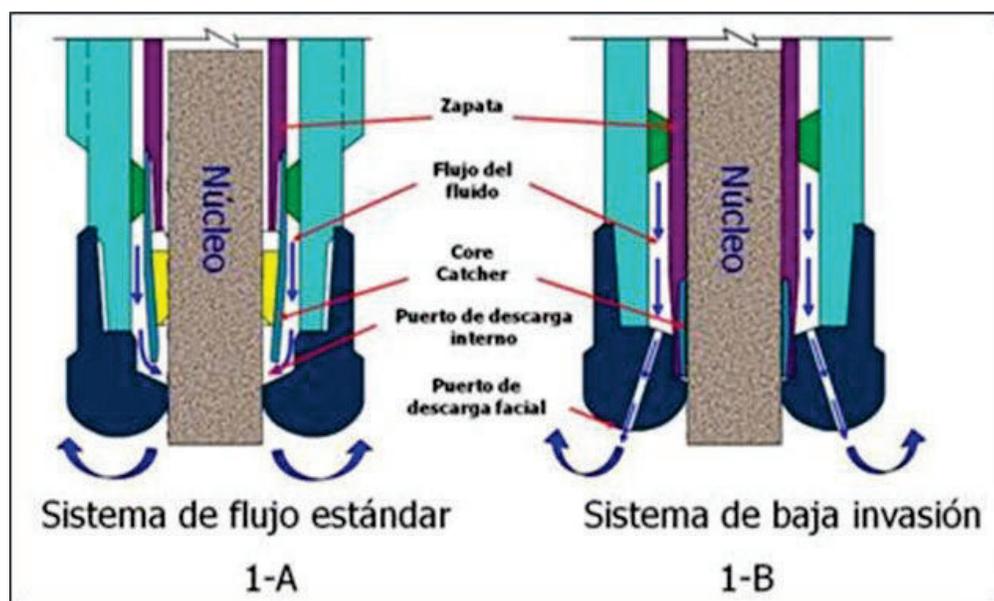
Fuente: Ficha Técnica de NOV, DOWNHOLE

En la Figura 1.24 se muestran dos configuraciones hidráulicas de coronas, en la 1-A se muestra una configuración de broca con diseño hidráulico estándar en

donde el fluido baja por el espacio anular y se dirige al núcleo al momento de llegar a la corona, produciéndole no sólo erosión en su superficie sino contaminando con lodo el interior, restándole valor para los análisis que deben realizarse.

En la 1-B se aprecia una configuración hidráulica denominada baja invasión, en donde el fluido al salir del espacio anular se dirige a unos puertos o toberas ubicados al centro de la corona, lejos del núcleo, minimizando la invasión de lodo en la muestra.

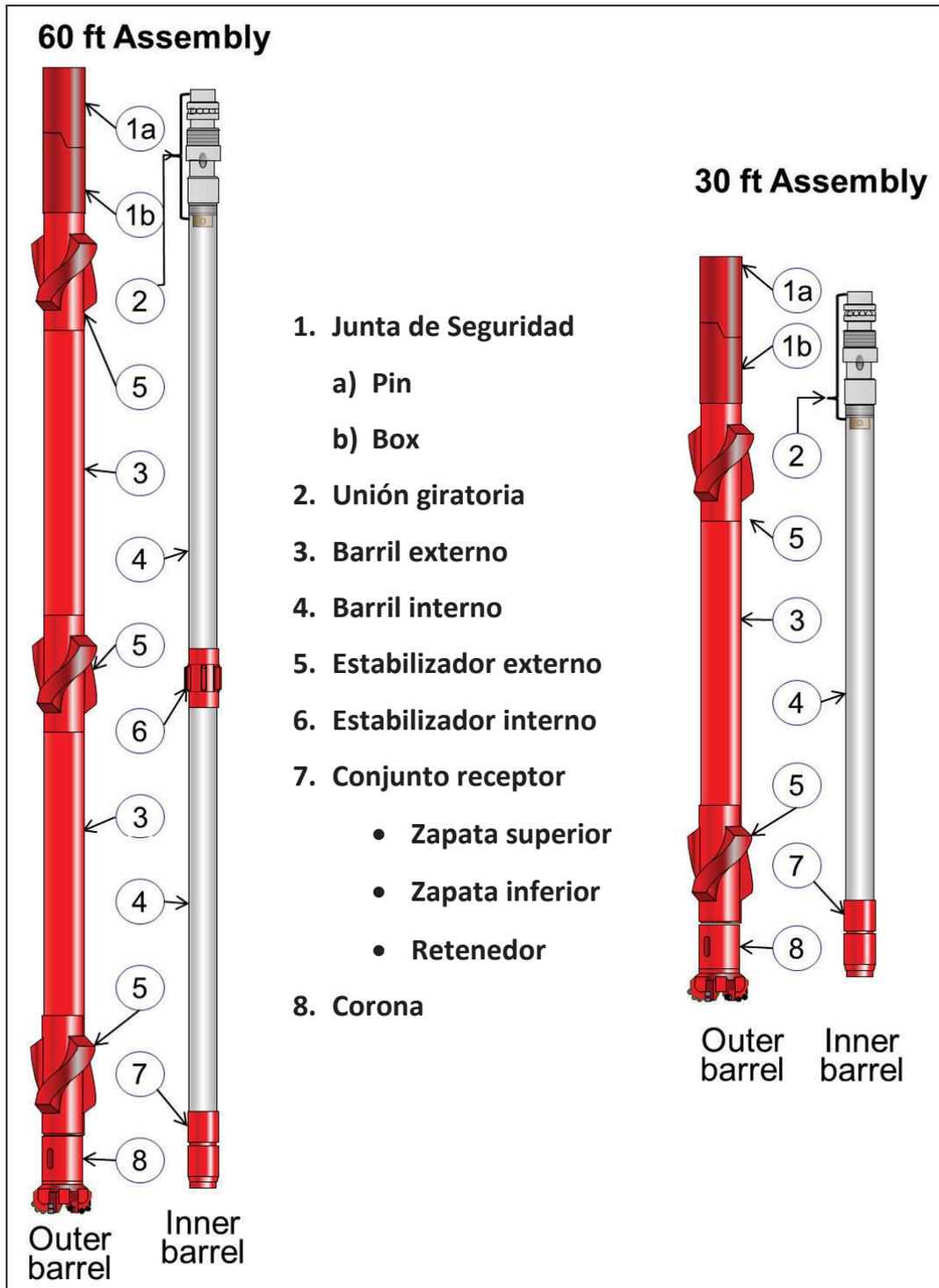
FIGURA 1.24. CONFIGURACIÓN HIDRÁULICA DE CORONAS



Fuente: DH CORING BASIC, NOV DOWNHOLE

En la Figura 1.25 se muestra el equipo de coring empleado por la empresa NOV para la recuperación de núcleos.

FIGURA 1.25. EQUIPO DE CORING



Fuente: DH CORING BASIC, NOV DOWNHOLE

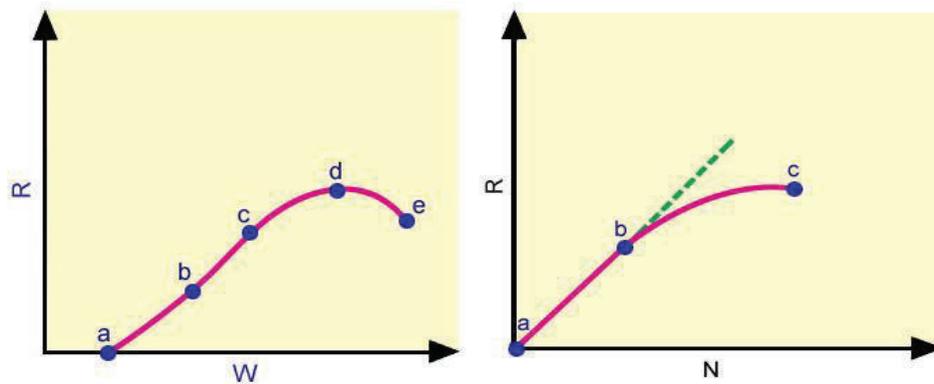
1.10. PARÁMETROS DE OPERACIÓN EN EL CORTE DE NÚCLEOS

1.10.1. Rata de penetración (ROP)

Es la rata a la cual el pozo está siendo perforado, es uno de los principales parámetros registrado durante las operaciones de perforación. Se mide en términos de profundidad ganada sobre un intervalo de tiempo dado.

La ROP se encuentra afectada directamente por la RPM (revoluciones por minuto) y WOB (peso sobre la roca). En la Figura 1.26 se observa la relación de la ROP vs WOB y ROP vs RPM

FIGURA 1.26. RELACION DE ROP VS WOB – ROP VS RPM

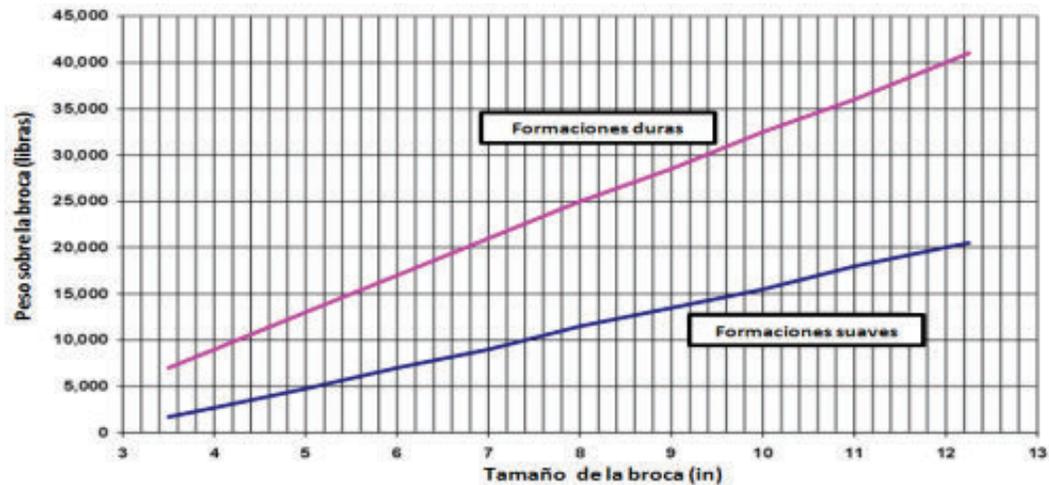


Fuente: Drilling Engineering, Bits

1.10.2. Peso sobre la broca (WOB)

Expresa la cantidad de peso o fuerza aplicada sobre la broca en el fondo del pozo. Esta cantidad resulta de la transferencia del peso de la sarta que ya no es soportada por el gancho, se mide en lb o klbs.

La Figura 1.27 relaciona el peso sobre la broca con el tamaño de la misma y con la dureza de la formación.

FIGURA 1.27. PESO SOBRE LA BROCA

Fuente: Baker Hughes Inteq, Fluids Facts Engineering Handbook, Houston, 1998

1.10.3. Velocidad de rotación (RPM)

Rotación aplicada a la broca desde superficie o desde motores de fondo. La rotación en superficie puede proporcionarse a través del Top Drive, se toma en cuenta el caudal que pase a través del motor y el tipo de formación que atraviese, a mayor flujo mayor rotación.

1.10.4. Tasa de flujo

La tasa del flujo o caudal es uno de los parámetros que influyen en la operación de corte de núcleos y debe ser controlado en formaciones de baja permeabilidad; se considera adecuado bombear entre 5.3 y 7 galones por minuto de fluido por cada pulgada cuadrada del área del agujero, de esta manera se garantiza una buena limpieza del pozo y se evita la acumulación de ripios en el espacio anular.

1.10.5. Torque

Es una carga que representa la resistencia a la rotación debido a las fuerzas de contacto entre la sarta de perforación, revestidor y hoyo abierto. Hay una relación directa entre el torque y las RPM aplicadas; si la velocidad de rotación aumenta, de la misma manera lo hará el torque. Además, el torque incrementará con el

aumento de la profundidad y por consiguiente aumentará la fricción con las paredes del pozo, (Gallegos, 2013).

1.10.6. Sobre tensión (overpull)

La tensión es la fuerza de reacción que intenta devolver a la sarta de perforación a su estado inicial. En la perforación, la tendencia natural de la sarta es mantenerse recta, por lo que se crea un componente de fuerza de la sarta para soportar el peso sumergido de toda la tubería incluyendo los componentes del BHA, cuando este peso supera la fuerza de reacción se denomina sobre tensión o también conocido en la industria como overpull, (Gallegos, 2013).

1.10.7. Presión

La presión depende de las propiedades del lodo, ensamblaje de fondo, diámetro de la sarta de perforación, caudal a utilizar y TFA de la broca.

Es la fuerza ejercida por el fluido sobre un TFA determinado en una corona de perforación. El TFA está definido por el número de boquillas y su tamaño respectivo.

CAPITULO II

PROBLEMAS COMUNES DURANTE LA TOMA DE NÚCLEOS Y MODELO MATEMÁTICO PARA EL DISEÑO DE BHA

2.1. INTRODUCCIÓN

La toma de núcleos dentro de las operaciones de perforación es de suma importancia para los distintos análisis petrofísicos y geológicos requeridos en la industria petrolera, los que se obtienen mediante la perforación de la formación con un taladro rotatorio de sección transversal hueca, obteniéndose muestras en forma cilíndrica.

Al momento de llevar la recuperación de núcleos se consideran varios aspectos como la litología, el perfil del pozo, los parámetros de perforación y un adecuado diseño de BHA.

Aquí se realiza el análisis técnico de los problemas presentados en el pozo Yanaquincha Norte A-002 y en tres pozos direccionales tipo “J” con características similares necesarias para desarrollar la evaluación propuesta.

2.2. PROCEDIMIENTO GENERAL EN LA TOMA DE NÚCLEOS

El proceso de toma de núcleos se divide en cinco fases las que se describen a continuación.

2.2.1. Ensamble del barril porta – núcleo (60 – 120 pies de longitud)

Este procedimiento consiste en el apriete de la sección superior e inferior del barril porta – núcleo; cuando los barriles son mayores de 60 pies se adicionan secciones intermedias y se procede con el siguiente lineamiento:

- a) El barril porta – núcleos está compuesto de dos secciones: superior e inferior.

- b) La sección Superior contiene: la junta de seguridad con una conexión caja API y un “Swivel” o Junta Giratoria, en ocasiones puede contener adicionalmente un estabilizador superior.
- c) La sección Inferior contiene dos estabilizadores y un “sub” elevador.
- d) Antes de levantar las secciones, todas las conexiones deben estar lo suficientemente apretadas para prevenir su desenrosque durante su manejo al nivel del piso del taladro.
- e) Es necesario conocer la longitud total del ensamble del barril para de esta manera conocer cuanta tubería se necesitará para empezar con la operación de corte, en donde el Top Drive se colocará en la parte superior.
- f) Levantar la sección inferior usando el “sub” elevador y teniendo en cuenta que las conexiones del “sub” para la broca y el estabilizador han sido fuertemente apretadas con cadenas, una vez realizado bajar por el agujero de la mesa rotaria.
- g) Colocar las cuñas por debajo de las aletas del estabilizador e instalar y apretar un collarín del DC para asegurar el ensamblaje.
- h) Con los elevadores, levantar alrededor de 12 pulgadas del barril interno por arriba de la conexión e instalar y apretar un collarín del barril interno.
- i) Dejar caer el barril interno hasta que se apoye en el collarín del cuello del barril exterior para después remover el adaptador del barril interior, colocarlo en el piso y remover el “sub”
- j) Apretar el “sub” elevador en el pin de la junta de seguridad con llaves de tuberías o llaves de cadena y levantar la sección con los elevadores.
- k) Mientras la sección superior cuelga de la torre, remover el protector del extremo inferior del barril externo y seguidamente el protector del barril interno.
- l) Utilizando llaves de cadenas o llaves de tubería con martillo, o una extensión para la llave de tubería, conecte y apriete el barril interno superior al inferior.
- m) Levante ligeramente y desconecte el collarín del barril interno, después conecte los barriles externos y apriete con el torque requerido.

- n) Baje el barril por la mesa rotatoria y coloque las cuñas y collarín de seguridad alrededor de la conexión de la caja de la junta de seguridad dejando espacio para las llaves del taladro por arriba del collarín.
- o) Desconecte el pin de la junta de seguridad levantando los barriles internos hasta que el “sub” del core catcher sea expuesto.
- p) Verifique al core catcher y el indicador de núcleo y luego baje la punta del sujetador del núcleo dentro de la caja de la junta de seguridad y conecte el sub del sujetador del núcleo al sub del barril interior.
- q) Baje los barriles interiores hasta la unión giratoria, verificando todas las conexiones, asegurando que todas están apretadas, usando llaves de tubería, llaves de cadena con efecto de martillo.
- r) Bajar la junta de seguridad dentro de los barriles externos, enrosque la conexión pin a la caja de la junta de seguridad con el torque recomendado, y levante los barriles de la mesa rotatoria apretando todas las juntas con el torque adecuado mientras son levantadas.
- s) Remover el protector del sub de la corona y verifique el espaciado del sujetador del núcleo con relación al sub de las coronas.
- t) Apriete el sub de la corona al barril externo usando el plato conector de broca, anclado a la mesa rotatoria, luego verifique la distancia desde el final del sub del core catcher hasta el tope del calibre interno de la corona.
- u) El espacio correcto desde el borde del sujetador del núcleo hasta el ID de la corona es $\frac{1}{2}$ a $\frac{3}{4}$ pulgadas.
- v) Baje nuevamente los barriles a través de la mesa rotatoria hasta el pin de la junta de seguridad, coloque las cuñas y el collarín y retire el sub elevador.
- w) Cuando se usen ensamblajes de cojinetes lubricados con lodo, si la esfera no se va a lanzar por la tubería posteriormente, se debería colocar en la junta de seguridad en este momento.

Desarrollado el procedimiento anterior, el barril se encuentra listo para ser bajado al agujero.

2.2.2. Bajando el ensamblaje al pozo

Al momento de bajar el ensamblaje al pozo, no se debe usar la mesa rotatoria para conectar o apretar el BHA mientras se está bajando con el barril.

Se debe pasar a través de las válvulas para impedir desviaciones severas, reventones y, de ser necesario, se debe disminuir la velocidad.

Si fuese necesario rimar el pozo, se lo debe realizar con parámetros controlados (caudal, peso sobre la broca y revoluciones por minuto).

Es necesario conectar el Top Drive y limpiar 60 a 100 pies antes de tocar al fondo; las operaciones de rimado deben ser evitadas en lo posible para minimizar daño al calibre de la corona.

Al llegar al fondo, si se encuentra recortes, este debe ser lavado para evitar llenar el barril interior con material no deseado.

2.2.3. Cortando el núcleo

Para este procedimiento se debe empezar colocando un peso sobre la corona de 1000 a 2000 libras y trabajar con bajas RPM a fin de establecer el nuevo patrón de fondo. Se debe cortar unos dos pies antes de incrementar el WOB o RPM, permitiendo que los estabilizadores se acomoden al nuevo agujero.

En la Tabla 2.1 se presenta los parámetros promedios de corte de núcleos.

TABLA 2.1. PARÁMETROS PROMEDIOS DE CORTE DE NÚCLEOS

WOB (klbs)	RPM	CAUDAL (gpm)
2 - 10	40 – 90	150 – 320 (hoyo de 8½")

Fuente: NOV Technical Proposal Coring, 2015

Modificado por: Michelle Lourido

La presión dependerá de las propiedades del lodo, así como la configuración del ensamblaje de fondo y tubería de perforación.

Cuando se tienen problemas y hay un cambio repentino en la presión de bomba, se debe seguir el siguiente procedimiento antes de levantar la tubería de fondo:

- a) Disminuir la rotación a 30 – 40 RPM.
- b) Registrar parámetros de perforación, como referencia son: revoluciones por minuto, torque, pesos de la sarta, galonaje y presión.
- c) Permitir que el peso de la broca caiga a cero (mantener la tubería a la misma altura mientras el WOB disminuye).
- d) Si la presión de bomba sigue errática, marcar el cuadrante (Sarta DP) y frenar la rotación.
- e) Lentamente levantar del fondo; si se observa sobretensión en el indicador de peso, frenar el levantamiento ya que el núcleo no se ha separado.
- f) Reiniciar la rotación con 30 – 40 RPM y regresar el barril al fondo hasta aplicar un WOB de 3000 a 5000 lbs.
- g) Si la presión de bomba se normaliza, regrese el WOB y las RPM a los valores normales de corte.

Para la salida del núcleo se recomienda el siguiente procedimiento:

- a) Parar la rotación y marcar el Drill Pipe.
- b) Levantar la tubería hasta que el indicador de peso muestre que el núcleo ha sido sujetado. Continúe levantando hasta que el núcleo se quiebre, lo mismo se verá como una reducción en el peso de la tubería.
- c) Levantar aproximadamente 10 pies, retornando lentamente hasta un pie del fondo. Observe el indicador de peso, asegurándose de que el barril regrese al fondo sin tocar ninguna obstrucción causada por una porción de núcleo dejada en el agujero.
- d) Cuando se reanuda el corte de núcleo después de una conexión, regresar al fondo sin rotación y aplique un peso aproximadamente 50% mayor que el peso normal de corte; este peso debería liberar al núcleo del sujetador de núcleo, permitiendo la entrada del núcleo nuevo al barril interior.
- e) Levantar la tubería hasta que se obtenga el peso normal de corte. Incrementar la rotación hasta las RPM normales y continuar cortando núcleos.

- f) Asegurarse que la presión de bomba es normal cuando se reanuda el corte.

2.2.4. Sacando el equipo toma – núcleos del pozo

Una vez que el corte del núcleo ha terminado, es necesario circular en el fondo, pero primero se debe asegurar que el barril porta núcleos ha sido levantado del fondo. El caudal debe ser determinado por el operador y supervisor del taladro.

La circulación debe continuar hasta que los niveles de gas estén en un nivel aceptable y el retorno esté saliendo limpio, de la misma manera las uniones de tubería deben desenroscarse con las llaves de fuerza del taladro y no con la mesa rotaria; estas conexiones deben separarse rotando lentamente cuando se tiene un núcleo no consolidado.

Una vez que el barril está en superficie, colocar las cuñas e instalar el collarín, se debe recuperar la esfera de metal, si existe obstrucción al tope o alrededor de la esfera se debe proceder con precaución mientras se remueve la obstrucción. Se debe tener presente que puede haber presencia de gas atrapado debajo de la esfera.

Enroscar el “sub” elevador auxiliar en la parte superior del barril porta – núcleo y apretar al torque especificado. Soltar la conexión de la junta de seguridad y sacar los barriles internos del barril externo y bajarlos al piso, desenroscar la zapata del barril inferior con las llaves de cadena e instalar la conexión para manejo de los barriles en superficie, recuperar el núcleo.

2.2.5. Recuperación del núcleo – barriles de aluminio

Para la recuperación se deben realizar los siguientes pasos:

- a) Soltar la junta de seguridad y la unión giratoria y proceder a colocarlos de un lado.
- b) Conectar el “sub” de levantamiento del barril interno y levantar con el cable auxiliar del taladro. Si la recuperación es de 60 pies se procede a separarlo en dos secciones de 30 pies, por lo cual se debe usar un equipo de soporte

para evitar que los barriles se flexionen mientras son bajados por la rampa al nivel inferior para su recuperación y preservación.

- c) Los barriles internos son marcados en su tope, fondo y profundidad; los barriles de aluminio son cortados en secciones de 3 a 5 pies, de acuerdo a las instrucciones del geólogo, y se deben colocar las tapas y abrazaderas para su traslado.

Si se requiere continuar cortando núcleos, se levantarán nuevos barriles internos, los que se ensamblarán y se procederá con lo antes descrito.

2.3. PROBLEMAS COMUNES EN LA TOMA DE NÚCLEOS

La operación de perforación para la toma de núcleos es similar a la perforación normal, pero con mayor precaución; por ende, los problemas suscitados serán más intensos.

2.3.1. Problemas para bajar BHA en hueco abierto

Este problema no es común en la recuperación de núcleos, pero si se llegara a presentar, es necesario tomar parámetros como WOH, Presión y TQ sobre la profundidad del zapato; los que servirán como referencia para bajar la sarta a partir del punto de casing.

Se debe bajar la sarta conectada al Top Drive desde el zapato hasta fondo, revisando que los apoyos no sean mayores a 8 klbs. En caso de no tener apoyos en los viajes anteriores, se puede bajar suave en hoyo abierto evitando colocar peso a la corona corta núcleos.

Si se dispone de apoyos mayores a los 8 klbs, bajar la sarta con circulación y rotación; se debe emplear parámetros mínimos como referencia: 20-40 RPM y 250-200 GPM.

Estos problemas pueden presentarse debido a la reducción del diámetro del hoyo, alto dog leg severity en ciertos puntos del pozo, mala limpieza del agujero y al no realizar viajes de calibración después de sacar tubería.

2.3.2. Atascamiento del núcleo (JAMMING)

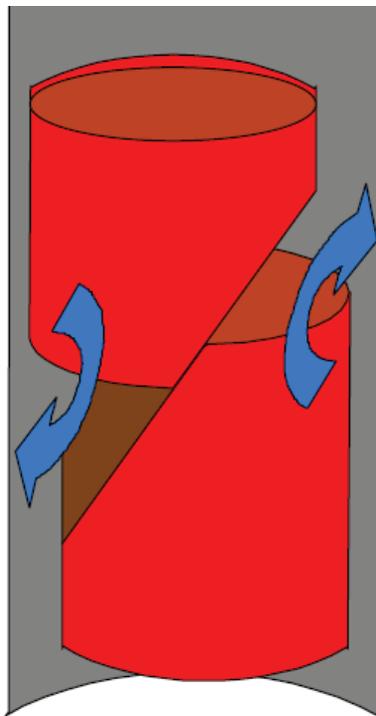
El atascamiento del núcleo es la principal causa de la baja eficiencia del Coring y de los viajes prematuros fuera del hoyo, ocurren en la garganta de la broca, en el barril interno y se presenta cuando se están perforando zonas intercaladas y fracturadas, al aplicar parámetros demasiados agresivos al cortar los primeros pies.

Se conocen dos métodos para mitigar el atascamiento del núcleo:

- a) Usar las zapatas inferiores con cuñas incluidas; esto ayuda en caso de que se produzca un jamming.
- b) Usar tubería interior de aluminio acanalada; ayuda a tener menor fricción de la formación almacenada en el tubo con las paredes del mismo.

En la Figura 2.1 se puede observar el atascamiento del núcleo en el barril interno.

FIGURA 2.1. ATASCAMIENTO DEL NÚCLEO



Fuente: Halliburton, Coring in Shale Gas Reservoirs, 2011

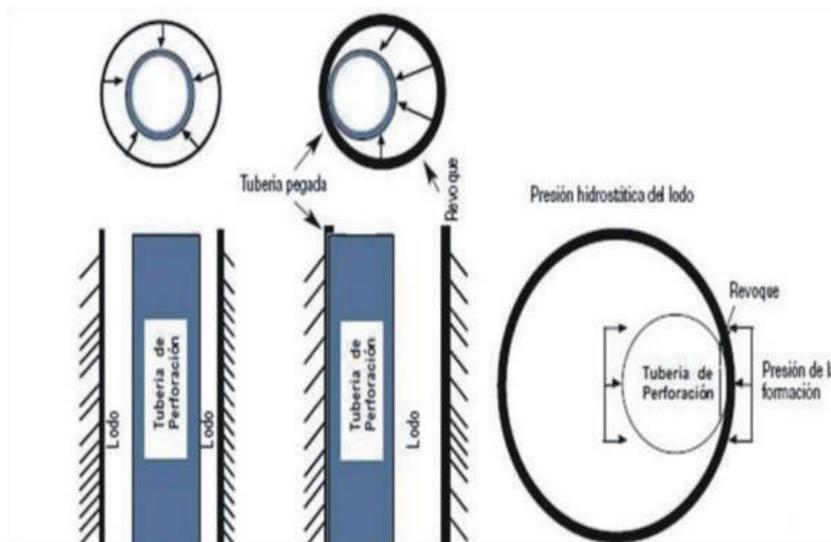
2.3.3. Pega diferencial

La pega diferencial puede ocurrir cuando se perfora una formación permeable, con presión de formación menor que la hidrostática (ver Figura 2.2).

Cuando hay contacto de la sarta con la pared del pozo, la presión diferencial atraerá a la tubería; esto se debe ya sea a un pozo desviado o a una sarta mal diseñada sin estabilizadores (DATALOG, 2001).

Para reducir la pega diferencial es preciso que la tubería esté en continuo movimiento, además de minimizar la longitud del ensamblaje de fondo, así como usar la mínima densidad de lodo posible.

FIGURA 2.2. PEGA DE TUBERIA POR PRESIÓN DIFERENCIAL



Fuente: Geology and Drilling Problems

2.3.4. Aplicación de alto WOB

Cuando el pozo tiene bajo desplazamiento para el corte y la recuperación de núcleos se lo hace verticalmente, no se espera tener problemas de WOB, pero es preciso mantener controlado este parámetro sin que haya cambios drásticos.

Para evitar problemas, el WOB se incrementará paulatinamente; en lo posible usar un porcentaje de lubricante en el fluido para que el peso de la broca se transfiera con mayor efectividad.

Cuando se trabaja con altos WOB, se puede provocar atascamiento del núcleo evitando recuperar el 100% de la muestra; también se puede producir pandeo (buckling) en la tubería.

2.3.5. Aplicación de alto caudal

Al aplicar un caudal erróneo se produce una inestabilidad en el hoyo, en donde puede haber pérdidas de circulación; por lo general se presenta en formaciones no consolidadas.

Se puede producir un influjo cuando las tasas de retorno se vuelven erráticas y mucho más si las primeras son más altas de lo esperado.

El alto caudal puede ocasionar que la muestra se erosione, provocando que ésta salga con un diámetro reducido. Muchas veces esta reducción ocasiona pérdida del núcleo por completo, ya que el core catcher no podría cerrarse evitando así que la muestra quede atrapada en el interior del mismo.

2.3.6. Aplicación de altas RPM

Las RPM son necesarias para mover los cortadores a la próxima posición de corte. Mientras más rápido se muevan a la siguiente posición, más rápido se avanzará con la perforación.

Cuando se tiene un VALOR EXCESIVO en las RPM para REALIZAR EL CORTE DE NUCLEO se puede producir problemas de vibraciones, además de quemar el núcleo de manera APRESURADA.

2.3.7. Problemas de formaciones no consolidadas y fracturadas

Cuando existen problemas en formaciones fracturadas, es preciso conocer que no se puede prevenir solo minimizar. Se puede reconocer que se ha entrado a zonas fracturadas cuando se detecta altas tasas de penetración, torque alto y errático.

El fracturamiento puede estabilizarse con el tiempo, pero para controlar el problema se requiere que haya buena limpieza del hueco, rimado cuidadoso y que se eviten presiones altas (DATALOG, 2001).

Las formaciones no consolidadas, como sedimentos y arena suelta, puede caer dentro del pozo, empacándolo y puenteando la sarta de perforación.

Al cortar núcleos en formaciones no consolidadas se puede tener problemas de retención de muestras en el Core catcher, provocando que la muestra se caiga al no tener suficiente dureza.

En formaciones fracturadas se puede tener problemas de jamming, ya que estas fracturas pueden interrumpir el ingreso de la muestra en el Core catcher.

2.4. MODELOS MATEMÁTICOS

Los modelos matemáticos y las ecuaciones necesarias para diseñar un ensamblaje de fondo dependen de los siguientes factores:

2.4.1. Compresibilidad de la formación

La compresibilidad de la formación, también conocida como compresibilidad de la roca, es un mecanismo de expulsión de hidrocarburos que depende directamente de la porosidad y la presión. Cuando se expande la roca hay una disminución en el espacio poroso interconectado, y de igual manera genera una caída de presión. Para la compresibilidad de la formación se definen tres tipos de compresibilidades:

- a) Compresibilidad de los poros (C_p)
- b) Compresibilidad de la matriz (C_r)
- c) Compresibilidad total de la roca (C_b)

La relación de C_p , C_r y C_b con la porosidad se representa en la ecuación 2.1.

$$C_b = \emptyset \times C_p + (1 - \emptyset) \times C_r \quad \text{Ecuación 2.1.}$$

En propósitos prácticos, como en nuestro caso, C_r es igual a cero; quedando la ecuación 2.1.1.

$$C_b = \emptyset \times C_p \quad \text{Ecuación 2.1.1.}$$

Para determinar C_p es preciso recurrir a las varias correlaciones, en este estudio se empleará la correlación de Newman.

2.4.1.1. Correlación de Newman

Esta correlación indica que C_p , para determinada porosidad, depende del tipo y forma de la roca; por lo tanto, la compresibilidad de la formación, según Newman, se basa en la ecuación 2.2.

$$C_f = \frac{a}{1 + (cb * \emptyset)} \quad \text{Ecuación 2.2.}$$

Donde:

C_f = compresibilidad de la formación, 1/lpc

\emptyset = porosidad, frac %

Las constantes a, b y c depende del tipo de roca; los valores se muestra en la Tabla 2.2.

TABLA 2.2. CONSTANTES PARA TIPOS DE ROCAS

FORMACIONES CONSOLIDADAS			CALIZAS		
A	B	C	a	b	c
$97,32 \times 10^{-6}$	0,699993	79,8181	0.8585	1,075	$2,202 \times 10^6$

Fuente: B.C.Craft, Ingeniería Aplicada de Yacimientos Petrolíferos

Elaborado por: Michelle Lourido

2.4.2. MSE (Mechanical Specific Energy)

El concepto de MSE fue introducido por Teale, definiéndolo como el trabajo mecánico realizado para extraer una unidad de volumen de material. Para lograr una eficiencia de perforación óptima, el objetivo es minimizar la MSE y maximizar la velocidad de penetración (ROP). Para controlar el MSE es necesario tomar en cuenta el WOB, Torque y ROP (Teale, 1965), empleando la ecuación 2.3.

$$MSE = \frac{WOB}{Area} + \frac{2\pi \times RPM \times Torque}{Area \times ROP}$$

Ecuación 2.3.

Donde:

WOB = Peso de la broca (lb)

RPM = Revoluciones por minuto

Torque = Torque (in-lb)

Área = Sección transversal de la broca (in²)

ROP = Rata de penetración (in/hr)

2.4.3. Factor de fricción

El factor de fricción es un parámetro adimensional necesario para calcular la pérdida de carga en una tubería debido a la fricción, depende del Número de Reynolds.

2.4.3.1. Número de Reynolds

Osborne Reynolds fue el primero en demostrar que es posible pronosticar el flujo laminar o turbulento si se conoce la magnitud de un número adimensional, al que denomina número de Reynolds (N_{Re}), (Mott, 2006).

La ecuación 2.4 muestra la definición básica del N_{Re} .

$$N_{Re} = \frac{D \bar{v} \rho}{\mu}$$

Ecuación 2.4.

Donde:

D = Diámetro del tubo

\bar{v} = Velocidad media del líquido

μ = Viscosidad del líquido

ρ = Densidad del líquido

Para números de Reynolds inferiores a 2100 se considera el flujo laminar, si éste es mayor que 4000 se considera flujo turbulento. Entre 2100 y 4000 existe una

región de transición, donde el tipo de flujo puede ser laminar o turbulento, dependiendo de las condiciones de entrada del tubo y de la distancia a dicha entrada (Mott, 2006).

2.4.3.2. Carta del factor de fricción

Las características de fricción de tuberías circulares, tanto lisas como rugosas, se resumen en la carta del factor de fricción (Moody); que es una representación de $\log f$ frente a $\log N_{Re}$ (Warren, 1991).

Para el flujo laminar la ecuación 2.5 relaciona el factor de fricción con el número de Reynolds.

$$f = \frac{64}{N_{Re}} \quad \text{Ecuación 2.5.}$$

Para el flujo turbulento, el factor de fricción en tubos lisos se representa con la ecuación 2.6.

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = 4.07 \log(N_{Re}\sqrt{f}) - 0.60 \quad \text{Ecuación 2.6.}$$

2.4.4. Factor de boyanza

Este factor se utiliza para compensar la pérdida de peso debido a la inmersión del fluido de perforación y se define como la fuerza de flotación ejercida por el fluido en dirección contraria al peso, se emplea la ecuación 2.7.

$$BF = \frac{\text{Peso de Acero} \left(\frac{\text{lb}}{\text{gal}}\right) - \text{Peso del lodo} \left(\frac{\text{lb}}{\text{gal}}\right)}{\text{Peso del acero} \left(\frac{\text{lbs}}{\text{gal}}\right)} \quad \text{Ecuación 2.7.}$$

En donde el peso del acero es considerado 65.44 lb/gal.

2.4.5. Hidráulica de perforación

Las brocas convencionales, como las de coronas, tienen un número determinado de boquillas a través de las cuales el fluido de perforación pasa a una alta velocidad. La velocidad que adquiere el fluido da como resultado fuerzas

hidráulicas que afectan la rata de penetración, limpieza del hueco y la broca, y otros parámetros.

Para calcular la hidráulica de la broca se utilizan las siguientes variables:

a) Velocidad anular

$$AV = \frac{24.51 * Q}{ID_{hole}^2 - OD_{pipe}^2} \quad \text{Ecuación 2.8.}$$

b) Viscosidad plástica y punto de cedencia

$$PV = 0.1 * (MW^{2.16}) \& YP = 10 \quad \text{Ecuación 2.9.}$$

c) Caída de presión de la broca

$$\Delta P_b = \frac{Q^2 * MW}{10858 * A_n^2} \quad \text{Ecuación 2.10.}$$

d) Área total del flujo

$$A_n = 0.000767(d_1^2 + d_2^2) \quad \text{Ecuación 2.11.}$$

e) Potencia hidráulica de la broca

$$HHB = \frac{\Delta P_b * Q}{1714} \quad \text{Ecuación 2.12.}$$

f) Poder hidráulico del sistema

$$HHP = \frac{Q * P}{1714} \quad \text{Ecuación 2.13.}$$

g) Caballaje hidráulico por pulgada cuadrada

$$HSI = \frac{HHB}{0.785 * D_b^2} \quad \text{Ecuación 2.14.}$$

h) Presión hidrostática

$$P_{est} = 0.05194 * MW * TVD \quad \text{Ecuación 2.15.}$$

i) Velocidad del chorro

$$V_n = \frac{0.32086 \cdot Q}{A_n} \quad \text{Ecuación 2.16.}$$

j) Fuerza de impacto del chorro

$$I_f = 0.000516 \cdot MW \cdot Q \cdot V_n \quad \text{Ecuación 2.17.}$$

Donde:

Q = caudal, gpm

d_1, d_2 = diámetro de las boquillas, in

D_b = Diámetro de la broca, in

AV = Velocidad anular, ft/min

MW = Densidad del lodo, ppg

PV = Viscosidad plástica, cp

YP = Punto de cedencia, lbs/100 ft²

A_n = Área de las boquillas, in²

ΔP = Caída de presión, psi

V_n = Velocidad del chorro, ft/seg

I_f = Fuerza de impacto, Lbf

HHP = Potencia hidráulica, HP

HHB = Potencia hidráulica de la broca, HP

HSI = Potencia hidráulica por pulgada cuadrada, lb/in²

2.4.6. Cálculos de peso disponibles en la sarta

Los pesos disponibles de la sarta son los siguientes:

2.4.6.1. *Peso Nominal para el cuerpo del tubo*

Se refiere a una norma obsoleta (peso de un tubo de rango I con conexiones); actualmente se usa para referirse a una clase de tubo de perforación. Se emplea para especificar el tubular, y se refiere tan sólo al cuerpo.

2.4.6.2. *Peso aproximado incluyendo la masa de los acoples*

Este peso aproximado es el número que se debe usar en los cálculos de la carga del gancho. Este incluye el cuerpo del tubo y el de los acoples en los extremos. Es mayor que el peso nominal por tener el peso extra de los acoples y metal adicional que se agrega en los extremos del tubo para aumentar la rigidez, se evalúa con las siguientes ecuaciones.

$$Wt/ft = \frac{Wt_{DP\ Adjusted} \times 29,4 + Wt_{ToolJt\ Approx}}{29,4 + L_{ToolJtAdj}} \quad \text{Ecuación 2.18.}$$

$$Wt_{DP\ Adj} = Tube\ Wt + \frac{Nom\ upset\ Wt}{29,4} \quad \text{Ecuación 2.19.}$$

$$Wt_{ToolJt\ Adj} = 0.222 \times L(D^2 - d^2) + 0.167 \times (D^3 - D_{TE}^3) - 0.501 \times d^2 \times (D - D_{TE}) \quad \text{Ecuación 2.20.}$$

$$L_{Tool\ Jt\ Adj} = \frac{L + 2.253 \times (D - D_{TE})}{12} \quad \text{Ecuación 2.21.}$$

Donde:

L = Longitud combinada del pin y box

D = Diámetro exterior del pin

d = Diámetro interno del pin

D_{TE} = Diámetro del box

2.4.6.3. *Peso flotado o sumergido*

Este peso se encuentra multiplicando el peso en el aire por el factor de boyancia, BF, y se expresa con la ecuación 2.22.

$$W_{flotado} = \left(\frac{Wt_{DP\ Adjusted} \times 29,4 + Wt_{ToolJt\ Approx}}{29,4 + L_{ToolJtAdj}} \right) \times BF \quad \text{Ecuación 2.22.}$$

2.5. POZOS DE ESTUDIO

El principal pozo de estudio es el Yanaquincha Norte A-002 (YNNA-02), en donde la empresa NOV Downhole del Ecuador participó en el trabajo de Coring; es un pozo direccional tipo “J” e inicia los trabajos de perforación el 10 de Octubre del 2013 y finaliza el 19 de Noviembre del mismo año. El trabajo de recuperación de núcleos se lo realizó con BHA de 60 ft, entregándose a Petroamazonas un total de 58 ft de muestras de las arenas coreadas; el pozo alcanza una profundidad media total (MD) de 12013 ft y obtiene un ángulo de inclinación máximo de 44,74° @ 9885 ft.

Varios de los problemas durante la perforación de este pozo están asociados al alto ángulo de inclinación, lo que pudo generar colgamiento y esto a su vez provocó picos de presión al momento de bajar la tubería.

Se tuvo una baja ROP de 0.3 ft/hr al momento de cortar el pie 48 a una profundidad de 11578 ft, en donde se incrementó el WOB para mejorar avance, lo que no se logró por alrededor de 1.5 hr, decidiendo sacar el BHA a superficie.

Hubo variación de torque bastante alto, entre 7 – 21 lb-ft (torque errático), llegando al límite permitido de torque por el Drill Pipe, parando la rotación y teniendo que levantar en dos ocasiones para recuperar la rotación.

Sobre la base de estos problemas se analizarán los diferentes parámetros de perforación en el pozo YNNA – 002, como el diseño de BHA empleado y se correlacionará con los pozos Quinde A-003, Edén Yuturi J-185 (EDYJ-185) y Pañacocha A-039 (PCCA 039); todos presentan un perfil direccional tipo “J”, con ángulos de inclinación máximos que oscilan entre 23° y 38°, y de los que recuperaron muestras de 60 ft de longitud en la sección de 8 ½” de la formación Napo. Se describen las siguientes características de cada uno de ellos:

- Litología del pozo a corear
- Trayectoria direccional
- Ensamblaje de fondo – BHA
- Condiciones de desgaste de la corona en la formación Napo
- Análisis general de los pozos de estudio

- Desempeño en la toma de núcleos de la sección de 8 ½”

2.5.1. Litología del pozo a cortar

El desarrollo de este proyecto se basa en la recuperación de la muestra en la formación Napo, pero no en todos los pozos se ha perforado la misma litología, ya que cada pozo tiene su propio perfil direccional y por ende los topes de las formaciones y arenas varían en su profundidad medida (MD).

En las siguientes tablas y gráficas se describe la litología del intervalo que fue perforado de cada uno de los pozos de estudio así como una información general del corte de núcleos de los mismos (ver Tablas 2.3 – 2.6 y Gráficas 2.1 – 2.4).

a) Litología pozo Yanaquincha Norte A-002

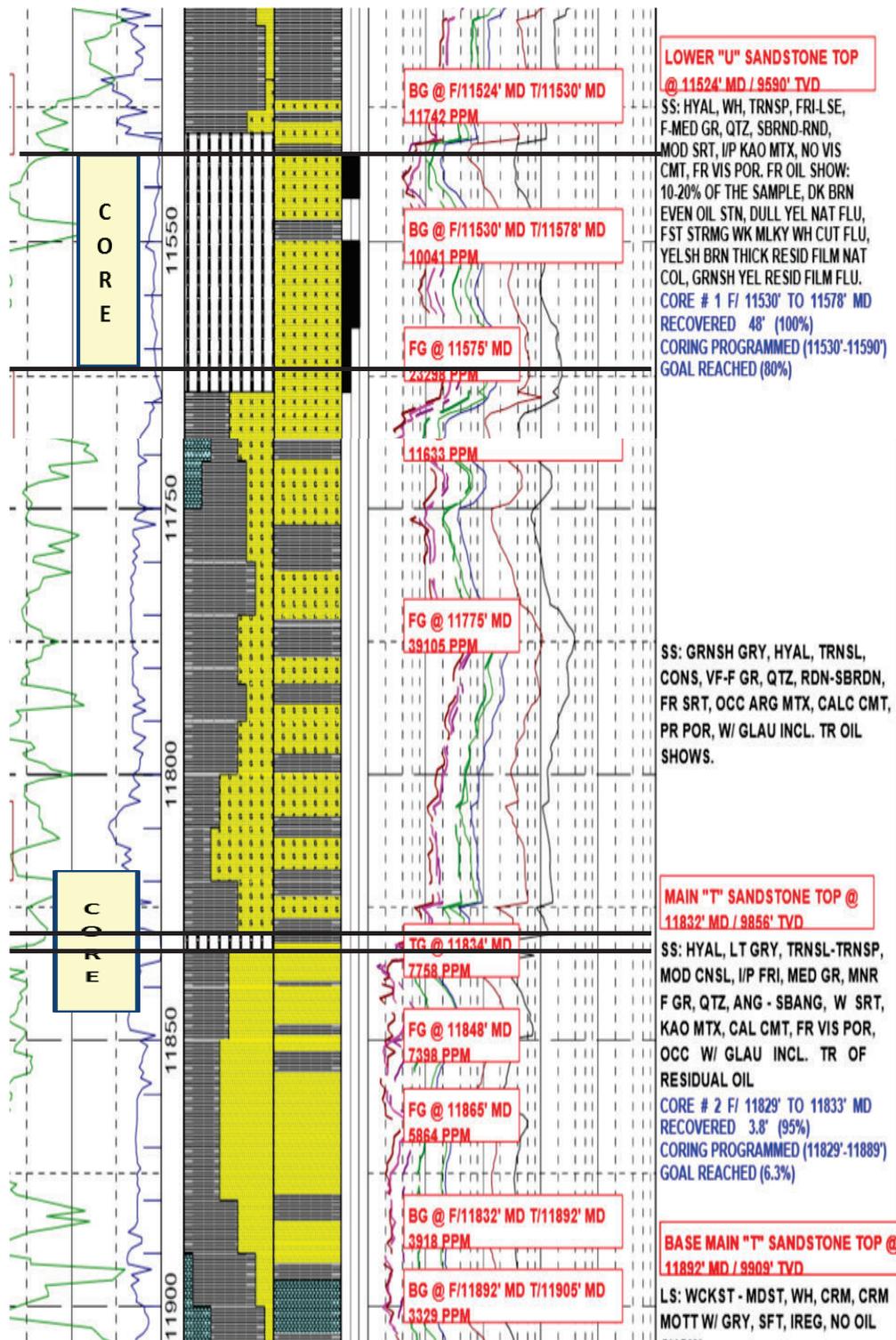
TABLA 2.3. PROGRAMA DE CORTE YNNA – 002

Pozo	Corrida	Arena	Litología	Prof. Entrada (ft)	Prof. Salida (ft)	Incl. Max. (°)	V. Sec. (ft)
YNNA – 002	1	“U” Inf.	Arenisca	11530	11578	31.27°	5785
	2	“T” Princ.	Lutita	11829	11833	29.4°	

Fuente: NOV, Downhole del Ecuador

Elaborado por: Michelle Lourido

GRÁFICA 2.1. LITOLOGÍA DE CORTE YNNA – 002



Fuente: Petroamazonas, EP

Modificado por: Michelle Lourido

b) Litología pozo Quinde A-003

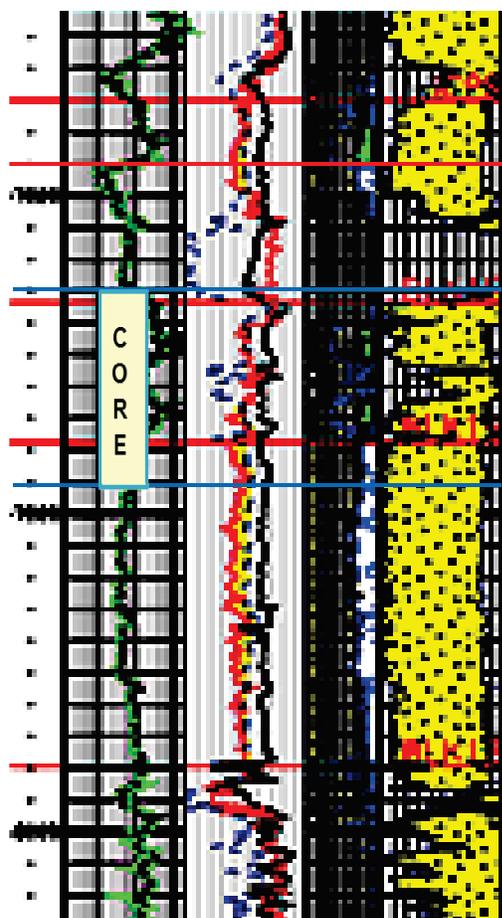
TABLA 2.4. PROGRAMA DE CORTE QUINDE A-003

Pozo	Corrida	Arena	Litología	Prof. Entrada (ft)	Prof. Salida (ft)	Incl. Max. (°)	V. Sec. (ft)
QUINDE A – 003	1	“M1”	Arenisca	8435	8495	30.74°	2951
	2	“U” Sup.	Lutita	9230	9290	23.24°	

Fuente: NOV, Downhole del Ecuador

Elaborado por: Michelle Lourido

GRÁFICA 2.2. CORTE DE NÚCLEO QUINDE A-003



Fuente: Petroamazonas, EP

Modificado por: Michelle Lourido

c) Litología pozo Pañacocha A – 039

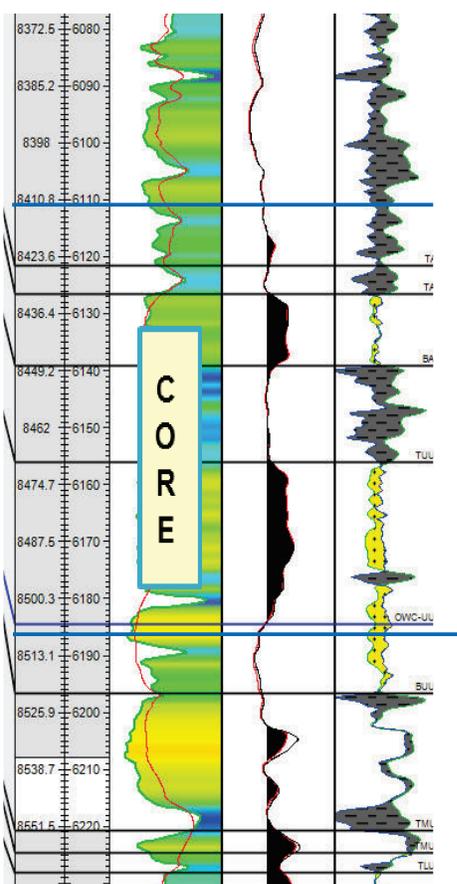
TABLA 2.5. PROGRAMA DE CORTE PCCA – 039

Pozo	Corrida	Arena	Litología	Prof. Entrada (ft)	Prof. Salida (ft)	Incl. Max. (°)	V. Sec. (ft)
PCCA - 039	1	"A" – "U"	Arenisca	8414	8474	37.11°	4387
	2	"U"	Lutita	8474	8514	37.11°	

Fuente: NOV, Downhole del Ecuador

Elaborado por: Michelle Lourido

GRÁFICA 2.3. CORTE DE NÚCLEO PCCA – 039



Fuente: Petroamazonas, EP

Modificado por: Michelle Lourido

d) Litología pozo Edén Yuturi J – 185

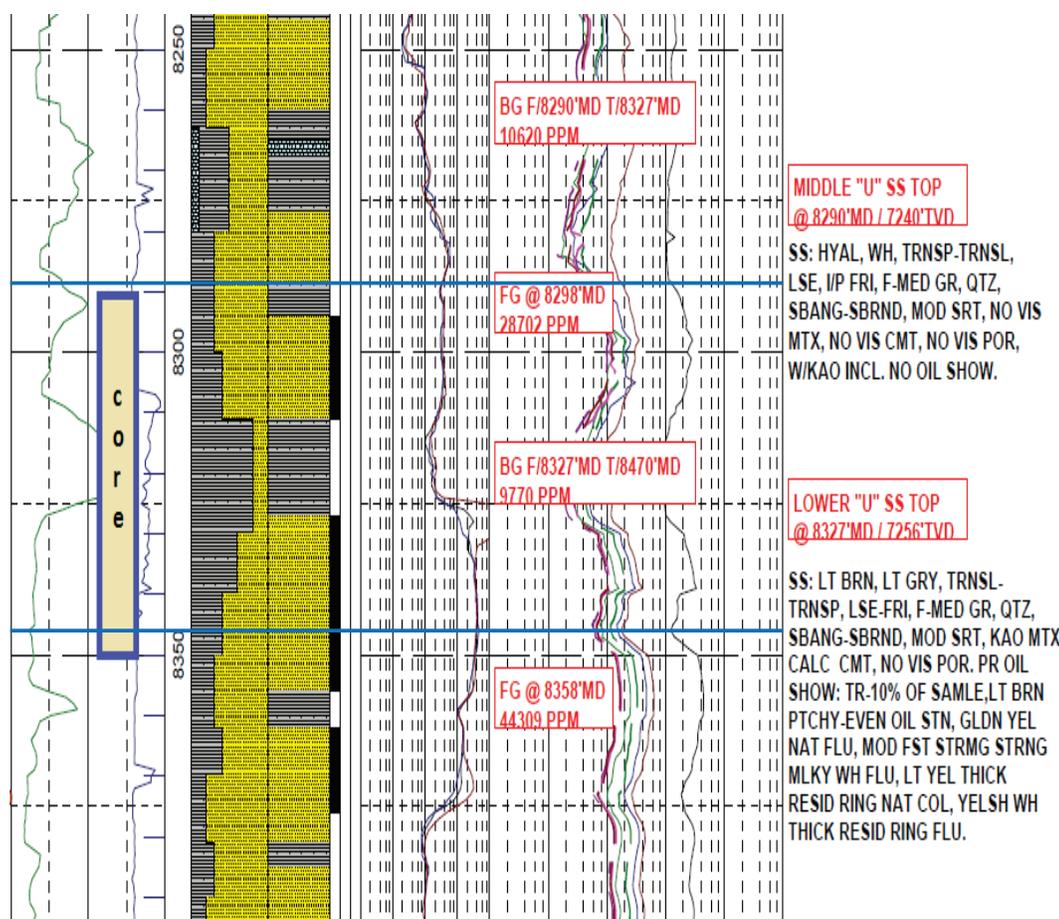
TABLA 2.6. PROGRAMA DE CORTE EDYJ – 185

Pozo	Corrida	Arena	Litología	Prof. Entrada (ft)	Prof. Salida (ft)	Incl. Max. (°)	V. Sec. (ft)
EDYJ – 185	1	“U” Med “U” Inf.	Arena Lutitas	7927	7987	23.62°	2872

Fuente: NOV, Downhole del Ecuador

Elaborado por: Michelle Lourido

GRÁFICA 2.4. LITOLOGÍA DE CORTE EDYJ – 185



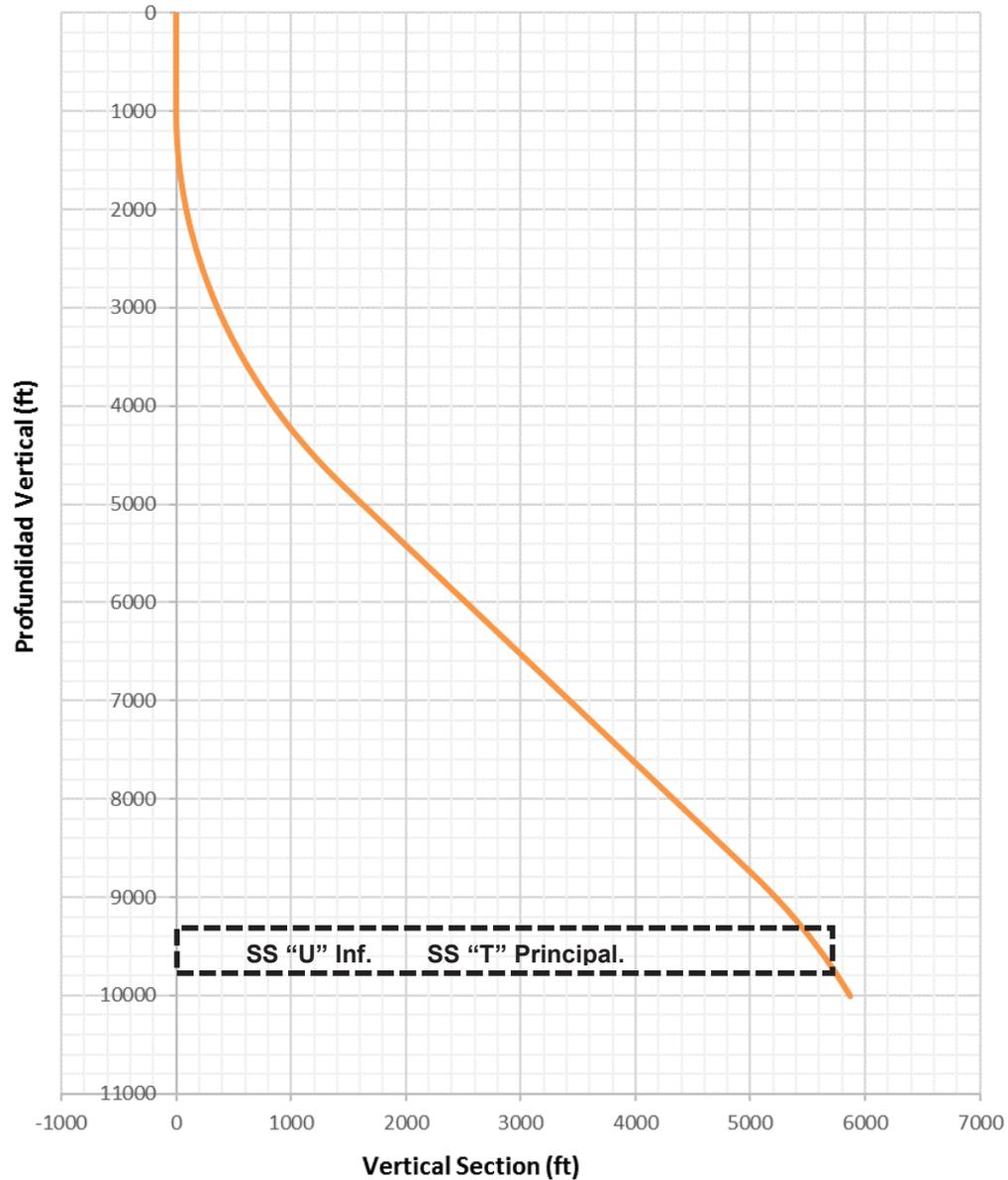
Fuente: Petroamazonas, EP

Modificado por: Michelle Lourido

2.5.2. Trayectoria direccional

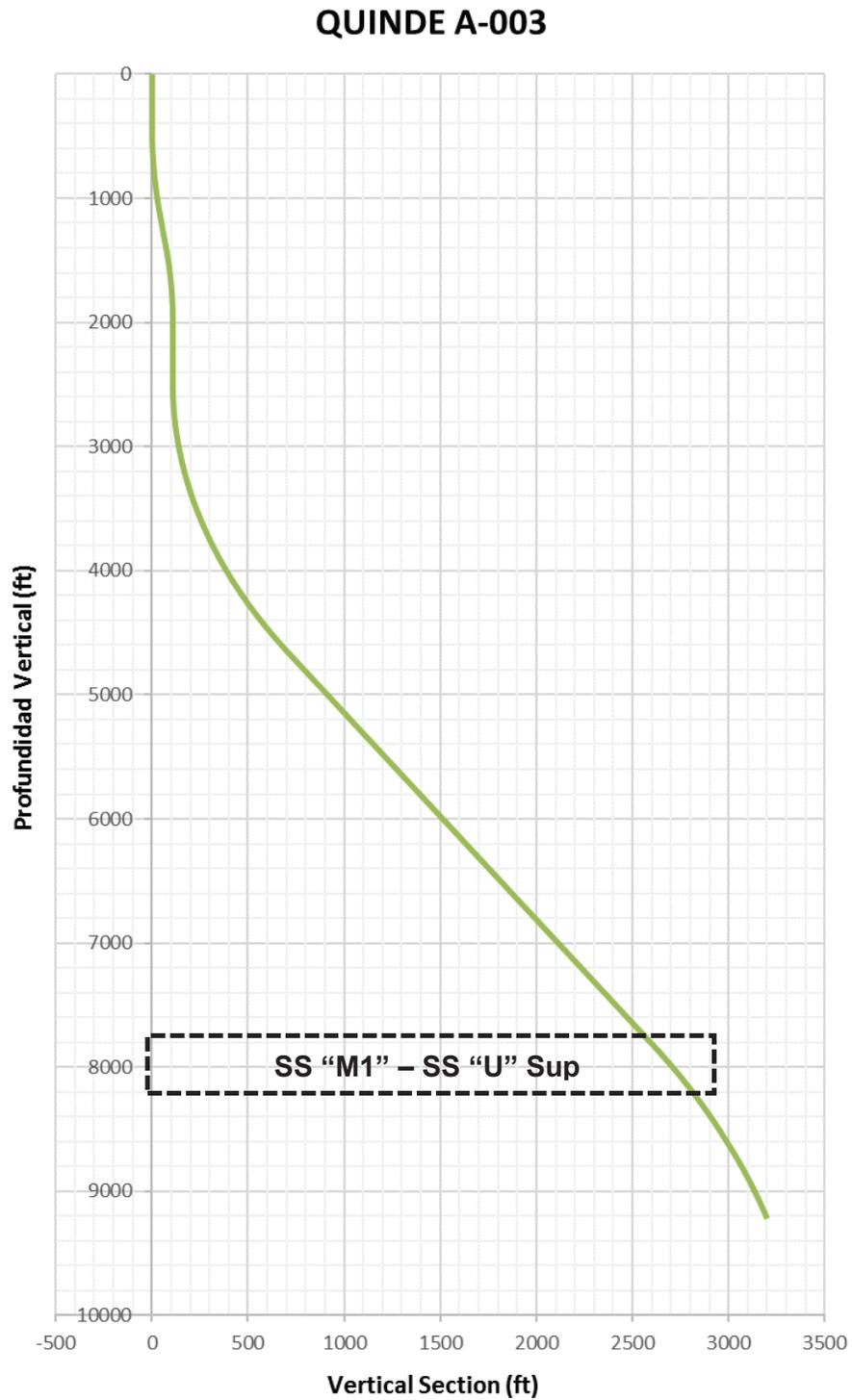
En las gráficas (2.5 – 2.8) se muestra el perfil de los pozos estudiados, donde se representa el TVD vs Vs.

GRÁFICA 2.5. PERFIL DIRECCIONAL – POZO YANAQUINCHA NORTE A-002
YNNA-002



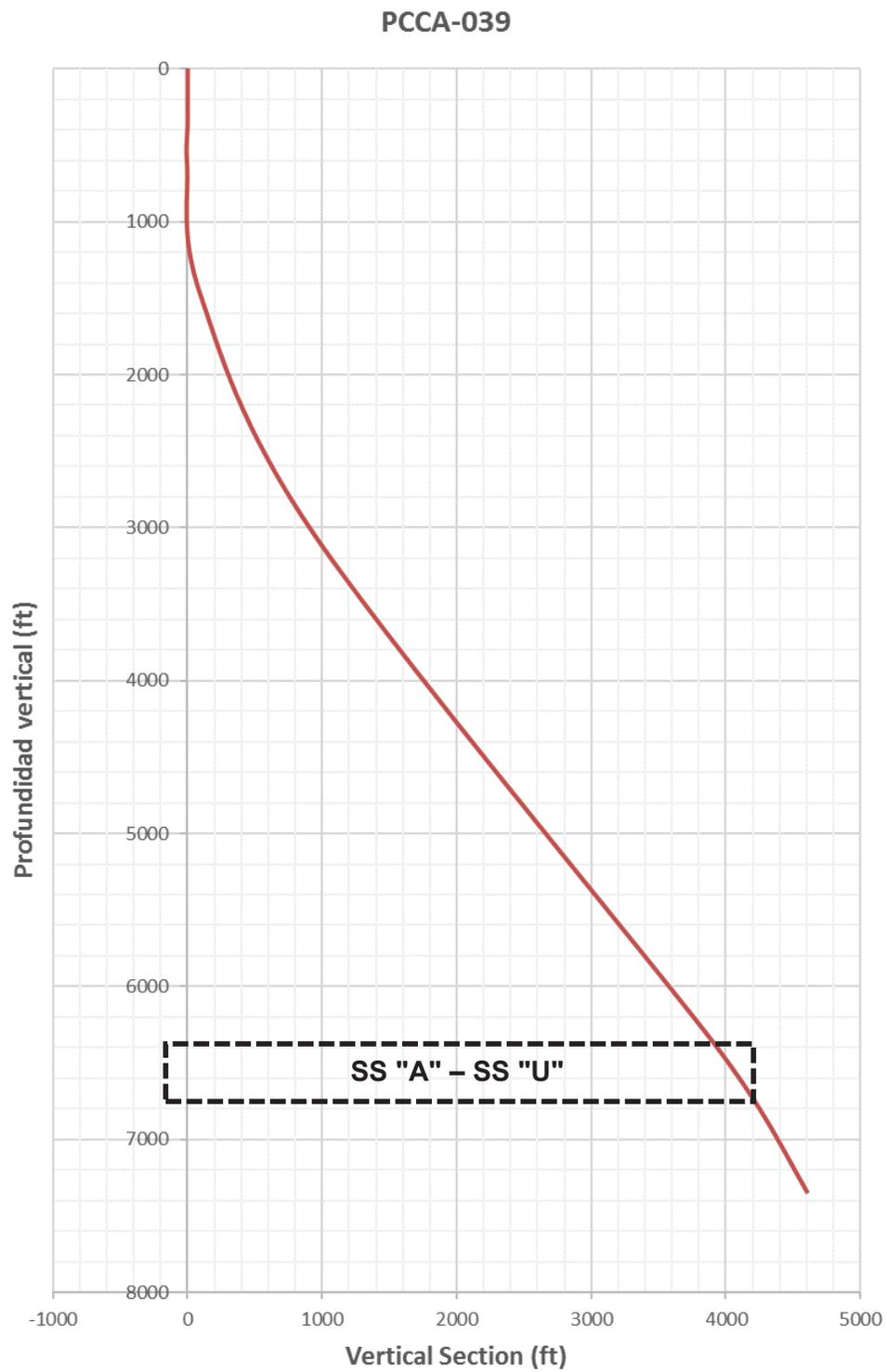
Fuente: NOV, Downhole del Ecuador

Elaborado por: Michelle Lourido

GRÁFICA 2.6. PERFIL DIRECCIONAL – POZO QUINDE A-003

Fuente: NOV, Downhole del Ecuador

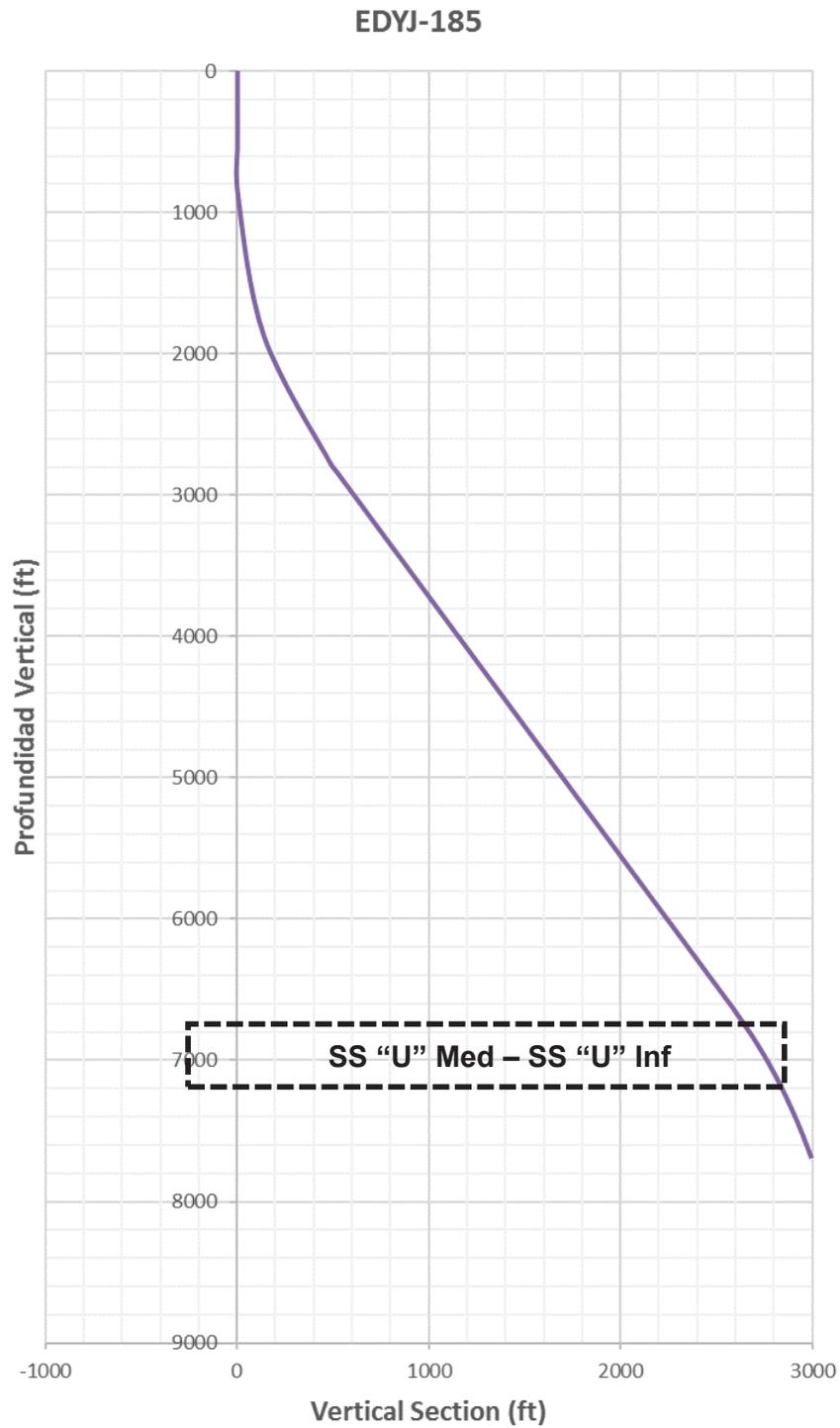
Elaborado por: Michelle Lourido

GRÁFICA 2.7. PERFIL DIRECCIONAL – POZO PAÑACUCHA A-039

Fuente: NOV, Downhole del Ecuador

Elaborado por: Michelle Lourido

GRÁFICA 2.8. PERFIL DIRECCIONAL – POZO EDEN YUTURI J-185



Fuente: NOV, Downhole del Ecuador

Elaborado por: Michelle Lourido

2.5.3. Ensamblaje de fondo – BHA

Los ensamblajes de fondo de los pozos en estudio se detallan en las Tablas 2.7 – 2.10.

Para cada ensamblaje se describe brevemente los componentes del BHA de Coring, sus longitudes y diámetros necesarios para la recuperación de las muestras.

En las Tablas, la sección inferior en los BHA's de color gris, corresponde al ensamblaje de corte de núcleo. Tener en cuenta que en todos los pozos, el equipo de coreo se conecta al resto del BHA mediante una conexión 4 ½" NC50 (IF) caja.

Cuando se realiza la recuperación total del núcleo en dos corridas, por lo general los componentes del ensamblaje no varían, sólo las longitudes cambian dependiendo del intervalo y la profundidad que vayan a perforar.

En el pozo YNNA-002 la primera corrida alcanza una inclinación de 31.27° y la segunda un ángulo de 29.4°.

En el pozo QUINDE A-003 la primera corrida alcanza una inclinación de 30.47° y la segunda un ángulo de 22.25°.

En el pozo PCCA-039 la primera corrida alcanza una inclinación de 37.11° manteniendo el mismo ángulo hasta finalizar la segunda corrida.

El pozo EDYJ-185 se realiza en una sola corrida, en dónde se alcanza una inclinación máxima de 23.62°.

Para los barriles externos como internos en la toma de núcleos se consideró la siguiente especificación:

- Ensamblaje de barril externo: **6¾" x 5⅜" x 4" x 60 pies, tipo P2500**
- Ensamblaje de barril interno: **4¾" x 4⅝" – Barril de Aluminio**

TABLA 2.7. ENSAMBLAJE YANAQUINCHA NORTE A-002

Ítem	Descripción	OD	ID	Longitud (ft)	Longitud Total (ft)
18	DP	5 ½"			
17	4 x HWDP	5"	3"	122.76	807.41
16	Drilling Jar	6 ½"	2 ¾"	31.65	684.65
15	16 x HWDP	5"	3"	489.79	653
14	XO	6 ½"	2 13/16"	3.37	163.21
13	2 x DC	6 ½"	2 7/8"	60.82	159.84
12	XO	6 ½"	2 ¼"	2.40	99.02
11	1 X Short DC	6 7/8"	2 7/8"	15.34	96.62
10	1 X Short DC	6 7/8"	2 7/8"	15.36	81.28
9	Pin Junta seguridad (Conexión superior: 4 1/2" NC50(IF) Caja	6 ¾"	3"	0.71	65.92
8	Junta de seguridad Box	6 ¾"	2 ½"	1.21	65.21
7	Make Up Sub	6 ¾"	5 3/8"	1.12	64.00
6	Estabilizador	8 3/8" x 6 ¾"	5 3/8"	2.00	62.88
5	Barril Externo	6 ¾"	5 3/8"	27.88	60.88
4	Estabilizador	8 3/8" x 6 ¾"	5 3/8"	2.00	33.00
3	Barril Externo	6 ¾"	5 3/8"	28.00	31.00
2	Estabilizador	8 3/8" x 6 ¾"	5 3/8"	2.00	3.00
1	Corona corta núcleos	8 ½" x 4"	5 3/8"	1.00	1.00

Fuente: NOV, Downhole del Ecuador

Elaborado por: Michelle Lourido

TABLA 2.8. ENSAMBLAJE QUINDE A-003 (8435' – 8495' / "M1")

Ítem	Descripción	OD	ID	Longitud (ft)	Longitud Total (ft)
18	DP	5 1/2"			
17	Cross Over	6 1/2"	3.00	3.60	809.80
16	4x HWDP	5"	3"	121.30	806.20
15	Drilling Jar	6 1/2"	2 3/4"	32.60	684.90
14	16 x HWDP	5"	3"	486.91	652.30
13	XO	6 1/2"	2 7/8"	3.60	165.39
12	2 x DC	6 1/2"	2 13/16"	61.62	161.79
11	XO	6 1/2"	2 7/8"	3.58	100.17
10	1 X Monel	6 3/4"	3 5/16"	30.28	96.59
9	Pin Junta seguridad (Conexión superior: 4 1/2" NC50(IF) Caja	6 3/4"	3"	1.04	66.31
8	Junta de seguridad Box	6 3/4"	2 1/2"	1.21	65.27
7	Make Up Sub	6 3/4"	5 3/8"	1.00	64.06
6	Estabilizador	8 3/8" x 6 3/4"	5 3/8"	2.00	63.06
5	Barril Externo	6 3/4"	5 3/8"	28.00	61.06
4	Estabilizador	8 3/8" x 6 3/4"	5-3/8"	2.00	33.06
3	Barril Externo	6 3/4"	5-3/8"	28.00	31.06
2	Estabilizador	8 3/8" x 6 3/4"	5-3/8"	2.00	3.06
1	Corona corta núcleos	8 1/2" x 4"	5 3/8"	1.06	1.06

Fuente: NOV, Downhole del Ecuador

Elaborado por: Michelle Lourido

TABLA 2.9. ENSAMBLAJE PAÑACOCKA A-039

Ítem	Descripción	OD	ID	Longitud (ft)	Longitud Total (ft)
17	DP	5"			
16	5x HWDP	5"	3"	151.10	1110.57
15	Drilling Jar	6 1/4"	2 7/8"	32.30	959.47
14	24 x HWDP	5"	3"	735.23	927.17
13	XO	6 1/2"	2 1/8"	2.98	191.94
12	3 x DC	6 1/2"	2 13/16"	91.64	188.96
11	XO	6 1/2"	3.00	3.00	97.32
10	1 X Monel	6 3/4"	2 5/16"	28.07	94.32
9	Pin Junta seguridad (Conexión superior: 4 1/2" NC50(IF) Caja)	6 3/4"	3"	1.04	66.25
8	Junta de seguridad Box	6 3/4"	2 1/2"	1.21	65.21
7	Make Up Sub	6 3/4"	5 3/8"	1.00	64.00
6	Estabilizador	8 3/8" x 6 3/4"	5 3/8"	2.00	63.00
5	Barril Externo	6 3/4"	5 3/8"	28.00	61.00
4	Estabilizador	8 3/8" x 6 3/4"	5 3/8"	2.00	33.00
3	Barril Externo	6 3/4"	5 3/8"	28.00	31.00
2	Estabilizador	8 3/8" x 6 3/4"	5 3/8"	2.00	3.00
1	Corona corta núcleos	8 1/2" x 4"	5 3/8"	1.00	1.00

Fuente: NOV, Downhole del Ecuador

Elaborado por: Michelle Lourido

TABLA 2.10. ENSAMBLAJE EDÉN YUTURI J-185

Ítem	Descripción	OD	ID	Longitud (ft)	Longitud Total (ft)
17	DP	5 ½"			
16	Sub XO	5 ½"	2 7/8"	2.50	801.43
15	4 x 5" HWDP	5"	3"	121.57	798.93
14	Drilling Jar	6 ½"	2 ¾"	32.09	677.36
13	16 x 5" HWDP	5"	3"	486.16	645.27
12	XO	6 ½"	2 7/8"	1.15	159.11
11	3 x DC	6 ¼"	2 7/8"	90.53	157.96
10	XO	6 ½"	2 1/4"	1.11	67.43
9	SJ Pin (Cnx 4 1/2" Box)	6 ¾"	2 ½"	1.11	66.32
8	SJ Box	6 ¾"	5 7/8"	1.21	65.21
7	Barril Externo	6 ¾"	5 7/8"	1.00	64.00
6	Estabilizador	8 3/8" x 6 3/4"	5 7/8"	2.00	63.00
5	Barril Externo	6 ¾"	5 7/8"	28.00	61.00
4	Estabilizador	8 3/8" x 6 3/4"	5 7/8"	2.00	33.00
3	Barril Externo	6 ¾"	5 7/8"	28.00	31.00
2	Estabilizador	8 3/8" x 6 3/4"	5 7/8"	2.00	3.00
1	Corona corta núcleos	8 ½" x 4"	5 7/8"	1.00	1.00

Fuente: NOV, Downhole del Ecuador

Elaborado por: Michelle Lourido

2.5.4. Condición de desgaste de la corona

A continuación se analiza la condición de desgaste (principal, secundaria y razón de salida) de cada una de las coronas empleadas en los pozos de estudio.

Las coronas en los diferentes pozos de estudio presentan las características que se detallan en la Tabla 2.11.

TABLA 2.11. CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DE CORONAS UTILIZADAS

POZO	MODELO	TAMAÑO	TIPO DE CUERPO	ALETAS	CORTADORES	JSA
YNNA – 002	CCPX913M	8 ½" x 4"	MATRIZ	9	13mm TReX™	9"
	CCPR913S	8 ½" x 4"	ACERO	9	13mm Raptor™	5.97 "
QUINDE A – 003	CCPR913S	8 ½" x 4"	ACERO	9	13mm Raptor™	5.97 "
PCCA – 039	CCPX913M	8 ½" x 4"	MATRIZ	9	13mm TReX™	9"
EDYJ -185						

Fuente: NOV, Downhole del Ecuador

Elaborado por: Michelle Lourido

2.5.4.1. Yanaquincha Norte A-002

La evaluación de desgaste de ambas corridas se presenta en la Tabla 2.12. En la Figura 2.3 se observa la condición de salida de la corona, tanto de la primera corrida como la segunda.

TABLA 2.12. CALIFICACIÓN DE DESGASTE YNNA – 002

Broca	Ext	Int	Caract.	Ubicación	Sellos Cojinetes	Calibre	Otra Caract.	Razón de Salida
#1	1	1	WT	A	X	I	NO	PR
#2	0	0	NO	A	X	1	NO	PR

Fuente: NOV, Downhole del Ecuador

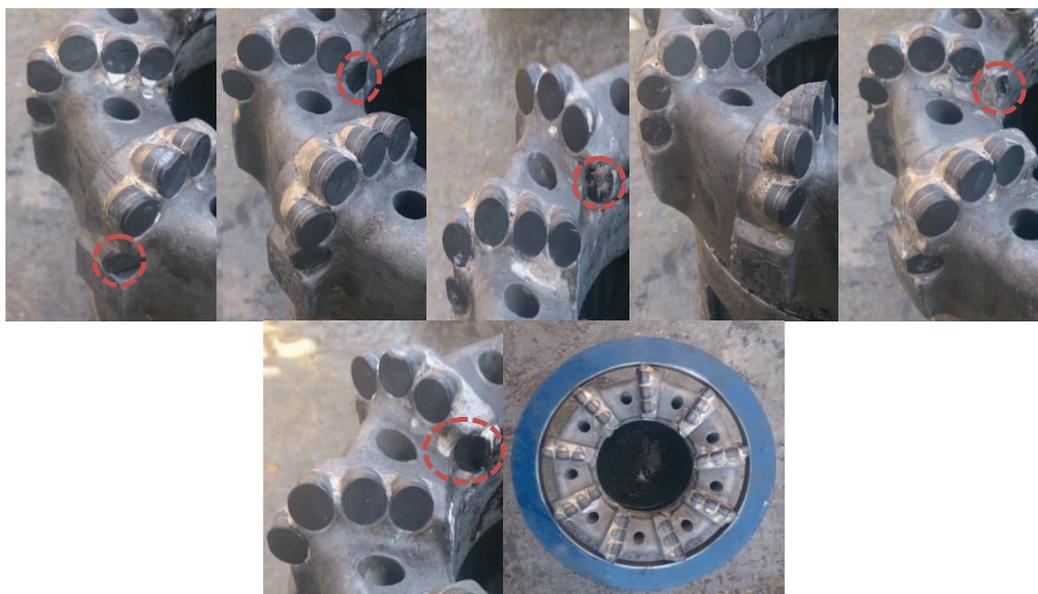
Elaborado por: Michelle Lourido

La primera corona realiza una buena corrida al cortar el núcleo con intervalos de lutita y arena con ROP instantáneas entre 5 – 35 ft/hrs, presenta desgaste en 2 cortadores en la altura de la nariz con desgaste normal de 1, se encuentra en calibre, no presenta desgaste en su segunda característica y sale del hoyo por baja ROP.

La segunda corona no presenta desgaste en cortadores internos como externos, se encuentra 1/16" fuera de calibre, también sale del hoyo por baja ROP.

FIGURA 2.3. CORONAS 8 ½" POZO YNNA – 002

Corona #1



Corona #2

Fuente: NOV, Downhole del Ecuador

Elaborado por: Michelle Lourido

2.5.4.2. Quinde A-003

La condición de salida de las coronas para ambas corridas se presenta y se observa en Tabla 2.13 y Figura 2.4 con la evaluación de desgaste. Para este pozo se utilizó la misma corona para ambas corridas.

TABLA 2.13. CALIFICACIÓN DE DESGASTE QUINDE A – 003

Broca	Ext	Int	Caract.	Ubicación	Sellos Cojinetes	Calibre	Otra Caract.	Razón de Salida
#1	1	1	WT	A	X	I	CT	BHA
#2	1	1	WT	A	X	I	CT	BHA

Elaborado por: Michelle Lourido

La corona empleada para ambas corridas realizó un buen desempeño, logrando el objetivo planteado perforando la formación con parámetros óptimos. En la primera

corrida la corona sale con mínimo desgaste en su estructura de corte, sobre todo con un desgaste normal; presenta algunos dientes astillados como segunda característica de desgaste, sale en calibre y por cambio de BHA para efectuarse la segunda corrida; obtuvo la misma calificación.

FIGURA 2.4. CORONAS 8 ½" POZO QUINDE A – 003

Corona #1



Corona #2



Fuente: NOV, Downhole del Ecuador

2.5.4.3. Pañacocha A-039

El pozo PCCA-039 se realizó en dos corridas de 60 ft cada una con la misma corona, la condición de salida y evaluación de desgaste se presenta en la Tabla 2.14 y Figura 2.5.

TABLA 2.14. CALIFICACIÓN DE DESGASTE PCCA – 039

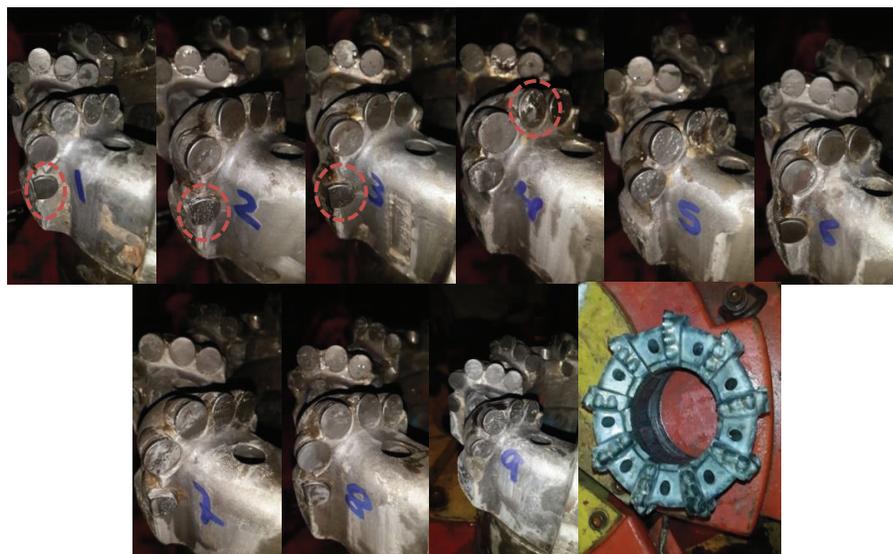
Broca	Ext	Int	Caract.	Ubicación	Sellos Cojinetes	Calibre	Otra Caract.	Razón de Salida
#1	0	0	NO	A	X	I	NO	CP
#2	0	0	NO	A	X	I	NO	BHA

Elaborado por: Michelle Lourido

El desempeño de la corona empleada en este pozo tuvo una excelente corrida trabajando con altas ROP, no presenta desgaste en toda su estructura de corte, se la emplea en la siguiente corrida, en donde su calificación de desgaste es exactamente la misma de la primera corrida quedando en estado re-usable.

FIGURA 2.5. CORONAS 8 ½" POZO PCCA – 039

Corona #1



Corona #2

Fuente: NOV, Downhole del Ecuador

Elaborado por: Michelle Lourido

2.5.4.4. Edén Yuturi J – 185

El trabajo de este pozo se realizó en una corrida de 60 ft y con una sola corona. La condición de desgaste y evaluación de la corona se presenta en la Tabla 2.15 y Figura 2.6.

TABLA 2.15. CALIFICACIÓN DE DESGASTE EDYJ – 185

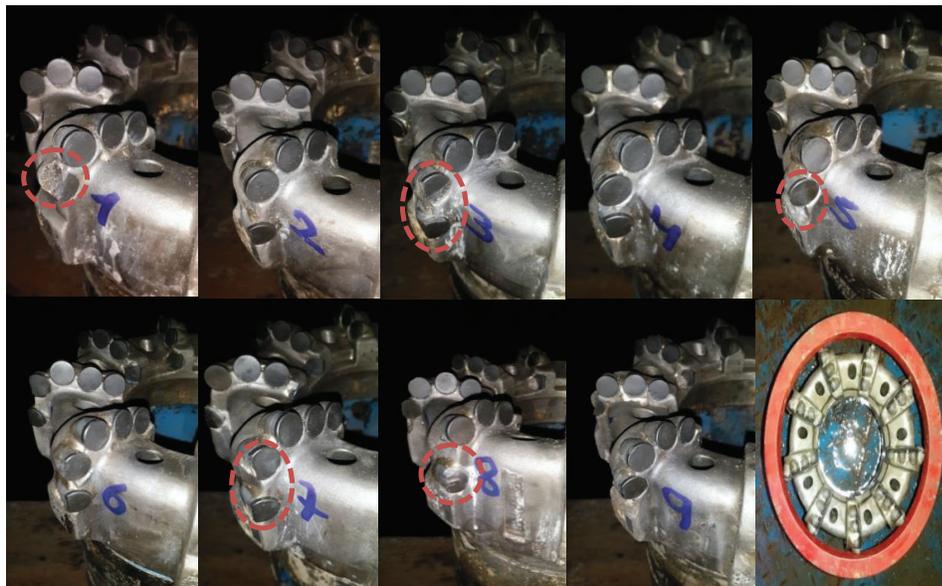
Broca	Ext	Int	Caract.	Ubicación	Sellos Cojinetes	Calibre	Otra Caract.	Razón de Salida
#1	1	2	WT	S	X	I	BT	BHA

Fuente: NOV, Downhole del Ecuador

Elaborado por: Michelle Lourido

La corona salió a superficie con daños en su estructura de corte, sobre todo por desgaste natural y dientes rotos, se encuentra en calibre y se saca por terminar de cortar el núcleo y cambio de BHA.

FIGURA 2.6. CORONA 8 ½" EDYJ – 185



Fuente: NOV, Downhole del Ecuador

Elaborado por: Michelle Lourido

Al observar cada una de las condiciones de desgaste de salida de todas las coronas se puede concluir que las formaciones y litología perforadas no son tan agresivas, por lo que se debería seguir utilizando este mismo tipo de corona para futuros trabajos (9 aletas y cortadores de 13 mm), y si se desea utilizar una corona más agresiva se debería emplear una de 7 aletas y cortadores de 13 mm para de esta manera mejorar avance ROP y optimizar tiempo de operaciones en corte de núcleo.

2.5.5. Desempeño en la toma de núcleos en la sección 8 ½"

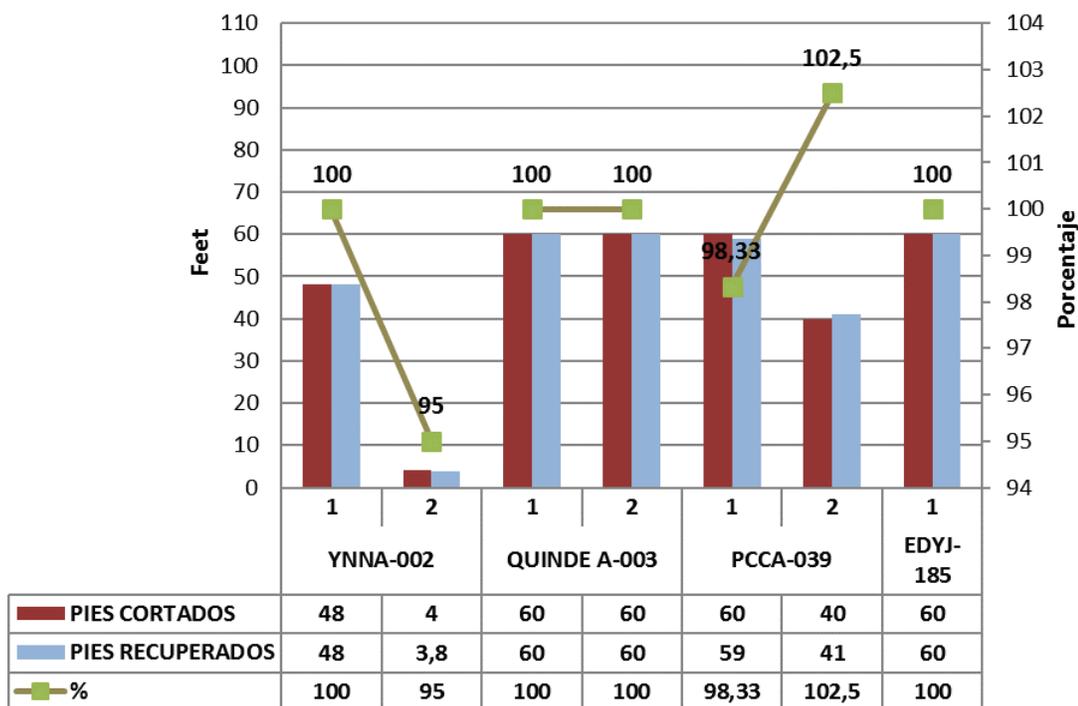
El desempeño realizado del YNNA-002 y de los 3 pozos de correlación se presenta en la Gráfica 2.9, donde se observa cuantos pies han sido cortados en los pozos y cuantos han sido recuperados en cada una de las corridas realizadas sin tomar en consideración lo planificado. De manera similar, se muestra el porcentaje de recuperación realizando un comparativo con la corrida anterior.

En el pozo PCCA-039 el porcentaje de recuperación sobrepasa el 100% ya que lo planeado a cortarse eran 40 ft pero se sacó a superficie una muestra de 41ft de

longitud; esto favorece al trabajo final visto que para la primera corrida no se recuperó lo planteado.

El desempeño en forma general tiene un porcentaje de 99%, lo que indica que la compañía NOV Downhole ha tenido un excelente rendimiento y participación en el trabajo de Coring. Pero si se analiza en forma individual los pozos de estudios, el YNNA-002 tiene un rendimiento bajo en la segunda corrida tomando en cuenta que se cortaron 4 ft y sólo se pudo recuperar 3.8 ft debido a distintos problemas asociado a los parámetros y ensamblaje del BHA; aspecto que fueron descritos en la sección anterior.

GRÁFICA 2.9. DESEMPEÑO DE LA SECCIÓN 8 ½"



Coring Sección 8 ½"	Pies cortados	Pies recuperados	Porcentaje
Total General	332	331.8	99 %

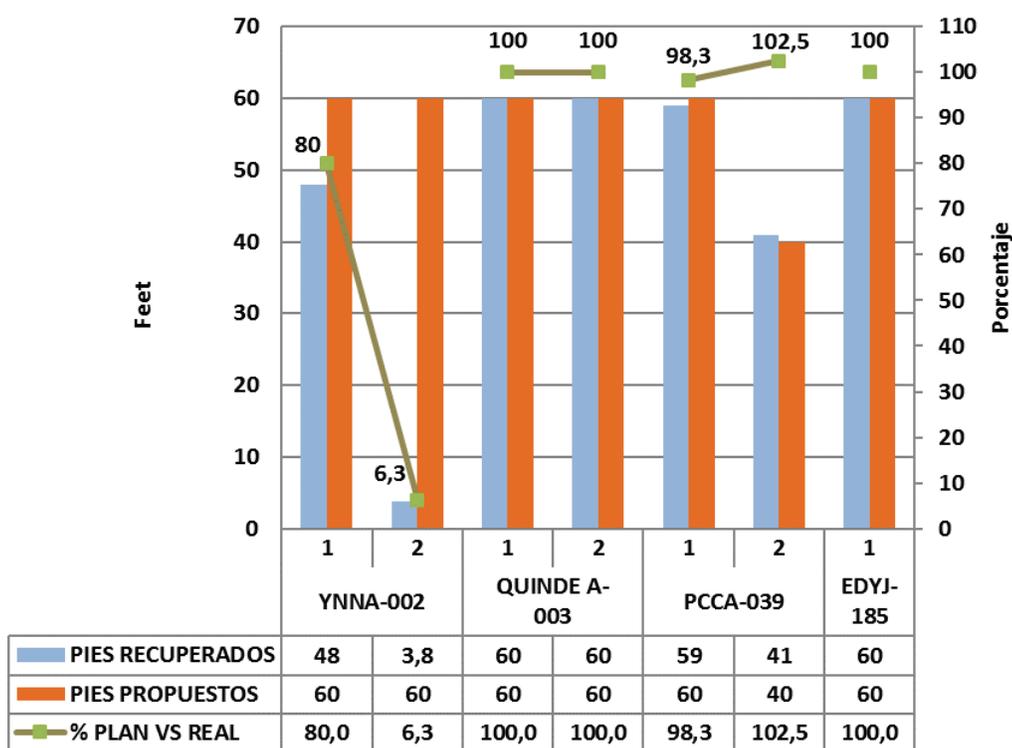
Fuente: NOV, Downhole del Ecuador

Elaborado por: Michelle Lourido

En la Gráfica 2.10 se muestra un desempeño en base a lo planificado vs lo realizado en la recuperación de núcleos.

No siempre lo propuesto, antes de empezar el trabajo, es lo que se cumple en el momento de la perforación; ya que muchas veces en el taladro se puede llegar a cambiar el plan. Por eso, la mejor vía de realizar un análisis de desempeño es considerar los pies cortados vs los recuperados, tal como se muestra en la gráfica anterior.

GRÁFICA 2.10. RELACIÓN PROPUESTO VS REAL



Coring Sección 8 1/2"	Pies propuestos	Pies recuperados	Porcentaje
Total General	400	331.8	83%

Fuente: NOV, Downhole del Ecuador

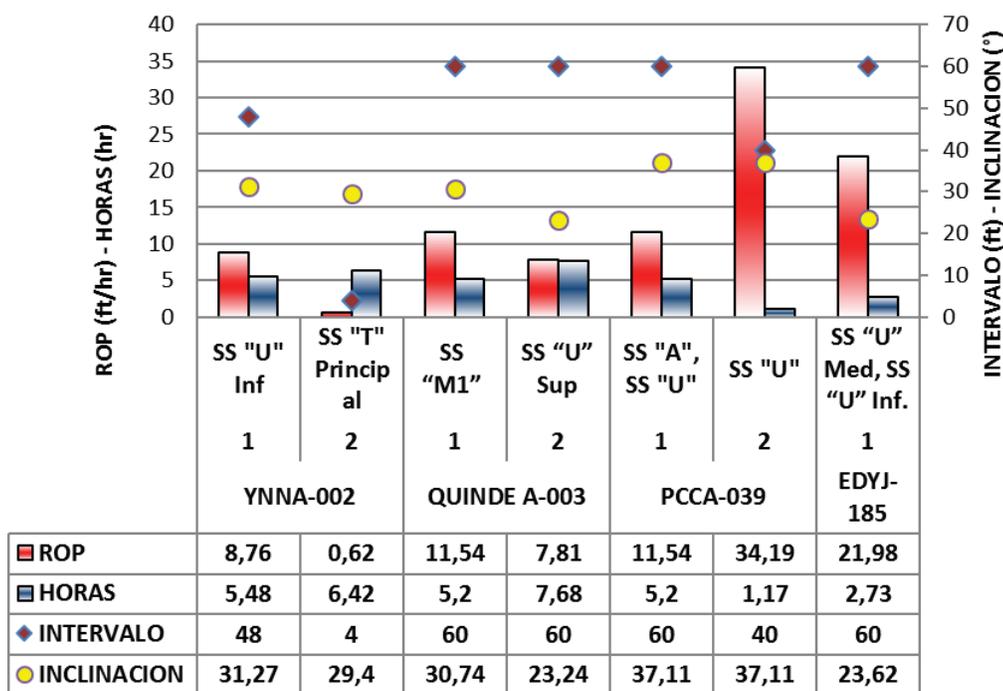
Elaborado por: Michelle Lourido

Como se observa en la Gráfica 2.10, el porcentaje varía en gran cantidad con el de la Gráfica 2.9; los pies recuperados son los mismos en ambas gráficas, pero existe una gran diferencia entre los pies propuestos con los pies cortados. Por lo tanto, realizar un desempeño entre lo planificado vs lo real es complejo ya que no siempre se cumple a cabalidad la propuesta programada.

Al empezar el trabajo de corte en el taladro, se pueden dar cambios con lo planificado en oficina. Estos cambios deben permitir optimizar el trabajo de corte y recuperación de núcleos, minimizando los riesgos y problemas asociados a la operación.

Otra manera de medir el desempeño realizado en los pozos es en base a las ROP totales y las horas que se emplearon para los diferentes trabajos, así como la inclinación de salida que se tuvo después de cada corrida. En la gráfica 2.11 se observa lo mencionado.

GRÁFICA 2.11. DESEMPEÑO DE LA SECCIÓN DE 8 ½" EN ROP Y HORAS



Fuente: NOV, Downhole del Ecuador

Elaborado por: Michelle Lourido

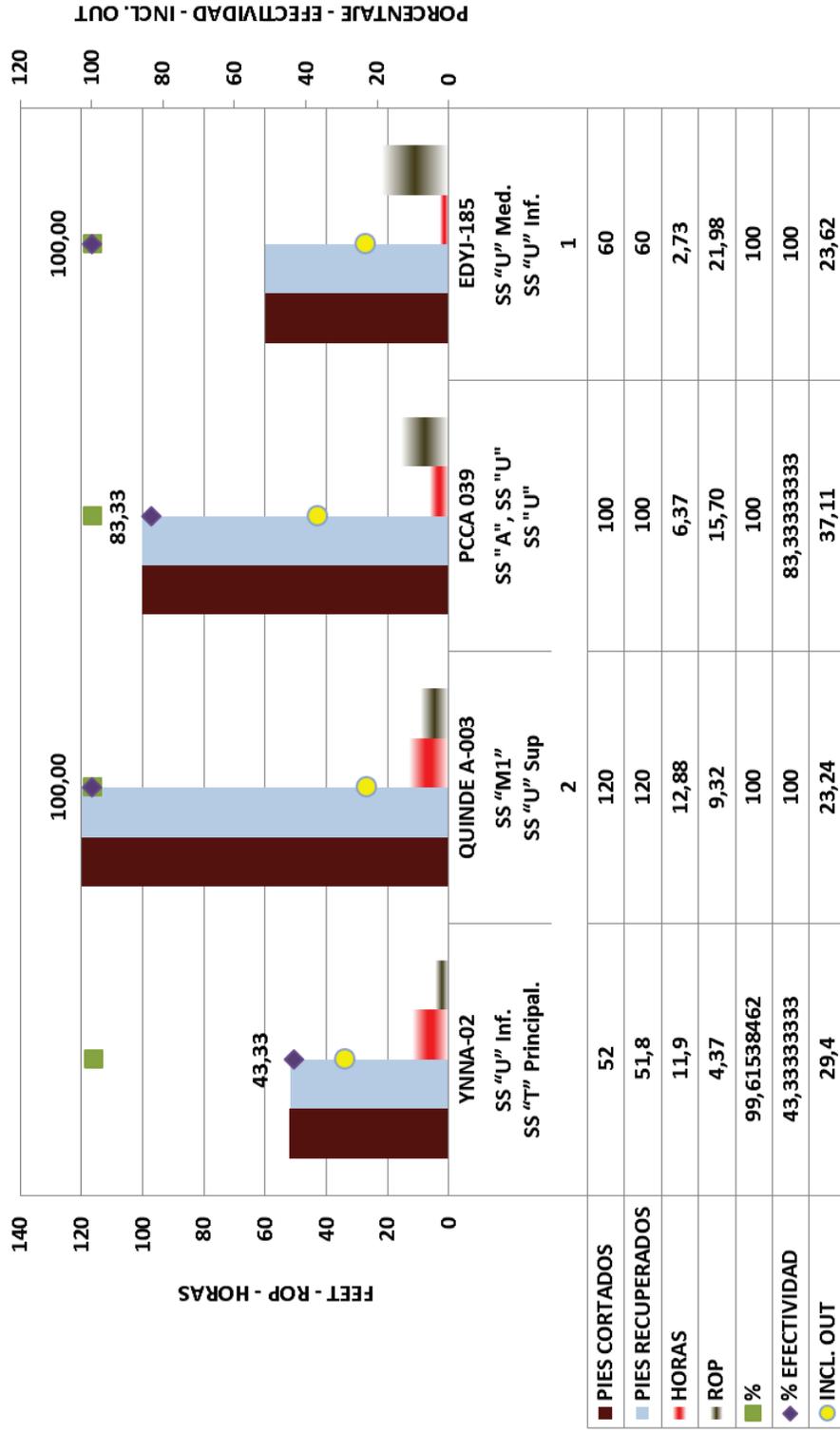
Es necesario resaltar que la formación en donde se realizó el trabajo de recuperación de núcleos es "Napo" y las mejores ROP se han presentado en la segunda corrida del pozo PCCA-039 reduciendo el tiempo empleado.

Al tener pozos con altos grados de inclinación, la complejidad aumenta ya que si se tiene bajas ROP se necesitará incrementar el WOB. Además de que los pozos

con altos ángulos tienden a tener mayor contacto entre la sarta con las paredes de la formación lo que implica problemas de acumulación de recortes, transferencia de WOB, mayor arrastre de la sarta; por lo tanto, se debe trabajar con un BHA óptimo para realizar este tipo de trabajo.

En todos los gráficos de desempeño se ha mostrado las distintas variables por corridas que se han producido en los pozos; en la Gráfica 2.12 se presenta el desempeño en forma general.

GRÁFICA 2.12. DESEMPEÑO GENERAL DE LA SECCIÓN DE 8 1/2"



Fuente: NOV, Downhole del Ecuador

Elaborado por: Michelle Lourido

CAPITULO III

DISEÑO DE BHA Y PARÁMETROS DE PERFORACIÓN ÓPTIMOS PARA LA TOMA DE NÚCLEOS EN LA SECCIÓN DE 8 ½” DE LA FORMACIÓN NAPO

3.1. INTRODUCCIÓN

Se plantea una propuesta de BHA y parámetros de perforación óptimos para trabajos futuros de toma de núcleos y de esta manera minimizar los problemas y recuperar el 100% de las muestras.

Se realiza un análisis de posicionamiento de martillo, deformación de tubería, torque, arrastre, zonas seguras, ensamblaje de fondo y parámetros de perforación de los pozos de estudio; los que implica el empleo de varios software en donde se identifica con mayor exactitud los problemas evidenciados en corridas anteriores, para de esta manera recomendar, diseñar y optimizar un adecuado BHA de Coring.

3.2. ANÁLISIS DE BHA PARA EL POSICIONAMIENTO DEL MARTILLO

Con el análisis realizado mediante el software de JAR PLACEMENT, se puede conocer la mejor ubicación del martillo, y las posibles configuraciones entre el número de Drill Collar y HWDP que se utilizarán en el BHA para que el martillo funcione correctamente en el caso de que haya un posible problema de pega de la sarta de perforación.

Este análisis se realiza mediante el ensamblaje utilizado en cada pozo de estudio, trabajando con parámetros máximos y mínimos de WOB, además de utilizar la máxima tensión que requiere el martillo para trabajar.

La información requerida por el software es: perfil del pozo, peso del lodo, surveys, tipo de martillo, WOB máximo y componentes del BHA.

3.2.1. Yanaquincha Norte A – 002

El BHA empleado en el YNNA – 002, de acuerdo al programa JAR PLACEMENT, indica que la configuración que se utilizó para la posición del martillo de 3 DC y 20 HWDP no es apta para que el martillo trabaje en tensión o compresión. En la Tabla 3.1 se muestran varias opciones de configuraciones donde se debe posicionar el martillo para que funcione correctamente.

TABLA 3.1. CONFIGURACIONES DE POSICIONAMIENTO YNNA – 002

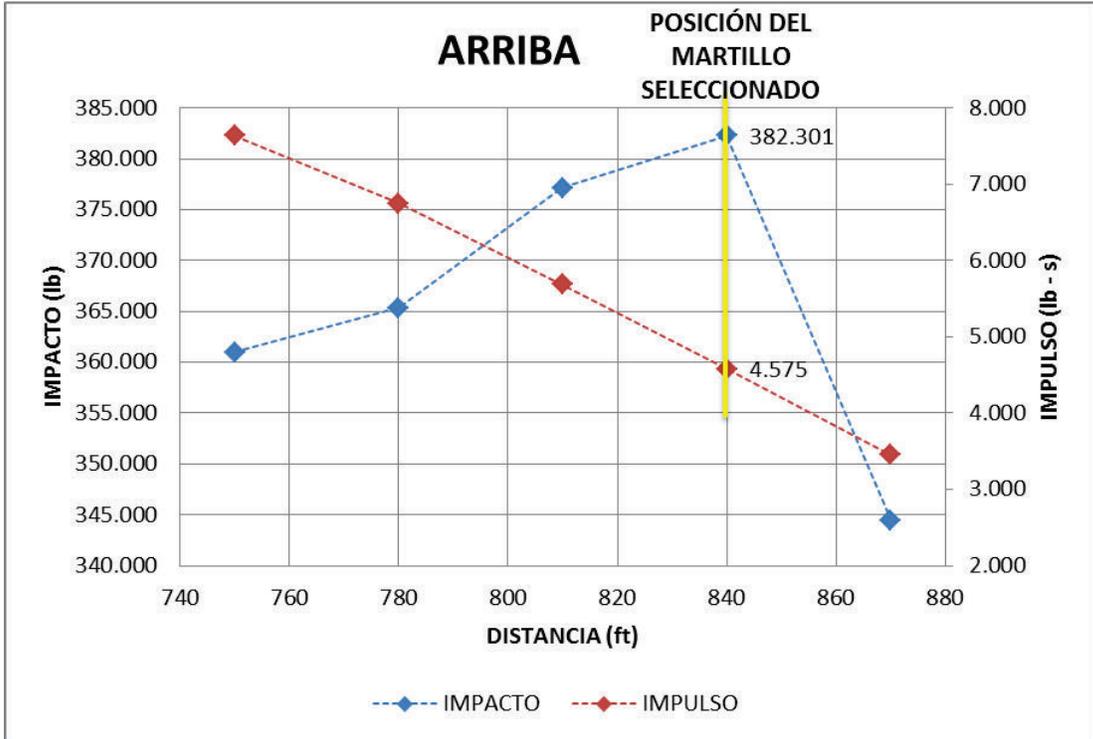
CONFIGURACIÓN			ARRIBA			ABAJO		
OPCIÓN	DC	HWDP	# JUNTAS	IMPACTO	IMPULSO	# JUNTAS	IMPACTO	IMPULSO
REAL	3	20	SE NECESITAN AL MENOS 2 DC Y 4 HWDP MÁS					
A	4	26	5	393301	4749	5	164683	2227
			4	355145	3586	4	151169	1669
B	4	29	5	382301	4575	8	169530	3851
			6	377158	5690	7	167825	3325
			7	365371	6750	6	165952	2786
			8	360956	7635	5	163946	2220
			4	344470	3449	4	150584	1665
C	5	23	4	360200	3666	4	151893	1682
D	5	25	6	371016	5724	6	161946	2760
			5	359387	4611	5	155228	2201
			4	351592	3530	4	151178	1667
E	5	27	7	379160	6799	8	170297	3898
			8	367189	7746	7	168598	3347
			6	363763	5584	6	161464	2754
			5	352212	4496	5	154805	2197
			4	344477	3438	4	150797	1664

Elaborado por: Michelle Lourido

Los cuadros resaltados presentan para cada configuración la mejor opción, tanto en impulso como impacto. Por lo tanto, la opción B es la más favorable ya que se utilizan 4 DC y 29 HWDP; el martillo se colocará entre 24 HWDP abajo y 5 HWDP arriba, que es la que se encuentra pintado de color.

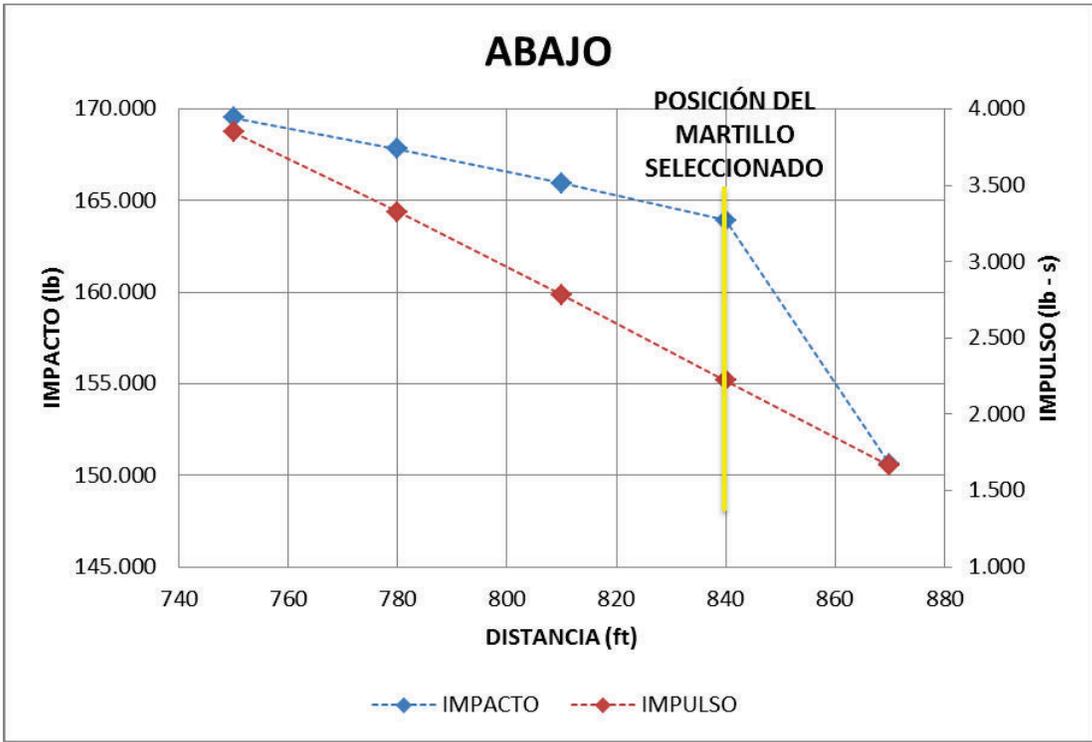
Las Gráficas 3.1 y 3.2 indican el impulso y el impacto en función de la distancia y la posición del martillo seleccionado, tanto hacia arriba como hacia abajo.

GRÁFICA 3.1. IMPULSO E IMPACTO HACIA ARRIBA YNNA – 002



Elaborado por: Michelle Lourido

GRÁFICA 3.2. IMPULSO E IMPACTO HACIA ABAJO YNNA – 002



Elaborado por: Michelle Lourido

3.2.2. Quinde A-003

En el Quinde A—003 se utilizó una configuración de BHA de 3 DC y 20 HWDP, que de igual manera que el Yanaquincha no es apta para que el martillo se accione; sin embargo, no hubo problemas al realizar el corte y la recuperación de núcleos. Con el BHA utilizado se procede a simular y obtener diferentes configuraciones que permitan mejorar el trabajo de Coring. Estas configuraciones se muestran en la Tabla 3.2

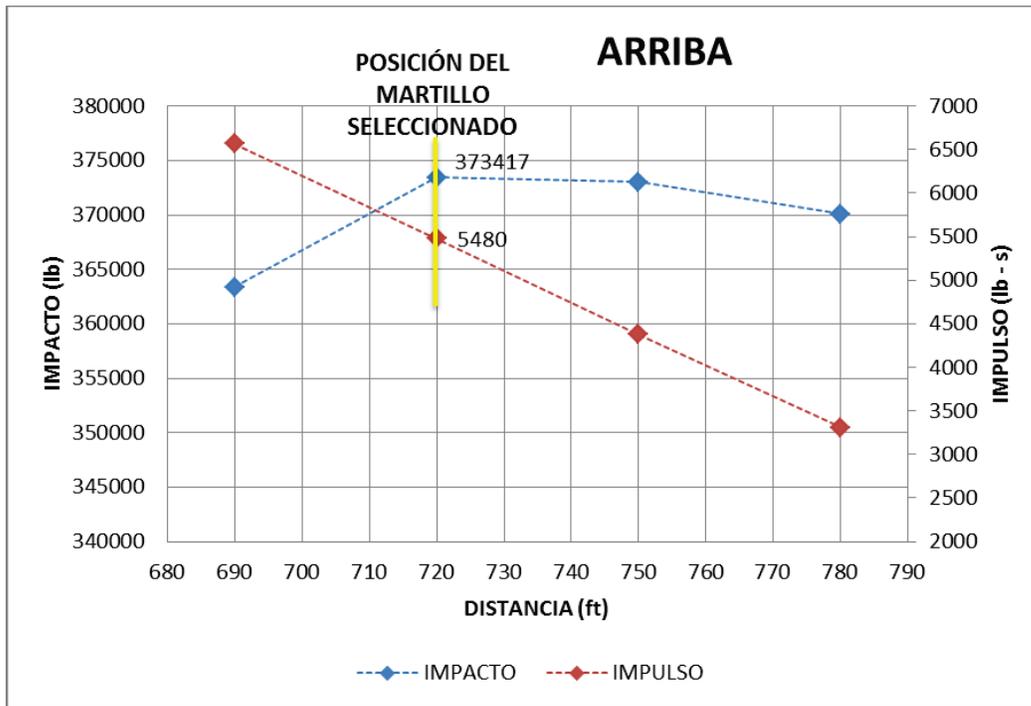
La opción favorable para este pozo es la D empleando 4 DC y 26 HWDP, de los cuales 20 tienen que ir abajo y 6 arriba para tener buen impulso tanto arriba y abajo al accionar el martillo (ver Gráficas 3.3 y 3.4)

TABLA 3.2. CONFIGURACIONES DE POSICIONAMIENTO QUINDE A-003

CONFIGURACIÓN			ARRIBA			ABAJO		
OPCIÓN	DC	HWDP	# JUNTAS	IMPACTO	IMPULSO	# JUNTAS	IMPACTO	IMPULSO
REAL	3	20	NO FUNCIONA LA CONFIGURACIÓN, SE NECESITAN AL MENOS 2 DC O 4 HWDP					
A	3	28	5	377074	4468	7	143367	2797
			6	376037	5431	6	141033	2342
			4	370054	3388	5	138676	1896
			7	362274	6417	4	133191	1429
B	3	26	5	384648	4586	5	138393	1887
			4	377574	3482	4	132859	1422
C	4	24	5	380602	4497	5	137861	1867
			4	377592	3404	4	133015	1405
D	4	26	6	373417	5480	7	143874	2843
			5	373037	4379	6	140517	2359
			4	370058	3311	5	138170	1876
			7	363381	6568	4	133367	1412

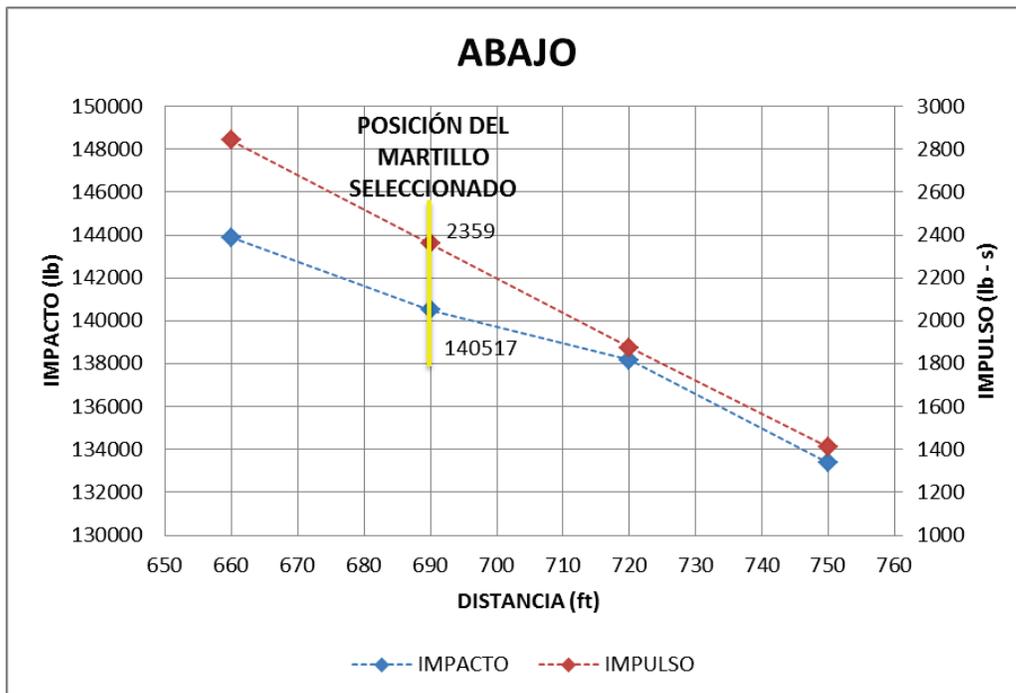
Elaborado por: Michelle Lourido

GRÁFICA 3.3. IMPULSO E IMPACTO HACIA ARRIBA QUINDE A – 003



Elaborado por: Michelle Lourido

GRÁFICA 3.4. IMPULSO E IMPACTO HACIA ABAJO QUINDE A – 003



Elaborado por: Michelle Lourido

3.2.3. Pañacocha A – 039

El diseño de BHA empleado en este pozo, de acuerdo al JAR PLACEMENT, es el correcto e indica la siguiente configuración: 4 DC, 5 HWDP arriba y 24 HWDP hacia abajo, teniendo que utilizar un total de 29 HWDP. En la Tabla 3.3 se muestran más configuraciones que hacen posible el trabajo del martillo sea posible, e incluso la opción A optimiza el trabajo del martillo si existiera algún problema de pega.

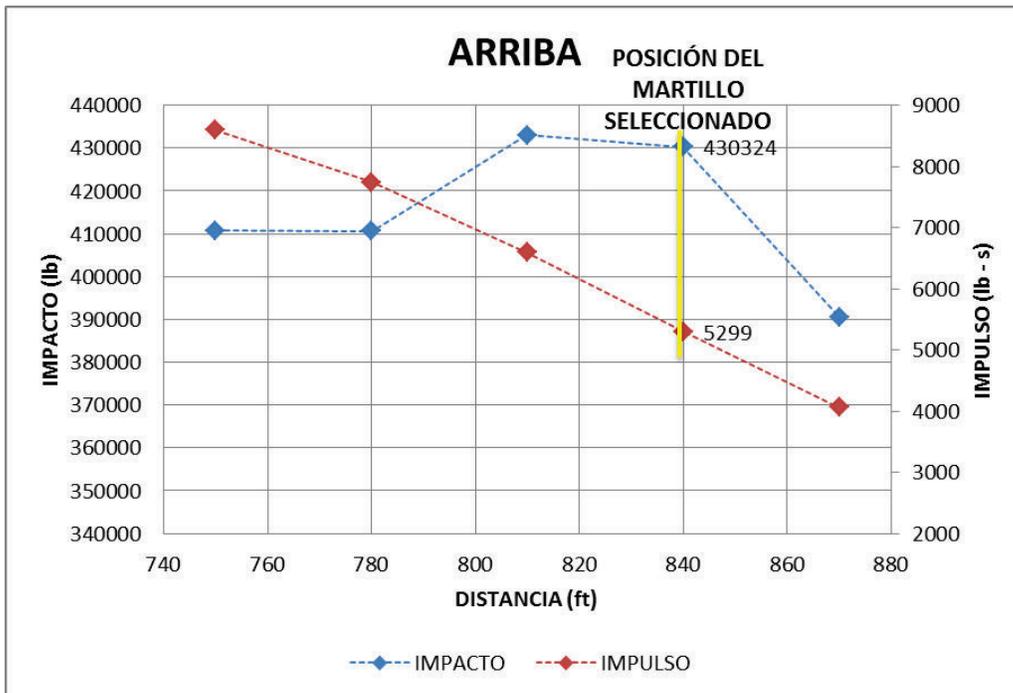
TABLA 3.3. CONFIGURACIONES DE POSICIONAMIENTO PCCA – 039

CONFIGURACIÓN			ARRIBA			ABAJO		
OPCIÓN	DC	HWDP	# JUNTAS	IMPACTO	IMPULSO	# JUNTAS	IMPACTO	IMPULSO
REAL	4	29	6	432985	6590	8	155204	3581
			5	430324	5299	7	153157	3091
			8	410722	8597	6	151068	2592
			7	410672	7745	5	147766	2057
			4	390606	4064	4	134991	1539
A	4	26	5	442039	5488	5	148678	2067
			4	401966	4214	4	135733	1546
B	3	30	5	431197	5434	7	151060	3039
			4	424789	4173	6	149210	2556
			6	417243	6535	5	147054	2077
			7	406446	7648	4	142332	1554

Elaborado por: Michelle Lourido

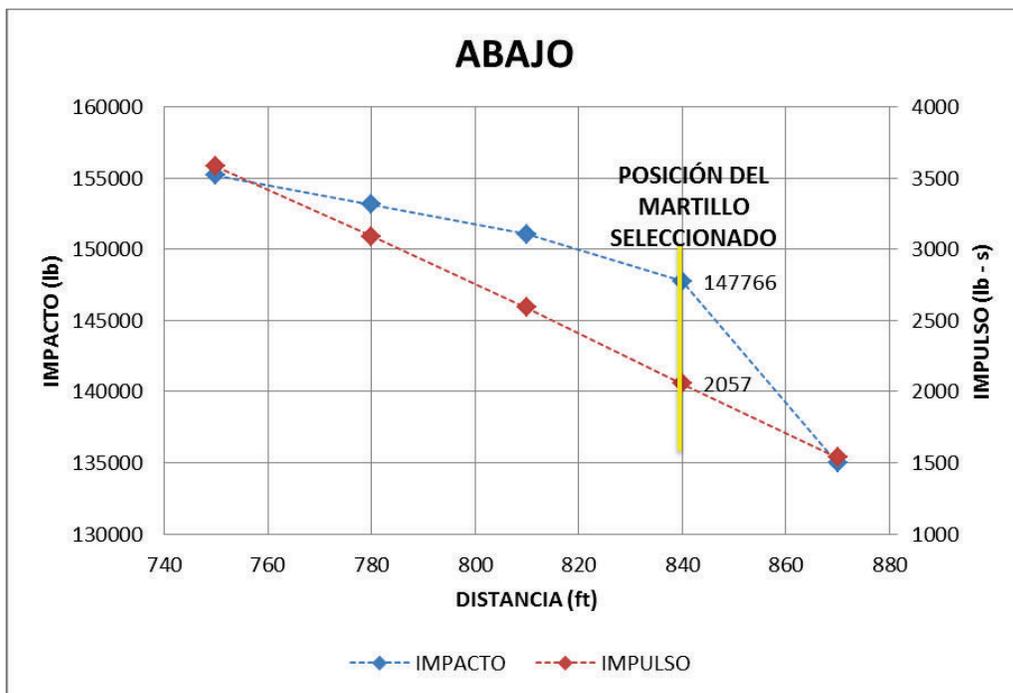
Las Gráficas 3.5 y 3.6 muestran la posición del martillo de acuerdo con el BHA que se utilizó. El impulso e impacto con relación a la distancia en dónde se colocó la herramienta para accionar.

GRÁFICA 3.5. IMPULSO E IMPACTO HACIA ARRIBA PCCA – 039



Elaborado por: Michelle Lourido

GRÁFICA 3.6. IMPULSO E IMPACTO HACIA ABAJO PCCA – 039



Elaborado por: Michelle Lourido

3.2.4. Edén Yuturi J – 185

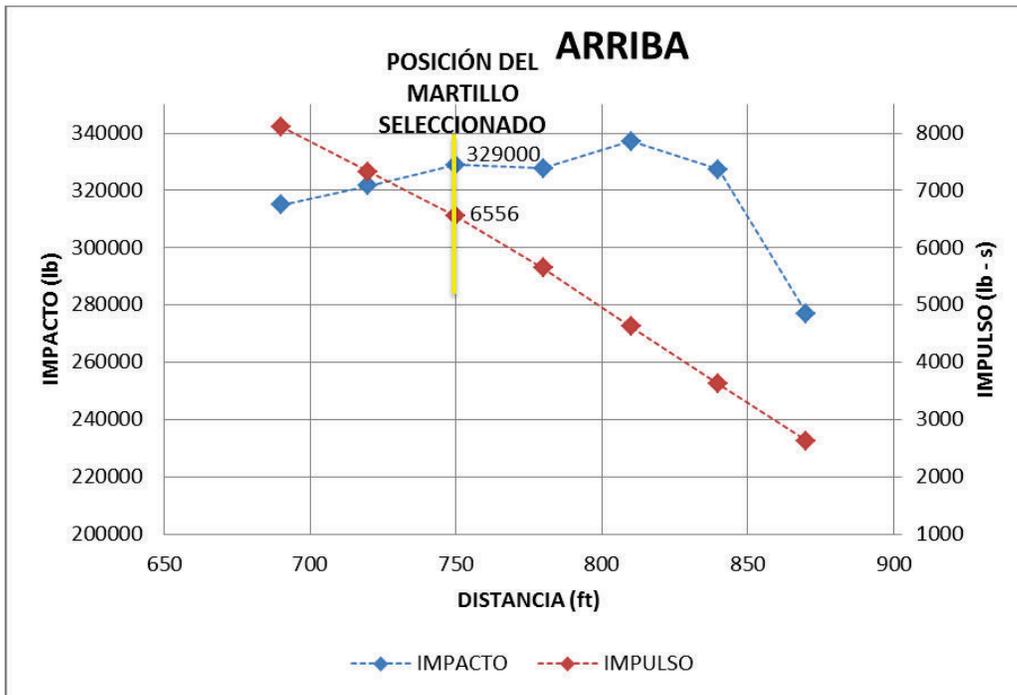
En este pozo se utilizó la misma configuración del YNNA – 002 y QUINDE A – 003, pero de manera similar no se consiguió el adecuado posicionamiento del martillo para que éste se active en el caso de una pega. La configuración que recomienda el JAR PLACEMENT es la opción D que consta de 4 DC y 29 HWDP, colocando 21 HWDP abajo y 8 en la parte de arriba (ver Tabla 3.4). Las Gráficas 3.7 y 3.8 muestran el impacto e impulso para la configuración seleccionada.

TABLA 3.4. CONFIGURACIONES DE POSICIONAMIENTO EDYJ – 185

CONFIGURACIÓN			ARRIBA			ABAJO		
OPCIÓN	DC	HWDP	# JUNTAS	IMPACTO	IMPULSO	# JUNTAS	IMPACTO	IMPULSO
REAL	3	20	NO FUNCIONA LA CONFIGURACIÓN, SE NECESITAN AL MENOS 2 DC O 4 HWDP					
A	3	26	5	343090	3963	5	125670	1693
			4	324153	2906	4	117688	1254
B	3	30	5	335328	3843	7	130118	2587
			6	332568	4788	6	127964	2128
			7	327338	5843	5	125799	1699
			4	316541	2813	4	117896	1260
C	4	24	5	346607	3913	5	126444	1677
			4	295516	2858	4	110552	1240
D	4	29	6	337188	4623	10	140686	4016
			8	329000	6556	9	138600	3543
			7	327783	5652	8	136464	3081
			5	327263	3617	7	134304	2610
			9	321663	7326	6	132101	2148
			10	314913	8118	5	126716	1692
			4	277110	2627	4	111192	1255

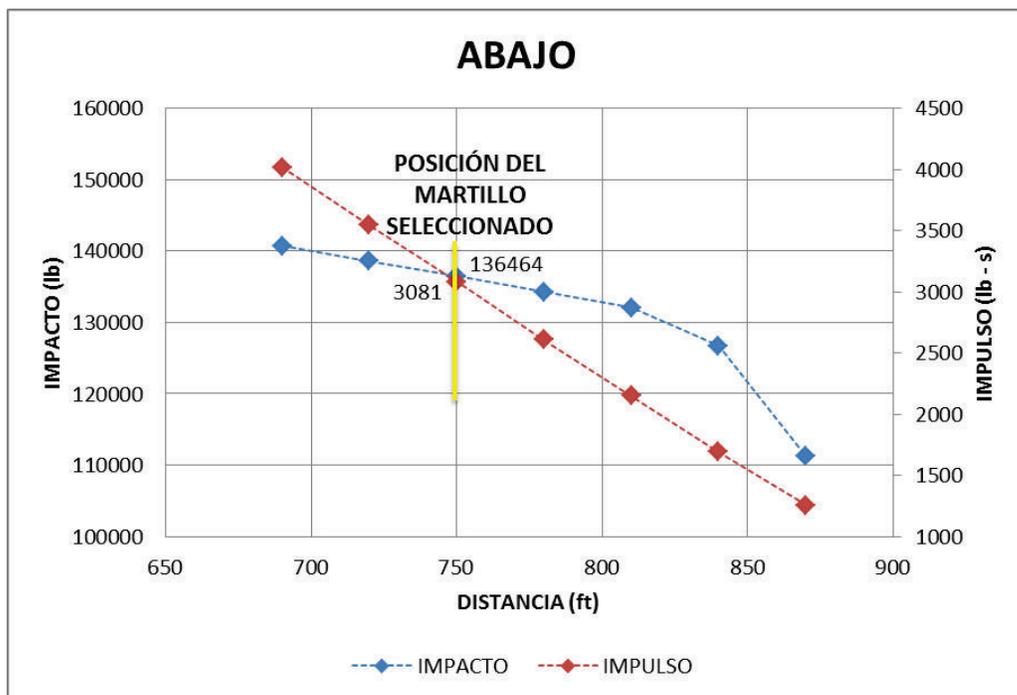
Elaborado por: Michelle Lourido

GRÁFICA 3.7. IMPULSO E IMPACTO HACIA ARRIBA EDYJ – 185



Elaborado por: Michelle Lourido

GRÁFICA 3.8. IMPULSO E IMPACTO HACIA ABAJO EDYJ – 185



Elaborado por: Michelle Lourido

3.3. ANÁLISIS DE TORQUE Y ARRASTRE

El análisis dinámico mediante el software VIBRASCOPE, simula un posible pandeo de la tubería y los puntos de profundidad en donde se encuentra dicho pandeo. Predice el torque y arrastre que se tendrá durante la perforación del pozo, además de elaborar una gráfica que indica la zona de trabajo segura, en los cuales el BHA tendrá menor tendencia a inducir vibración.

Para realizar este análisis se emplean los ensamblajes de fondo de cada pozo y se procede a analizar las configuraciones disponibles del JAR PLACEMENT, ya que aquellas distribuciones de DP y HWDP son factibles al momento de activar el martillo, pero a su vez deben ser las adecuadas para que durante la perforación no provoque deformación en la tubería (pandeo – buckling), aplicando el máximo peso disponible en la corona.

La información requerida para este softwares es: perfil del pozo, peso del lodo, WOB máximo, presión, caudal, coeficiente de fricción, componentes de BHA con su respectiva longitud y peso, viscosidad del lodo y RPM.

3.3.1. Deformación de tubería

Esta sección analiza el diseño de BHA que se trabajó y el tipo de pandeo (helicoidal/sinusoidal) que se simula con el software, dependiendo del WOB máximo que se aplique y de la distribución de DP y HWDP con el que se vaya a trabajar:

a) Yanaquincha Norte A-002

Los parámetros reales que se registró en ambas corridas se indican en la Tabla 3.5. Para el primer punto de core tomado desde 11530 ft hasta 11578 ft y el tipo de deformación de la tubería se muestra en la Gráfica 3.9.

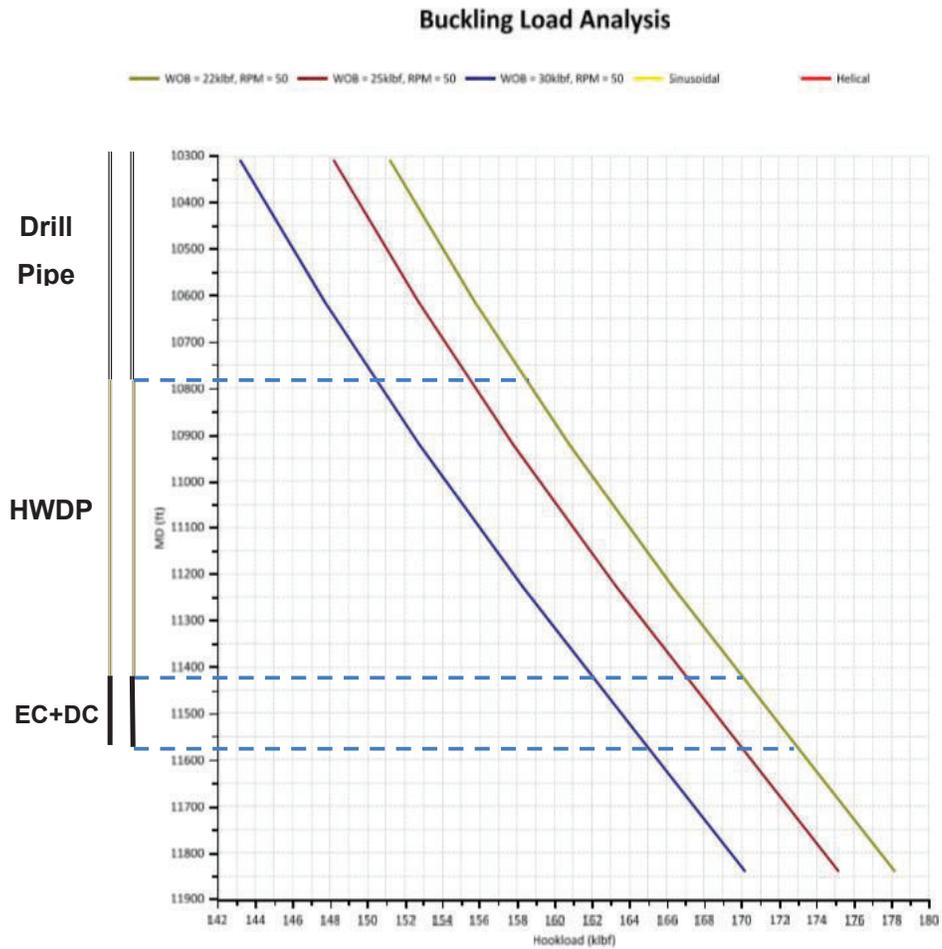
TABLA 3.5. PARÁMETROS DE PERFORACIÓN UTILIZADOS EN EL POZO YANAQUINCHA NORTE A-002

INTER. CORE	Tq Ft.lbs	WOB K.lbs	Q gpm	P psi	ROP ft/hr	RPM
11530 – 11578	15 – 18	22	220	480	20	50 – 60
11829 – 11833	12 – 18	30	200	620	3	50 – 60

Fuente: NOV, Coring Services

Elaborado por: Michelle Lourido

GRÁFICA 3.9. PANDEO – PRIMER INTERVALO DE CORE YNNA – 002

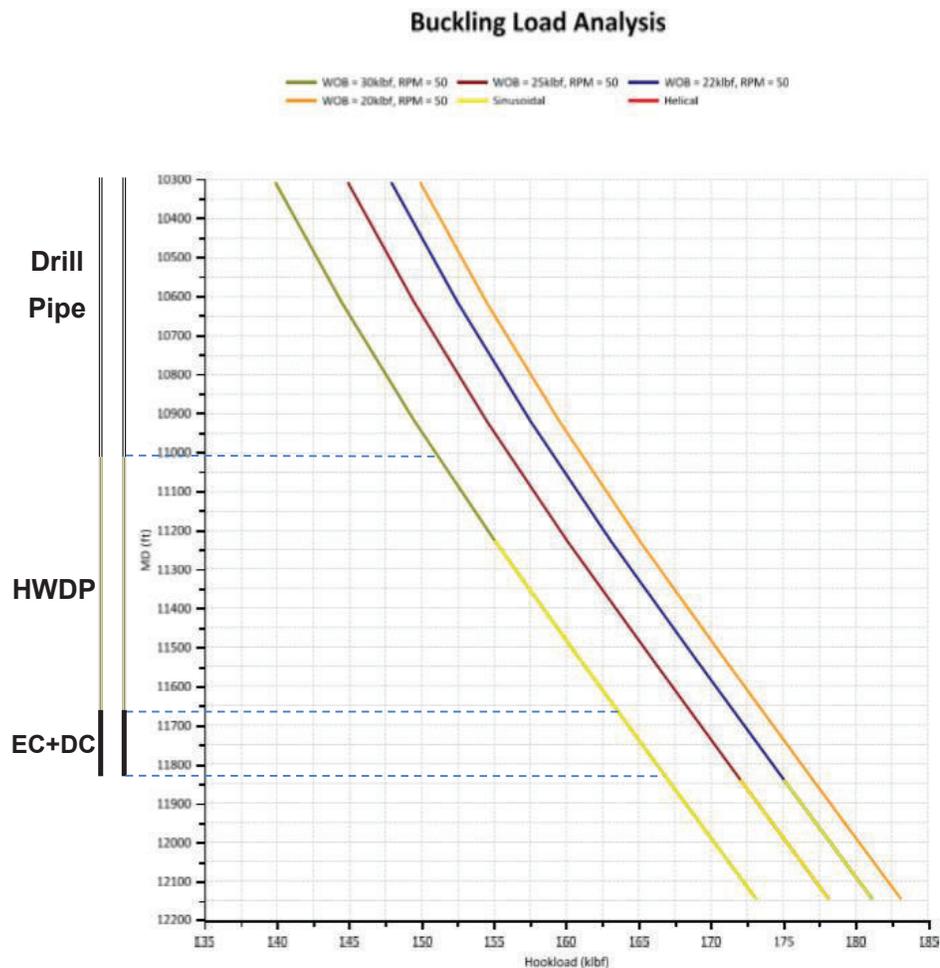


Elaborado por: Michelle Lourido

La Gráfica 3.9 indica que la tubería no se deforma con el peso máximo de 22 klbs, sin embargo es admisible para la tubería aplicar hasta un peso de 30 klbs que es el peso máximo que soporta la corona. Esto indica que el diseño de BHA utilizado fue el correcto ya que no simula ningún tipo de pandeo, pero si se presentara un problema de pega y se tuviera que activar el martillo, no funcionaría para esta configuración.

Para el segundo punto de core tomado desde 11829 ft hasta 11833 ft se trabajó con los parámetros indicado en la tabla 3.5 y el tipo de deformación se muestra en la Gráfica 3.10.

GRÁFICA 3.10. PANDEO – SEGUNDO INTERVALO DE CORE YNNA – 002



Elaborado por: Michelle Lourido

La Gráfica 3.10 muestra que la tubería empieza a deformarse desde los 11000 ft de manera sinusoidal, y afecta a casi todos los HWDP, Drill Collar y equipo de coring, por lo que el trabajo de recuperación no fue el esperado ya que no se alcanzó el objetivo planteado. El peso máximo que se aplicó a la corona fue de 30 klbs produciendo este tipo de buckling. Al trabajar con pesos menores de 25 – 22 klbs, existe un leve pandeo de forma sinusoidal que se registra según la gráfica en la parte del equipo de coring, directamente a la corona, por ende cuando existe algún tipo de pandeo en esta región se considera menor y sin importancia para el trabajo de coring. El peso máximo ideal para trabajar es de 20 klbs.

b) Quinde A – 003

Los parámetros reales con los que se trabajó para las dos corridas en el pozo Quinde se indican en la Tabla 3.6, y se procede a realizar el análisis de pandeo (ver Gráficas 3.11 y 3.12).

TABLA 3.6. PARÁMETROS DE PERFORACIÓN UTILIZADOS EN EL POZO
QUINDE A – 003

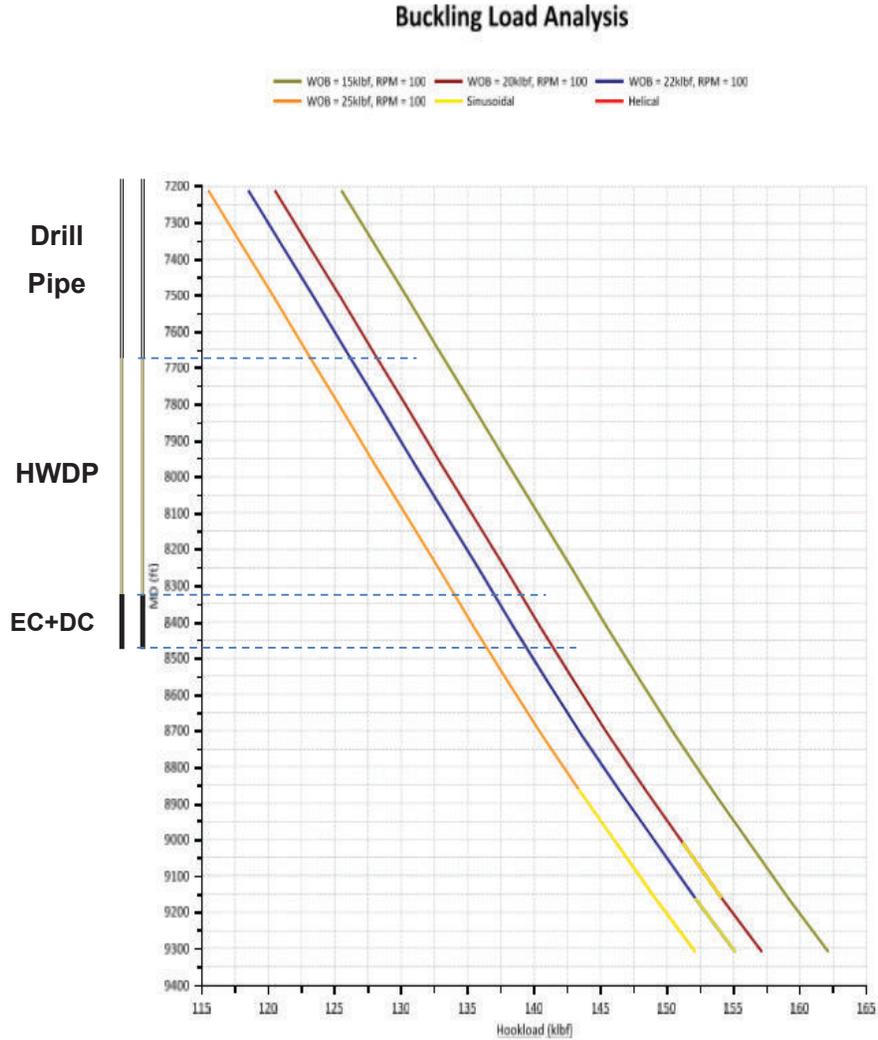
INTER. CORE	Tq Ft.lbs	WOB K.lbs	Q Gpm	P psi	ROP ft/hr	RPM
8435 – 8495	16 – 21	15	220	450	30	50 – 60
9230 – 9290	10 – 15	22	250	600	30	40 – 50

Fuente: NOV, Coring Services

Elaborado por: Michelle Lourido

Para el primer intervalo de 8435 ft a 8495 ft no se produce ningún tipo de pandeo con las 15 klbs aplicadas; si fuera el caso de aplicar más peso, hasta 25 klbs, la tubería no se deformaría. La Gráfica 3.11 indica que el pandeo presentado es de forma sinusoidal y se encuentra aproximadamente a partir de los 8900 ft, lo cual no afecta al primer intervalo de core, por lo que se concluye que el BHA utilizado fue el indicado para que no exista deformación en la tubería.

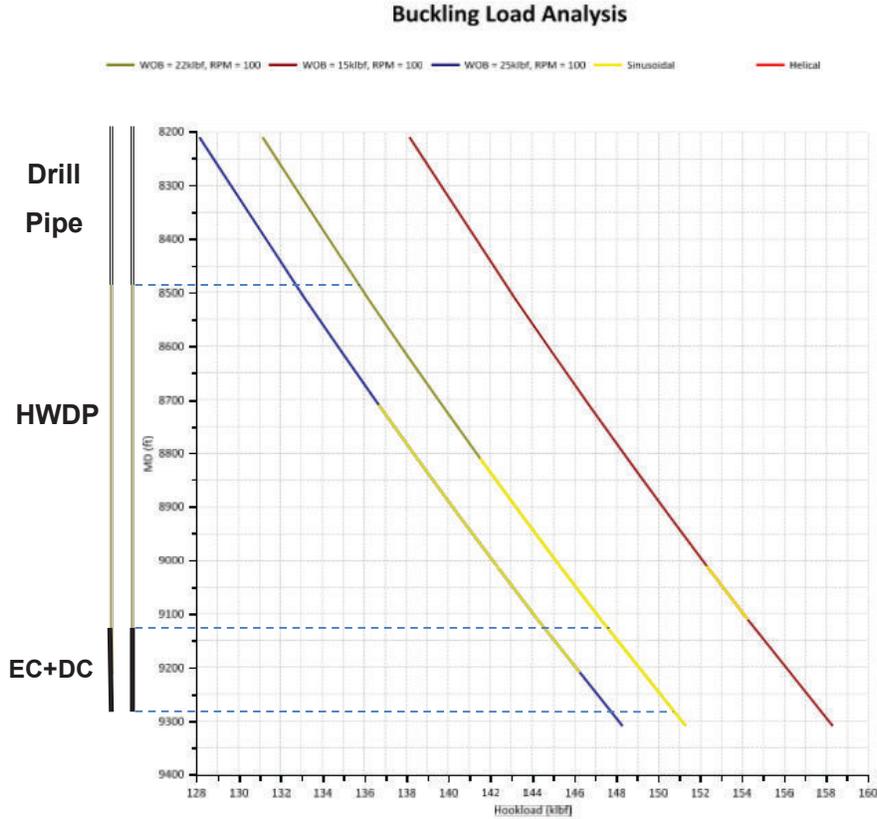
GRÁFICA 3.11. PANDEO – PRIMER INTERVALO DE CORE QUINDE A-003



Elaborado por: Michelle Lourido

El segundo intervalo de core llega hasta una profundidad de 9230 ft en donde existe un pandeo sinusoidal que empieza a los 8810 ft y afecta a los HWDP y Drill Collar como se muestra en la Gráfica 3.12. Si se aplicara un peso de 25 klbs el pandeo empezaría a los 8700 ft, que si se compara con el peso real aplicado de 22 klbs de igual manera ocasionaría pandeo y empezaría incluso 1000 ft antes. Para que no existiera pandeo y no hubiera ningún tipo de problema, el peso indicado a aplicar debió ser menos de 15 klbs ya que con 15 klbs sigue existiendo una deformación que se refleja en pocos HW y todos los Drill Collars.

GRÁFICA 3.12. PANDEO – SEGUNDO INTERVALO DE CORE QUINDE A-003



Elaborado por: Michelle Lourido

c) Pañacocha A – 039

La Tabla 3.7 muestra los parámetros que fueron empleados para realizar las dos corridas en el pozo PCCA – 039.

TABLA 3.7. PARÁMETROS DE PERFORACIÓN POZO PCCA – 039

INTER. CORE	Tq Ft.lbs	WOB K.lbs	Q Gpm	P Psi	ROP ft/hr	RPM
8414 – 8474	12 – 18	20	220	620	60	60 – 70
8474 – 8514	12 – 15	10	200	600	60	50

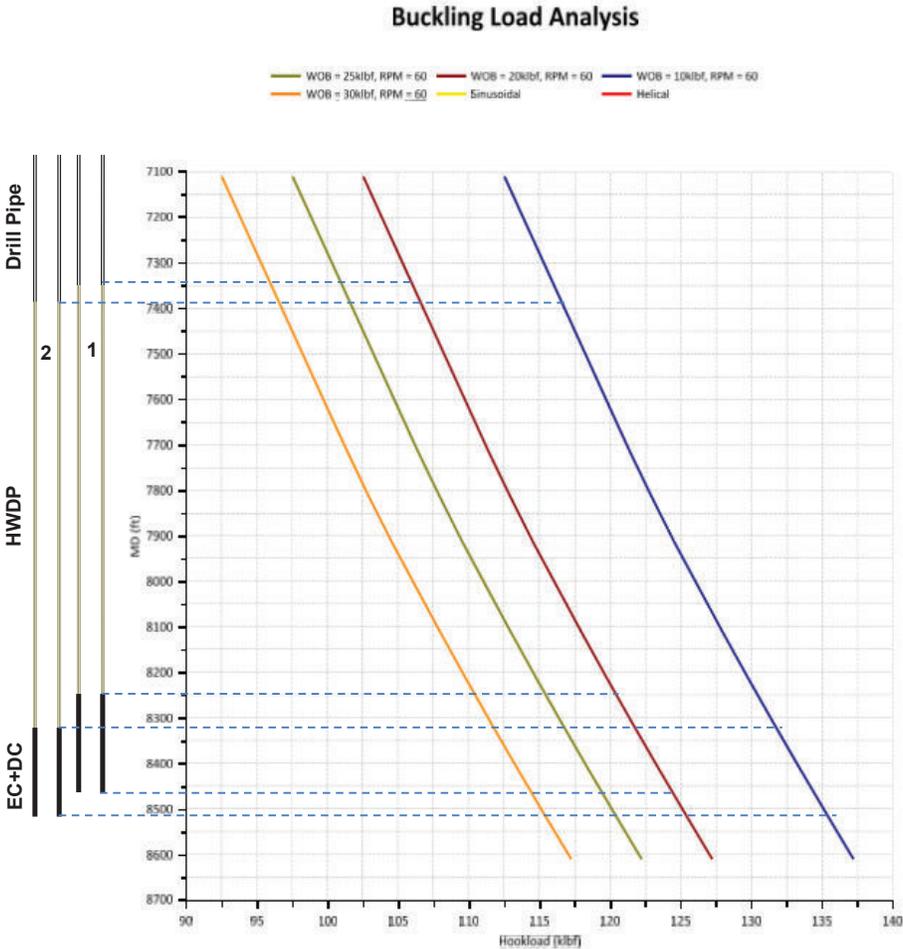
Fuente: NOV, Coring Services

Elaborado por: Michelle Lourido

Este análisis se lo puede realizar en un solo intervalo, ya que las profundidades de core son continuas; es decir, que no hay diferencia entre las mismas. Para conocer el tipo de deformación que sufre la tubería con la configuración trabajada de 4 DC y 29 HWDP, se puede trabajar con los parámetros de la segunda corrida.

La Gráfica 3.13 indica el tipo de pandeo que sufre la tubería aplicando WOB de 10 a 20 klbs, mostrando que no existe pandeo con estos WOB utilizados e incluso se puede apreciar que si se aplica pesos más altos la tubería no se deformaría, y se puede trabajar con tranquilidad con este tipo de BHA.

GRÁFICA 3.13. PANDEO EN EL INTERVALO DE CORE PCCA – 039



Elaborado por: Michelle Lourido

La configuración con la que se trabajó en este pozo es óptima en todos los análisis ya que cuando se estudió el posicionamiento del martillo, el diseño mencionado permitía que el martillo se activara en caso de un posible problema de pega.

d) Edén Yuturi J – 185

Para el pozo EDYJ – 185 se empleó los parámetros indicados en la Tabla 3.8.

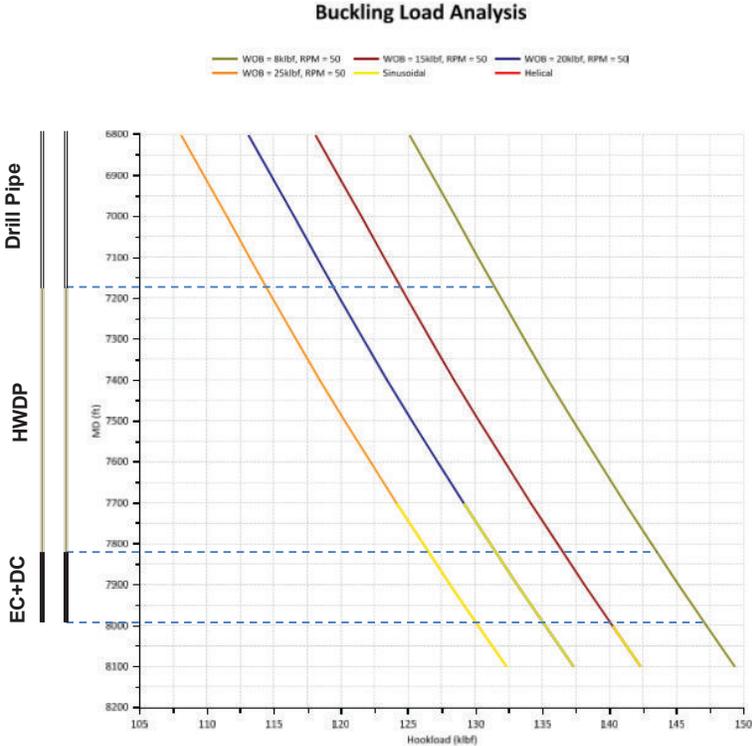
TABLA 3.8. PARÁMETROS DE PERFORACIÓN POZO EDYJ – 185

INTER. CORE	Tq Ft.lbs	WOB K.lbs	Q Gpm	P Psi	ROP ft/hr	RPM
7927 – 7987	16 – 17	8	200	400	30	50

Fuente: NOV, Coring Services

Elaborado por: Michelle Lourido

GRÁFICA 3.14. TIPO DE PANDEO INTERVALO DE CORE EDYJ – 185



Elaborado por: Michelle Lourido

La Gráfica 3.14 muestra que el tipo de BHA empleado con el peso máximo de 8 klbs, no hay presencia de algún tipo de deformación, pero al trabajar con peso mayores a éste, de 15, 20 y 25 klbs, existe un pandeo de forma sinusoidal que afecta a los HWDP y Drill Collar. Cuando el pandeo se encuentra en el equipo de Coring y Drill collar como en la curva de 15 klbs, es aceptable trabajar con este peso ya que es muy difícil por la rigidez de los Collar que estos se vayan a deformar.

Para que un BHA sea óptimo en la perforación y recuperación de núcleos, es necesario analizar el diseño con parámetros máximos y de esta manera asegurar que no existan problemas con la tubería en caso de aplicar un WOB máximo.

3.3.2. Torque y arrastre

El torque y arrastre generado en los pozos de este estudio se muestra en las Gráficas 3.15 – 3.18. El torque depende del coeficiente de fricción que se aplique a la sarta, ya sea en hueco entubado (0.28) o hueco abierto (0.36), el mismo que varía dependiendo de la sección vertical de cada pozo. En las gráficas se indica el máximo de torque que se tiene a las diferentes profundidades dependiendo el peso que se aplica, además de identificar cual es el valor simulado del arrastre al sacar e ingresar la tubería, así como el análisis del mismo en modo rotacional.

En las gráficas de torque se señala los intervalos que se han perforado, y los torque que se obtiene aplicando desde el mínimo – máximo peso trabajado.

Los valores de coeficientes de fricción empleados en este análisis han sido variados de manera que reflejen el torque real que se produjo en los pozos de estudio. Además de tomar en cuenta la sección vertical (longitud del hueco abierto) de cada pozo; entre mayor sea esta sección, mayor serán los coeficientes, ya que a mayor desplazamiento, mayor torque y arrastre.

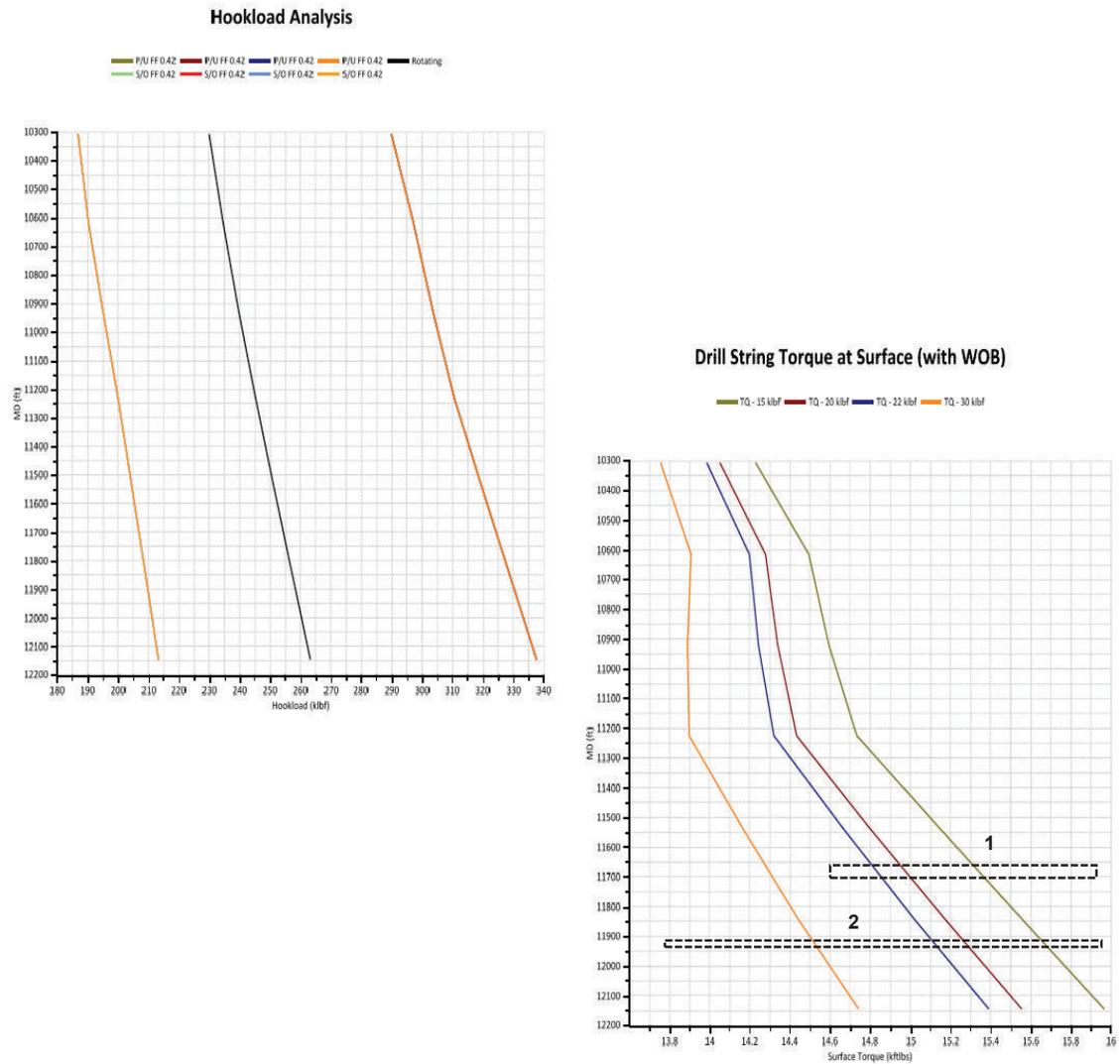
La Tabla 3.9 indica los coeficientes de fricción que se aplicó en cada pozo.

TABLA 3.9. COEFICIENTES DE FRICCIÓN EN POZOS DE ESTUDIO

POZOS	YANAQUINCHA NORTE A – 002	QUINDE A – 003	PAÑACOA A – 039	EDÉN YUTURI J – 185
SECCIÓN VERTICAL (ft)	5785	2951	4387	2872
COEFICIENTES DE FRICCIÓN	0.36 – 0.42	0.30 – 0.34	0.34 – 0.38	0.28 – 0.32

Elaborado por: Michelle Lourido

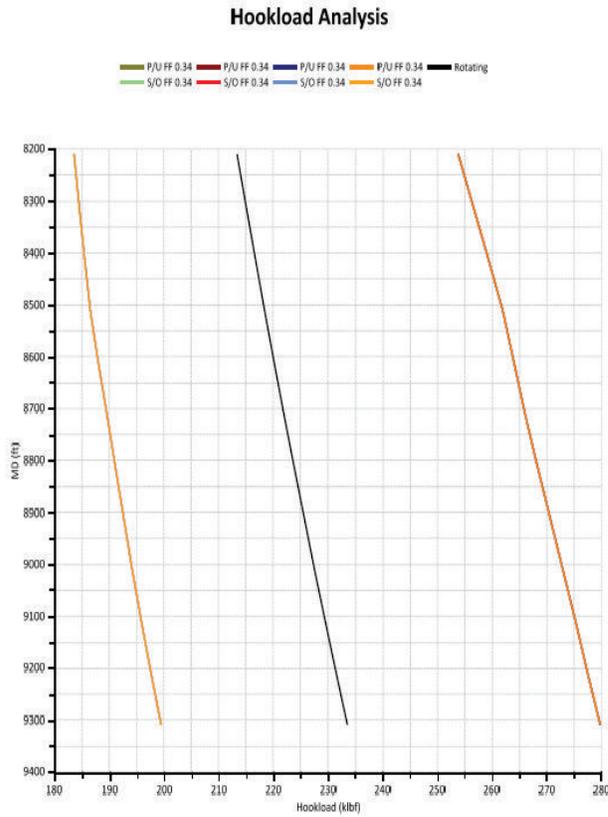
GRÁFICA 3.15. TORQUE Y ARRASTRE POZO YANAQUINCHA NORTE A – 002



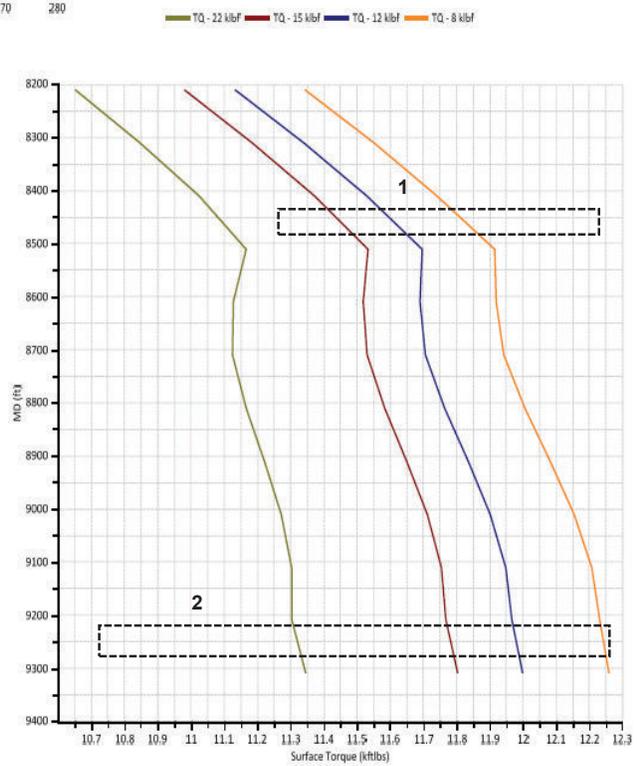
Fuente: NOV, Vibrascope

Elaborado por: Michelle Lourido

GRÁFICA 3.16. TORQUE Y ARRASTRE POZO QUINDE A – 003



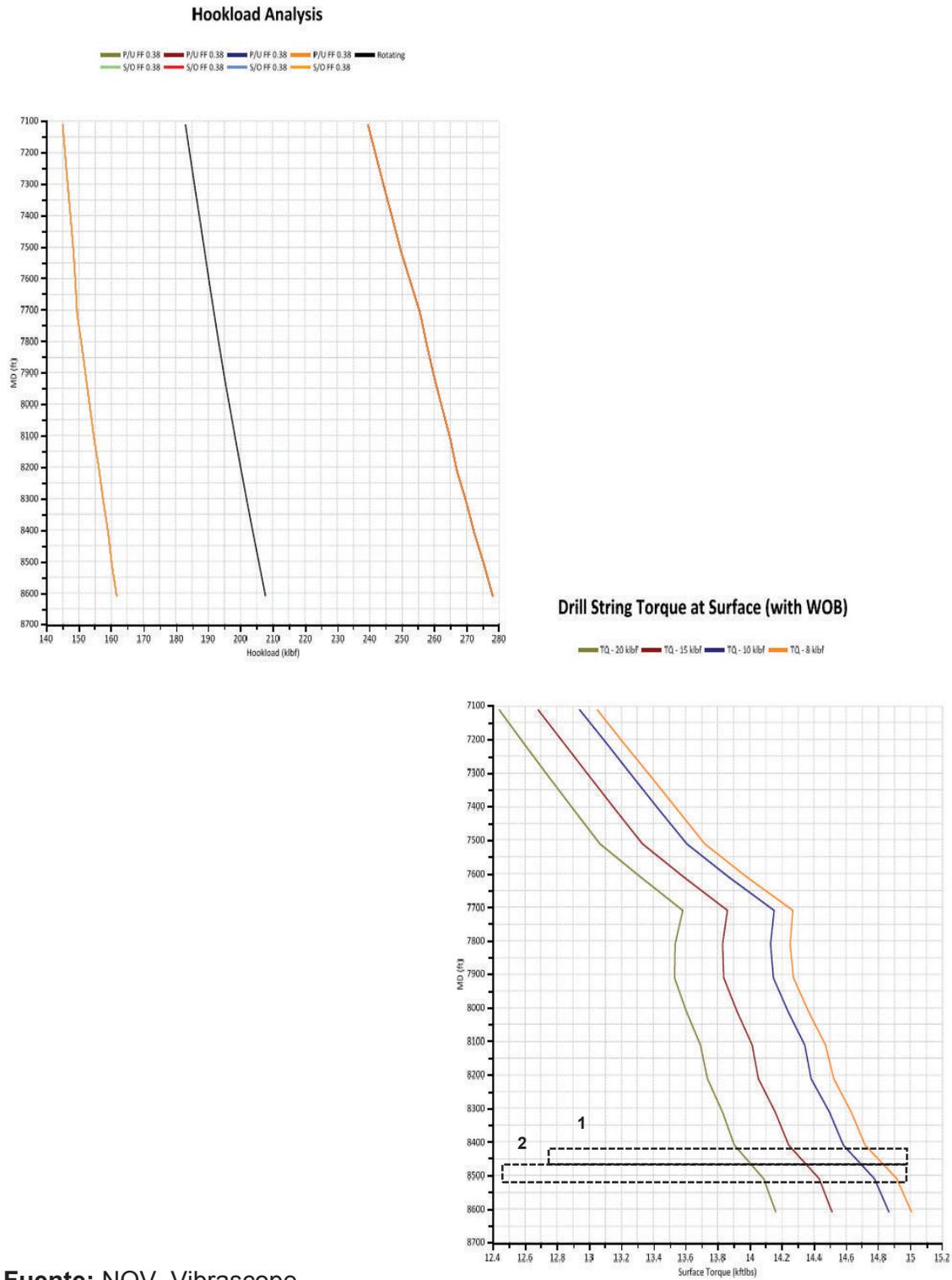
Drill String Torque at Surface (with WOB)



Fuente: NOV, Vibrascope

Elaborado por: Michelle Lourido

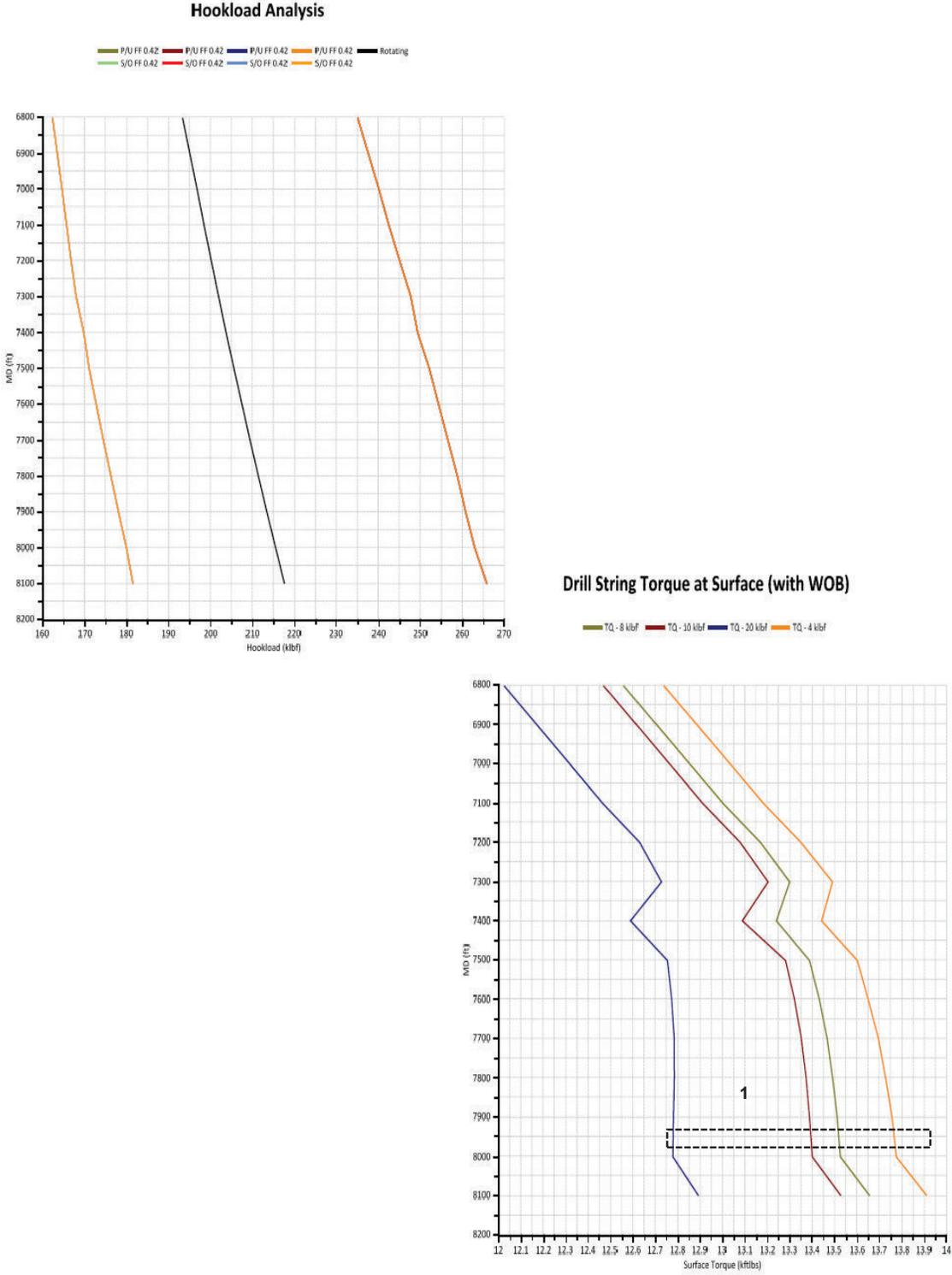
GRÁFICA 3.17. TORQUE Y ARRASTRE POZO PAÑACOCCHA A – 039



Fuente: NOV, Vibrascope

Elaborado por: Michelle Lourido

GRÁFICA 3.18. TORQUE Y ARRASTRE POZO EDÉN YUTURI J – 185

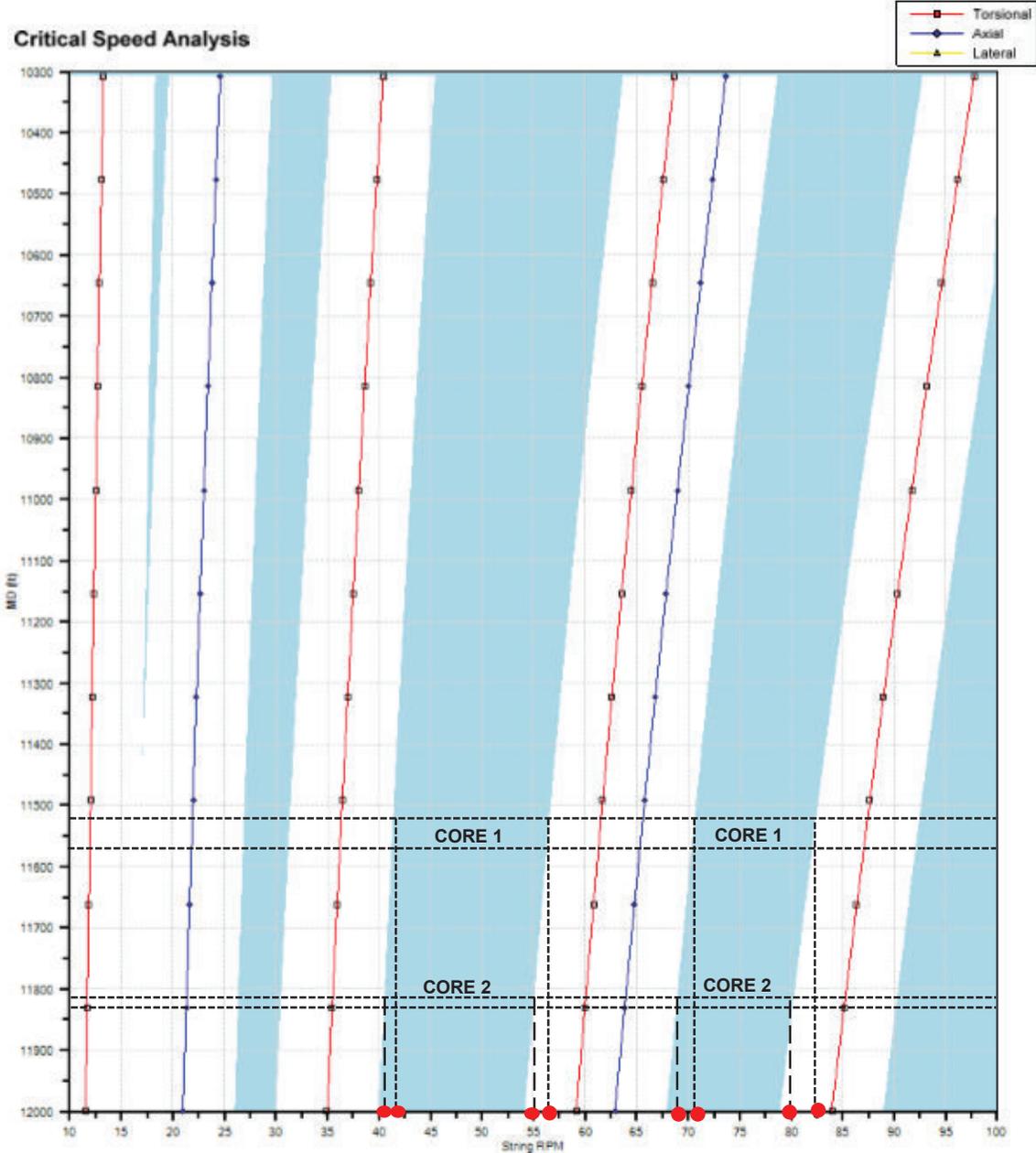


Fuente: NOV, Vibrascope
Elaborado por: Michelle Lourido

3.3.3. Zonas seguras de trabajo

Las zonas seguras son aquellas zonas de trabajo donde se debe trabajar la rotación de la sarta para evitar perforar con vibraciones (ver Gráficas 3.19 – 3.22). En la Gráfica 3.19 se observa dos intervalos de rotación con los cuales se podría trabajar, un intervalo entre 43 – 53 rpm y el otro entre 72 – 77 rpm.

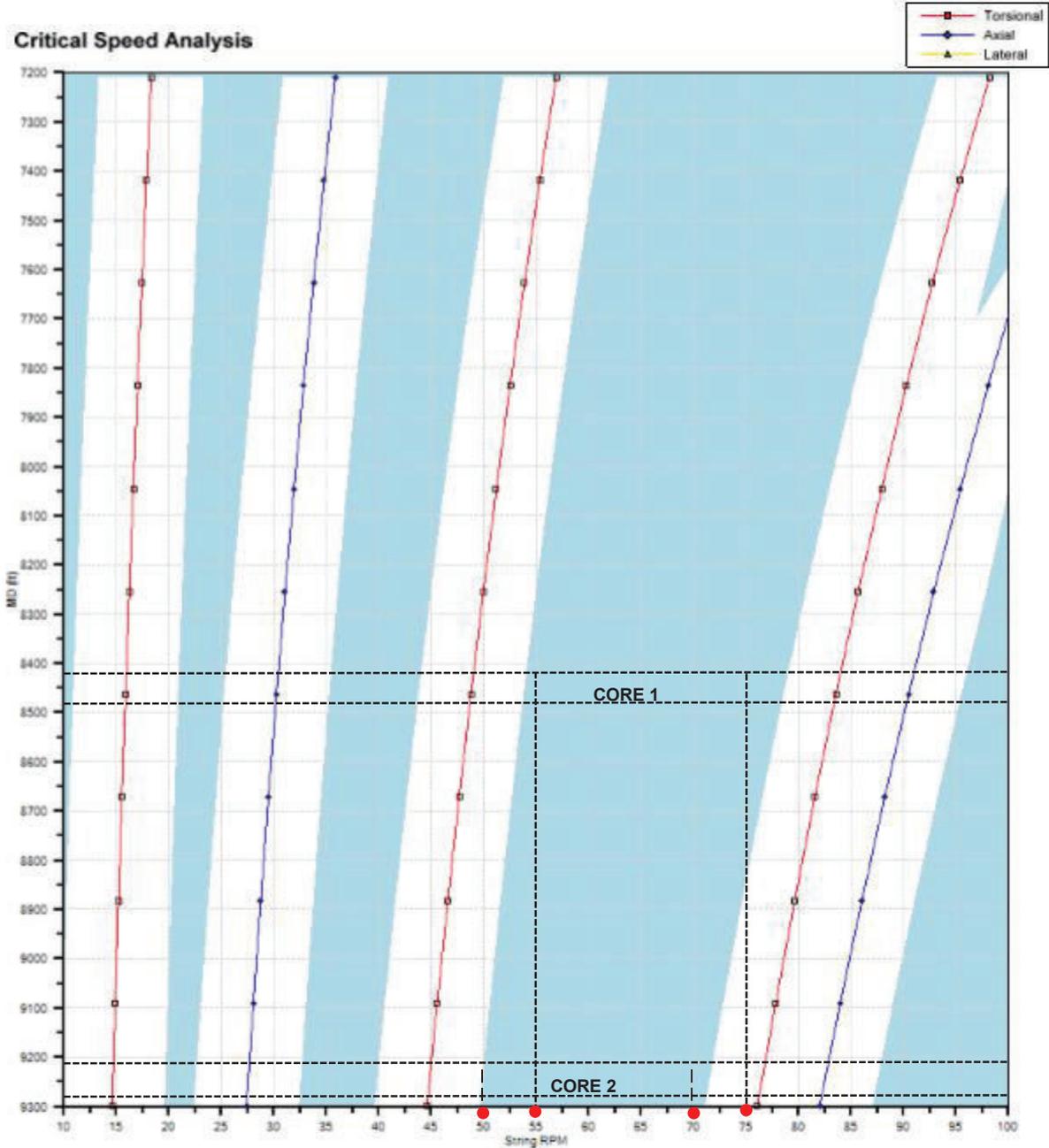
GRÁFICA 3.19. ZONA SEGURA YANAQUINCHA NORTE A – 002



Elaborado por: Michelle Lourido

Durante el trabajo de corte de núcleos se trabajó con 50 – 55 rpm, observando que la rotación utilizada en el trabajo está dentro de la zona segura de trabajo; pero como recomendación se podría emplear el primer intervalo de zona segura mostrado en la Gráfica 3.19 para tener mejor ROP, y evitar que la rotación se detenga al existir un cambio brusco de litología.

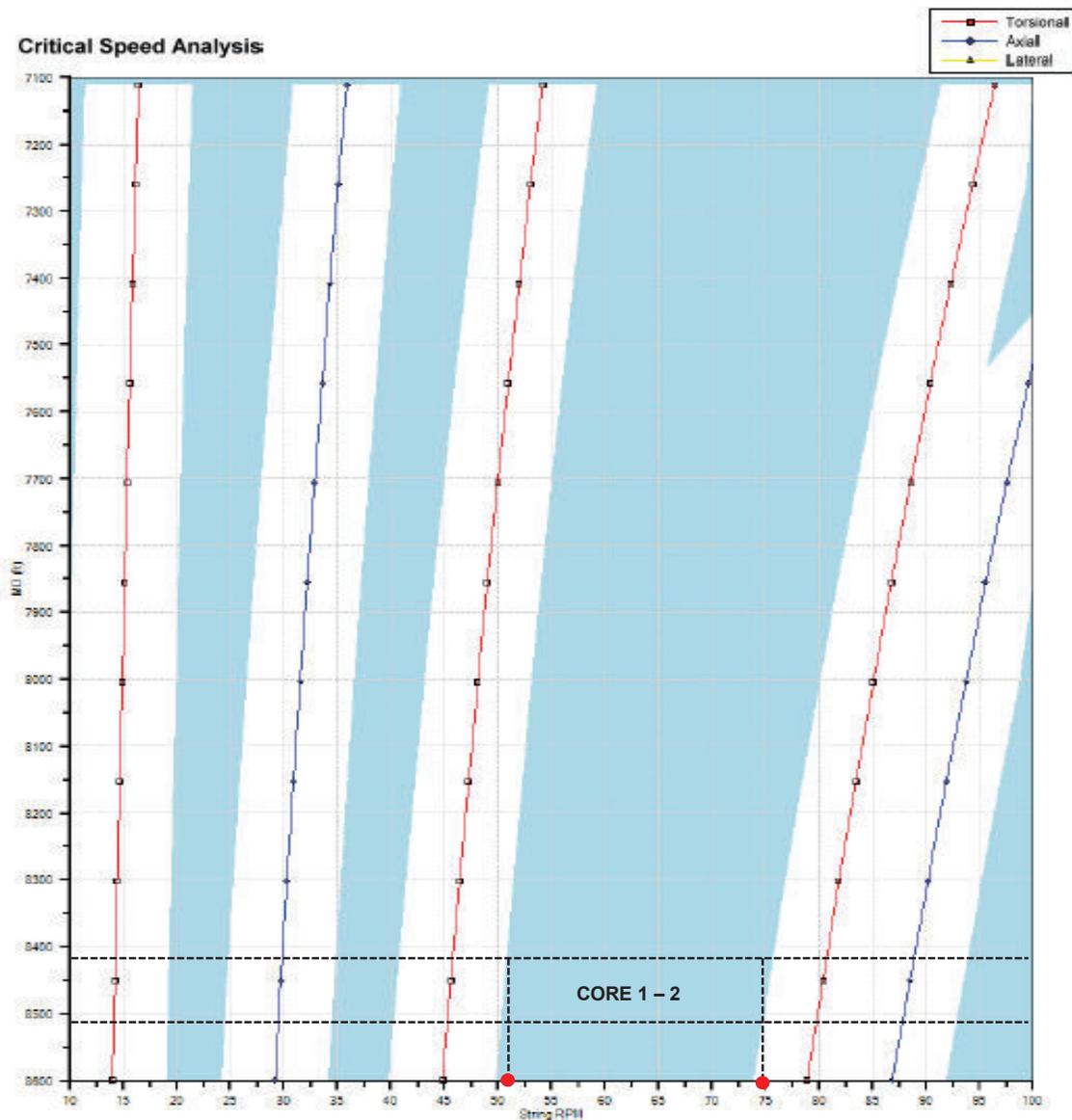
GRÁFICA 3.20. ZONA SEGURA QUINDE A – 003



Elaborado por: Michelle Lourido

Las zonas seguras para el pozo Quinde se muestra en la Gráfica 3.20, donde indica que para el primer intervalo se debe trabajar entre 55 – 75 rpm; no hubo problemas ya que las RPM reales fueron 50 – 60 rpm. En el segundo intervalo las RPM debieron ser entre 50 – 70, por lo que las empleadas de 40 – 50 rpm no fueron las idóneas; por lo tanto, no se trabajó en zonas seguras, además de añadir que para este intervalo el diseño de BHA puede sufrir de pandeo.

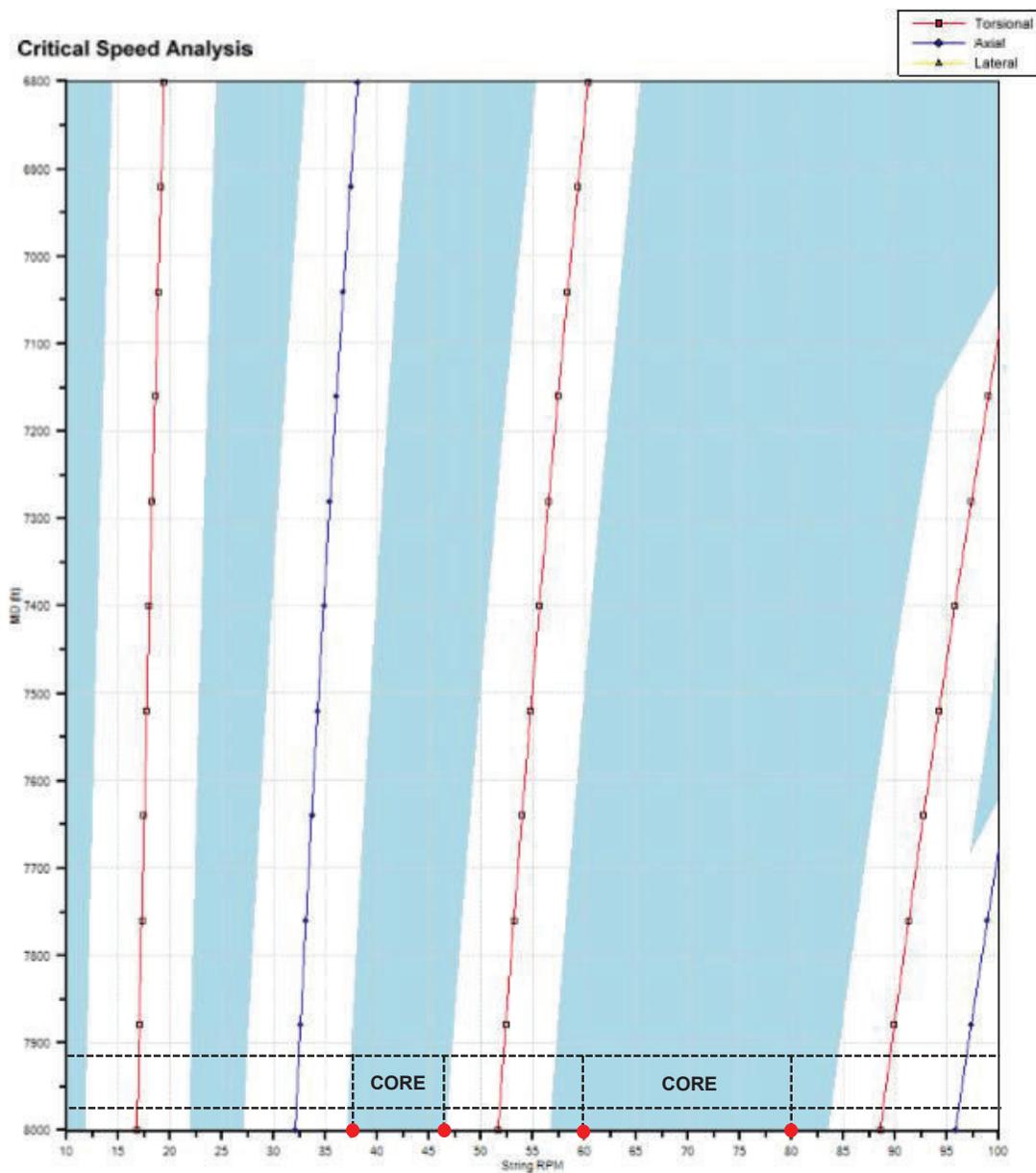
GRÁFICA 3.21. ZONA SEGURA PAÑACOCHA A – 039



Elaborado por: Michelle Lourido

Con la Gráfica 3.21 de las zonas seguras del pozo Pañacocha se aprecia que las RPM ideales para trabajar deben ser de 50 – 70; las empleadas en el primer intervalo fueron 60 – 70 rpm y para el segundo se mantuvieron en 50 rpm. Con estos valores se concluye que se trabajó dentro de parámetros óptimos y que no se tuvo problemas. En este pozo la configuración de BHA que se empleó fue el ideal para la recuperación de núcleos.

GRÁFICA 3.22. ZONA SEGURA EDÉN YUTURI J – 185



Elaborado por: Michelle Lourido

Las RPM mostradas en la Gráfica 3.22 indican que para los pies recuperados en el pozo EDYJ – 185, se pudo haber trabajo dentro de dos intervalos de rpm que se encuentra en zonas seguras. Estos valores son: 40 – 45 o 60 – 80 rpm; si se compara con las rpm trabajadas que fueron 50, se observa que a ese valor se puede tener vibraciones torsionales.

Las revoluciones por minuto (RPM) como los demás parámetros de perforación que se utilicen al momento de trabajar en una recuperación de núcleos son parámetros controlados y bajos ya que esta operación es delicada en comparación a la perforación normal, por lo que aplicar parámetros agresivos y elevados puede ocasionar que la muestra a recuperar pierda calidad.

Las gráficas anteriores hacen relación a las RPM que se deben utilizar, siempre y cuando se encuentren dentro de la zona segura de color celeste. Por lo general, las RPM utilizadas en los trabajos de core varían de 45 a 65 rpm.

3.4. ANÁLISIS DE PARÁMETROS DE PERFORACIÓN

Al realizar el análisis de parámetros de perforación se procede a visualizar y estudiar cómo ha trabajado el BHA durante la recuperación de núcleos y, a su vez, corroborar los problemas evidenciados al utilizar dicho parámetros.

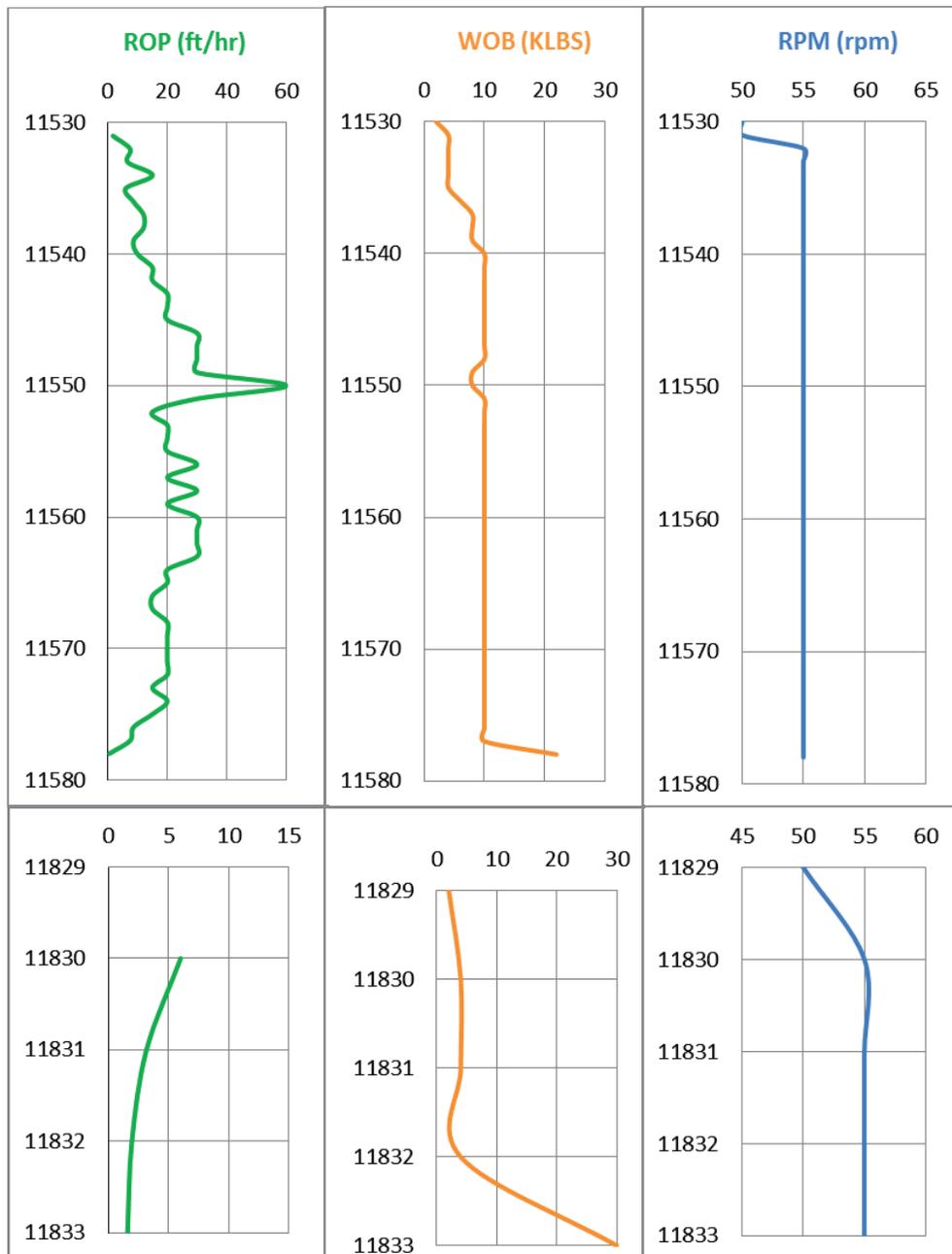
Los parámetros de análisis son: ROP, WOB, RPM, PRESIÓN, CAUDAL y TORQUE.

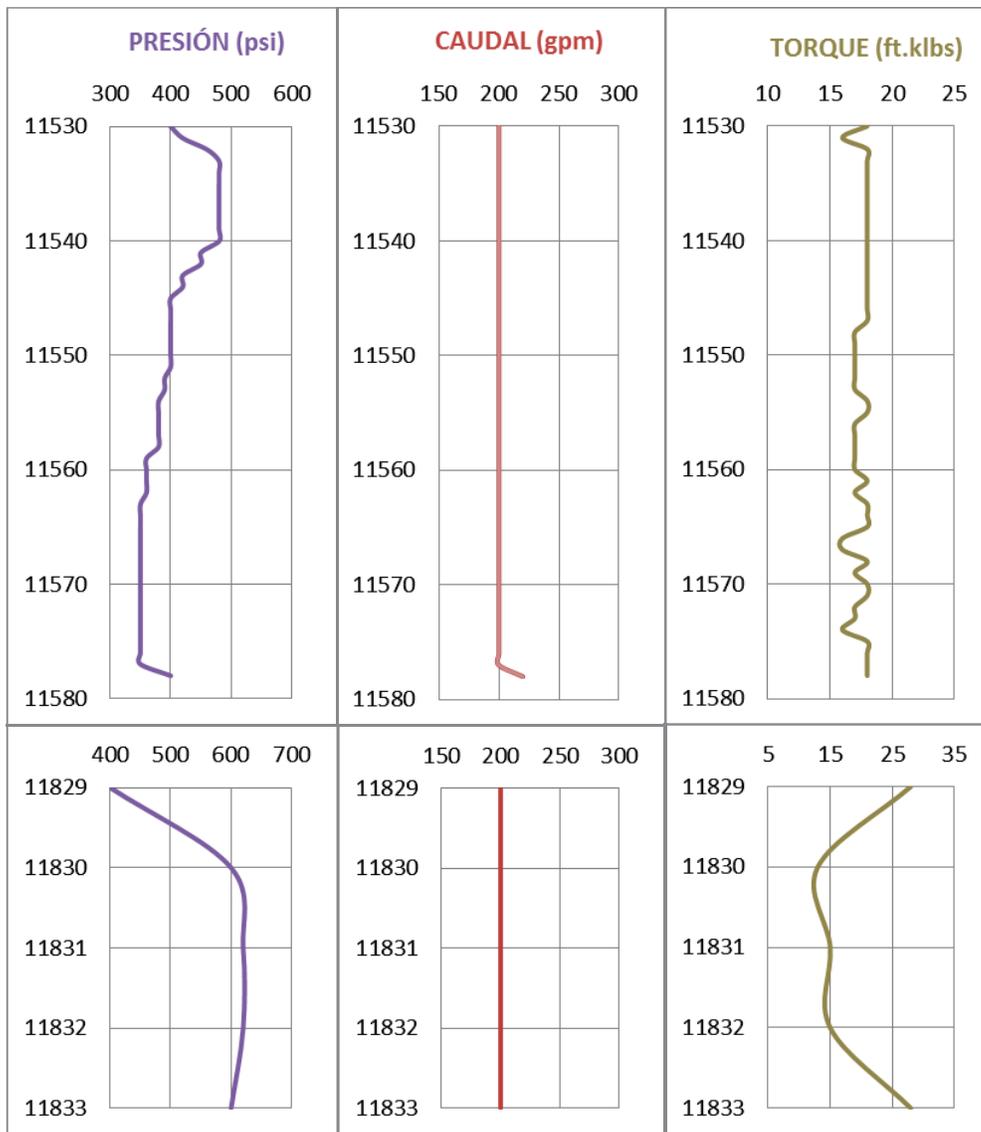
a) Yanaquincha Norte A – 002

En la Gráfica 3.23 se visualiza los diferentes parámetros de perforación en relación al intervalo que ha sido perforado. Las ROP decayeron a 0.5 ft/hrs, que se puede relacionar con un problema de litología; es decir, cambio de estratos por lo que se procedió aplicar un peso máximo de 22 klbs para mejorar avance. Al aumentar peso quiere decir que el diseño o configuración utilizada para ese intervalo de core no fue la correcta ya que se necesitó mucho más peso para llegar al objetivo. Las RPM, presión y caudal se mantuvieron casi constantes durante el primer intervalo, sin cambios drásticos. El torque en este intervalo varió de 15 – 18 ft.klbs, lo que indica que no hubo problemas de vibraciones.

Para el segundo intervalo se inicia con un alto torque lo que impide seguir cortando con parámetros iniciales, además de detener la rotación por varias ocasiones. En el 4° pie se incrementa el WOB hasta un máximo de 30 klbs debido a que las ROP eran demasiadas bajas.

GRÁFICA 3.23. PARÁMETROS DE PERFORACIÓN YNNA – 002





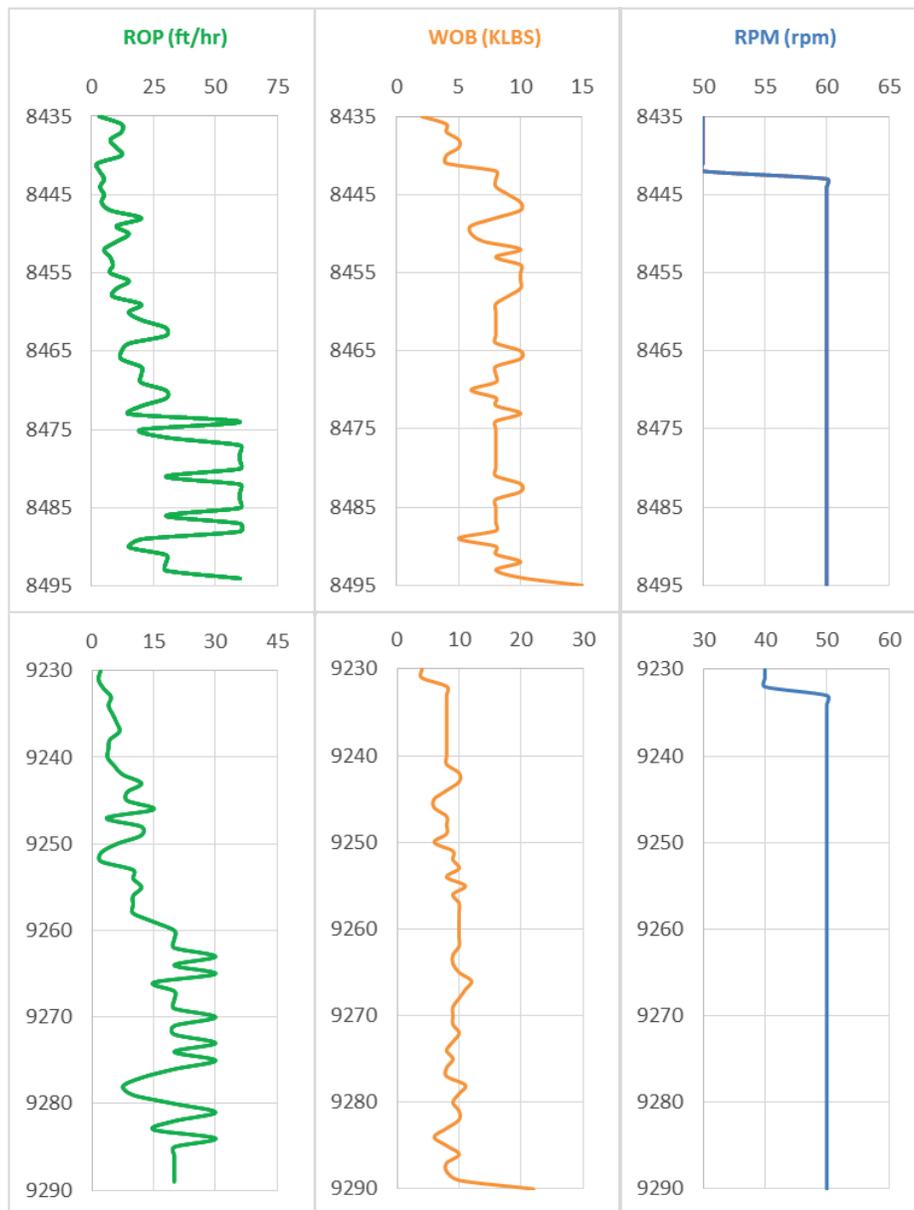
Elaborado por: Michelle Lourido

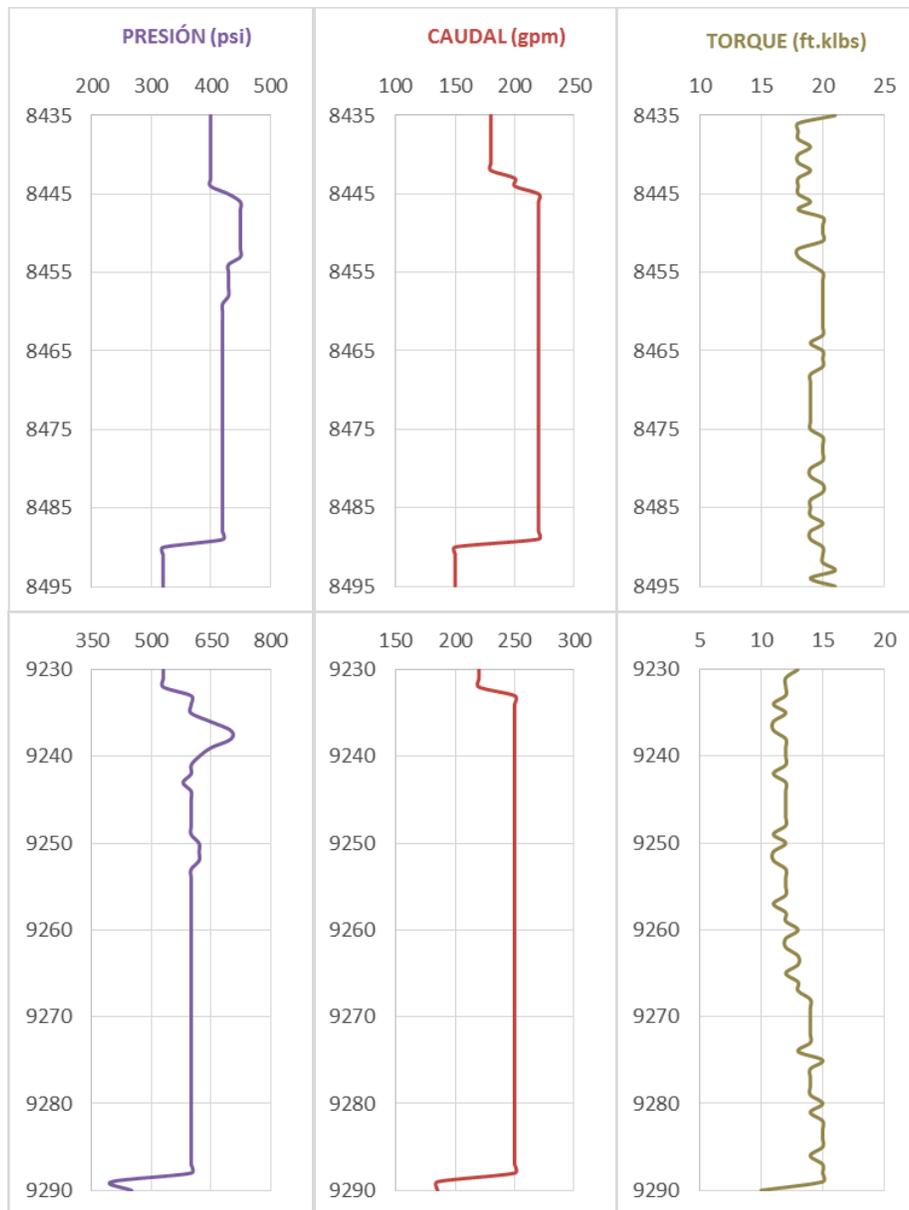
b) Quinde A – 003

En la Gráfica 3.24 se aprecia que al iniciar el trabajo de core se empezó con parámetros bajos, incrementándolos de manera gradual hasta alcanzar parámetros óptimos que puedan cortar sin ningún problema formación intercalada entre arena y lutitas. El galonaje y la presión se mantienen de manera constante entre los valores normales. El torque es estable, no se observa cambios bruscos.

Para el segundo intervalo se realiza un control de parámetros, empezando a cortar con parámetros bajos, los que se incrementan de manera inmediata debido al bajo avance. Se observa variaciones en la ROP debido a la litología intercalada, por lo que se aplica WOB de 12 klbs como máximo; por lo tanto, para este intervalo, el diseño de BHA no requirió mucho peso.

GRÁFICA 3.24. PARÁMETROS DE PERFORACIÓN QUINDE A – 003





Elaborado por: Michelle Lourido

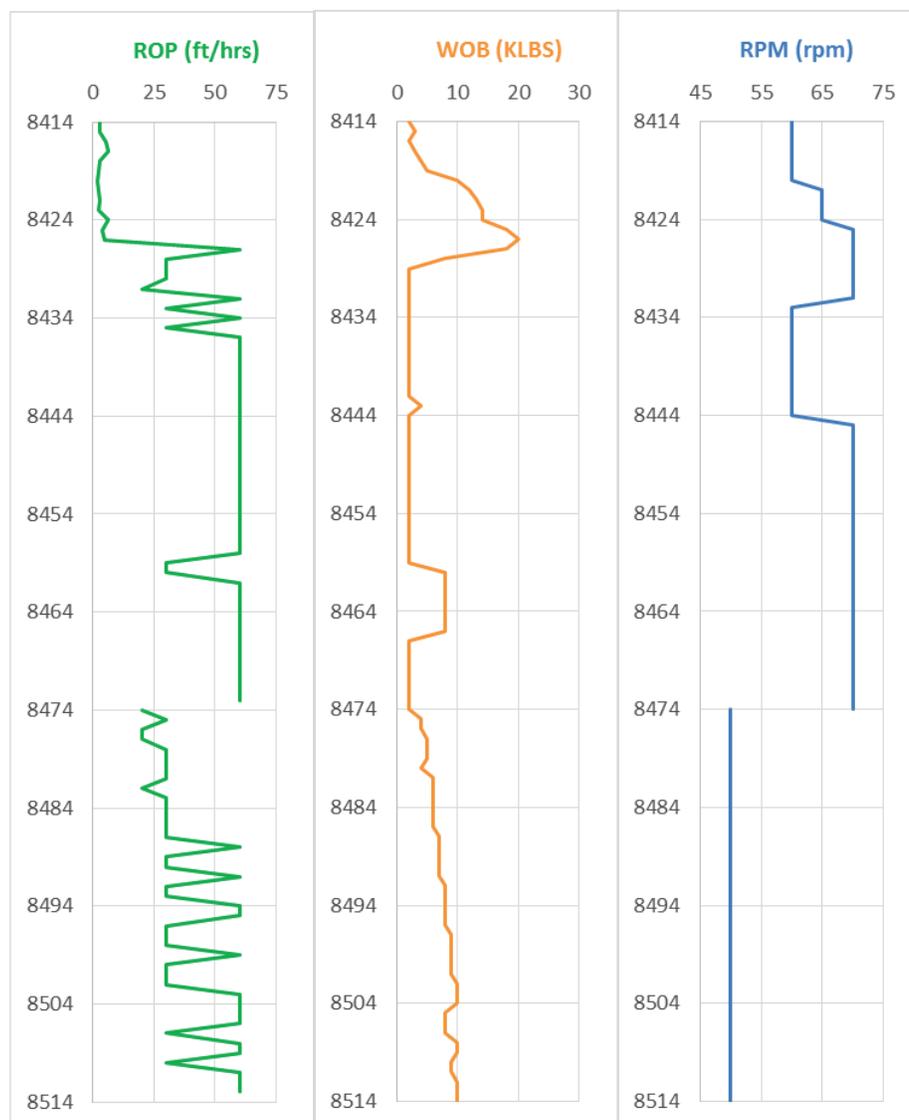
c) Pañacocha A – 039

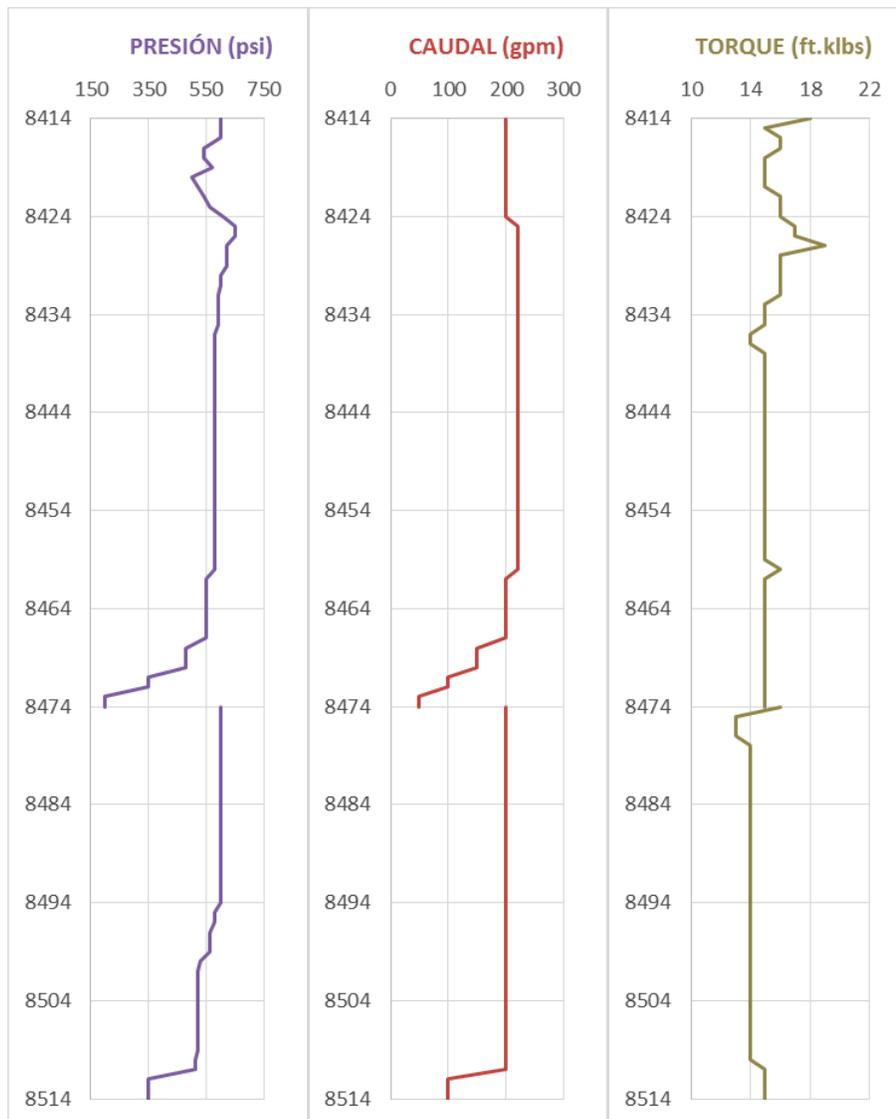
En la Gráfica 3.25, para el primer intervalo, se muestran parámetros bajos al empezar el trabajo de core, los que se incrementaron de manera gradual para poder cortar formación compuesta principalmente de lutita y arenisca. En los primeros pies se obtuvo baja ROP, por lo que se variaron los parámetros. Una vez obtenido el avance, se controló parámetros trabajando con un peso mínimo hasta

el final de la corrida; este produjo altas ROP y obligó a reducir el galonaje aplicado. Para evitar que la muestra se lave por altos caudales y que se produzca acuñaamiento por altas ROP no debe haber cambios bruscos de litología.

En el segundo intervalo se empezó a trabajar con parámetros bajos para poder cortar formación arenosa, y se empleó los parámetros acordes a lo realizado anteriormente; este dio buenos resultados por el adecuado diseño de BHA y a los correctos parámetros de perforación.

GRÁFICA 3.25. PARÁMETROS DE PERFORACIÓN PCCA – 039



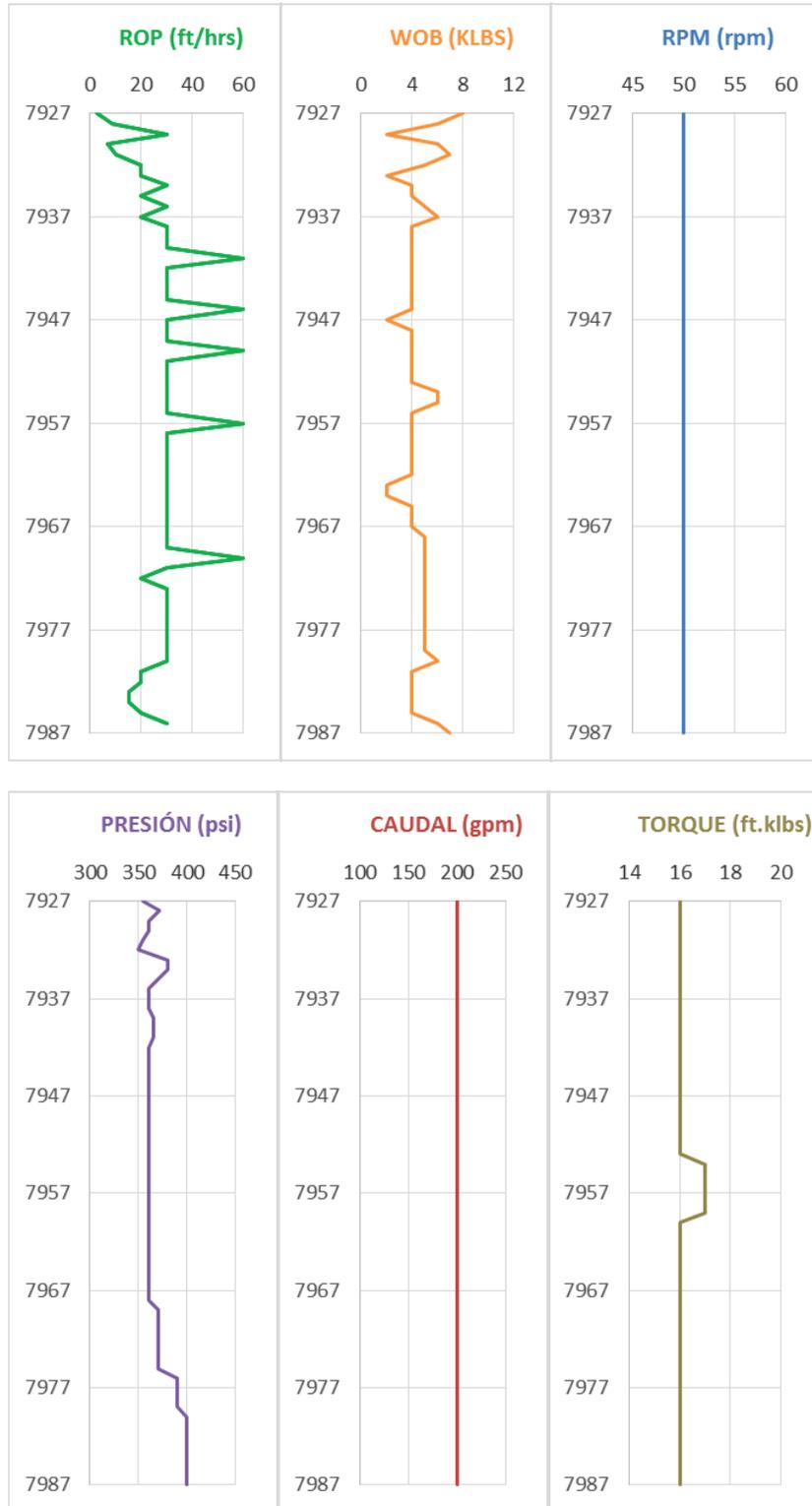


Elaborado por: Michelle Lourido

d) Edén Yuturi J – 185

En la Gráfica 3.26 se observa que al principio de la corrida se trabajó con parámetros bajos, de igual manera se observa bastante intercalaciones de litología ya que el WOB aplicado fue mínimo, las ROP's son bastantes fluctuantes y los demás parámetros fueron estables y ayudaron a la recuperación del núcleo. En este pozo no se evidenció problema alguno aunque el peso aplicado fue mínimo, si se aplicara un peso mayor el comportamiento de los parámetros reaccionarían de manera diferente.

GRÁFICA 3.26. PARÁMETROS DE PERFORACIÓN EDYJ – 185



Elaborado por: Michelle Lourido

3.5. PROPUESTA DE BHA Y PARÁMETROS DE PERFORACIÓN

Realizado el análisis de posición del martillo, deformación de tubería, torque, arrastre, parámetros de perforación y zonas seguras para la perforación y recuperación de núcleos, es viable optimizar el diseño de la sarta de perforación empleado en los pozos de estudio y ser éste, a su vez, un diseño óptimo para los futuros trabajos de Coring.

Con excepción del BHA empleado en Pañacocha las configuraciones de los demás pozos no fueron las más eficientes para la posicionamiento del martillo; e incluso, en algunos de ellas provoca un cierto tipo de pandeo que en su mayoría es de forma sinusoidal.

En la sección de análisis se tomó en consideración una cierta configuración viable que puede ser aplicada en la recuperación, pero ésta a su vez debe cumplir con los análisis posteriores de pandeo, torque y arrastre para poder proponer dicha configuración en un pozo futuro, el que debe tener características similares a los que han sido perforados.

A continuación se proponen los BHA que debieron ser utilizados.

3.5.1. Yanaquincha Norte A - 002

Del análisis de posicionamiento, la primera opción en usarse debió ser una configuración de 4 DC y 29 HWDP, pero si se aplica un peso máximo sobre la corona de 25 klbs se obtendría un pandeo de forma sinusoidal. Por lo tanto, la mejor opción para que se pueda trabajar con un peso máximo es: 5 DC y 27 HWDP; los valores de impulso e impacto se presentaron en la Tabla 3.1, de esta manera se obtiene el diseño de BHA según Tabla 3.10. Se reduce la descripción del Equipo de Coring ya que este no influye directamente en la propuesta.

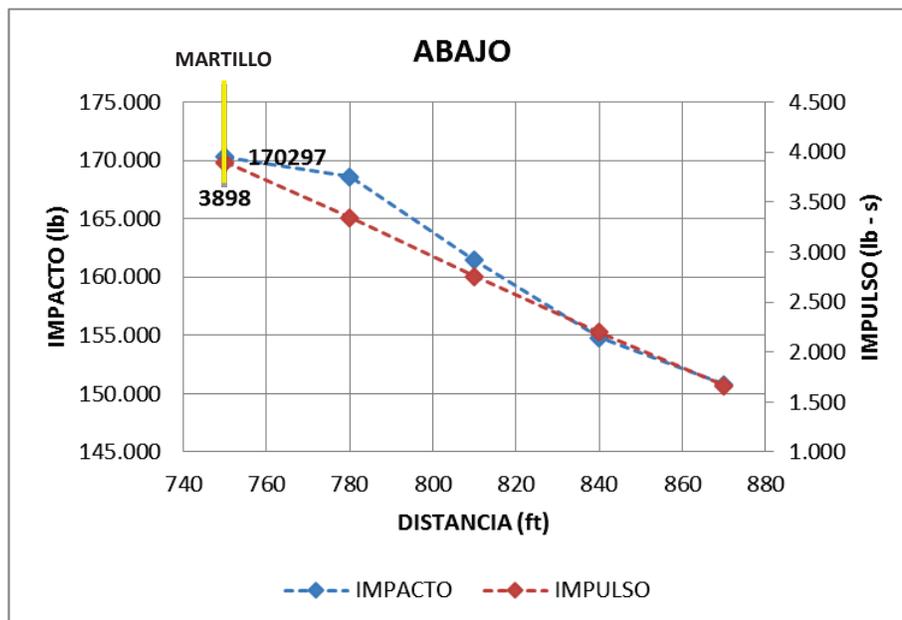
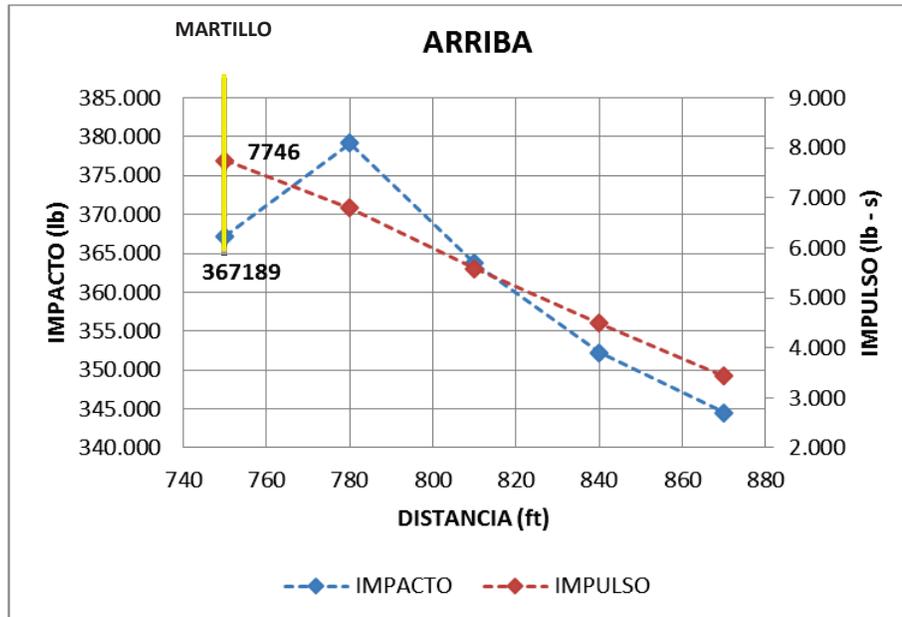
TABLA 3.10. CONFIGURACIÓN DE BHA YNNA – 002

Ítem	Descripción	OD	ID	Longitud (ft)	Longitud Total (ft)
18	DP	5 ½"			
17	8 x HWDP	5"	3"	240	1064.04
16	Drilling Jar	6 ½"	2 ¾"	31.65	824.04
15	19 x HWDP	5"	3"	570	792.39
14	X Over	6 ½"	2 13/16"	3.37	222.39
13	4 x DC	6 ½"	2 7/8"	120	219.02
12	Cross Over	6 ½"	2 ¼"	2.40	99.02
10	1 X DC	6 7/8"	2 7/8"	30.7	96.62
9	EQUIPO DE CORING			65.92	65.92

Elaborado por: Michelle Lourido

Con la configuración propuesta 5 DC – 27 HWDP, gráficamente se puede apreciar gráficamente la posición del martillo en función de la distancia, el impulso e impacto, tanto hacia arriba como abajo (ver Gráfica 3.27).

GRÁFICA 3.27. IMPULSO E IMPACTO HACIA ARRIBA Y ABAJO DE YNNA – 002



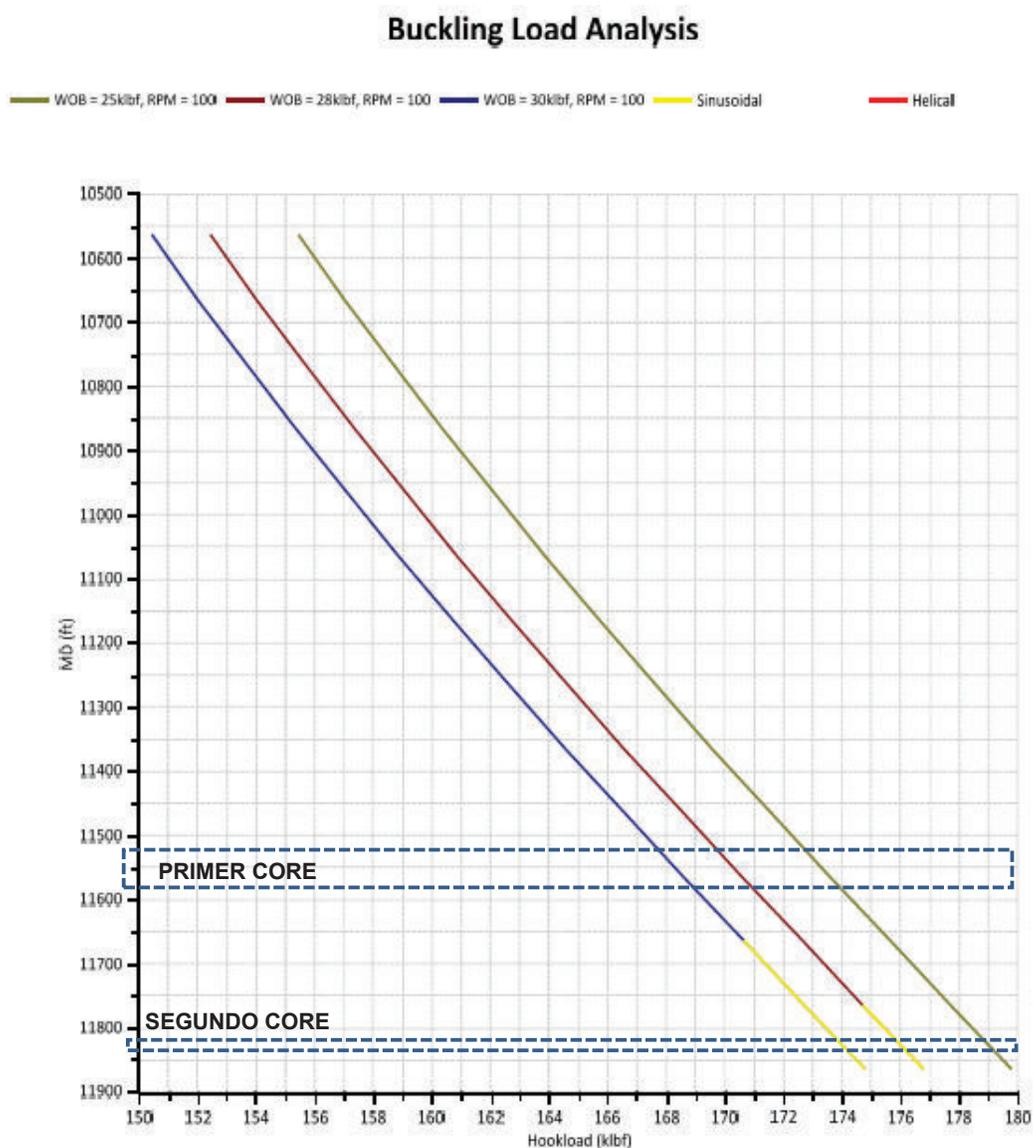
Elaborado por: Michelle Lourido

Se realiza el análisis de pandeo en los dos intervalos de núcleo a perforarse con parámetros de presión y caudal obtenidos en pozos anteriores (ver Gráfica 3.28).

De manera similar, el factor de fricción para el torque y arrastre sigue siendo 0,36 – 0,42 al tenerse una alta sección vertical.

Se puede realizar una sola simulación de pandeo, torque y arrastre para ambos intervalos de core ya que se trabaja con parámetros máximos de perforación.

GRÁFICA 3.28. PANDEO POZO YANAQUINCHA NORTE A – 002



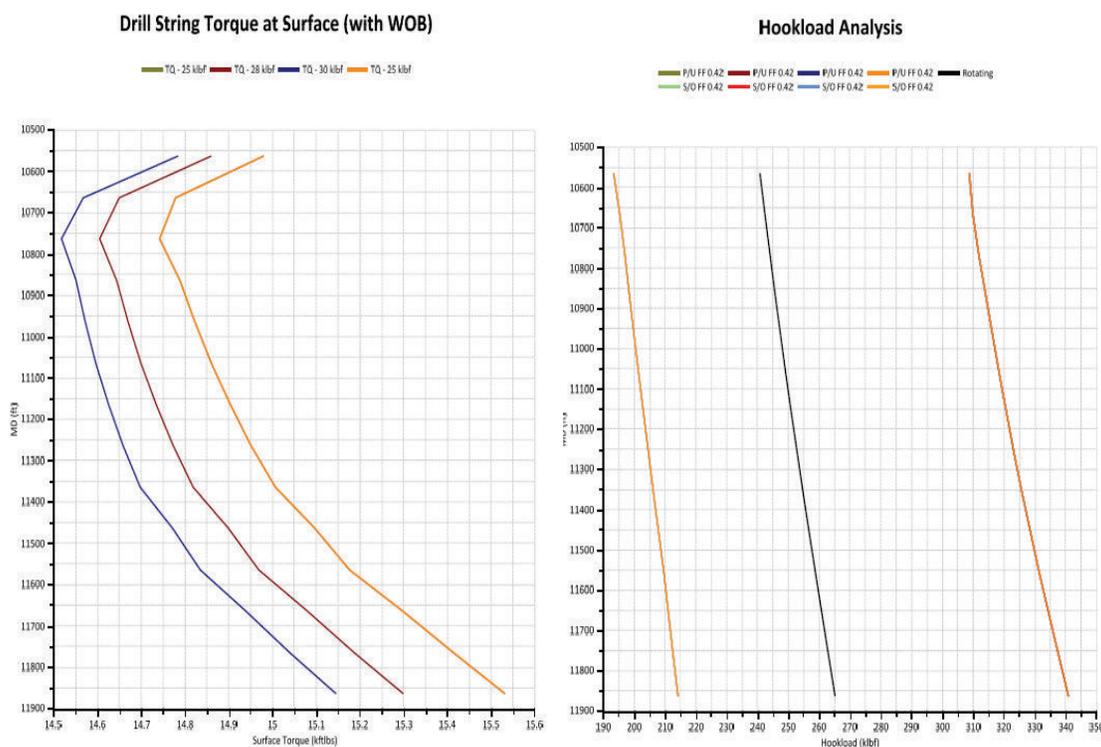
Elaborado por: Michelle Lourido

En la Gráfica 3.28 se aprecia que no existe pandeo mientras el peso máximo aplicado sea de 25 klbs, pero si se aumenta el peso hasta 30 klbs, como fue lo que ocurrió, en el segundo intervalo se evidencia un pandeo de forma sinusoidal

que no afectaría a la recuperación; este pandeo se sitúa en parte de los DC y éstos, por su gran rigidez, son casi imposible de deformarse o doblarse.

Al no tener pandeo en la configuración de BHA elegida o propuesta, se procede a analizar el torque y arrastre que se tendría para esta configuración; ver Gráfica 3.29.

GRÁFICA 3.29. TORQUE Y ARRASTRE YANAQUINCHA NORTE A – 002

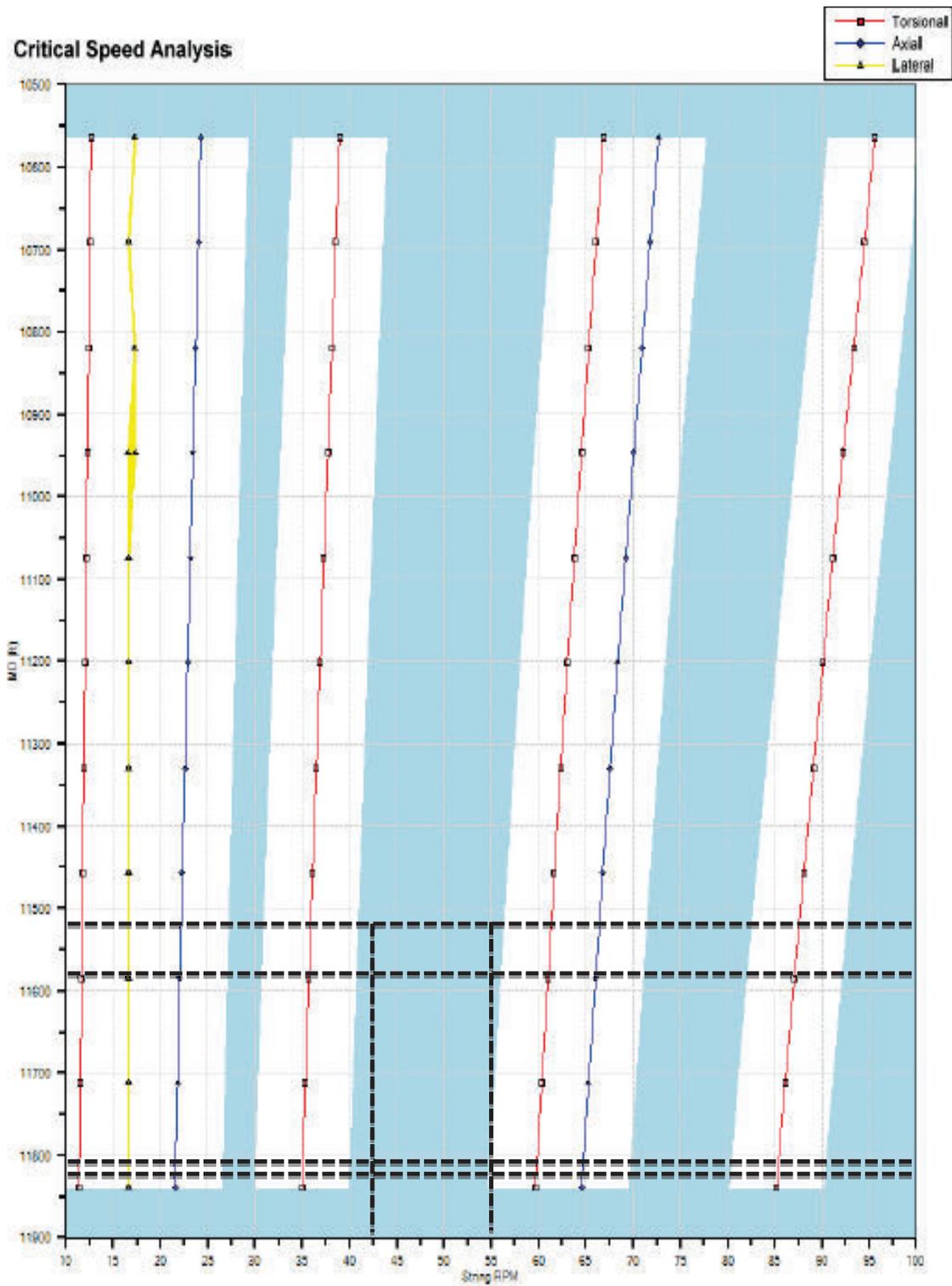


Elaborado por: Michelle Lourido

Al comparar con el BHA trabajado se puede notar que el torque es un poco menor pero se mantiene entre 14 – 15,6 dependiendo del peso, pero esto también se debe al coeficiente de fricción aplicado; es decir, si se trabaja con un coeficiente menor, el torque tiende a bajar.

Para trabajar en zonas seguras se debe aplicar de 45 a 55 rpm para de esta manera no tener problemas de vibraciones, ya que si las RPM son menor a las indicadas se pueden tener vibraciones laterales, torsionales y axiales. De igual manera, si se trabaja con RPM altas, se tendrían vibraciones torsionales y axiales (ver Gráfica 3.30).

GRÁFICA 3.30. ZONAS SEGURAS – VIBRACIONES YNNA – 002



Elaborado por: Michelle Lourido

3.5.2. Quinde A – 003

El pandeo que se obtuvo en este pozo afectó directamente al segundo intervalo de core, sin embargo esto no intervino en la recuperación de la muestra, pues se recuperó los 120 ft planificados, pero el BHA utilizado no fue el ideal para activar el martillo en caso de pega. Por lo tanto el análisis plantea una configuración de BHA de: 4 DC Y 26 HWDP, en donde se puede apreciar la posición de martillo y los valores de impulso e impacto en las Gráficas 3.3 y 3.4.

La configuración planteada satisface al primer intervalo de core, ya que para el segundo intervalo presenta un pandeo de forma helicoidal y sinusoidal en la parte de los HWDP.

Al realizar un trabajo de Coring no necesariamente el diseño de BHA debe ser el mismo para los dos intervalos. Se propone utilizar para el primer intervalo 4 DC y 26 HWDP y para el segundo una configuración de 6 DC y 29 HWDP en donde el martillo se ubicará tal como lo indica la Tabla 3.11 y así poder disminuir el pandeo trabajando con los parámetros máximos.

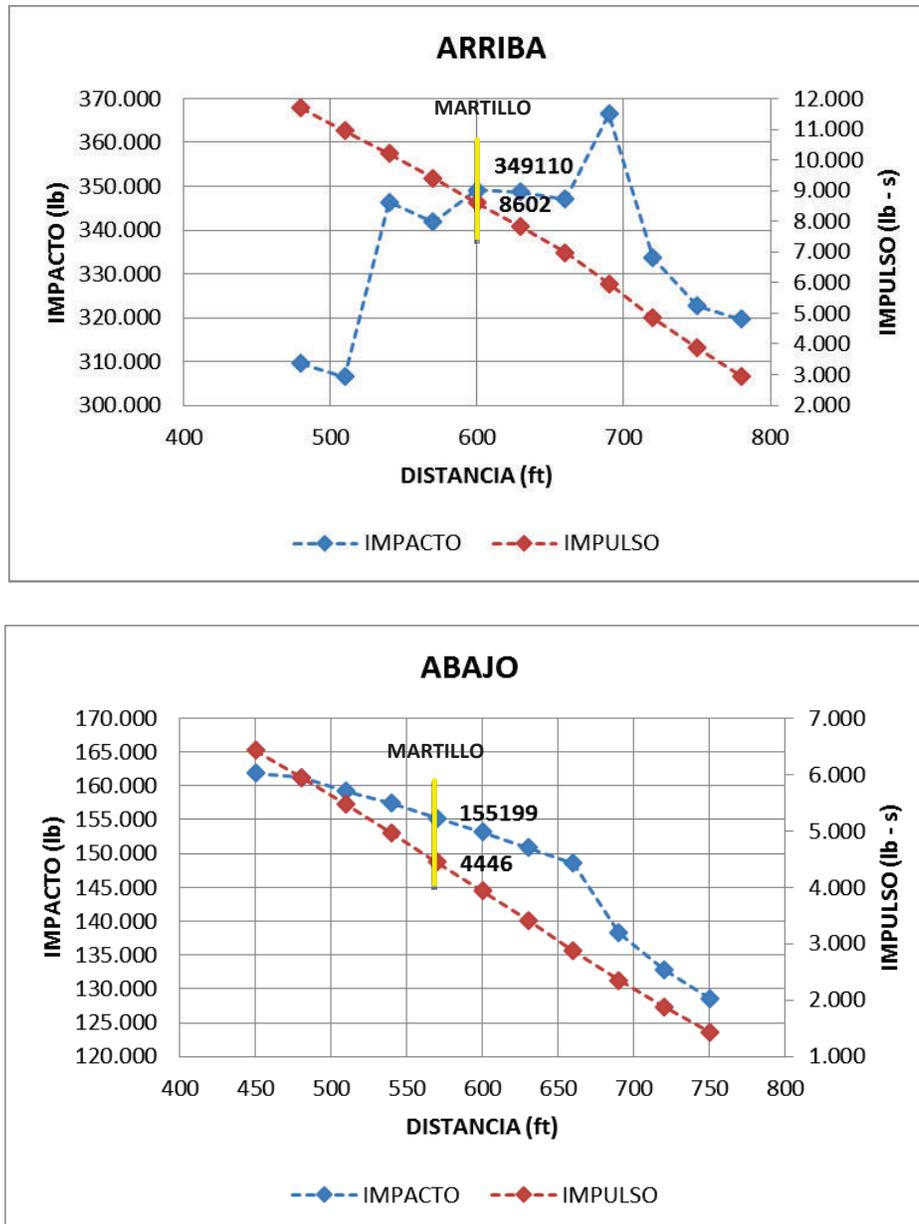
TABLA 3.11. CONFIGURACIÓN DE BHA QUINDE A – 003

Ítem	Descripción		OD	ID	Longitud (ft)	Longitud Total (ft)
18	DP		5 1/2"			
17	Cross Over		6 1/2"	3.00	3.60	1175.47
16	6 x HWDP	10 x HWDP	5"	3"	303.25	1171.87
15	Drilling Jar		6 1/2"	2 3/4"	32.60	868.62
14	20 x HWDP	19 x HWDP	5"	3"	578.20	836.02
13	Cross Over		6 1/2"	2 7/8"	3.60	257.82
12	4 x DC	5 x DC	6 1/2"	2 13/16"	154.05	254.22
11	Cross Over		6 1/2"	2 7/8"	3.58	100.17
10	1 X Monel		6 3/4"	3 5/16"	30.28	96.59
9	EQUIPO DE CORING				66.31	66.31

Elaborado por: Michelle Lourido

La Gráfica 3.31 muestra la posición de martillo para el segundo intervalo de core; para el primer intervalo el impulso e impacto en función de la distancia se encuentra en la sección 3.2.2.

GRÁFICA 3.31. IMPULSO E IMPACTO HACIA ARRIBA Y ABAJO (6DC Y 29HWDP) QUINDE A – 003



Elaborado por: Michelle Lourido

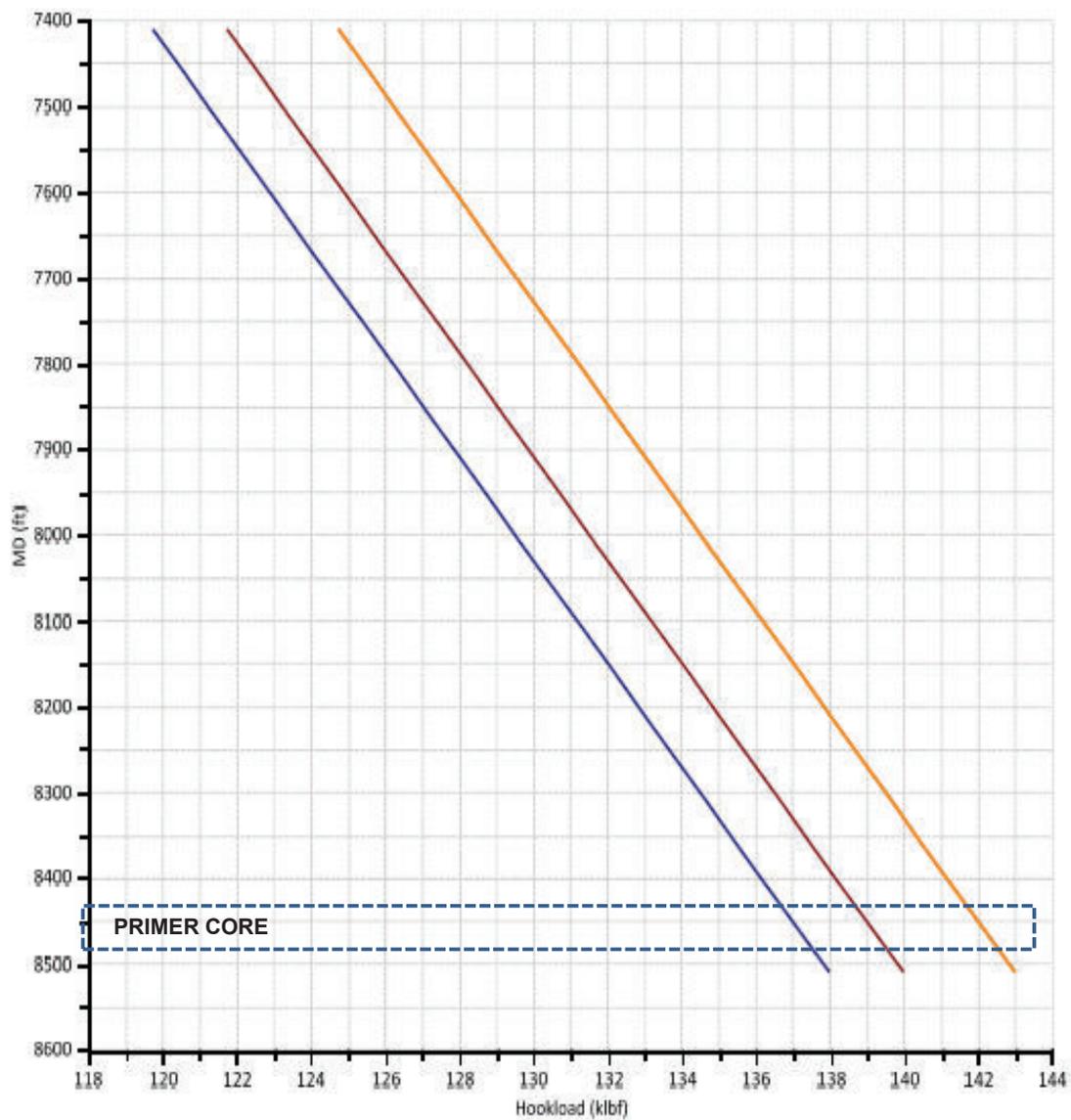
Para la configuración en el segundo intervalo, el tipo de pandeo se muestra en la Gráfica 3.32.

GRÁFICA 3.32. PANDEO POZO QUINDE A – 003

Buckling Load Analysis

— WOB = 25klbf, RPM = 100 — WOB = 28klbf, RPM = 100 — WOB = 30klbf, RPM = 100
— WOB = 25klbf, RPM = 100 — Sinusoidal — Helical

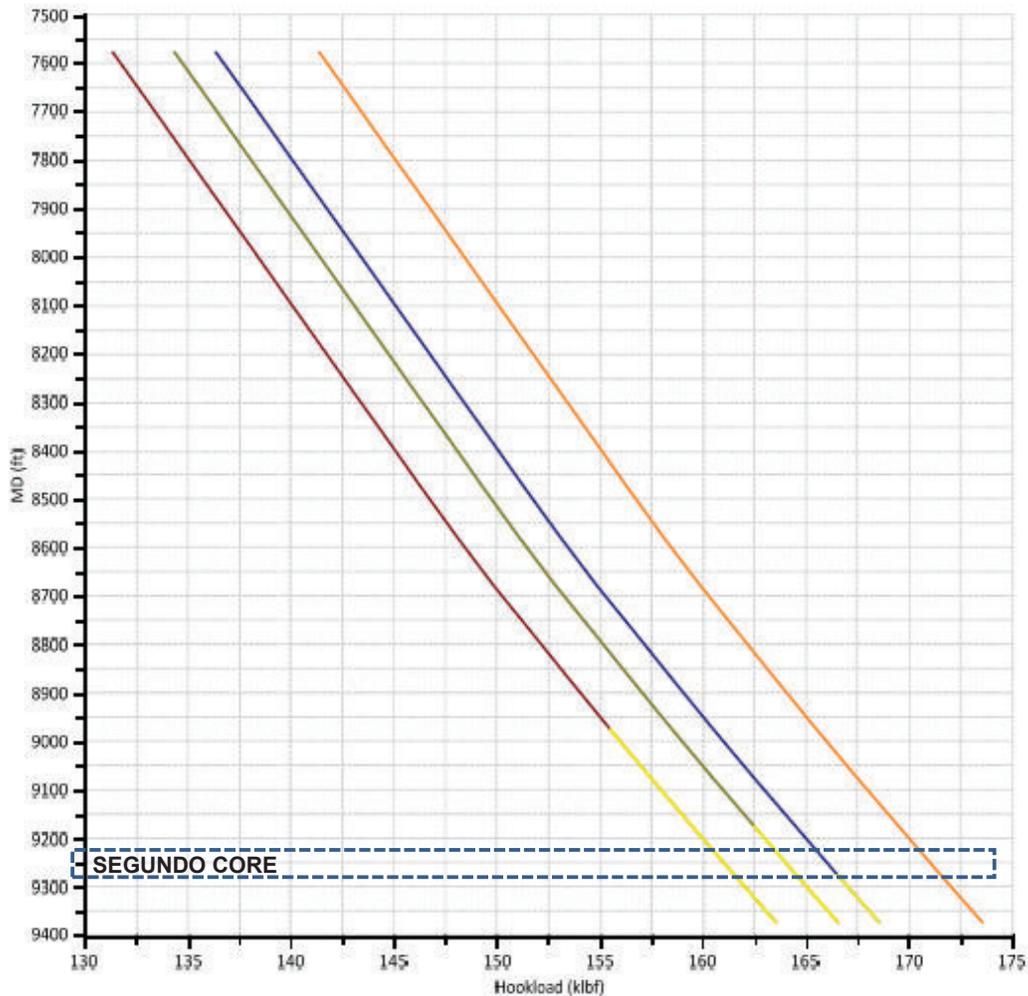
CONFIGURACIÓN: 4DC Y 26HWDP – PRIMER CORE



Buckling Load Analysis

WOB = 23klbf, RPM = 100 WOB = 25klbf, RPM = 100 WOB = 20klbf, RPM = 100
 WOB = 15klbf, RPM = 100 Sinusoidal Helical

CONFIGURACIÓN: 6DC Y 29HWDP – SEGUNDO CORE

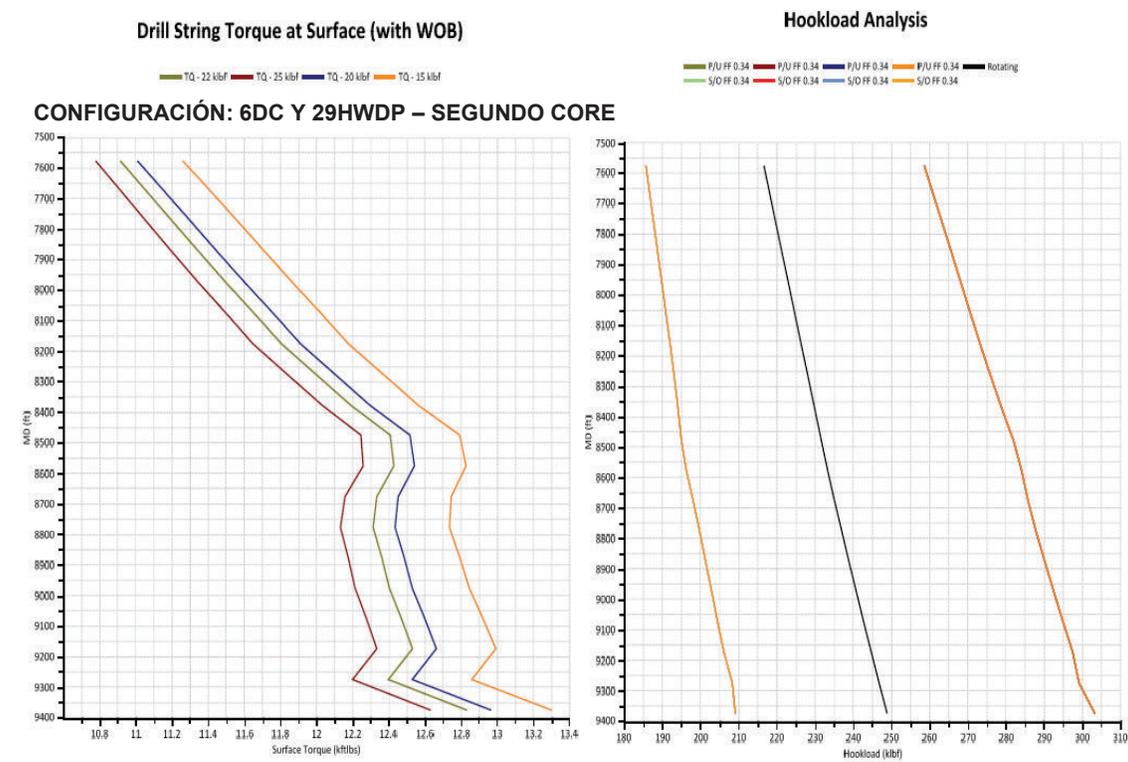
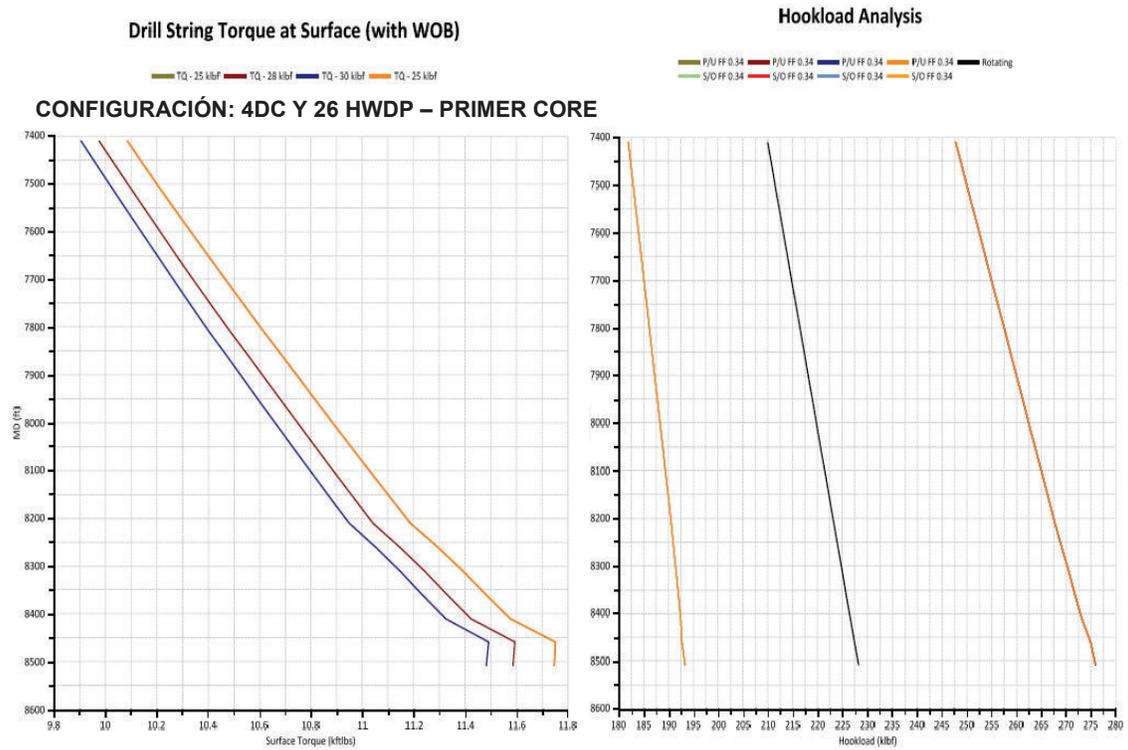


Elaborado por: Michelle Lourido

En la Gráfica anterior el pandeo que se presenta es de forma sinusoidal en el segundo intervalo de core; sin embargo, esta deformación se presenta en los últimos pies, es decir que afecta a los DC por lo cual no es de riesgo para que la tubería se deforme y se pueda trabajar sin ningún problema. Si se aplica un peso de 20 klbs como máximo no habrá ningún tipo de pandeo.

El análisis de torque y arrastre para ambas configuraciones se muestra en la Gráfica 3.33.

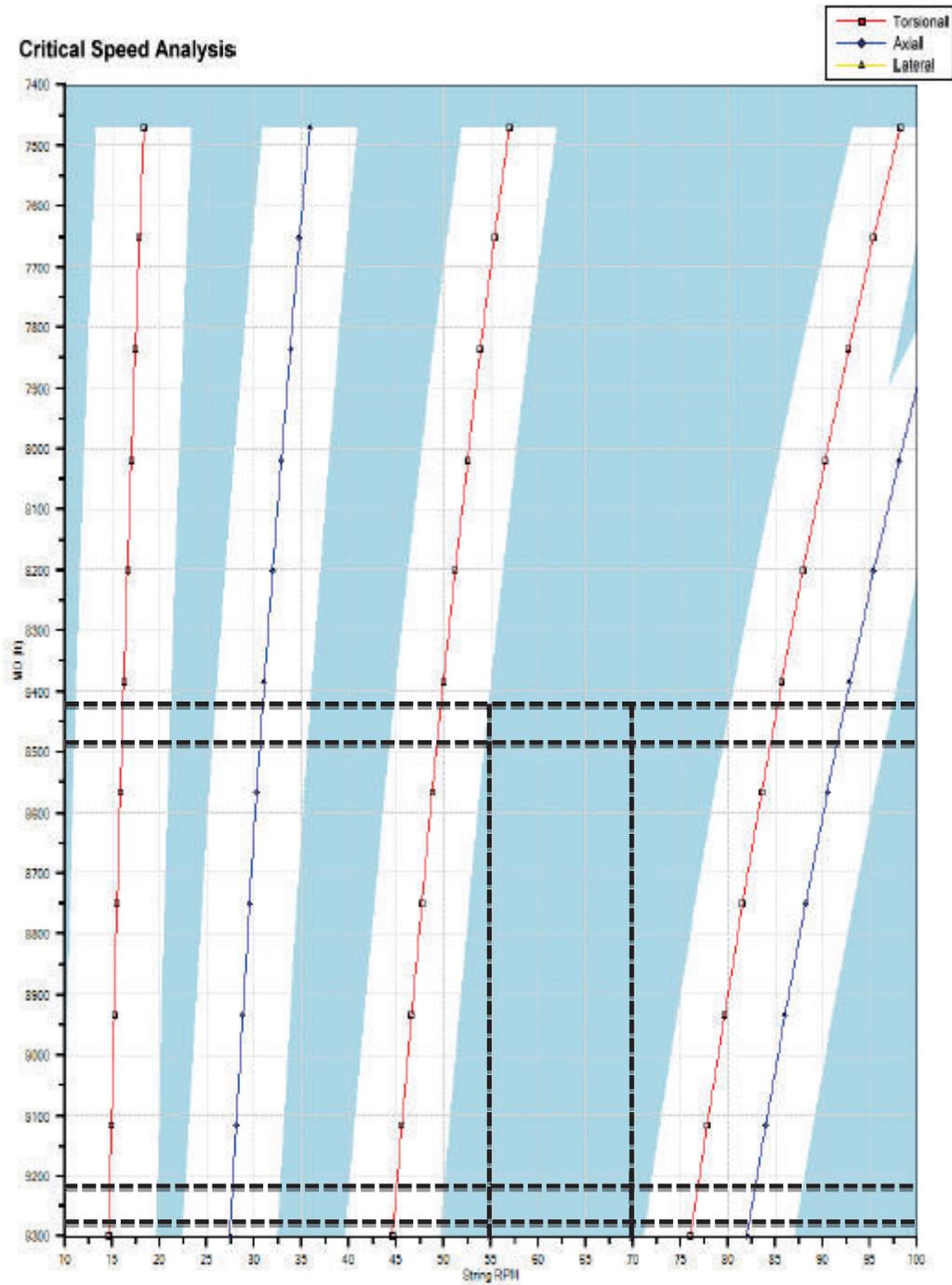
GRÁFICA 3.33. TORQUE Y ARRASTRE PARA QUINDE A – 003



Elaborado por: Michelle Lourido

Para trabajar en una zona segura es necesario aplicar RPM que vayan de 55 a 70 rpm para no tener vibraciones axiales o torsionales (ver Gráfica 3.34).

GRÁFICA 3.34. ZONAS SEGURAS – VIBRACIONES QUINDE – A003



Elaborado por: Michelle Lourido

3.5.3. Edén Yuturi J – 185

El BHA propuesto para este tipo de pozo tiene la siguiente configuración: 6 DC y 29 HWDP; el posicionamiento del martillo se muestra en la Tabla 3.12. En el análisis del martillo se tiene una configuración de 4 DC y 29 HWDP pero éste no es adecuado ya que produce pandeo de forma sinusoidal en la mayoría de los HWDP.

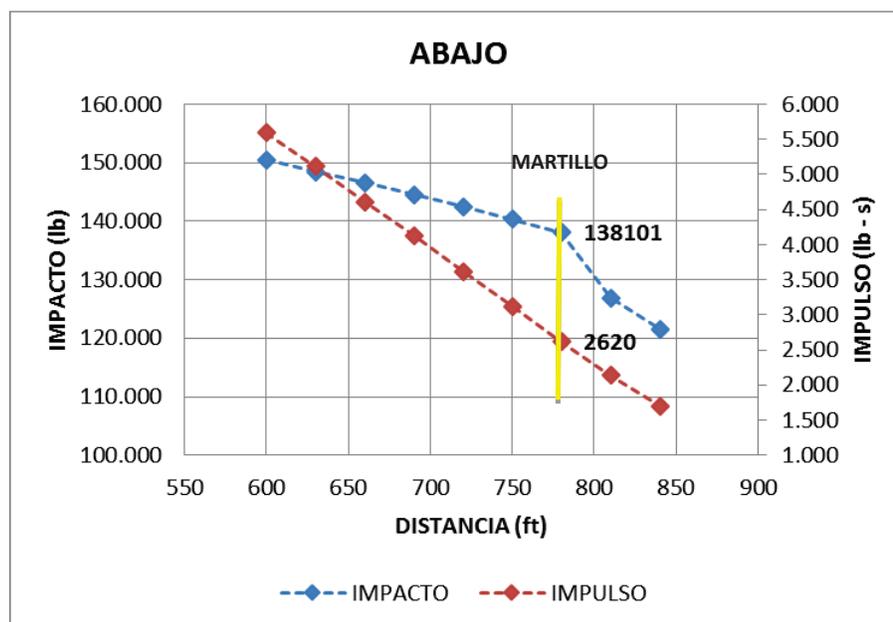
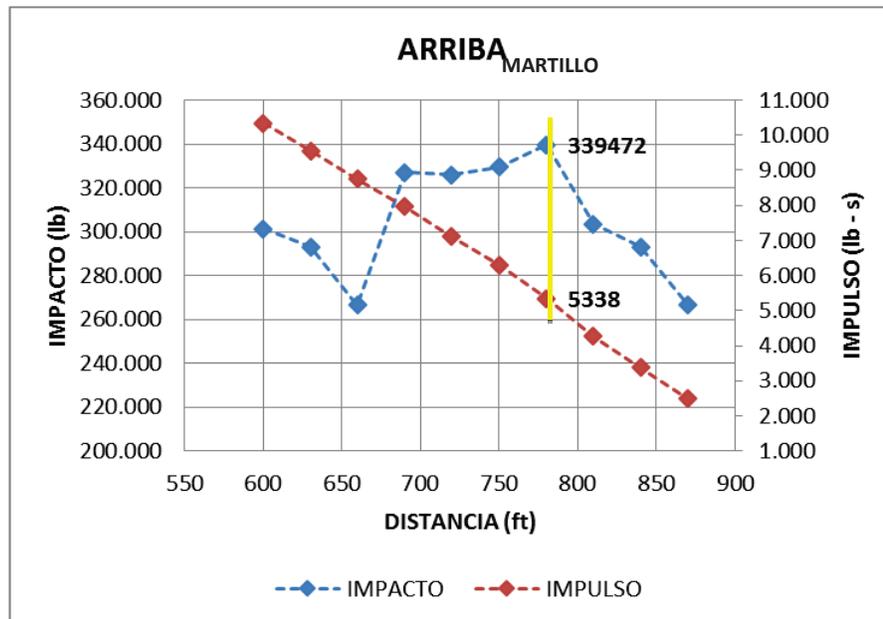
TABLA 3.12. CONFIGURACIÓN DE BHA EDYJ – 185

Ítem	Descripción	OD	ID	Longitud (ft)	Longitud Total (ft)
17	DP	5 ½"			
16	Sub Crossover	5 ½"	2 7/8"	2.50	1168.66
15	7 x HWDP	5"	3"	212.73	1166.16
14	Drilling Jar	6 ½"	2 ¾"	32.09	953.43
13	22 x HWDP	5"	3"	668.14	921.34
12	Crossover	6 ½"	2 7/8"	1.15	253.2
11	6 x DC	6 ¼"	2 7/8"	184.62	252.05
10	Crossover	6 ½"	2 1/4"	1.11	67.43
9	EQUIPO DE CORING			66.32	66.32

Elaborado por: Michelle Lourido

Con esta configuración, el posicionamiento del martillo queda entre 22 y 7 HWDP; los impulsos e impacto en función de la distancia tanto hacia arriba como abajo se muestra en la Gráfica 3.35.

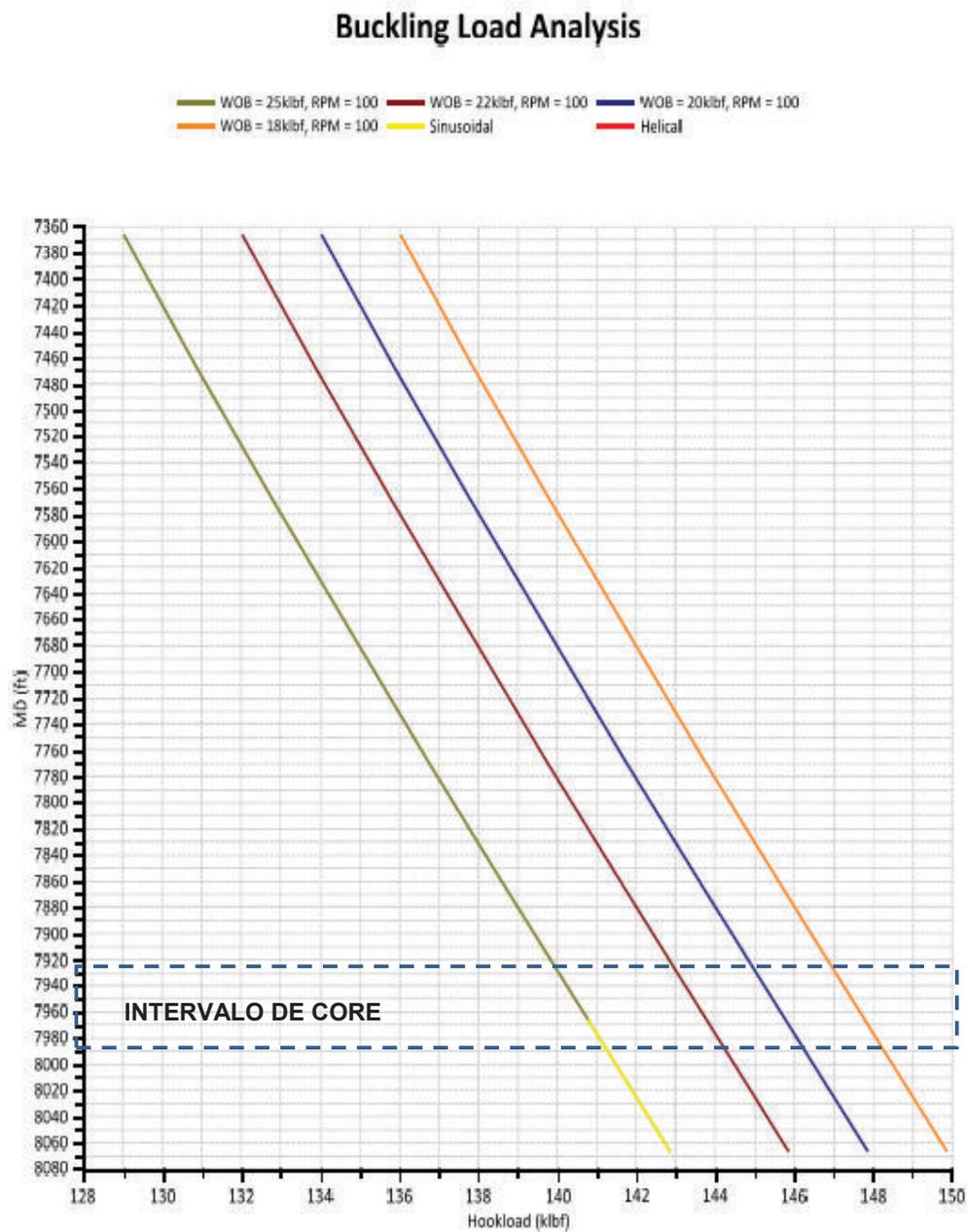
GRÁFICA 3.35. IMPULSO E IMPACTO HACIA ARRIBA Y ABAJO EDYJ – 185



Elaborado por: Michelle Lourido

Una vez que el BHA propuesto permita activar el martillo en caso de un posible problema de pega, es necesario conocer si éste genera algún tipo de pandeo de acuerdo a los máximos parámetros trabajados (ver Gráfica 3.36).

GRÁFICA 3.36. PANDEO POZO EDYJ – 185

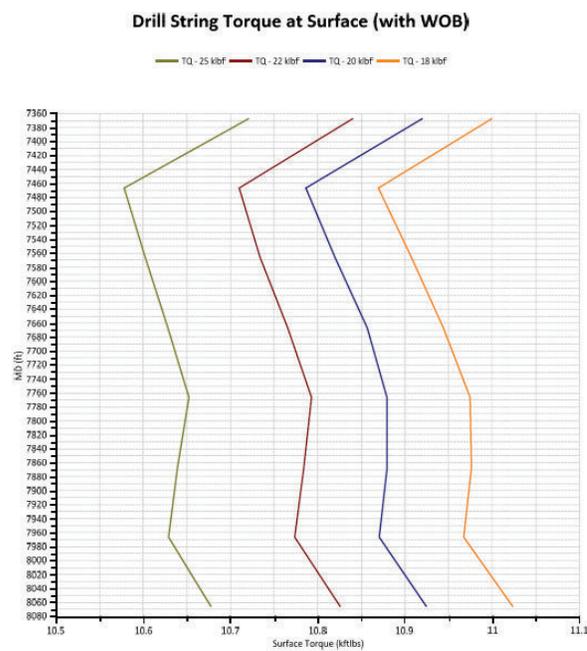
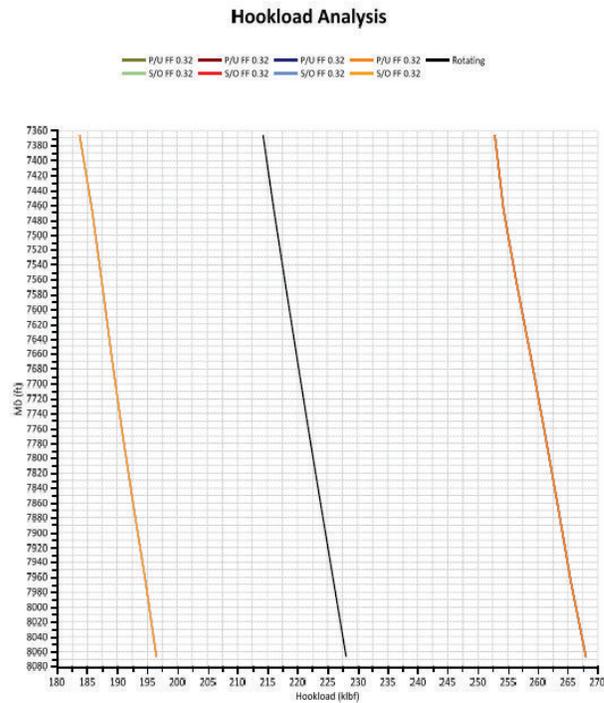


Elaborado por: Michelle Lourido

Para este pozo trabajar con un peso máximo de 25 klbs no afecta a la tubería ya que el pandeo que refleja la gráfica se localiza en los DC y por su rigidez es muy difícil que tiendan a deformarse.

La Gráfica 3.37 muestra el torque y arrastre que se tendría al utilizar esta configuración.

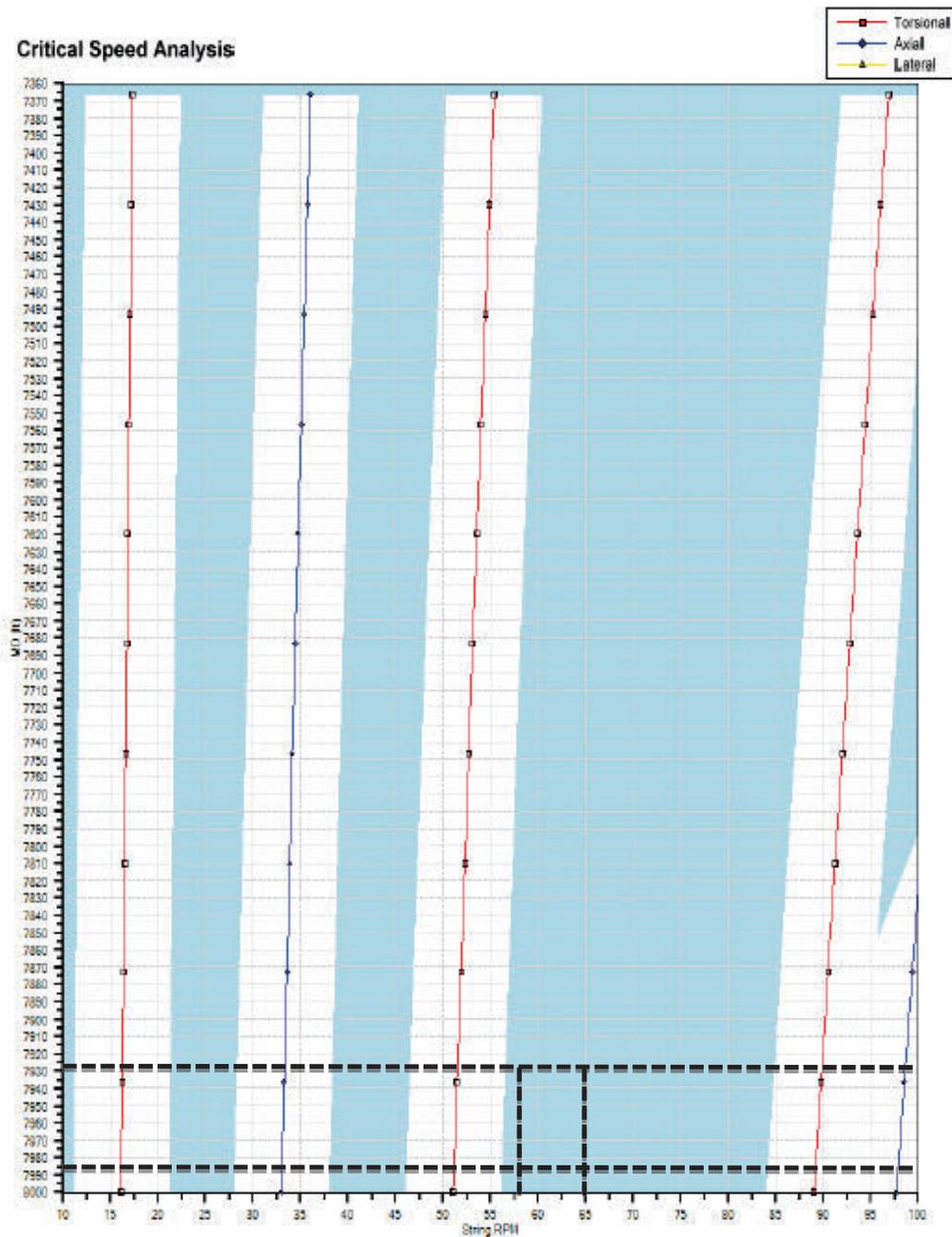
GRÁFICA 3.37. TORQUE Y ARRASTRE EDYJ – 185



Elaborado por: Michelle Lourido

Las RPM a emplear para poder trabajar en una zona segura son: 60 – 80 rpm, pero pasado los 60 no es usual trabajar en una recuperación de core (ver Gráfica 3.38).

GRÁFICA 3.38. ZONA SEGURA – VIBRACIONES EDYJ - 185



Elaborado por: Michelle Lourido

3.5.4. Lineamientos generales para la optimización de BHA

Los objetivos direccionales han sido alcanzados con éxito durante las operaciones de los pozos de estudio, llegando al TD planteado, sin embargo la recuperación de las muestras no fue efectiva en todos los pozos analizados. Los siguientes lineamientos sobre la configuración de BHA están orientados al correcto funcionamiento de la dinámica de fondo. Estos lineamientos deben ser aplicados en pozos direccionales tipo “J” y, específicamente, para la sección de 8 ½” que tengan ángulo de inclinación mayor a los 20°.

Un óptimo diseño de BHA, que cumpla las condiciones antes mencionadas, debe regirse por los siguientes lineamientos:

- Al elaborar un plan de recuperación de núcleos, es necesario conocer la litología que se va a perforar y que ángulo se va a tener en los intervalos de core.
- Para establecer la configuración adecuada de Drill Pipe y Heavy Weight se debe conocer la posición del martillo en caso de que se produzca un problema de pega. Así, de esta manera, será efectiva la activación de esta herramienta.
- Teniendo las configuraciones planteadas, es preciso realizar un análisis de pandeo ya que no todas las configuraciones que activan el martillo son las óptimas para no tener buckling.
- Para realizar este análisis es preciso tomar en cuenta el Vertical Section del pozo, ya que de éste depende el coeficiente de fricción que afecta al torque y arrastre que tendrá la propuesta de BHA. En las propuestas anteriormente descritas hay varios ejemplos de coeficientes de fricción dependiendo del Vs.
- Al optimizar un BHA es preciso trabajar con parámetros máximos que permitan tener una visión más real en caso de que se presenten problemas.

El objetivo de optimizar un BHA para la recuperación de núcleos es evitar problemas que sean asociados a la tubería y, de esta manera, tener un adecuado diseño para pozos futuros.

CAPITULO IV

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1. CONCLUSIONES

Del análisis realizado en este trabajo de titulación se obtienen las siguientes conclusiones:

- El óptimo diseño de un ensamblaje de fondo para toma de núcleos consiste en una adecuada configuración de Heavy Weight y Drill Pipe que permitan una óptima recuperación y evite problemas en la sarta de perforación.
- La recuperación de núcleos es una operación de alto riesgo que comparada a la perforación normal implica especial control en los parámetros: WOB, RPM, CAUDAL Y PRESIÓN.
- Los análisis de torque y arrastre son fundamentales para predecir si el diseño establecido para el pozo es el adecuado para una efectiva recuperación de núcleo.
- Para obtener una adecuada configuración de Heavy Weight y Drill Pipe debe satisfacer el posicionamiento del martillo y evitar cualquier tipo de deformación.
- Un adecuado diseño de BHA se establece con un respectivo análisis de torque, el mismo que depende del coeficiente de fricción que se vaya a utilizar. Dicho coeficiente de fricción se varía de acuerdo a la sección vertical que tiene el pozo del que se va a tomar núcleos.
- El diseño de BHA empleados en los pozos de estudio analizados en este trabajo de titulación no han sido satisfactorio para el posicionamiento del martillo ya que si hubiese existido algún problema de pega, este no hubiese sido efectivo al activarse con excepción del pozo Pañacocha A – 039.

- El pozo Pañacocha A – 039, trabajó con un diseño de BHA óptimo que permitió recuperar el 100% de los pies cortados y no se produjo ningún tipo de pandeo en toda la tubería tomando en cuenta que se trabajó con parámetros máximos.
- En un trabajo de recuperación de núcleos, el peso máximo que se puede aplicar a la corona es de 25 – 30 klbs, por ende el trabajo que realiza la sarta de perforación para poder cortar el núcleo ejerce un sobre esfuerzo. Por esta razón se prefiere que la sarta contenga el peso suficiente para que los parámetros de perforación no sean tan elevados.
- Al proponer un óptimo diseño de BHA para un futuro trabajo de corte, es preciso que cumpla a cabalidad todos los análisis realizados en este trabajo de titulación, y que dicho ensamblaje de fondo pueda recuperar el 100% de los pies propuestos.
- Cada diseño de BHA establecido debe acogerse a las características principales del pozo, como profundidad, litología al pozo corear, ángulo de inclinación.
- Los valores de coeficientes de fricción para el análisis de torque aumentan o disminuyen de acuerdo a la sección vertical. Cuando se tiene pozos con secciones verticales > 4000 ft, el coeficiente de fricción varía de 0.34 – 0.42 y si las secciones verticales son < 4000 ft, el coeficiente de fricción que se aplica varía de 0.28 – 0.34.
- Al proponer un diseño de BHA y al realizar el análisis de buckling, si dicho diseño presenta un tipo de pandeo en la parte de la corona o Drill Pipe no significa que la configuración propuesta no es la adecuada, ya que por la rigidez de los Drill Pipe es muy difícil que éstos tiende a deformarse.
- Antes de empezar a cortar y recuperar la muestra se circula 30 min antes para levantar los recortes de fondo que han quedado del BHA anterior.
- El proceso en la toma de núcleos es minucioso y se debe seguir a cabalidad cada paso mencionado. Un error en alguna conexión del equipo

de coring, parámetros mal establecidos pueden incurrir en la pérdida total de la muestra.

4.2. RECOMENDACIONES

Para la recuperación de núcleos en pozos direccionales tipo “J” en la sección de 8 ½” se recomienda:

- Elaborar un análisis de posicionamiento de martillo, deformación de tubería, torque, arrastre y zonas seguras antes de proponer un diseño de BHA.
- Trabajar con RPM de 40 – 50 para el primer intervalo de core y para el segundo intervalo RPM que varíen de 50 – 60. No es recomendable trabajar con RPM altas así simulen zonas seguras ya que la muestra se puede dañar
- El tipo de litología del campo Yanaquincha que tiene la sección de 8 ½” no es agresivo por lo que se sugiere trabajar con una corona de 9 aletas y cortadores de 13mm.
- En caso de tener formaciones duras se recomienda trabajar con una corona de 7 aletas y 13mm.
- Se debe trabajar con caudales bajos para evitar invasión de lodo en la muestra.
- Al diseñar un ensamblaje de fondo se debe analizar con parámetros máximos que puedan ser aplicados en caso de problemas en la recuperación de núcleos.
- Los siguientes diseños de BHA son recomendados para pozos con similares características de los estudiados:
 - ✓ Si se tiene un pozo en donde los dos intervalos de core son continuos se debe establecer un solo diseño de BHA ya que no hay gran diferencia en litología, pero si se debe controlar parámetros de perforación en especial el caudal y la presión.

- ✓ Los diseños de BHA propuestos en este trabajo de titulación son recomendados para pozos futuros que contengan características similares y que la sección a perforar sea de 8 ½". Por lo general en pozos direccionales con una sección vertical mayor a 4000 ft se puede establecer una configuración de 5DC y 27 HWDP y en pozos con secciones verticales menores se prefiere la configuración de 6DC y 29 HWDP.

- ✓ Con las configuraciones establecidas es preciso realizar el posicionamiento del martillo para saber cuántos HWDP deben colocarse en la parte superior e inferior.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Ácaro, A. & León, J. (2015). Estudio Técnico – Económico de las tecnologías de cañoneo implementadas en el complejo Yanaquincha para una futura aplicación.
- B.C.Craft y M.F.Hawkins, Jr. Ingeniería Aplicada de Yacimientos Petrolíferos. Editorial Tecnos, Madrid
- Benítez, A. (2015). Estudio de vibraciones para mejorar la tasa de penetración al perforar la formación Napo en la sección de 12 ¼” del campo Coca, Pad K. Proyecto de Titulación de pregrado en Ingeniería en Geología y Petróleos
- Bidner, M. (2001). Propiedades de la roca y los fluidos en reservorios de petróleo. Buenos Aires: Editorial Universitaria de Buenos Aires
- Cárdenas, G. & Arellano, J. (2008). Evaluación petrolera y métodos de explotación en el complejo Kumaloob – Zaap. UNAM. Recuperado de: http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/1349/A10_BIBLIOGRAF%C3%8DA.pdf?sequence=10
- Gallegos A, 2013, Estudio técnico de los ensamblajes con motor de fondo (BHA) para optimizar la perforación de pozos tipo J en la plataforma Sacha 380 del campo Sacha. Proyecto de Titulación de pregrado en Ingeniería en Geología y Petróleos. Recuperado de: <http://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/6882/1/CD-5166.pdf>
- Garcés, J. (2014). Estudio Técnico - Económico para incrementar la producción del campo Yanaquincha, mediante análisis nodal. Proyecto de Titulación de pregrado en Ingeniería en Geología y Petróleos. Recuperado de: <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/7303>

- Grittini,S. & Rodríguez,G. (2011). Simulación y análisis mecánico de perforación con casing (CWD). Agosto 30, 2011. R&D Argentina. Recuperado de: <http://www.iapg.org.ar/seccionalsur/Simulacion.pdf>
- Haro, E. & Zúñiga, P. (2012). Estudio de la mezcla óptima de carbonato de calcio del fluido de perforación Drill-In simple base (goma xántica, almidón) para minimizar el daño en las zonas productoras del campo Yanaquincha.
- Jaillard. (1997). Síntesis estratigráfica y sedimentológica del cretáceo y paleógeno de la Cuenca Oriental del Ecuador (p.86). Quito: Petroproducción
- López N, 2009, Obtención de muestras representativas de las rocas de los yacimientos petroleros. Recuperado de: <http://es.scribd.com/doc/67603813/Ing-petrolera-Nucleos>
- NOV DOWNHOLE, 2015, DH Coring Basic
- Schlumberger, (2015). Oilfield Glossary. Noviembre 17, 2015